tmmob
makina
mühendisleri
odası

Türkiye'de Termik Santraller 2017

oda raporu

Yayın No: MMO/668

tmmob
makina mühendisleri odası

TÜRKİYE'DE TERMİK SANTRALLER 2017

Nisan 2017, Ankara

Yayın No: ----------MMO/668

tmmob
makina mühendisleri odası

Meşrutiyet Mah. Meşrutiyet Cad. No: 19 Kat: 6-7
Kızılay / ANKARA
Tel: (0312) 425 21 41 444 8 666 Faks: (0312) 417 86 21
e-posta: mmo@mmo.org.tr
http://www.mmo.org.tr

YAYIN NO: MMO/668

ISBN: 978-605-01-1018-0

Bu yapıtın yayın hakkı Makina Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü değiştirilemez. MMO'nın izni olmadan kitabın hiçbir bölümü elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilmek kaydı ile alıntı yapılabilir.

Nisan 2017 / Ankara

Baskı
Ankamat Matbaacılık San. Limited Şirketi
Güleryüz Sanayi Sitesi 30. Cad. 538. Sokak
No: 60 İvedik / ANKARA
Tel: (0312) 394 54 94-95

SUNUŞ

Odamız, başta sanayi olmak üzere tüm uzmanlık alanlarında, ülke, toplum, meslek ve meslektaş çıkarlarını gözeterek kapsamlı çalışmalar yapmaktadır. Bu bağlamda, Odamız, üyelerinin bilimsel, teknik ve mesleki gelişmeleri için, sürekli ve yaygın eğitim çalışmalarını ülke genelinde etkin bir şekilde gerçekleştirmekte, çok sayıda konferans, seminer, sempozyum ve kongre düzenlemekte; kitap, dergi, bülten rapor vb. yayımlamaktadır. Odamız, enerji alanında da, ülkemizde uygulanan enerji politikalarını irdeleyen etkinlikler gerçekleştirmekte, raporlar yayımlamakta; dergi ve bültenlerinde konu ile ilgili yazılara geniş yer vermektedir. İlki 2010 yılında yayımlanan TMMOB Makina Mühendisleri Odası Türkiye'de Termik Santraller Raporu, uzun yıllar bu alanda değerli bir kaynak olmuştur. 2014 yılında yayımlanan Enerji Ekipmanları Yerli Üretimi - Durum Değerlendirmesi ve Öneriler Raporu ilgili çevrelere çok kapsamlı bilgiler sunmuştur. 2010 yılından bu yana iki yılda bir ve her defasında daha zengin bir içerikle yayımlanan Türkiye Enerji Görünümü Sunum ve Raporları, sektör için önemli bir başvuru kaynak olagelmiştir.

Bu raporlarda da belirtildiği üzere, birincil enerji arzı içinde fosil yakıtların payı, dünyada olduğu gibi Türkiye'de de yüksektir ve son yıllarda %87'ye ulaşmıştır. Büyük çoğunluğu fosil yakıta dayalı olan ülkemizdeki termik santrallerin 2016 sonu itibarıyla elektrik üretimindeki payı, kurulu güçte %57,6, üretimde %67'dir. Türkiye elektrik üretiminde termik santrallerin ve fosil yakıtların ağırlığı, kayda değer bir süre daha hissedilecektir. Buradan hareketle, termik santrallerle ilgili olarak, güncel bilgi ve değerlendirmelerin yer aldığı, daha kapsamlı ve zengin içerikli bir çalışmaya olan ihtiyacı gözlemleyen Odamız Enerji Çalışma Grubu'nun Mayıs 2016'da çok sayıda değerli uzmanın katılımı ve amatör bir anlayış ancak profesyonel bir bakışla başlattığı yeni bir rapor hazırlama çalışması, elinizdeki bu ürün ile sonlanmıştır.

Bu çalışmada, termik santraller konusunda ayrıntılı teknik bilgiler verilmiş; Türkiye'de termik santrallerin yapım ve işletme dönemlerinde yaşanan sorunlar irdelenmiş; bilimin ve tekniğin yol göstericiliğinin yanı sıra bugüne kadar edinilmiş deneyimlerin ışığında termik santrallerin kurulumunda yapılması gereken çalışmalar anlatılmıştır. Termik santrallerin verimlerinin artırılması, arıza nedeniyle oluşan duruşların azaltılması, çevreye verdikleri zararın asgariye indirilmesi, proses güvenliğinin, işçi sağlığı ve iş güvenliğinin tesis edilmesi, ithal kaynaklar yerine yerli kömür ve biyokütle kullanımına öncelik verilmesi gerektiği vurgulanmıştır. Petrol türevi sıvı yakıtların elektrik üretimindeki payının, önceki yıllara göre çok büyük oranda azalıp dünyada %5'in, ülkemizde %1'in altına inmesi nedeniyle, sıvı yakıtlı santrallerin tip ve teknolojilerine değinilmemiştir. Öte yandan önümüzdeki dönemlerde ülkemizde çok daha fazla tartışmaya neden olacak olan nükleer santrallerin tip ve teknolojileri hakkında da bilgiler aktarılmıştır.

Odamızın web sitesinden de ulaşılabilecek bu Raporun, Oda üyelerimizin, termik santrallerde ve enerji sektöründe çalışanların, üniversiteler ve tüm yükseköğretim kurumlarındaki öğretim elemanlarının, öğrencilerin ve enerjiye ilgi duyan, bu konuda bilgiye ihtiyacı olan herkesin faydalanabileceği bir başvuru kaynağı olmasını bekliyoruz.

- Raporun hazırlık çalışmalarının yöneticiliğini ve editörlüğünü üstlenen ve bölüm yazarlığı yapan MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Orhan Aytaç'a,

- Raporun planlanmasında yer alan ve bölüm yazarlığı yapan MMO Yönetim Kurulu ve Enerji Çalışma Grubu Üyesi Şayende Yılmaz ile MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz Türkyılmaz'a,

- MMO Enerji Çalışma Grubunun hazırladığı tüm Raporlar için olduğu gibi, bu Raporun redaksiyonu için de yoğun emek harcayan MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Maden Mühendisi Mehmet Kayadelen'e,

- Rapordaki grafik ve şekillere son şeklini veren ve Türkçeleştiren MMO Üyesi Evren Özgür'e,

- Raporun yayımlanması öncesinde son yazım kontrolünü yapan MMO Basın Danışmanı İlhan Kamil Turan'a,

- Çok değerli makaleleriyle Raporu zenginleştiren Abdullah Anar, Dr. Benan Başoğlu, Budak Dilli, Cemal Kozacı, Dr. Çağatay Dikmen, Erkan Çetinkaya, Haluk Büyükhatipoğlu, Haluk Direskeneli, İrfan Uçar, Dr. İskender Gökalp, İsmail Salıcı, Dr. Mustafa Tolay, Muzaffer Başaran, Mücella Ersoy, Dr. Nejat Tamzok, Nilgün Ercan, Orhan Yıldırım, Serdar Akyüz ve Tuğrul Başaran'a,

- Katkılarıyla Rapordaki görüş ve önerileri geliştiren ve zenginleştiren ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyelerine,

- Çok kısıtlı bir sürede yoğun ve özverili bir çalışmayla Raporu yayına hazırlayan MMO Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına

Teşekkür ederiz.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu

Nisan 2017

İÇİNDEKİLER

1. Giriş 1
Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ
1.1 Dünyada ve Türkiye'de Enerjide Fosil Yakıtlara Bağımlılık Sürüyor 1
1.2 Türkiye'de Elektrik Üretiminin Gelişimi 4

TERMİK SANTRAL TİPLERİ VE TEKNOLOJİLERİ

2. Kömür Yakıtlı Santraller 11
Muzaffer BAŞARAN
2.1 Teorik Çerçeve 11
2.2 Kömürlü Santrallerin Genel Yapısı ve Üniteler 13
2.3 Akışkan Yataklı Kazanlar 26
2.4 Buhar Parametrelerine Göre Kömürlü Kazan Tipleri 32

3. Kömürün Gazlaştırılması Yoluyla Elde Edilen Sentez Gazından Elektrik Üretimi – Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi (IGCC) 41
Dr. İskender GÖKALP, Mücella ERSOY
3.1 Giriş 42
3.2 Kömürün Gazlaştırılmasının Genel Tanıtımı 42
3.3 IGCC (Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim) Teknolojisi 44
3.4 IGCC-Uygulamaları 45
3.5 IGCC-Maliyetleri 49
3.6 Sonuç 49

4. Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbinleri ve Kombine Çevrim Santralleri 53
Orhan YILDIRIM
4.1 Düşük Kalorili Gaz Yakıt Çeşitleri 53
4.2 Gaz Türbinleri 61
4.3 Gaz Türbin Yakıtları 69
4.4 Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbini Kombine Çevrim Santrali 76

5. Doğal Gaz Yakıtlı Santraller 81
Tuğrul BAŞARAN
5.1 Giriş 81
5.2 Basit Çevrim 81
5.3 Kombine Çevrim 82
5.4 Teorik Çerçeve 82
5.5 Gaz Santrallerine Özgü Ekipmanlar 84
5.6 Operasyon ve Kısmi Yük Özellikleri 88
5.7 Kombine Çevrim Santrallerin Diğer Termal Santrallerle Kıyaslanması 88

6. Biyokütle (Orman ve Tarım Atıkları) Yakıtlı Santraller 91
Dr. Mustafa TOLAY
6.1 Giriş 91
6.2 Biyokütleden Enerji Üreten Sistemler 92
6.3 Sonuçlar 98

7. Hayvansal, Tarımsal ve Kentsel Atıklardan Enerji Üretimi 101
Orhan AYTAÇ
7.1 Hayvansal, Tarımsal ve Arıtma Tesisi Kaynaklı Atıkların Gazlaştırılması Yoluyla Elektrik Üretimi 101
7.2 Kentsel ve Endüstriyel Atıkların Gazlaştırılması Yoluyla Elektrik Üretimi 102

8. Nükleer Santraller 107
Dr. Benan BAŞOĞLU
8.1 Türbin Adası 108
8.2 Nükleer Ada 109
8.3 Dünyada Kullanılan Ticari Nükleer Santral Türleri 113

TÜRKİYE'DE KÖMÜR VE BİYOKÜTLE POTANSİYELİ

9. Yerli Kömüre Dayalı Termik Santral Potansiyeli, Darboğazlar ve Çözüm Önerileri 135
Dr. Nejat TAMZOK
9.1 Giriş 135
9.2. Türkiye'de Kömüre Dayalı Santraller 135
9.3 Kömüre Dayalı Termik Santral Potansiyeli 139
9.4 Potansiyelin Önündeki Darboğazlar ve Çözüm Önerileri 142

10. Ülkemizin Orman ve Tarımsal Biyokütle Potansiyeli 147
Dr. Mustafa TOLAY
10.1 Giriş 147
10.2 Odunsu Biyokütle 151
10.3 Orman Artıklarının Kapasitesi 153
10.4 Türkiye'de Tarımsal Biyokütle Potansiyeli 155
10.5 Enerji Bitkileri 156

11. Yerli Kömür Kaynakları Elektrik Üretiminde Kullanılmalı mı, Neden? 159
Oğuz TÜRKYILMAZ

TÜRKİYE'DE MEVCUT TERMİK SANTRALLERİN DÖKÜMÜ VE GENEL DURUM

12. Türkiye'de Termik Santrallerin Detaylı Dökümü (Envanteri) ve Santraller Hakkında Genel Bilgiler 167
Şayende YILMAZ
12.1 Yerli Kömür Santralleri (Taş Kömürü, Linyit ve Yerli Asfaltit) 167
12.2 İthal Kömür Yakıtlı Termik Santraller 180
12.3 Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralleri 185
12.4 Sıvı Yakıtlı Santraller 195
12.5 Diğer Yakıtlı Santraller 195
12.6 Biyokütle Enerji Santralleri (BES) 196

13. Termik Santrallerimizin Kapasite (Kullanım) Faktörlerinin İrdelenmesi 223
Budak DİLLİ
13.1 Genel 223
13.2 Termik Santrallerin Kapasite Faktörlerinin Yıllara Göre Değişimi 223
13.3 Termik Santral KF'lerinin Yakıt Cinslerine Göre İrdelenmesi 225
13.4 Termik Santral KF'lerinin Santral Sahipliğine Göre İrdelenmesi 228

14. Enerji Piyasalarında Ticari Mağduriyet Nedir? 231
Haluk DİRESKENELİ

15. Türkiye'de Termik Santrallerde Yaygın Arızalar ve Uzun Duruşların Nedenleri, Sonuçları 233
Orhan AYTAÇ
15.1 Giriş 233
15.2 Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları 233
15.3 Termik Santrallerde Arıza Çeşitleri 237
15.4 Ülkemizde Termik Santrallerde Yaşanmış Olan Uzun Duruşlar 240
15.5 Sonuç 241

16. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Verimlilik Çalışmaları, İyileştirmeler ve Kazanımlar 243
Muzaffer BAŞARAN
16.1 Giriş 243
16.2 Buhar Santralleri 244
16.3 Santrallerde İyileştirme (Rehabilitasyon) Kavramı 246
16.4 Santrallerin Yaşlanması 246
16.5 İyileştirme Yapmanın Nedenleri 247
16.6 İyileştirme Kapsamının Belirlenmesi 248
16.7 Dünyada İyileştirme 249
16.8 Türkiye'de İyileştirme 252
16.9 Kojenerasyon 259
16.10 Sonuç 260

17. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerin Çevreye Olumsuz Etkileri ve Bu Etkilerin Bertarafı 263
Dr. A. Çağatay DİKMEN
17.1 Giriş 263
17.2 Kömür Yakıtlı Termik Santrallerin Çevre Sorunları 264
17.3 Çevre Sorunlarının Bertarafı 265
17.4 Sonuç ve Değerlendirme 273

18. ÇED Raporlarını Ciddiye Almak Gerekir 277
Haluk DİRESKENELİ

19. Termik Santrallerde Modern Bakım Yöntemleri 279
Serdar AKYÜZ
19.1 Giriş 279
19.2 Bakım Yöntemleri 279
19.3 Kestirimci Bakım, Şartlara Yönelik Bakım 282
19.4 Termik Santrallerde Modern Bakım ve Yenileme Teknikleri 287
19.5 Sonuç 301

20. Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Yangın Tehlike Kaynakları, Riskler ve Kontrol Önlemleri.....303
Cemal KOZACI
20.1 Giriş.....303
20.2 Yangın Tehlikesi Olan Başlıca Tesisler.....303
20.3 Yangın Önleme ve Mücadele Tesisleri.....314
20.4 İtfaiye Yapılanması.....317
20.5 Denetimler.....319

21. Termik Santrallerde Proses Güvenliği.....321
Abdullah ANAR
21.1 Giriş.....321
21.2 Proses Güvenliği.....321
21.3 Termik Santrallerde Proses Güvenliği.....325
21.4 PGY Bileşenlerinin Değerlendirilmesi.....327
21.5 Sonuç.....336

22. Termik Santrallerde İşçi Sağlığı ve İş Güvenliği (İSG).....339
Abdullah ANAR
22.1 Giriş.....339
22.2 Termik Santrallerin İnşasının İSG Açısından Analizi.....339
22.3 İSG Yönetimi.....341
22.4 Sonuç.....363

ÜLKEMİZDE TERMİK SANTRAL KURULUMUNDA MÜHENDİSLİK, YAPIM, KABUL İŞLEMLERİ HAKKINDA BİLGİLER, ÖNERİLER

23. Termik Santral Yapım Sürecinde Edinilen Deneyimler Işığında Dikkat Edilmesi Gerekenler.....367
Haluk BÜYÜKHATİPOĞLU, İrfan UÇAR
23.1 Konsept Belirleme.....367
23.2 Fizibilite Etüdü.....368
23.3 ÇED Süreci.....368
23.4 Lisans Alma.....369
23.5 Finansman Temini.....371
23.6 Projelendirme.....371
23.7 İnşa.....372

24. Termik Santral Yapımında Proje Yönetimine Genel Bir Bakış.....381
Nilgün ERCAN
24.1 Giriş.....381
24.2 Projenin Safhaları.....382
24.3 Büyük Projelerde Olası Sorunlar ve Nedenleri.....389
24.4 Türkiye'de (Termik) Santral Yapımı ve İşletmeye Alınmasına İlişkin Bazı Düzenlemeler.....391
24.5 Sonuç Yerine.....396

25. Termik Santral Kurulumunda Temel Tasarımdan İşletmeye Almaya Kadar; Yerli Mühendislik, Müşavirlik ve Uygulama Kontrollüğü, Olanaklarımız ve Yapılması Gerekenler 399
İsmail SALICI
25.1 Giriş 399
25.2 Tarihçe, Yerli Firmaların Termik Santrallerle Yüzleşmesi 400
25.3 Yerli Mühendislik ve Müşavirlik Hizmetlerinde Bugünkü Durum 402
25.4 Sonuç 408

26. Termik Santral Kurulumunda Son Yıllarda Yaşanan Bir Olgu: "Çin Faktörü" 421
İsmail SALICI

TERMİK SANTRAL EKİPMANLARININ YERLİ TASARIM VE ÜRETİMİNDE DURUM TESPİTİ VE YAPILMASI GEREKENLERE YÖNELİK ÖNERİLER

27. Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi 427
Şayende YILMAZ
27.1 Termik Santrallerde Kullanılan Ekipmanların Yerli Üretiminin Değerlendirilmesi 428
27.2 Sanayi İşbirliği Programı 433
27.3 Enerji Ekipmanlarında Yerli İmalatın Geliştirilmesi ve Üretimin Artırılması İçin Atılması Gereken Adımlar 434

28. Enerji Makinalarının Yerli Üretiminde Kamu Girişimciliği 437
Erkan ÇETİNKAYA
28.1 Giriş 437
28.2 Türkiye'nin Enerji Politikası 438
28.3 Türkiye'nin Enerji Makinaları Tarihi 439
28.4 Enerji Makinaları Üretimi Niçin Yapıl(a)mıyor? 441
28.5 Termik Santraller 443
28.6 Yapılması Gerekenler 447

29. Nükleer Santral Projelerinin Yerli Mühendislik, İmalat, Montaj ve İşletme Açısından İrdelenmesi ve Yapılması Gerekenlere Yönelik Öneriler 451
Dr. Benan BAŞOĞLU
29.1 Giriş 451
29.2 Santral Sahipliği Modeli 453
29.3 "Soft" Teknolojiler 454
29.4 Üretim Teknolojilerinde Standardizasyon Anlayışı 455
29.5 Enerji Sektöründe Öğrenen Yapıların Oluşturulmaması 456
29.6 Yerlileştirme ile İlgili Öneriler 458

SON SÖZ

30. Sonuç ve Öneriler 465
Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ

Yazarlarımızın özgeçmişleri bölüm sonlarında yer almaktadır. Birden çok bölümü hazırlayan yazarların özgeçmişleri sadece ilk metinlerinden sonra verilmiştir.

KISALTMALAR

AB	:	Avrupa Birliği
ACFBC	:	Atmosfer dolaşımlı akışkan yatakta yakma (Atmospheric circulating fluidized bed combustion)
ACPD	:	Alternatif akım-Gerilim düşümü, tahribatsız muayene yöntemi (Alternating current-potential drop)
AG	:	Alçak gerilim
AIChE CCPS	:	Amerika Kimya Mühendisleri Enstitüsü Kimyasal Proses Güvenliği Merkezi (The American Institute of Chemical Engineers, Center for Chemical Process Safety)
ASME	:	Amerikan Makina Mühendisleri Derneği (The American Society of Mechanical Engineers)
ASME PTC	:	ASME Performans Test Esasları (ASME Performance Test Codes)
AY	:	Akışkan yatak
AYY	:	Akışkan yatakta yakma
BEKRA	:	Büyük endüstriyel kaza risklerinin azaltılması
BES	:	Biyokütle enerji santrali
BGD	:	Baca gazı desülfürizasyon
BGKAT	:	Baca gazı kükürt arıtma tesisleri
BoP, BOP	:	Ortak/Yardımcı sistemler (Balance of plant)
BTYK	:	Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu
CCGT	:	Kombine çevrim gaz türbini (Combined cycle gas turbine)
CCPP	:	Kombine çevrim güç santrali (Combined cycle power plant)
CCTV	:	Kapalı devre televizyon (Closed circuit television)
CFB	:	Dolaşımlı akışkan yataklı kazanlar (Circulating fluidized bed boilers)
CFCU	:	Merkezi Finans ve İhale Birimi (Central Finance and Contracts Unit)
CHP	:	Kombine ısı ve güç (Combined heat and power)
CLP	:	Maddelerin ve karışımların sınıflandırılması, etiketlenmesi ve ambalajlanması (Classification, labelling and packaging)
CNG	:	Sıkıştırılmış doğal gaz (Compressed natural gas
CPM	:	Kritik yol yöntemi (Critical path method)
CRT	:	Bilgisayarlı radyografik test (Computed radiographic test)
CSChE	:	Kanada Kimya Mühendisliği Derneği (The Canadian Society for Chemical Engineering)
ÇED	:	Çevresel etki değerlendirme
ÇSGB	:	Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı
ÇŞB	:	Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
DCS	:	Dağıtık kontrol sistemi (Disributed control system)
DeNOX	:	Azot oksit arıtma sistemi (Nitrogenoxide decomposition process)
DG RTD	:	Avrupa Komisyonu Araştırma ve Yenilik Genel Direktörlüğü (European Commission Directorate General for Research and Innovation)
DG TREN	:	Avrupa Komisyonu Enerji ve Ulaştırma Genel Direktörlüğü (European Commission Directorate General for Transport and Energy)

DGKÇ	:	Doğalgaz kombine çevrim santrali
DIN	:	Alman Standartlar Enstitüsü (Deutsches Institut für Normung)
DM	:	Boyutsal kontrol (Dimensional control)
DRT	:	Sayısal radyografik test (Digital radiographic test)
DPT	:	Devlet Planlama Teşkilatı
EA	:	Enerji Ajansı
EAL	:	Eşdeğer emre amadelik kayıpları (Equivalent availability loss)
EBM	:	Ekipman merkezli bakım (Equipment based maintenance)
EBRD	:	Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (European Bank for Reconstraction and Development)
EI	:	Enerji Enstitüsü (Energy Institute)
EIA	:	Çevresel etki değerlendirme, ÇED (Environmental impact assessment)
EKED	:	Etiketle, kilitle, emniyete al, dene
EMAT	:	Elektromanyetik akustik transdüser (Electromagnetic acoustic transducer)
EMC	:	Elektromanyetik uyumluluk (Electromagnetic compatibility)
EMO	:	Elektrik Mühendisleri Odası
EPC	:	Bir işte mühendislik, tedarik, yapım işlerinin tümünün sorumluluğunun (anahtar teslimi olarak) tek firma tarafından üstlenilmesi (Engineering-procurement-construction)
EPPSA	:	Avrupa Elektrik Santrali Tedarikçileri Derneği (European Power Plant Suppliers Association)
EPRI	:	Elektrik Enerjisi Araştırma Enstitüsü, Amerika (Electric Power Research Institute)
ERP	:	Kurumsal kaynak planlaması (Enterprise resource planning)
ESF, ESP	:	Elektro statik filtre, elektrofiltre (Electrostatic filter, electrostatic precipitator)
ESIA	:	Çevresel ve sosyal etki değerlendirme (Environmental and social impact assessment)
ET	:	Eddy-akım muayenesi (Eddy-current testing)
ETA	:	Olay ağacı analizi (Event tree analysis)
ETKB	:	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETKY	:	Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği
ETPY	:	Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği
EÜAŞ	:	Elektrik Üretim A.Ş
FAC	:	Akışla hızlandırılmış korozyon (Flow accelerated corrosion)
FD Fan	:	Taze hava fanı [Zorlamalı çekiş fan (Forced draft fan)]
FGD	:	Baca gazı desülfürizasyonu (Flue-gas desulfurization)
FIDIC	:	Müşavir Mühendisler Uluslararası Federasyonu (Federation Internationale Des Ingnieurs Conseils)
FM	:	Factory Mutual [Özel ve büyük riskleri sigortalayan FMI (Factory Mutual Insurance) şirketinin, malzeme ve sistemlere performans onayı veren bağımsız teknik kuruluşu]
FMEA	:	Hata türleri ve etkileri analizi (Failure mode effects analysis)
FMECA	:	Hata türleri ve etkileri kritiklik analizi (Failure and mode criticality effect analysis)

FTA	:	Hata ağacı analizi (Fault tree analysis)
GBF	:	Güvenlik bilgi formu
GMB	:	Güvenilirlik merkezli bakım
HAZID	:	Tehlike tanımlama (Hazard identification)
HAZOP	:	Tehlike ve işletilebilirlik (Hazard and operability)
HDGKÇS	:	Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali
HHV	:	(Yakıtın) üst ısıl değeri (higher heating value)
HT	:	Sertlik testi (Hardness testing)
HV	:	Yüksek gerilim testi (High voltage testing)
HVAC	:	Isıtma havalandırma iklimlendirme (Heating ventilation and air conditioning) sistemi
I&C	:	Enstrümantasyon ve kontrol (Instrumentation and control)
ID Fan	:	Cebri çekme fanı (Induced draft fan)
IEB	:	Isıdan etkilenen bölge (kaynak işlemi nedeniyle)
IFC	:	Uluslararası Finans Kuruluşu (International Finance Corporation)
IGCC	:	Entegre gazlaştırma kombine çevrim (Integrated gasification combined cycle)
IR	:	Kızılötesi termografi (Infrared termography)
IRR	:	İç karlılık oranı (Internal rate of return)
ISU	:	İzmit Su ve Kanalizasyon İdaresi
İÇDAŞ	:	İstanbul Çelik Demir İzabe Sanayi A.Ş.
İSKEN	:	İskenderun Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.
JORC	:	Cevher Rezervleri Birleşik Komitesi, Avusturalya (Joint Ore Reserves Committee) [Avusturalya Madencilik ve Metalürji Enstitüsü, Avusturalya Yerbilimciler Enstitüsü, Avusturalya Mineral Konseyi - Cevher Rezervleri Birleşik Komitesi (Joint Ore Reserves Committee of the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, Australian Institute of Geoscientists, and Minerals Council of Australia)]
KA	:	Konvansiyonel Ada
KF	:	Kapasite faktörü
KFW	:	AlmanYatırım Bankası (Kreditanstalt für Wiederaubau)
KİT	:	Kamu İktisadi Teşebbüsü
KKD	:	Kişisel koruyucu donanım
KSNP	:	Kore Standart Nükleer Santrali
LCP	:	Büyük yakma tesisleri (Large combustion plants)
LFET	:	Düşük frekanslı elektromanyetik teknik (Low frequency electromagnetic technique)
LFG	:	Çöp gazı (Landfill gas)
LHV	:	(Yakıtın) Alt ısıl değeri (Lower heating value)
LNG	:	Sıvılaştırılmış doğal gaz (Liquefied natural gas)
LOPA	:	Koruma analizi katmanı (Leyer of protection analysis)
LOTO	:	Etiketle, kilitle, emniyete al, dene (Lockout/Tagout)
MCC	:	Motor kontrol merkezi, tesisteki elektrik motorlarının ana besleme ve kontrol cihazlarının yer aldığı üniteler (Motor control center)
MCFC	:	Erimiş karbonatlı yakıt hücresi (Molten carbonate fuel cell)

MİLGES	:	Milli Güneş Enerjisi Santrali Geliştirilmesi Projesi
MİLHES	:	Milli Hidroelektrik Santral Sistemleri Geliştirilmesi Projesi
MİLRES	:	Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi Projesi
MİLTES	:	Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi ve Yerlileştirilmesi Projesi
MKEK	:	Makina ve Kimya Endüstrisi Kurumu
MR	:	Metalografik replik (Metallographic replica)
MT	:	Manyetik parçacık muayenesi (Magnetic particle testing)
MTA	:	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
NDT	:	Tahribatsız Muayeneler (Nondestructive testing)
NFPA	:	Ulusal Yangından Korunma Kurumu, ABD (National Fire Protection Association)
NPV	:	Net bugünkü değer (Net present value)
OA/QC	:	Kalite güvence/Kalite kontrol (Quality assurance/Quality control)
OG	:	Orta Gerilim
OHSAS	:	İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetim Sistemi (Occupational health and safety management system)
ORÇ	:	Organik Rankine Çevrimi
OSHA – US	:	Amerika Birleşik Devletleri İş Güvenliği ve Sağlığı İdaresi (Occupational Safety and Health Administration-United States)
P&ID	:	Borulama ve enstrümantasyon diyagramları (Piping and instrumentation diagram)
PAFC	:	Fosforik asit yakıt hücresi (Phosphoric acid fuel cell)
PBFBC	:	Basınçlı kabarcıklı akışkan yataklı yakma (Pressurized bubbling fluidized bed combustion)
PCFBC	:	Basınçlı dolaşımlı akışkan yataklı yakma (Pressurized circulating fluidized bed combustion)
PCM	:	Kâr merkezli bakım (Profit centered maintenance)
PdM	:	Kestirimci bakım (Predictive maintenance)
PEC	:	Darbeli Eddy akımları (Pulsed Eddy current)
PEMFC	:	Proton değişimli membran yakıt hücresi (Proton exchange membrane fuel cell)
PERT	:	Program değerlendirme ve gözden geçirme tekniği (Program evaluation and review technique)
PGY	:	Proses güvenliği yönetimi
PK- PC	:	Püskürtme toz (pulverize) kömür
PM	:	Partikül madde
PMI	:	Pozitif malzeme tanımlama (Positive material identification)
PQR	:	Yöntem testi onay raporu (Procedure qualification record)
PT	:	Sıvı penetrant muayenesi (Liquid penetrant testing)
PUS	:	Proje uzmanlık sertifikası
RBI	:	Risk tabanlı kontrol (Risk based inspection)
RCM	:	Güvenilirlik merkezli bakım (Reliability centered maintenance)
RH	:	Ara kızdırıcı (Reheater)
RİTM	:	Rüzgar Gücü İzleme ve Tahmin Merkezi / YEGEM - ETBK
RMS-A	:	Basınç düzenleme ve ölçme istasyonu (Regulating and metering station)
RT	:	Radyografik muayene (Radiographic testing)
SCR	:	Seçici katalitik indirgeme (Selective catalytic reduction)

SDH	:	Saha ve Destek Tesisleri
SH	:	Kızdırıcı (Süper heater)
SIL	:	Güvenlik bütünlük seviyesi (Safety integrity level)
SİP	:	Sanayi İşbirliği Programı
SIS	:	Güvenlik enstrüman sistemi (Safety instrument system)
SKHKK	:	Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği
SNCR	:	Seçici katalitik olmayan indirgeme (Selective non-catalytic reduction)
SOFC	:	Katı oksit yakıt hücresi (Solid oxid fuel cell)
TCDD	:	Türkiye Cumhuriyeti Devlet Demiryolları
TD	:	Tanjant delta testi (Tangent delta measurement)
TEAŞ	:	Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEİAŞ	:	Türkiye Elektrik İletim A.Ş
TEİAŞ–APK	:	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.-Araştırma Planlama Koordinasyon Dairesi
TEK	:	Türkiye Elektrik Kurumu
TEP	:	Ton eşdeğer petrol
TETAŞ	:	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKİ	:	Türkiye Kömür İşletmeleri
TOBB-ETU	:	Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği-Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi
TPM	:	Toplam üretken bakım (Total productive maintenence)
TRIJEN	:	Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi Projesi
TPE	:	Türk Patent Enstitüsü
TSE	:	Türk Standartları Enstitüsü
TTGV	:	Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı
TÜBİTAK-MAM	:	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu-Marmara Araştırma Merkezi
UT	:	Ultrasonik muayene (Ultrasonic testing)
UT-PA	:	Faz kontrollü ultrasonik muayene (Phased array ultrasonic test)
UT-ToFD	:	Time-of-flight diffraction ultrasonic test
VDI	:	Alman Mühendisler Derneği (TheAssociation of German Engineers-Verein Deutscher Ingenieure)
VT	:	Görsel muayene (Visual testing)
WB	:	Dünya Bankası (World Bank)
WPS	:	Kaynak talimatı, Kaynak yöntem spesifikasyonu (Welding Procedure Specification)
YEGM	:	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEKDEM	:	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YG	:	Yüksek Gerilim
ZETES	:	Zonguldak Eren Termik Santrali

1. GİRİŞ

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

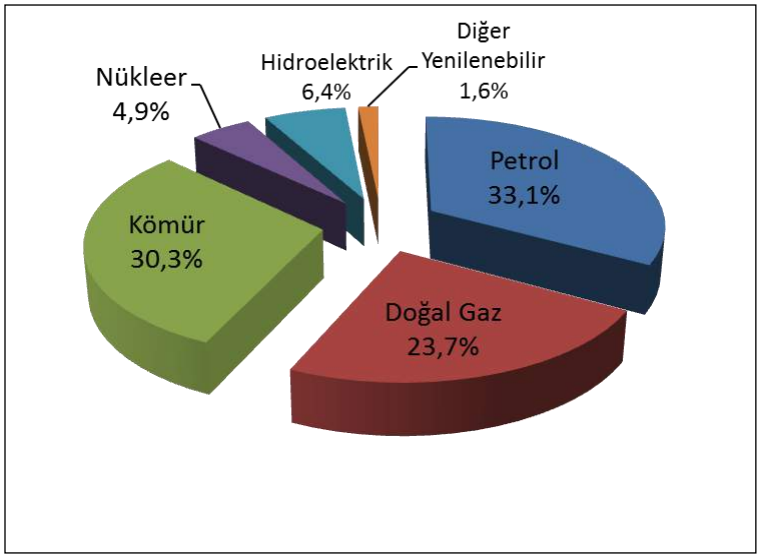
Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

Termik santraller, katı, sıvı ve gaz halindeki fosil yakıtların ısıl enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren santrallerdir. Bu kapsamda kömür santralleri, fuel-oil santralleri ve doğal gaz santralleri yer almaktadır. Öte yandan biyokütleden elektrik üreten tesisler de termik santral olarak değerlendirilebilir. Nükleer santralleri termik santrallerden farklı yapan en önemli husus, enerji üretimine yönelik ısı kaynağıdır. Bir nükleer santralde ısı, nükleer yakıt bölgesinde meydana gelen kontrollü zincirleme bölünme tepkimesi sonucunda ortaya çıkmaktadır.

1.1 Dünyada ve Türkiye'de Enerjide Fosil Yakıtlara Bağımlılık Sürüyor

Petrol, gaz ve kömür tekellerinin çok etkin olduğu günümüz dünyasında, Grafik 1.1'den görüleceği üzere 2015 yılında toplam 13.147 Milyon TEP olan birincil enerji tüketiminde petrol % 32,9'luk payla birinci sırada yer almakta, petrolü kömür (% 29,2) ve doğal gaz (% 23,9) izlemektedir. Toplamda % 86 oranında olan fosil yakıtlara yüksek bağımlılık, izlenen politikalarda radikal değişiklikler olmadığı sürece, kısa ve orta dönemde kayda değer bir azalma göstermeyecektir. Hava ve çevre kirliliğinin insan ve toplum yaşamına olumsuz etkilerini azaltmak, iklim değişikliğinin insan yaşamını tehdit eden, kuraklıklar, orman yangınları, beklenmedik zamanlarda yüksek yağışlar ve su baskınları, çok sert geçen kışlar vb. olumsuz etkilerini azaltmak, hızlı sıcaklık artışı eğilimini en çok 1,5-2 derece ile sınırlamak için; enerji tüketiminde fosil yakıtların payını mutlaka radikal bir şekilde düşürmek gerekmektedir.



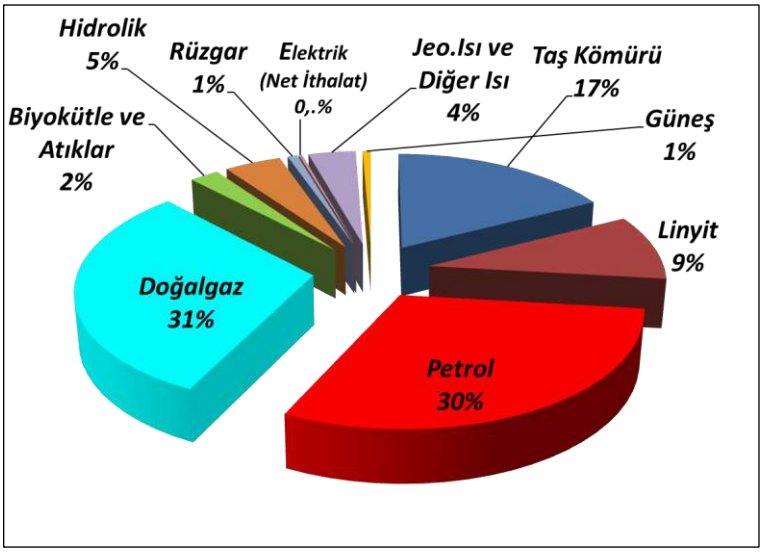
Grafik 1.1 Kaynaklar Bazında Dünya Birincil Enerji Tüketimi (%).

Kaynak: BP Statistical World Review of Energy, Haziran 2016

Elektriğe hala erişemeyen, dünya nüfusunun beşte birine ulaşan "enerji yoksunu" 1,4 milyar insanı, elektrik kullanabilir hale getirebilmek, yemek pişirmek ve ısınmak için çalı çırpıdan yararlanmanın ötesine geçememiş yüz milyonlarca insanı, bu ihtiyaçlarını çağa uygun biçimde karşılayabilmeleri için, enerji sektörünü özel tekellerin salt kâr amaçlı egemenliğinden çıkarıp kamusal bir düzleme aktarmak ve yenilenebilir kaynaklara dayalı, düşük karbon emisyonlu bir ekonomiye yönelerek, enerjide demokratik bir denetimi/programı gerçekleştirmeye ihtiyaç vardır. Enerji; bir ülkenin sosyal, kültürel, ekonomik gelişmesindeki en önemli etkenlerden birisidir. Ama yerli teknolojiniz yoksa, enerji arzı, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına değil de, ağırlıkla ithal kaynaklara dayalı ise; toplum çıkarlarını gözeten bir planlama uygulanmıyorsa; enerji yatırımlarında toplumun değil, yanlızca kazançlarını azamileştirme amacında olan sermaye gruplarının çıkarlarını gözeten politika ve uygulamalara dayalı enerji politikaları dayatılıyorsa, enerji toplumsal ve ekonomik gelişmeye katkı sağlayan bir unsur olmaktan çıkar. Yoğun dışa bağımlılık, artan enerji faturaları, teminde aksama ve sıkıntılar nedeniyle, enerji, ülkenin güvenliği için bir sorun kaynağı, gelişmenin ve bağımsızlığın önündeki en önemli engellerden biri de olabilir.

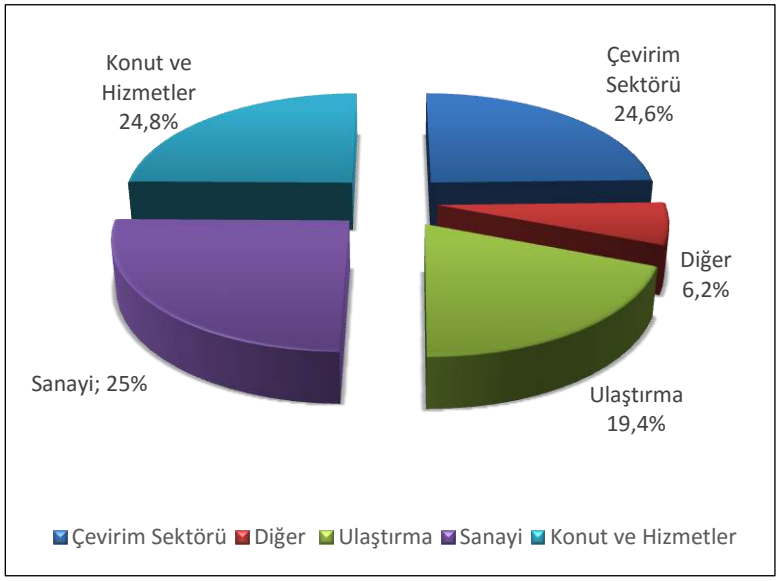
BU NEDENLE, TOPLUM ÇIKARLARINI KORUMAYI VE GELİŞTİRMEYİ AMAÇLAYAN DEMOKRATİK ENERJİ POLİTİKALARI VE PROGRAMINI; ÖNCE HAYALETMEK, SONRA TANIMLAMAK, TASARLAMAK, KURGULAMAK, GELİŞTİRMEK VE UYGULAMAK İÇİN YOĞUN BİR ŞEKİLDE ÇALIŞMAMIZ GEREKMEKTEDİR.

Grafik 1.2'de görüleceği üzere, Türkiye birincil enerji arzı içinde fosil yakıtların payı, dünyada olduğu gibi yüksektir ve % 87'ye ulaşmaktadır. Birincil enerji tüketiminin sektörel dağılımı ise Grafik 1. 3'te yer almaktadır.



Grafik 1.2 Kaynaklara Göre 2015 Türkiye Birincil Enerji Arzı

Kaynak: Türkiye Enerji Görünümü 2016



Grafik 1.3 Türkiye Birincil Enerji Tüketiminin Sektörel Dağılımı (Elektrik çevrim sektörü dâhil)

Kaynak: Türkiye Enerji Görünümü 2016

Tablo 1.1'den görüleceği üzere, 1990-2015 döneminde birincil enerji talebindeki hızlı artışa karşın yerli üretimdeki artış sınırlı kalmış, toplam enerji ithalatı yükselirken, yerli üretimin talebi karşılama oranı gerilemiştir.

Tablo 1.1 Genel Enerji Dengesinin Değişimi (1990-2015)

	1990	2015	Değişim
Toplam Enerji Talebi *(Milyon TEP)*	52,7	129,27	↑ %145,29↑
Toplam Yerli Üretim *(Milyon TEP)*	25,5	31,13	↑ %22,08
Toplam Enerji İthalatı *(Milyon TEP)*	30,6	122,85	↑ %301,47↑
Yerli Üretimin Talebi Karşılama Oranı	% 48,39	% 24,08	↓ - %50,24 ↓

Kaynak: ETBK

Enerji maddeleri ithalatı rekor kırarak, 60 milyar dolara ulaştığı 2012'yi izleyen yıllarda gerilemiş, 2013'de 55,9 ve 2014'de 54,9 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. 29 Ocak 2016 tarihli AA haberine göre, 2015 enerji maddeleri ithalatı, 2014'e kıyasla % 37 azalmış ve 37,8 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki düşmenin etkisiyle, kesin olmayan verilere göre, 2016'da enerji maddeleri ithalatı, % 28,2 düşüşle 27,2 milyar olmuştur.[1]

Ancak dünya ölçeğinde enerji girdi fiyatlarındaki yükselme eğilimi ve döviz kurlarındaki yükseliş, 2017'de enerji faturasının ağırlığının artacağı işaretini vermektedir.

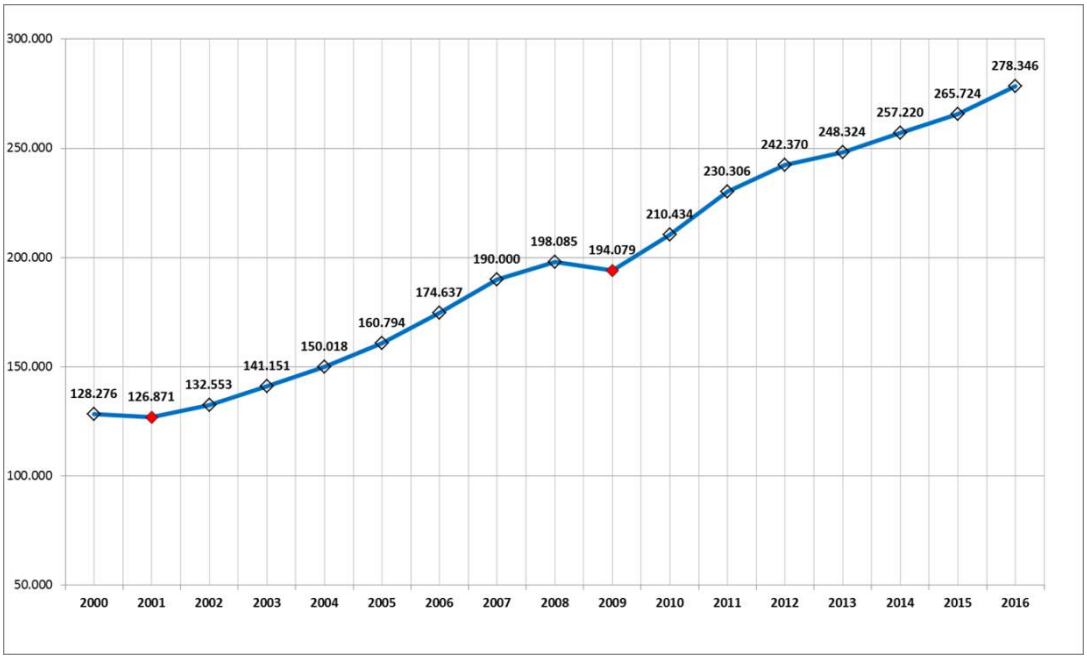
1.2 Türkiye'de Elektrik Üretiminin Gelişimi

Grafik 1.4'ten görüleceği üzere ülkemizde elektrik talebinde hızlı bir atış olmuş ve 2000-2016 döneminde tüketime sunulan elektrik miktarı % 117,98 oranında artmıştır.

Tablo 1.2'de 2010-2016 döneminde ülkemiz kurulu gücünün dayandığı kaynaklar ve gelişimi görülmektedir. Bu dönemde kurulu güç % 58,5, santral sayısı ise % 307,2 oranında artmıştır. 2016 sonu kurulu gücün içinde termik santrallerin payı % 57,6'dır.

Geçtiğimiz dönemlerde elektrik talebinde yüksek oranda artışlar olmuştur. Bununla birlikte,Türkiye'nin her yedi-sekiz yılda bir ciddi bir ekonomik krizle karşı karşıya kaldığı (1994, 1999, 2001,2008-2009) dikkate alınmalıdır. Diğer tarafta, ülke ekonomisindeki gelişmelerle bağlantılı olarak, elektrik talep artış hızı yavaşlamaktadır. Geçtiğimiz dönemlerde elektrik talep artışı, milli gelir artış hızından fazla gerçekleşmekteydi. Ancak, elektrik tüketim kompozisyonun değişmesiyle birlikte, bu ilişkide de değişiklik söz konusudur. Elektrik tüketim artışı giderek milli gelir artış oranına yaklaşmaktadır.

[1] http://www.enerjigunlugu.net/icerik/21587



Grafik 1.4 Tüketime Sunulan Elektrik Enerjisi (2000-2016)

Kaynak: TEİAŞ

Tablo 1.2 Türkiye Elektrik Enerjisi Kuruluşları ve Yakıt Cinslerine Göre Kurulu Güç Gelişimi (2010-2016)

KURULUŞLAR	2010 YILI SONU		2011 YILI SONU		2012 YILI SONU		2013 YILI SONU		2014 YILI SONU		2015 YILI SONU		2016 YILI SONU	
	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)
EÜAŞ	20.368,8	119	20.280,4	92	20.904,8	97	21.066,7	79	20.832,2	80	20.322,6	77	20.105,0	72
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	3.834,0	5	3.870,0	5	3.870,0	5	2.714,0	4	1.034,0	1	0,0	0	0,0	0
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	650,1	2	747,7	30	875,2	38	938,3	55	940,6	55	946,2	60	1.477,5	66
YAP İŞLET SANTRALLARI	6.101,8	5	6.101,8	5	6.101,8	5	6.101,8	5	6.101,8	5	6.101,8	5	6.101,8	5
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	2.439,4	23	2.419,8	21	2.419,8	21	2.335,8	20	2.336,8	20	2.309,3	17	1.637,3	16
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	12.724,2	264	16.472,7	334	19.685,9	427	27.429,5	541	38.191,1	838	43.129,7	921	48.258,1	1.060
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLARI	3.143,1	150	3.018,7	156	3.201,8	179	3.421,4	203	27,1	6	26,4	5	0,0	0
MOBİL SANTRALLAR	262,7	2												
LİSANSSIZ									52,8	119	310,7	396	917,6	1.102
TOPLAM	49.524,1	570	52.911,1	643	57.059,4	772	64.007,5	907	69.516,4	1.124	73.146,7	1.481	78.497,4	2.321

YAKIT CİNSLERİ	2010 YILI SONU		2011 YILI SONU		2012 YILI SONU		2013 YILI SONU		2014 YILI SONU		2015 YILI SONU		2016 YILI SONU	
	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)	KURULU GÜÇ (MW)	SANTRAL SAYISI (ADET)
FUEL-OİL + NAFTA + MOTORİN	1.661,1	31	1.362,3	23	1.362,3	23	693,1	20	658,8	17	446,0	17	368,7	14
TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT+ ASFALTİT	8.474,7	18	8.474,7	18	8.478,2	19	8.515,2	20	8.573,4	23	9.418,4	29	9.842,4	29
İTHAL KÖMÜR	3.281,0	5	3.881,0	6	3.912,6	7	3.912,6	7	6.062,5	8	6.064,2	8	7.473,9	10
DOĞALGAZ + LNG	16.112,1	137	16.004,9	155	17.170,6	190	20.255,0	216	21.476,1	230	21.222,1	233	22.156,1	240
YENİLENEBİLİR + ATIK	96,9	15	115,4	18	158,5	29	224,0	38	288,1	58	344,7	69	467,4	82
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	551,5	9	556,5	8	675,8	8	682,4	9	667,8	9	667,1	23	667,1	23
ÇOK YAKITLILAR SIVI+D.GAZ	2.101,1	50	3.536,4	52	3.269,2	45	4.365,7	45	4.074,0	42	3.684,0	46	3.354,0	46
JEOTERMAL	94,2	6	114,2	7	162,2	9	310,8	13	404,9	15	623,9	21	820,9	31
HİDROLİK BARAJLI	13.067,1	55	13.529,3	58	14.744,6	64	16.142,5	74	16.606,9	77	19.077,2	109	19.558,6	116
HİDROLİK AKARSU	2.764,2	205	3.607,7	251	4.864,8	317	6.146,5	393	7.034,0	443	6.790,6	451	7.122,5	481
RÜZGAR (Lisanslı)	1.320,2	39	1.728,7	47	2.260,5	61	2.759,7	72	3.629,7	90	4.498,4	113	5.738,4	148
GÜNEŞ (Lisanslı)													12,9	2
GÜNEŞ (Lisanssız)									40,2	112	248,8	362	819,6	1.043
TERMİK (Lisanssız)											56,5	24	82,1	33
RÜZGAR (Lisanssız)											4,8	9	12,9	23
TOPLAM	49.524,1	570	52.911,1	643	57.059,4	772	64.007,5	907	69.516,4	1.124	73.146,7	1.514	78.497,4	2.321

Kaynak: TEİAŞ

Dünya ölçeğinde etkin olan durgunluk, komşu ülkelerle yaşanan siyasi sorunlar ve başta Rusya olmak üzere bölge ülkelerinde ve komşu ülkelerde yaşanan ekonomik krizin ülkemize yansımaları, yüksek miktardaki dış borç yükü, yabancı kaynak akışındaki duraklama ve ülkemiz için, önümüzdeki yıllarda en fazla % 2-3'lük milli gelir artış öngörüleri dikkate alındığında; elektrik talep artış oranının da; milli gelir artışına yakın oranlarda olması söz konusudur. 10. Kalkınma Planında yer alan; talebin ve tüketimin yüksek bir hızla, neredeyse doğrusal olarak yıllık % 6 artacağını varsayan öngörüler ile TEİAŞ'ın yakın zamana kadar yaptığı çalışmalarda yıllık % 5,8'in üzerinde artış öngören talep tahminlerinin hatalı olduğunu ve gerçeklerden uzak olduğunu birçok platformda dile getirdik. Bu sorgulamamız enerji bürokrasisin üst kademelerinde dikkate alınmazken, itirazlarımız, ilk başta tepki görmesine rağmen, uzman düzeyinde ciddi ve kayda değer bulunmaya başlanmıştı.

TEİAŞ'ın Aralık 2016 tarihi ve 2017-2026 dönemini içeren 10 Yıllık Talep Tahmin Raporu, daha gerçekçi çözümleme ve kabullerle, yıllık talep artışlarının giderek azalan bir eğilimde gerçekleşeceğini ve düşük senaryoda yüzde 2,7-2,0 aralığında, baz senaryoda yüzde 3,6-2,7 aralığında ve yüksek senaryoda yüzde 4,3-3,4 aralığında olacağını tahmin etmektedir. Bu kabullerle, 2026 yılı için elektrik talebi, düşük senaryoda 347.149 GWh'e, baz senaryoda 376.786 GWh'e, yüksek senaryoda 409.676 GWh'e ulaşacaktır. Bu rakamlar, yakın zamana kadar tahmin edilen 500.000-550.000 GWh rakamlarından daha gerçekçidir.

Elektrik üretim santralleri kurmak amacıyla EPDK'dan lisans alan projelere ek olarak lisans sürecinin ön aşamalarında olan projelerden oluşan proje stokuna yönelik araştırmalarımız, ihtiyaç duyulacakların çok üzerinde yatırım öngörüldüğü ortaya koymaktadır. 1 Aralık 2016 tarihli EPDK verilerine göre, EPDK'nın önünde, uygun bulunan 3.131,5 MW kurulu güçte 120 adet, inceleme/değerlendirme sürecinde 50.985,9 MW kurulu güçte 1.100 adet, başvuru aşamasında 2.837 MW kurulu güçte 95 adet olmak üzere; toplam 56.954,4 MW kurulu güçte 1.315 adet santral projesinin bulunduğunu göstermektedir. Bu çok büyük proje stoku dikkatle irdelenmelidir. 2016 Aralık sonu kurulu güç rakamları ve EPDK verileri esas alınarak, Tablo 1.3'te sonuçları verilen bir proje stoku tahmin çalışması yapılmıştır. Bu çözümlemede, abartıdan kaçınılarak gerçekçi davranılmaya çalışılmış ve inceleme/değerlendirme aşamasındaki 39.582,6 MW rüzgar santrali projesinden yalnızca 3.000 MW'ye lisans verileceği göz önüne alınarak, 36.582,6 MW kurulu güç proje stokundan düşülmüştür. Yerli linyiti destek politikalarının varlığında, inceleme/değerlendirme aşamasındaki 12.466 MW ithal kömür santralinin da lisans alamayabileceği kabul edilmiştir. Bu kabullerle, proje stokunda ciddi bir azaltma öngörülmesine rağmen, 2023 yılı için siyasi iktidarın öngördüğü kurulu güç hedefi 125.000 MW iken, bugünden 2016 itibariyle, mevcut proje stokunun 128.000 MW'ı aşması herhangi bir planlama olmadığını çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Tablo 1.3 Mevcut Yatırım ve Lisans Alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri ve Toplam Proje Stoku

Tanım	Kurulu Güç (MW)
2016 Aralık sonu kurulu güç (geçici)	78497.40
2016 Temmuz itibarıyla lisans almış olan, yatırım sürecindeki projeler (Temmuz-Aralık dönemlerinde devreye girenler)	40.210,88-2019.36=38.191,52
Mevcut tesisler + Yatırım sürecinde olan projeler	116.688,92
20.06.2016 itibarıyla lisans alması uygun bulunan projeler	3.131,50
20.06.2016 itibarıyla başvuru aşamasındaki projeler	2.837,00
20.06.2016 itibarıyla inceleme değerlendirme aşamasında olan projeler	50.985,9-(37.000+8.268,2)=5.717,70

Uzunca bir süredir projelerde bir köpük ve fazlalık olduğuna işaret etmekteyiz. Dikkat çekmeye çalıştığımız bu veriler ve bulgular karşısında, bazı özel sektör temsilcileri de, proje stokundaki aşırı yığılma olduğu saptamasını yapmakta ve lisans almış projelerden ağırlıklı doğal gaz ve kömür santral projeleri olmak üzere, geri dönüşü mümkün olmayan aşamaya gelmemiş olan yatırımların büyük çoğunluğundan vazgeçileceğini ve gerçekleşemeyeceğini ifade etmektedir. Plan kavramından, planlı uygulama anlayışından uzak olan, verilen lisansların çokluğuyla övünmeyi marifet sayan yöneticilerin övünmeyi bırakıp, bu kadar çok projeye ihtiyaç olup olmadığı, lisans almalarına karşın binlerce MW kapasitede projenin neden yatırıma başlamadığı, yatırıma geçen projelerde ise, gerçekleşmelerin neden bu denli düşük düzeyde olduğu, kredi ödemelerinin neden aksayacağı ve birçok projenin niye iptal olacağı üzerinde düşünmeleri gerektiğini ortaya koymaktadır. Sağlıklı bir planlama yapabilmek için, yatırıma başlamamış, ÇED uygun belgesi alamamış, toplumsal maliyetleri faydalarından daha fazla olan ve bölge halkının istemediği tüm projeler iptal edilmelidir.

Türkiye elektrik üretiminde termik santral ve kaynakların ağırlığı, kayda değer bir süre daha hissedilecektir. Termik santrallerin verimini arttırmak, arıza nedeniyle duruşları azaltmak, çevreye verdikleri zararı asgariye indirmek, proses güvenliğini, işçi sağlığı ve iş güvenliğini tesis etmek, ithal kaynaklar yerine yerli kömür ve biyokütle kullanımına öncelik vermek gerekmektedir. Bu çalışmanın ilerideki bölümlerinde termik santraller konusunda ayrıntılı teknik bilgilerin yanı sıra Türkiye'de termik santrallerin yapım ve işletme dönemlerinde yaşanan sorunlar irdelenmiş, bilimin ve tekniğin yol göstericiliğinin yanı sıra edinilen deneyimlerin ışığına yapılması gereken çalışmalar anlatılmıştır. Petrol türevi sıvı yakıtların elektrik üretimindeki payı önceki yıllara göre çok büyük oranda azalıp dünyada % 5'in, ülkemizde % 1'in altına inmesi nedeniyle sıvı yakıtlı santrallerin tip ve teknolojilerine değinilmemiştir. Öte yandan önümüzdeki dönemlerde ülkemizde çok daha fazla tartışma yaratacak olacak olan nükleer santraller konusunda, nükleer santrallerin tip ve teknolojileri hakkında bilgi aktarılmıştır.

ÖZGEÇMİŞ

Oğuz TÜRKYILMAZ
oguz.turkyilmaz@mmo.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümünden 1973 yılında mezun oldu.

Çalışma hayatına Haziran 1973'te Etibank Genel Müdürlüğü Eğitim Şube Müdürlüğü'nde başladı. Ardından doğalgaz sektöründe şirket kurucu ortaklığı ve yöneticiliği yaptı. 2006'dan bu yana Dizel Turbo Ltd. Şti.de Danışman olarak çalışmaktadır. Türkyılmaz bu dönemler zarfında TMMOB Makina Mühendisleri Odası Doğalgaz Komisyonu ve Enerji Çalışma Grubu Başkanlıkları, TMMOB Enerji Sempozyumu Yürütme Kurulu Üyeliği ve Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yönetim Kurulu Üyeliği yapmıştır.

Enerji ile ilgili Makina Mühendisleri Odası Raporları ve başta Makina Mühendisleri Odası olmak üzere Elektrik Mühendisleri Odası, Çevre Mühendisleri Odası dergi ve bültenleri ile Insight Turkey, Perspectives dergilerindeki makaleleri yayınlarına örnek olarak sayılabilir. Enerji konusunda çeşitli günlük gazetelerde röportajları yayınlanmış, TV programlarına katılmıştır.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, ODTÜ Mezunlar Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu, Enerji Ekonomisi Derneği üyesidir. Halen MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanıdır.

Orhan AYTAÇ
orh.aytac@gmail.com

1956'da Eskişehir'de doğdu. ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümü'nden Şubat 1979'da mezun oldu.

Çalışma hayatına Haziran 1979'da T.Ş.F.A.Ş Ankara Makine Fabrikası'nda başladı ve 1980-1982 döneminde TEK tarafından imal ettirilen (ve halen ülkemizin % 100 yerli türbin jeneratörüne haiz tek tesis olan) Hirfanlı HES IV. Ünite parçalarının imalatından sorumlu atölye mühendisi olarak çalıştı. 1982-1989 arasında Türkiye Elektromekanik Sanayi A.Ş. (TEMSAN) Diyarbakır Su Türbini ve Jeneratör Fabrikası'nın kuruluş, imalata başlama ve ilk teslimatlar sürecinde görev yaptı. 1992-1997 arasında MKEK Çankırı Silah Sanayi A.Ş. Genel Müdürlüğü yapan Aytaç daha sonra GES Genel Endüstriyel Sistemler A.Ş. ve ardından EKON Endüstri ve İnşaat A.Ş Genel Müdür Yardımcısı olarak çeşitli endüstriyel ve enerji tesislerinin kısmi yerli imalatı, yapım ve işletmeye alma işlerinde çalıştı. 2015 yılında emekli oldu.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası ve Oda Enerji Çalışma Grubu, ODTÜ Mezunlar Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

Şayende YILMAZ
sayendeyilmaz@hotmail.com

1959'da Eskişehir'de doğdu. Eskişehir Anadolu Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümü'nden 1983'de mezun oldu.

Çalışma hayatına 1986'da Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Hidrolik Santraller Daire Bşkanlığı'nda başladı. TEK ve kapatılmasının ardından kurulan TEAŞ Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.de çeşitli görevlerde bulundu. Bunlar arasından TEAŞ Ovaakça Bursa Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Tesis Müdürlüğü bünyesinde Teknik Büro ve Yardımcı Tesisler Kontrol Baş Mühendisliği, Eğitim ve İş Güvenliği Şefliği; EÜAŞ 18 Mart Çan Termik Santrali Proje Müdür Yardımcılığı ve Proje Müdürlüğü Vekilliği örnek olarak sayılabilir. Ekim 2016'da EÜAŞ Genel Müdürlüğü Özelleştirme ve Santraller Takip Dairesi'nde Müdür Yardımcılığı görevinden emekli oldu.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu ve Oda Enerji Çalışma Grubu üyesidir.

TERMİK SANTRAL TİPLERİ VE TEKNOLOJİLERİ

2. KÖMÜR YAKITLI SANTRALLER

Muzaffer BAŞARAN
Makina Yüksek Mühendisi

2.1 Teorik Çerçeve

2.1.1 Termodinamiğin Yasaları

Termodinamiğin birinci yasası, enerjinin sakınımı yasasının özel bir halidir. Bunun bir başka ifadesi, "Enerji almaksızın sürekli iş yapan bir makinanın yapılması imkansızdır".

İkinci yasanın tarifi de şu şekildedir: "Tek bir kaynaktan ısı alarak bu ısıya eşdeğer miktarda iş yapmaktan başka etkisi olmayan çevrimsel bir makina yapılamaz".

2.1.2 İdeal Gaz Yasası

İdeal gazlar aşağıdaki denkleme uygun hareket ederler.

pv=RT

Burada p basınç (N/m^2), v özgül hacim (m^3/kg), T mutlak sıcaklık (K), R gaz sabitidir.

Ancak buhar ideal gaz değildir. Bu sebeple buhar parametreleriyle ilgili tablolar ve grafikler (örneğin Molyer Diyagramı) bulunmaktadır.

2.1.3 Temel Parametreler

İç Enerji: Maddenin iç yapısı dolayısıyla sahip olduğu enerjidir ve temelde maddeyi meydana getiren moleküllerin veya atomların kinetik enerjilerine bağlıdır. İç enerji maddenin kütlesi ve sıcaklığı ile ölçülür. Birim kütlenin iç enerjisi "u" ile gösterilir ve "özgül iç enerji" adını alır.

Entalpi: Diğer adıyla "ısı tutumu", bir cismin belirli bir referans noktasına göre sahip olduğu toplam ısı miktarı olarak tanımlanır ve birim kütle için i = u + pv; M kütlesi için deI = U + pV denklemleriyle tanımlanır.

Entropi: Bir akışkanın daha önce sayılan 5 özelliği dışında (p, v, T, u, i) bir özelliği daha vardır. Bu, termodinamik olarak ds = dq / T olarak tanımlanır.

Diğer bir deyişle bir çevrimsel işlemde bir akışkanın ısısının çok küçük miktarının akışkanın mutlak sıcaklığına oranı entropisindeki değişim olarak ifade edilebilir. Özet olarak entropi bir ortamın yüksek ihtimalli bir durumda bulunmasının bir ölçüsü olmaktadır.

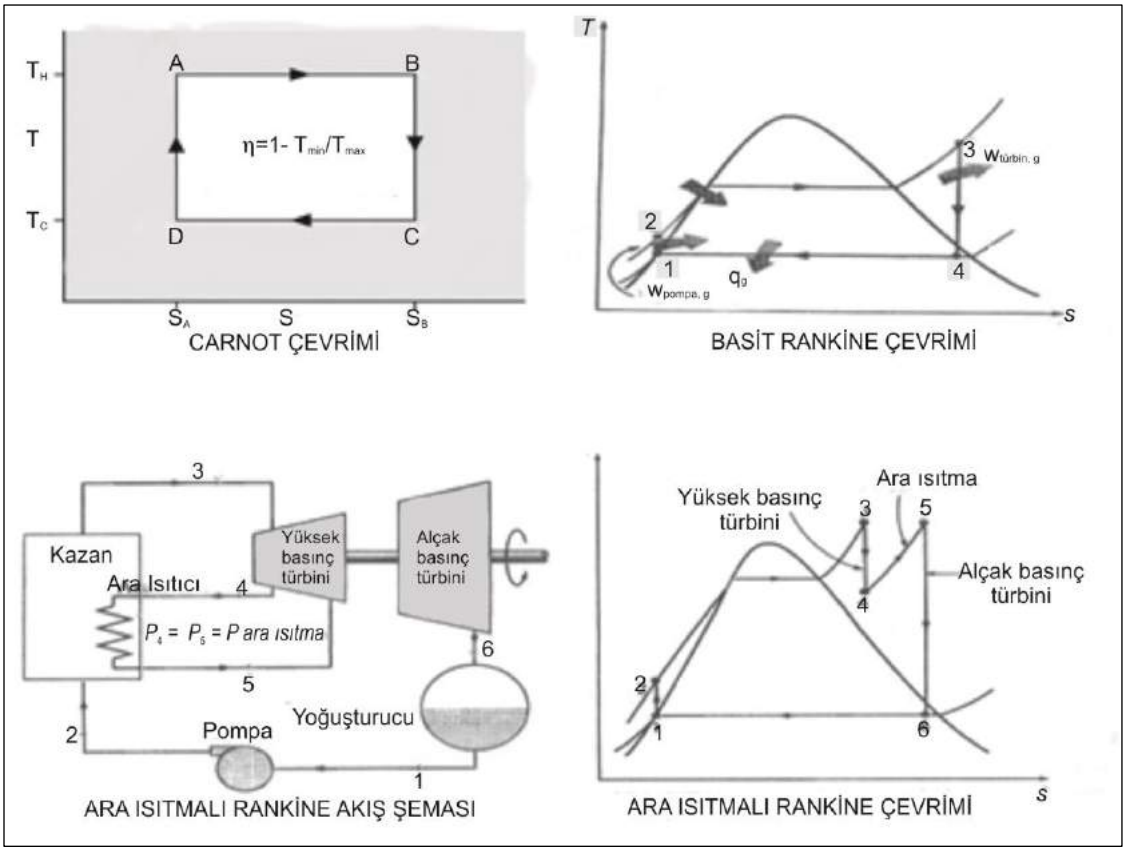
2.1.4 Çevrimler

2.1.4.1 Carnot Çevrimi

Bu çevrimde:

A-B: Sabit sıcaklıkta (izotermik) ısı alınarak genleşme (izotermal ısı ilavesi)

B-C: T_H'den T_C'ye adyabatik genleşme
C-D: Sabit sıcaklıkta ısı verilerek sıkıştırma (izotermal ısı atılması)
D-A: T_C'den T_H'ye yükselerek adyabatik sıkıştırma



Şekil 2.1 Carnot ve Rankine Çevrimleri

2.1.4.2 Rankine Çevrimi

Carnot buhar çevrimi çeşitli yönlerden pratik değildir. Bu gerçek buhar karakteristikleri ve teknolojik kısıtlamalarla daha iyi bağdaşabilecek başka bir çevrim bulunmasını gerektirmiştir.

Bu çevrimde:

1-2: Sistemin pompayla sıkıştırılması
2-3: Sabit basınçta sisteme ısı verilmesi
3-4: Türbinde genleşme
4-1: Kondenserde ısının verilmesi ve yoğunlaşma

2.1.4.3 Ara Isıtmalı Rankine Çevrimi

Rankine buhar çevriminde verimi artırmak için yüksek basınç türbininde çıkan buhara ara ısıtma uygulanır.

2.1.5 Yanma

Bir yakıtın ekzotermik bir reaksiyon sonucunda oksijenle birleşmesine yanma denir. Kömürlü santrallerde yanmayı kolaylaştırabilmek, yani oksijenin karbonla reaksiyonunu hızlandırabilmek için kömür öğütülerek yüzey alanı artırılır. Aynı amaç ile sıvı yakıtlara da yakıcı nozulları aracılığıyla atomizasyon işlemi uygulanır.

Karbonun oksijenle reaksiyonu:

$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 97$ kCal

Görüldüğü gibi bu ekzotermik bir reaksiyondur ve ısı açığa çıkar. Eğer tüm karbonları yakmaya yetecek kadar O_2 yoksa o zaman tam yanma olmaz ve CO açığa çıkar.

Hava % 21 oranında O_2 içerdiğine göre yakıttaki tüm yanıcı elementleri (C, H_2, S, C_nH_m) tam olarak yakacak hava miktarı teorik hava ihtiyacıdır (H_{min}).

Gerçek hava miktarının teorik hava miktarına (H_{min}) olan oranına hava oranı ya da hava fazlalık katsayısı denir (λ).

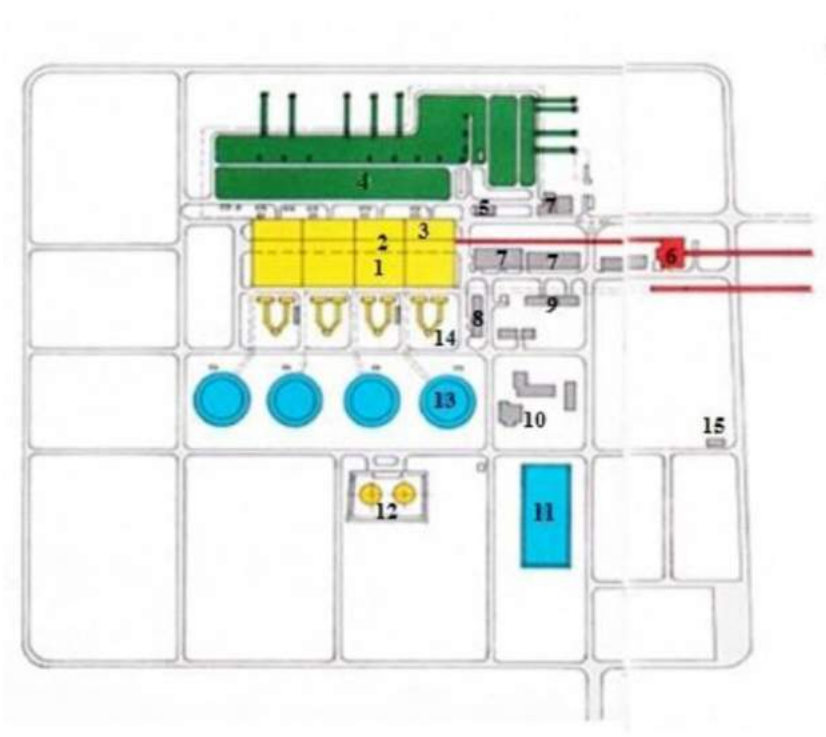
$$\lambda = \frac{H}{H_{\min}}$$

2.2 Kömürlü Santrallerin Genel Yapısı ve Üniteler

Kömürlü santrallerin çok farklı tipleri olmasına karşın kazanların teknolojilerine göre sınıflandırılmasında bugün iki ana tipten bahsedilmektedir:

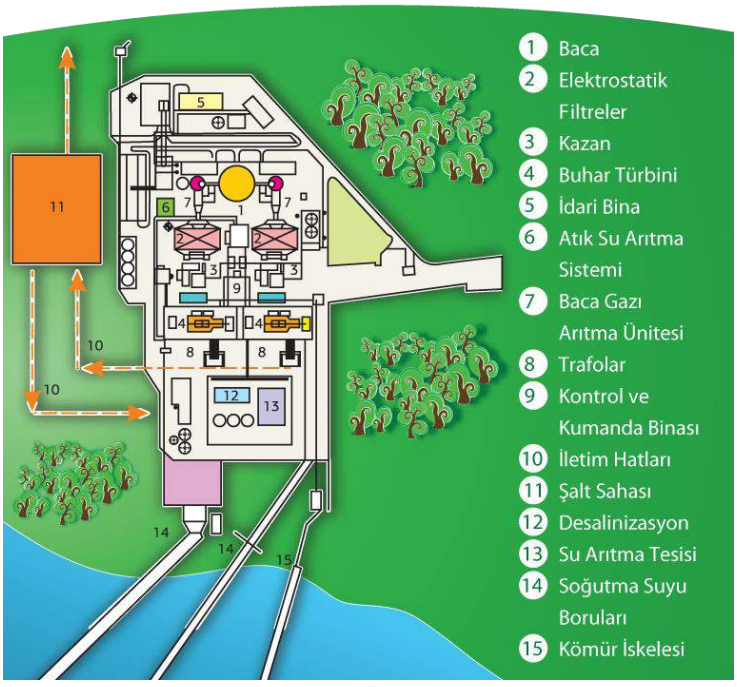
1. Püskürtme Toz (pulverize) Kömürlü Kazanlar
2. Akışkan Yataklı Kazanlar

Kazan tipleri ileride detaylandırılmaktadır, ancak önce kömürlü santrallerin genel yapısı ve üniteleri ele alınacaktır. Bir termik santralin yerleşim planına örnek olarak Şekil 2.2'de Afşin Elbistan A ve İSKEN - Sugözü Enerji Santrallerinin Genel Yerleşimi Planları, Şekil 2.3'te bir kömürlü santralin ana ekipmanları, Şekil 2.4'te Afşin Elbistan A ve İSKEN - Sugözü Enerji Santrallerinin akış şemaları görülebilir.

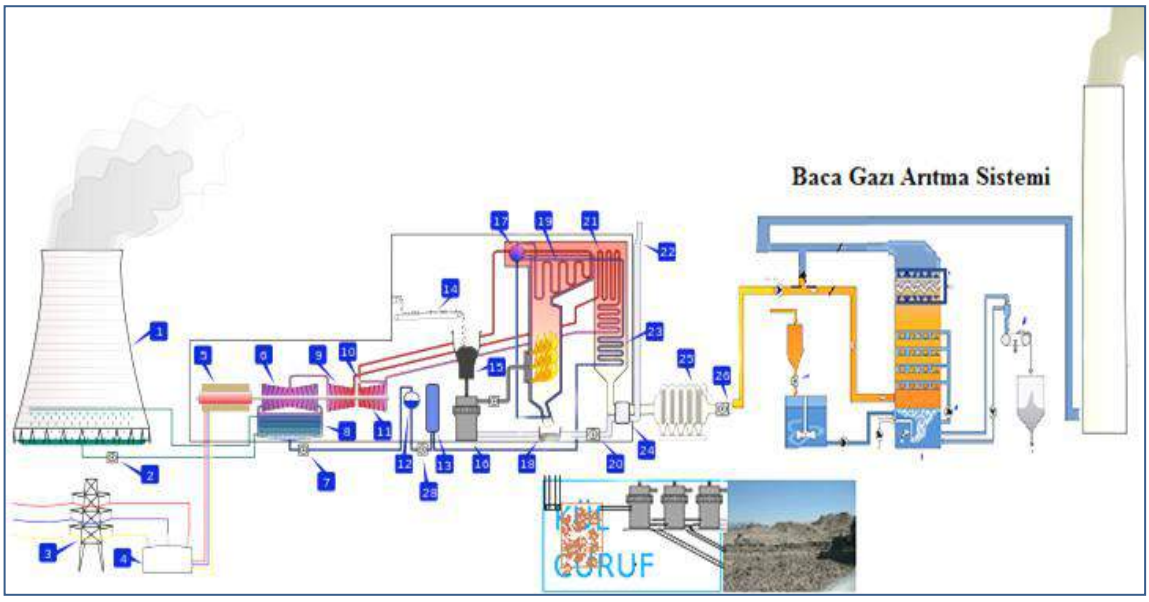


1. Kazanlar
2. Göç Adası Bunker Holü
3. Turbo Jeneratörler
4. Şalt Sahası
5. Şalt Sahası Kontrol
6. Kömür Kırıcı
7. Ambar ve Atölye
8. Su Tasviye
9. Kompresör ve İlk Hareket Kazanı
10. İdari Birimler
11. Ham Su Deposu
12. Akaryakıt Depolama
13. Soğutma Kuleleri
14. Baca
15. Pis Su Arıtma

Şekil 2.2.a Afşin Elbistan A Santrali Genel Yerleşimi

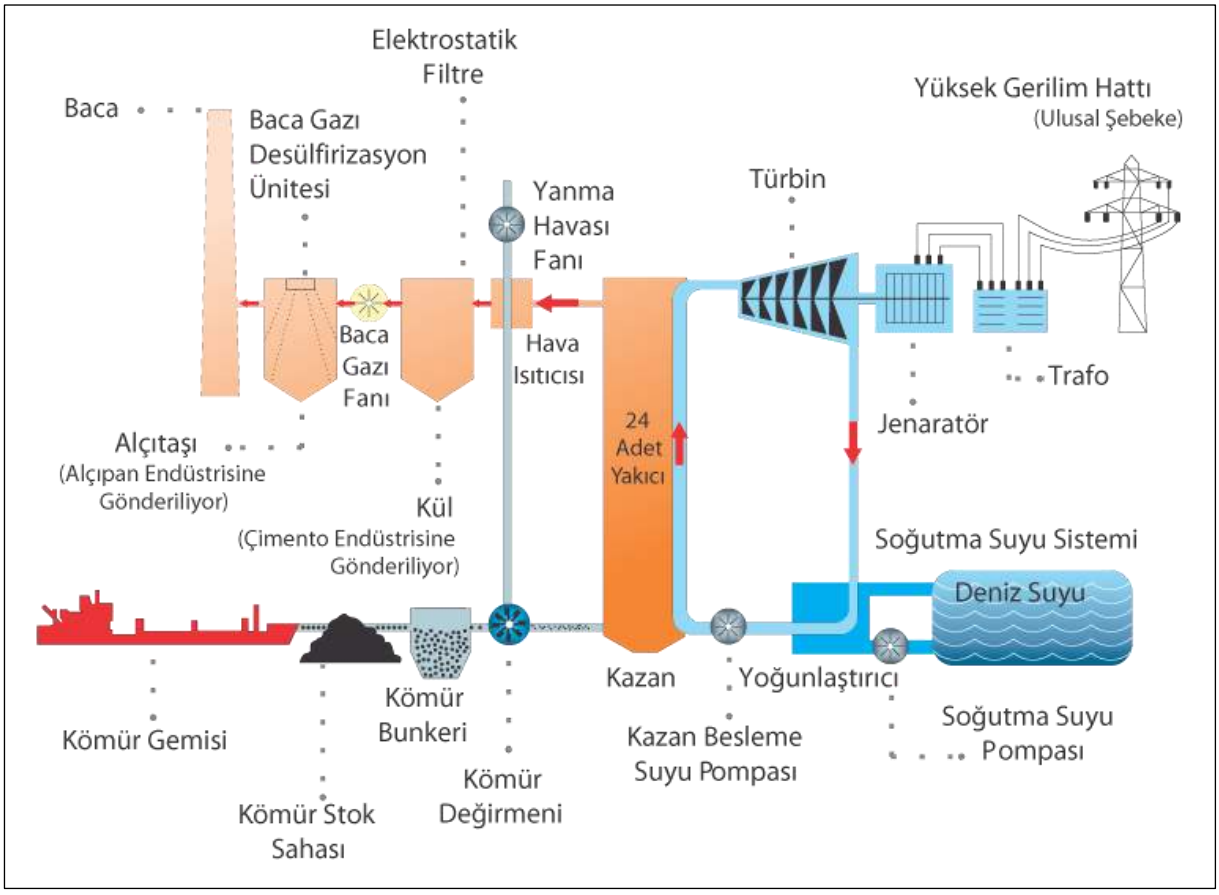


Şekil 2.2.b İSKEN-Sugözü Enerji Santrali Genel Yerleşimi

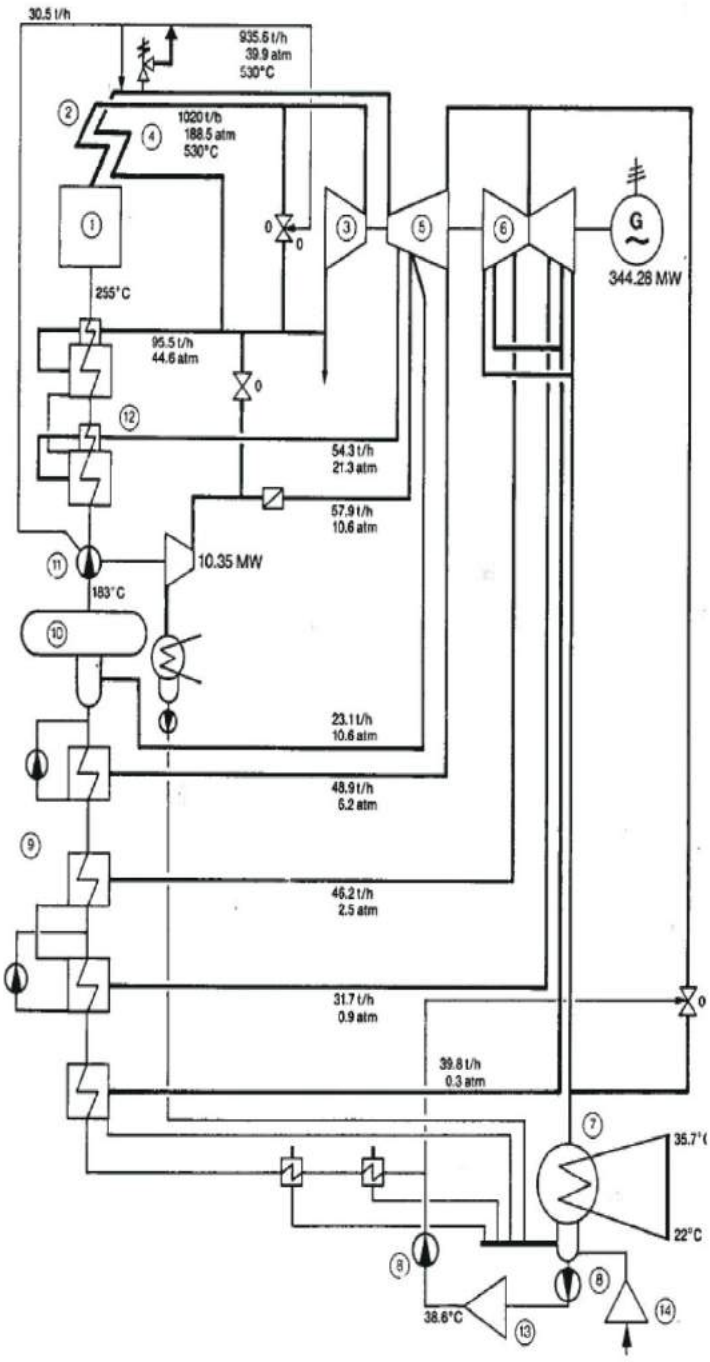


1. Soğutma Kulesi
2. Soğutma Suyu Pompası
3. İletim Hattı
4. Step Up Trafosu
5. Generatör
6. AB Türbini
7. Kondensat Pompası
8. Kondenser
9. 0B Türbini
10 Buhar Kontrol Valfi
11. YB Türbini
12. Deaeratör (Hava Alıcı)
13. Besleme Suyu Isıtıcısı
14. Kömür Konveyörü
15. Kömür Bunkeri
16. Kömür Değirmeni
17. Kazan Domu
18. Cüruf Teknesi
19. Kızdırıcı (Superheater)
20. Taze Hava Fanı (FD Fanı)
21. Tekrar Kızdırıcı (Reheater)
22. Taze Hava Girişi
23. Ekonomizer
24. Hava Ön Isıtıcı (Luvo)
25. Kül Tutucu Elektrofilitre
26. Cebri Çekme Fanı
27. Baca Gazı Kükürt Arıtma T.
28. Baca

Şekil 2.3 Kömürlü Santral Şeması



Şekil 2.4.a İSKEN-Sugözü Enerji Santrali Akış Şeması



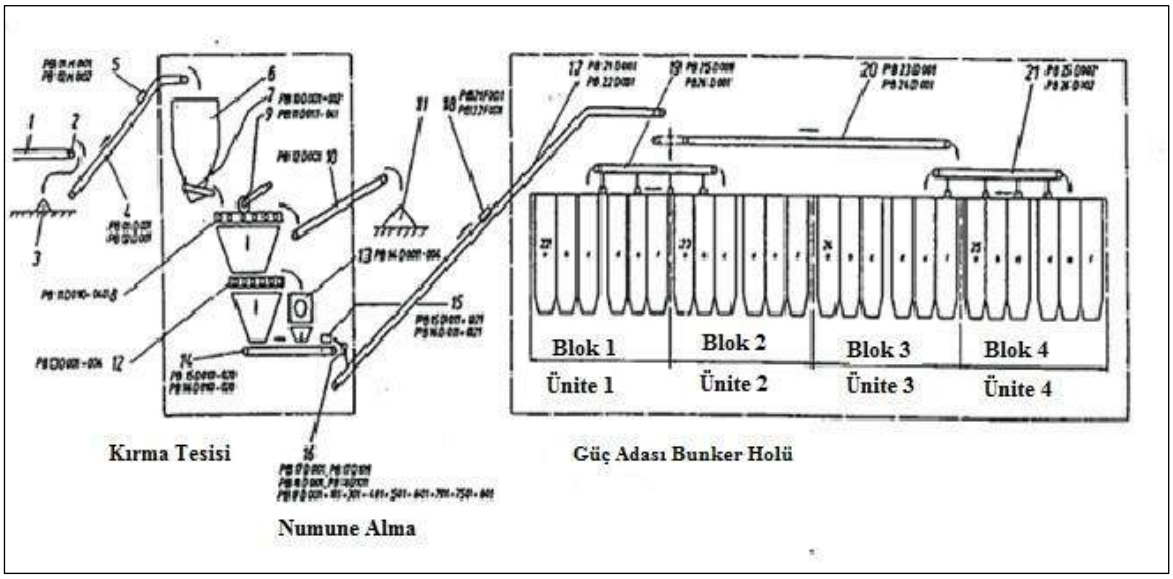
1. Kazan
2. Kızdırıcı
3. Yüksek Basınç Türbini
4. Ara (Tekrar) Kızdırıcı
5. Orta Basınç Türbini
6. Alçak Basınç Türbini
7. Kondenser
8. Kondensat Pompası
9. Beslenme Suyu alçak Basınç Ön Isıtıcı
10. Beslenme Suyu Tankı
11. Beslenme Pompası Tahrik Türbini
12. Beslenme Suyu Yüksek Basınç Ön Isıtıcı
13. Kondensat Tasviye
14. İlave Su Hazırlama (Su Tasviye)

Şekil 2.4.b Afşin Elbistan A Santrali Akış Şeması

Yukarıda belirtilen genel şemalardan sonra kömürlü santral elemanlarına daha yakından bakalım.

2.2.1 Kömür Alma, Kül Atma Sistemi

Ham kömür, kömür madeninden santrale büyük gemilerle, mavnalarla, demir yolu vagonlarıyla, kamyonlarla ve konveyörlerle taşınabilir. Türkiye'deki kömür santrallerinin çoğunluğu düşük kalorifik değere sahip linyite dayalı olduklarından madenin hemen yanında kurulmuşlardır. Madenden gelen ham kömür kırıcılardan geçirilir ve 30-40 mm olan tane büyüklüğüyle santralin 20-30 günlük kapasitesini karşılayacak kapasiteye sahip olan kömür stok sahasına getirilir. Kömür, stok sahasından park makinalarıyla alınır ve ünite bunkerlerine götürülür.



Şekil 2.5 Afşin Elbistan A Santrali Kömür Alma Sistemi

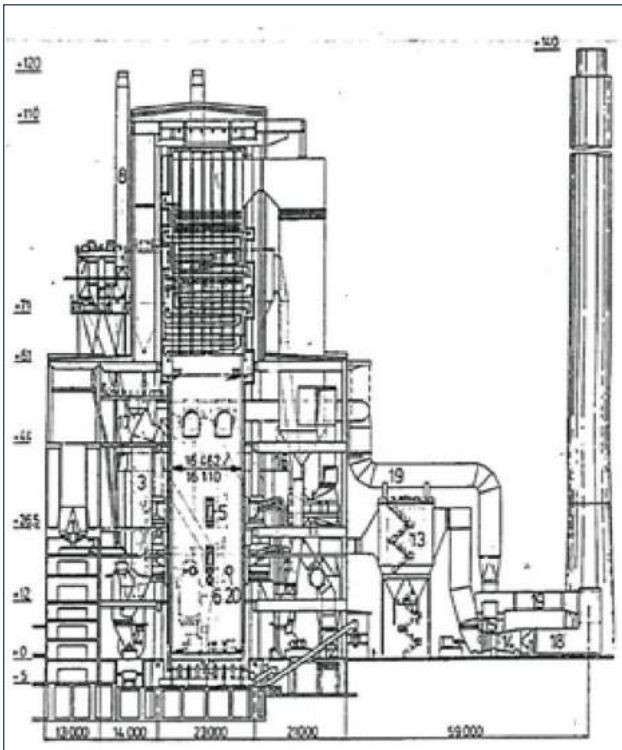
Kömürün kazanda yakılması sonucu cüruf oluşur. Kazan altı teknesinden alınan cüruf ve elektrofilitrede tutulan kül, aynı konveyör bandına dökülerek ya madende kömürün çıkarıldığı yerlere veya ayrı olarak inşa edilen kül barajlarına dökülür. Kül ve cürufun direkt suyla taşındığı hidrolik sistemler de vardır.

2.2.2 Kazan ve Yardımcı Ekipmanı

Püskürtme toz kömürlü kazanlı santrallerde bunkerlerden alınan kömür nakil bantlarıyla değirmenlere gelir, değirmenlerde toz haline getirilen kömür yanma odasına sıcak havayla püskürtülür ve kömür havada yanar. (Akışkan yataklı kazanlar ileride detaylı olarak ele alınmaktadır.)

Yakıtın kimyasal enerjisi kazanda meydana gelen yanma sonucu ısı enerjisine dönüşür. Yanma sonucu meydana gelen gazlar (baca gazları) ısılarını konveksiyon ve radyasyon (ışıma) yolu ile kazan borularına vererek boruların içinden geçmekte olan suyun sıcaklığının yükselmesini sağlarlar. Su sıcaklığı kazan basıncının karşılığı olan buharlaşma sıcaklığına eriştiğinde buharlaşma başlar. Bu şekilde meydana gelen su-buhar karışımı genellikle "dom" denilen bir

büyük tankta doymuş buhar ve su olmak üzere ikiye ayrılır. Doymuş buhar daha sonra yine baca gazları ile kızdırılır. Su ise tekrar çevrimin başlangıç noktasına gönderilerek yeniden ısıtılır. Kızdırıcılarda mümkün olduğu kadar yüksek sıcaklıklara erişmek arzu edilen bir durumdur, çünkü bu sıcaklık ne kadar artarsa verim de o kadar artar.



1. Bunker Kömür Çıkarıcıları
2. Linyit Besleyicileri
3. Resirkülasyon Kanalları
4. Linyit Değirmenleri
5. Ana Linyit Yakıcıları
6. Brüden Yakıcıları
7. Kömür Tozu Filitreleri
8. Brüden Bacaları
9. Islak Tip Cüruf Çıkarıcı
10. Döner Izgara
11. Hava Önısıtıcı
12. Taze Hava Fanları (FD Fan)
13. Kül Tutucu Elektrofilitre
14. Cebri Çekme Fanı (ID Fan)
15. Soğuk Gaz Fanları
16. Sıcak Hava Kanalları
17. Brüden Kanalları
18. Baca Gazı Kanalları
19. Soğuk Gaz Kanalları
20. Yağ Yakıcılar

Şekil 2.6. Afşin Elbistan A Santrali Kazan Kesiti

Püskürtme toz (pulverize) kömür santrallerinde yakma sistemlerinde de iki teknolojiden bahsedebiliriz. Değirmende öğütülen kömürün tamamı yanma odasına püskürtülürse bu direkt yakma sistemi, kömürün bir kısmı değirmen çıkışında ayrılıp ilave kurutmaya tabi tutulduktan sonra yanma odasına gönderilirse bu da indirekt yakma sistemidir. Türkiye'deki santrallerde sadece Afşin Elbistan A ve B Santrallerinde indirekt yakma sistemi vardır, diğerlerinde ise direkt yakma sistemi vardır.

Kazandaki diğer yardımcı ekipmanların başlıcala şunlardır:

1. Değirmenler (Akışkan yataklı kazanda yok)
2. Fanlar (FD Fanları, ID Fanları, Soğuk Gaz Fanları)
3. Hava Ön Isıtıcıları
4. Kurum Üfleyicileri
5. Cüruf Izgarası
6. Kül Tutucu Elektro Filitreler

2.2.3 Türbin ve Yardımcı Ekipmanı

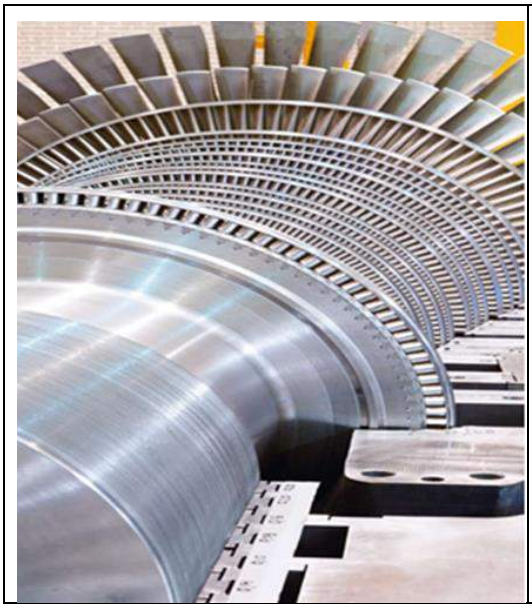
Bir buhar türbini, genel olarak yatay ekseni etrafında dönebilen bir rotor, bu rotor üzerine monte edilmiş ve rotorla beraber dönen hareketli kanatlar, türbin gövdesi, bu gövde içinde bulunan iç gövde, sabit kanat taşıyıcıları ve sabit kanatlardan meydana gelir. Rotor, her iki tarafından radyal yataklarla yataklanmıştır. Eksenel yatak, rotoru eksenel yönde sabitleştirir. Buharın türbinden dışarı kaçmasının söz konusu olduğu yerler labirentlerle donatılmıştır.

Kazandan gelen taze buhar ani kapama ventilinden, giriş kasasından reglaj ventilinden geçerek nozullara ve buradan genellikle Curtis ya da Laval çarkına gelir. Bu çarktan çıkan buhar gövde içerisine girerek türbinin tüm kanat basamaklarına akar. Buhar, türbinin içerisinde ilerlerken iş meydana getirir ve hacmi genişler. Bu nedenle basamaklar ilerledikçe türbinin sabit ve hareketli kanatlarının boyları daha uzun tasarlanır.

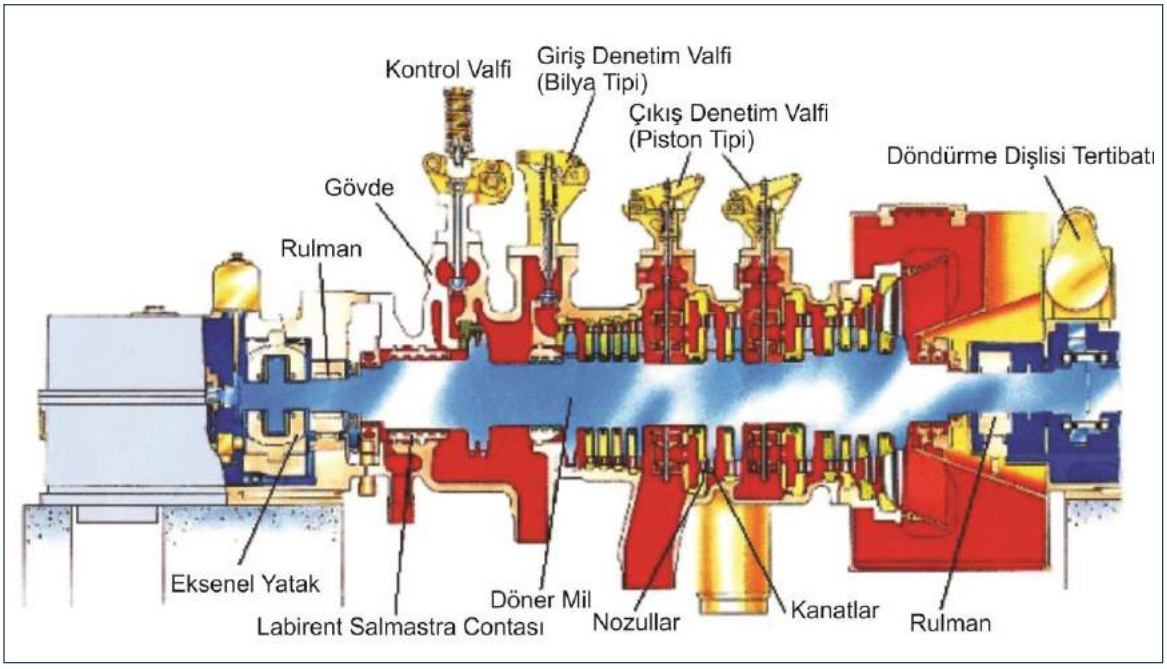
Buhar, faydalı enerjisini kanatlar yardımıyla rotora verdikten sonra çürük buhar kondenseye dökülür.

Çeşitli basınç basamaklarından alınan ara buhar, borular ile gövdeden ayrılarak besleme suyu ısıtıcılarına gönderilir. Bu ara buharlarla kazana giden besleme suyu ısıtılır.

Türbin çıkış tarafında bulunan jeneratörün rotoru, türbin rotoruna kaplinle bağlanmıştır.



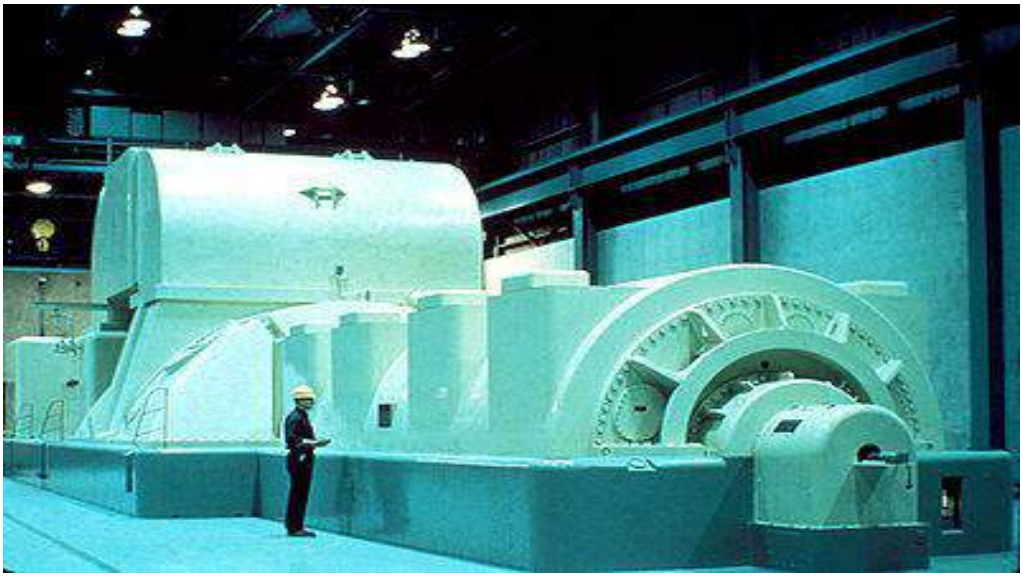
Fotoğraf 2.1 Buhar Türbini İç Görünüş ve Rotor



Şekil 2.7 Buhar Türbini Yüksek Basınç Kamarası

2.2.4 Jeneratör

Jeneratörler, stator ve rotor adı verilen iki ana bölümden oluşur. Stator gövdesi genellikle kaynaklı tiptendir. Gövde içerisine 0,5 mm kalınlığındaki sacların üst üste konulması ile oluşturulan sac paketleri yerleştirilir. Bu sac paketlerinde açılmış oluklara ise stator sargıları döşenir ve mika ya da benzeri yalıtkanlarla birbirlerinden ayrılır.



Fotoğraf 2.2 Jeneratör

Buhar santrallerinde kullanılan jeneratörlerin stator sargı gerilimleri 10 kV, 15 kV, 22 kV ya da 33 kV gibi değerlerde olabilir.

Jeneratör rotoruna indüktör de denebilir. Rotorda oluşturulan manyetik alanın stator içinde döndürülmesiyle stator sargılarında voltaj indüklenmiş olur. Yuvarlak kutuplu senkron jeneratörlerin devirleri yüksek olduğundan (3.000 rpm) rotor üzerinde büyük merkezkaç kuvvetleri oluşur. Bu kuvvetler ise rotorların maksimum çaplarını sınırlar. Yuvarlak kutuplu senkron jeneratörlerin boylarının uzun, çaplarının ise küçük seçilmesinin nedeni budur.

2.2.5 Transformatörler

Transformatörler, gerilim seviyesini ihtiyaca göre yükselten veya düşüren statik elektrik makinalarıdır.

Fotoğraf 2.3 Bir Ana Transformatör

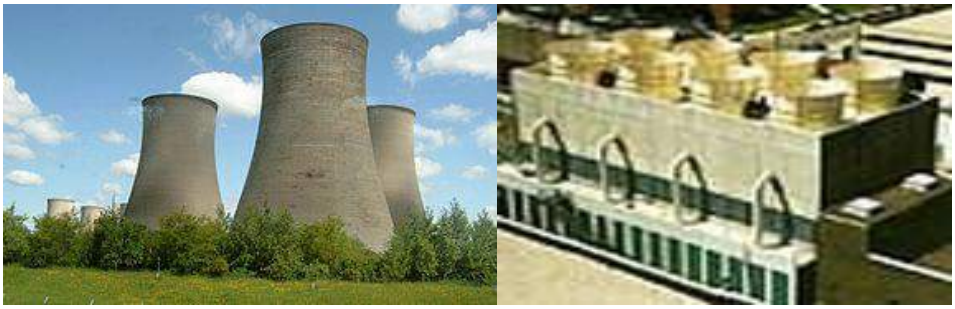
Transformatörler basitçe, alaşımlı demir sac paketten oluşan bir nüve üzerine iki grup sargıdan oluşurlar. Birinci sargının gerilimi U_1 ve sargı sayısı n_1, ikinci sargının gerilimi U_2 ve sargı sayısı n_2 ise:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{n_1}{n_2}$$

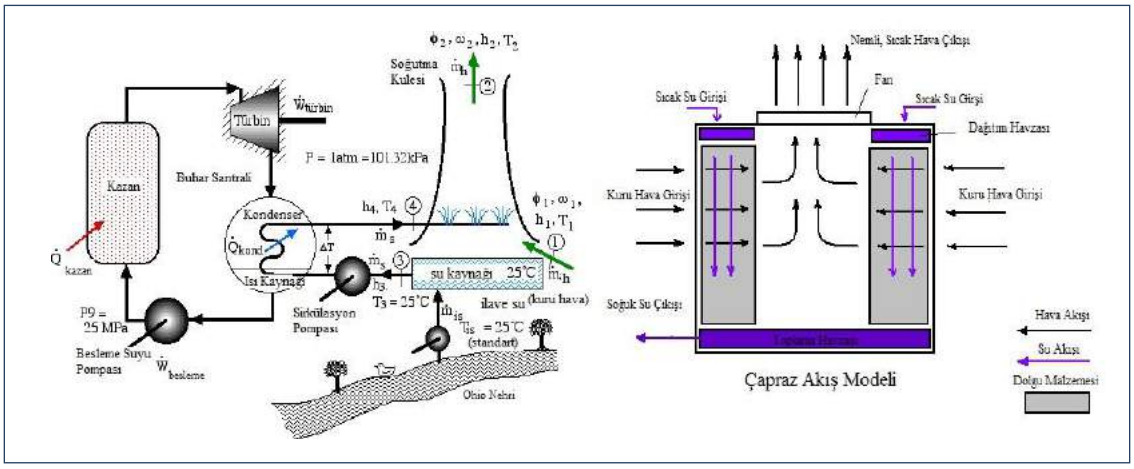
Jeneratörün çıkış gerilimini (10 kV, 15 kV, 22 kV) santralin bağlanacağı iletim hattı gerilimine çıkartan transformatöre ana transformatör, jeneratör çıkış barasından iç ihtiyaç için gerilimi düşüren transformatöre iç ihtiyaç transformatörü denilir. Santral içinde gerilim seviyesini düşüren çok sayıda güç transformatörü olduğu gibi, ölçü aletleri içinde de çok sayıda akım ve gerilim transformatörü bulunmaktadır.

2.2.6 Soğutma Kulesi

Eğer santral deniz, göl veya büyük debili bir nehir kenarında değilse, soğutma kuleleri kullanılır. Türbinden kondensere gelen buharın ısısı soğutma kulesinden gelen suyla soğutularak yoğuşturulur. Isınan soğutma suyu da soğutma kulesinde tekrar soğutulur.



Fotoğraf 2.4 Soğutma Kule Tipleri



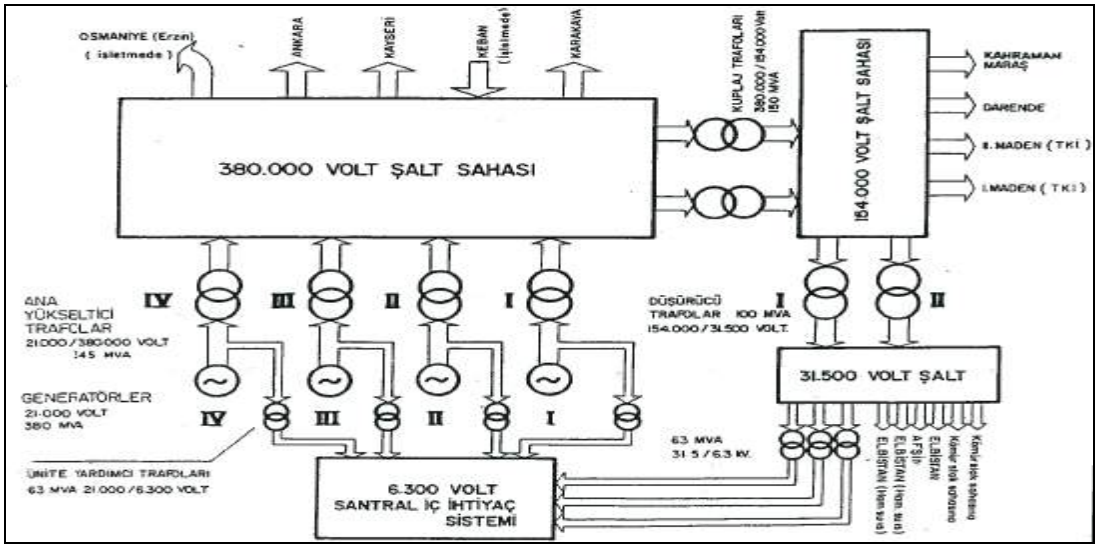
Şekil 2.8 Soğutma Kule Tipleri

Soğutma kulelerinde genelde üç tip kullanılır:

1. Cebri sirkülasyonlu (fanlı) ıslak tip soğutma kulesi
2. Doğal sirkülasyonlu (hiperbolik) ıslak tip soğutma kulesi
3. Kuru tip soğutma kulesi

Doğal çekişli soğutma kulelerine su belirli bir yükseklikten girerek, aşağıya doğru dökülür. Bu sırada kulenin altından giren hava ise sudan daha soğuk olduğu için ısınarak yükselir. Böylece aşağıya akmakta olan su, yukarı çıkmakta olan hava tarafından soğutulur. Su, kule içinde ne kadar fazla kalır ve ne kadar küçük partiküllere ayrılırsa o kadar fazla soğur. Bu nedenle kule içerisine, su akışını yavaşlatıcı ve onu parçalayıcı engeller konur.

2.2.7 Şalt Sahası



Şekil 2.9 Afşin Elbistan A Santral Şalt Sahasında Enerjinin Akışı

Jeneratörde üretilen elektriğin gerilimi ana transformatörde yükseltildikten sonra şalt sahasıyla iletim sistemine bağlanır. Şalt sahasında ana bara, transfer bara, kesiciler, ayırıcılar, parafadurlar bulunur. Ana transformatör çıkış gerilimi daha düşük seviyelere indirilecekse ona uygun ilave transformatörler de bulunur. Santralin ilk başlatılması sırasında dışarıdan enerji almaya imkan sağlamak için şalt sahalarında "start up" transformatörleri de bulunur. Şalt sahasına giriş ve çıkışlar fider denilen donanımlarla sağlanır.

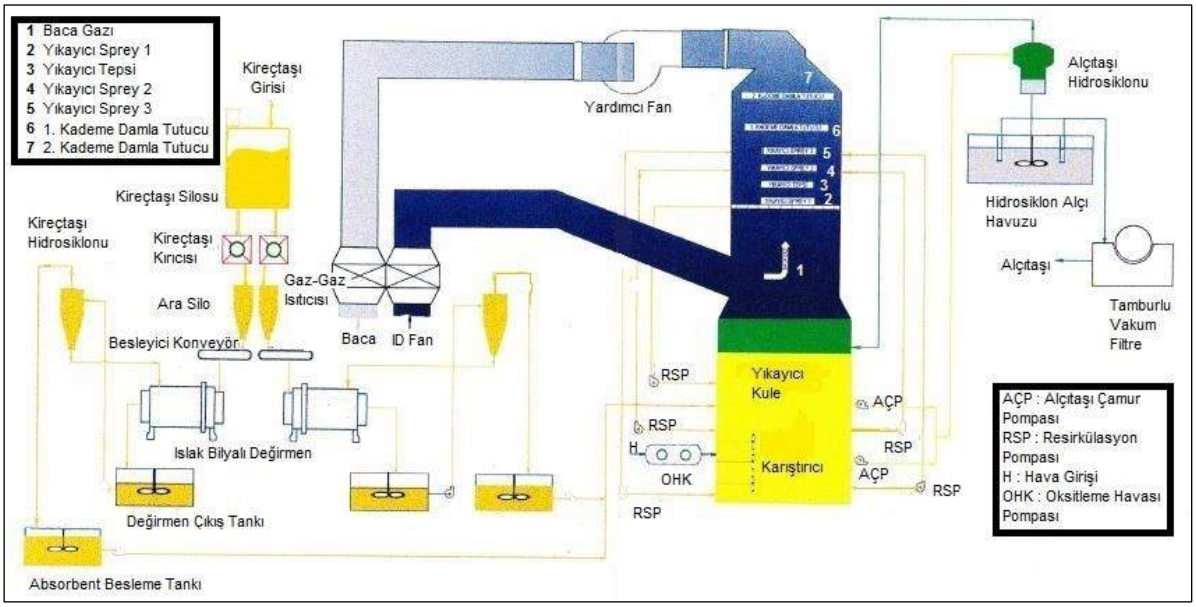
Eski dönemlerde şalt sahalarında daha çok basınçlı havayla çalışan kesiciler kullanılırken daha az yer kapladıkları için şimdilerde SF_6 gazlı kesiciler daha yaygın kullanılmaktadır.

2.2.8 Baca Gazı Kükürt Arıtma Sistemleri

Kömür veya petrol ürünleri yakan santrallerde baca gazından kükürt dioksiti (SO_2) ayıran tesislere Baca Gazı Kükürt Arıtma Tesisleri (BGKAT) veya Baca Gazı Desülfürizasyon (BGD) veya FGD (Flue Gas Desulfurization) adı verilir. BGD teknolojileri kuru ve ıslak sistemler olarak ikiye ayrılır. Kuru proseslerin avantajları olmasına rağmen yüksek kükürtlü kömürlerde tutma verimi yeterli olmadığı için, dünyada ve Türkiye'de en yaygın kullanılan proses ıslak kireç taşı prosesidir. Bu proseste tutma verimi % 95'in üzerine çıkabilmektedir.

Tablo 2.1 Kemerköy TS BGD Tasarım Değerleri

Parametre		Minimum	Normal	Maksimum
Baca gazı debisi (Nm^3/h)	Islak	495.000	981.670	1.178.000
	Kuru	404.440	778.560	934.270
SO_2 (mg/Nm^3)	Kuru baz	8.676	9.963	10.541
Yıkama kulesi resirkülasyon pompa sayısı		4	4	5
Kireçtaşı ihtiyacı (ton/saat)		7	16	20



Şekil 2.10 Kemerköy Santrali BGD Akış Şeması

2.2.9 Otomasyon Sistemleri

Santrallerde belirli parametrelerin limit değerler içinde tutulabilmesi büyük önem taşır. Bu değerler önceden saptanmış olan sınırları aşmamalıdır. Bu ayarlamanın sürekli olarak sağlanabilmesi için uygulanan tekniklere genel anlamda otomasyon tekniği denir. Otomasyon genelde kumanda ve reglaj diye ikiye ayrılabilir.

Bir tesisi elle idare eden bir operatör, tesisin durumunu dikkatle izler, algıladığı bilgileri kafasında değerlendirir ve bu değerlendirme sonucunda gerekiyorsa elle müdahale eder. Operatörün bu davranışıyla otomasyon sistemi arasında benzerlikler vardır.

Otomasyon sisteminin gerçekleşmesi üç etapta sağlanır:

a) Tesisisin o anki durumunun sinyal vericiler tarafından saptanması
b) Kazanılan bilgilerin emirlere dönüştürülmesi
c) Ayar organlarını harekete geçirerek tesisin durumuna etki edilmesi

Bir buhar santralinde su ve buharın çeşitli noktalarındaki basınç, sıcaklık ve debisi; döner makinalarda vibrasyon, yağlama yağları sıcaklığı; tanklar ve basınçlı kaplarda sıcaklık, basınç ve seviye sürekli olarak ölçülür ve değerlerin limit değerleri aşması halinde alarm sinyalleri verir, hatta santrali durdurabilir.

Santralde bir pompanın, bir elektrik motorunun, bir değirmenin çalıştırılması için belli şartların oluşması gerekir. Örneğin bir besleme suyu pompasının çalışabilmesi için besleme suyu tankında su seviyesi belli bir değerin üstünde ve pompa öncesi valfler açık olmalıdır. Bu şartlar yerine gelmemişse o ekipman çalışmaz. Bu sistemlere de mantık devreleri veya kilitleme sistemleri (logic circuits veya interlocking systems) denilir.

2.3 Akışkan Yataklı Kazanlar

Akışkan yatakta yakma (AYY) teknolojisi, başta kömür olmak üzere, biyokütle, endüstriyel ve evsel atıkları temiz ve verimli bir şekilde yakabilen, bu nedenle de 1980'li yıllardan bugüne sayıları hızla artan başarılı santral uygulamaları sergileyen bir teknolojidir.

Akışkan yatak terimi, bir hazne içerisinde öbeklenmiş katı parçacıkların, bir dağıtıcı plaka aracılığıyla homojen bir şekilde alttan verilen yanma havası ile, hazne içinde hareketlendirilmiş haline verilen addır. Bu durumdaki katı parçacıklar, bir akışkanın gösterdiği fiziksel davranışı gösterirler. Akışkan yatakta yanma (AYY) ise kömürün eylemsiz parçacıklardan oluşan sıcak akışkan yatakta yanmasıdır. Yüksek kaliteli kömürler için yatak malzemesi olarak genelde kum kullanılır. Linyit gibi kül oranı yüksek kömürler ise kendi külleri içinde herhangi bir ilave yatak malzemesine ihtiyaç duymadan yakılırlar.

2.3.1 Yakma Tipine Göre Akışkan Yataklı Santral Teknolojileri

Akışkan yatakta yakma teknolojileri atmosfer basıncında ve basınç altında çalışan olmak üzere iki ana grupta sınıflandırılır. Bu teknolojiler akışkanlaştırma koşullarına bağlı olarak da kabarcıklı (bubbling) ve dolaşımlı (circulating) olmak üzere ikiye ayrılır. Günümüzde ticari boyuta ulaşmış ve yaygınlaşmış olan teknoloji atmosferik dolaşımlı akışkan yataklı yakma (atmospheric circulating fluidized bed combustion-ACFBC) teknolojisi olup, basınçlı kabarcıklı akışkan yataklı yakma (pressurized bubbling fluidized bed combustion-PBFBC) ile basınçlı dolaşımlı akışkan yataklı yakma (pressurized circulating fluidized bed combustion-PCFBC) teknolojileri henüz gelişme aşamasındadır.

2.3.1.1 Atmosferik Dolaşımlı Akışkan Yataklı Yakma Teknolojisi

Atmosferik Dolaşımlı Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisinde kömür parçacıkları kazanda yanarken gittikçe küçülürler ve gazla birlikte kazanı terk ederler. Yanma odasından gazla taşınan uçucu kül, yanmamış kömür, kireçtaşı vb. tanecikler siklonlarda tutulup kazana geri beslenir. Bu geri besleme, taneciklerin kazanda kalış sürelerinin ve dolayısıyla yanma ve desülfürizasyon verimlerinin artmasını sağlar. Bu sirkülasyon katı döngüsünü oluşturur ve bu nedenle bu tip akışkan yataklı sistemlere "dolaşımlı" denir.

Yüksek akışkanlaşma hızı ve sirkülasyon nedeniyle dolaşımlı akışkan yataklı kazanlarda belirgin bir yatak yüzeyi yoktur. Taneciklerin sistemde ortalama kalma süreleri yanma sürelerine kıyasla daha uzundur ve yaklaşık 7-10 saniye civarındadır. Taneciklerin yatakta kalma sürelerinin uzun olması ve mükemmel gaz-katı karışımı, akışkan yataklı kazanların özellikle lavvar (kömür yıkama) tesislerinden çıkan şlam gibi yakılması güç yakıtlar, endüstriyel katı atıklar da dahil her türlü katı yakıtı yakabilmesine olanak tanır. Dolaşımlı akışkan yataklı sistemlerde yüksek hız, parçacık yoğunluğu ve türbülanstan dolayı kazanın alt kısmında ısı transfer yüzeyleri veya serpantin yoktur.

Akışkan yatak teknolojisinde kazana kömürle birlikte kireçtaşı ($CaCO_3$) da verilir. Böylece, kazanda kömür, kül ve kireçtaşı birlikte yatak malzemesini oluşturur.

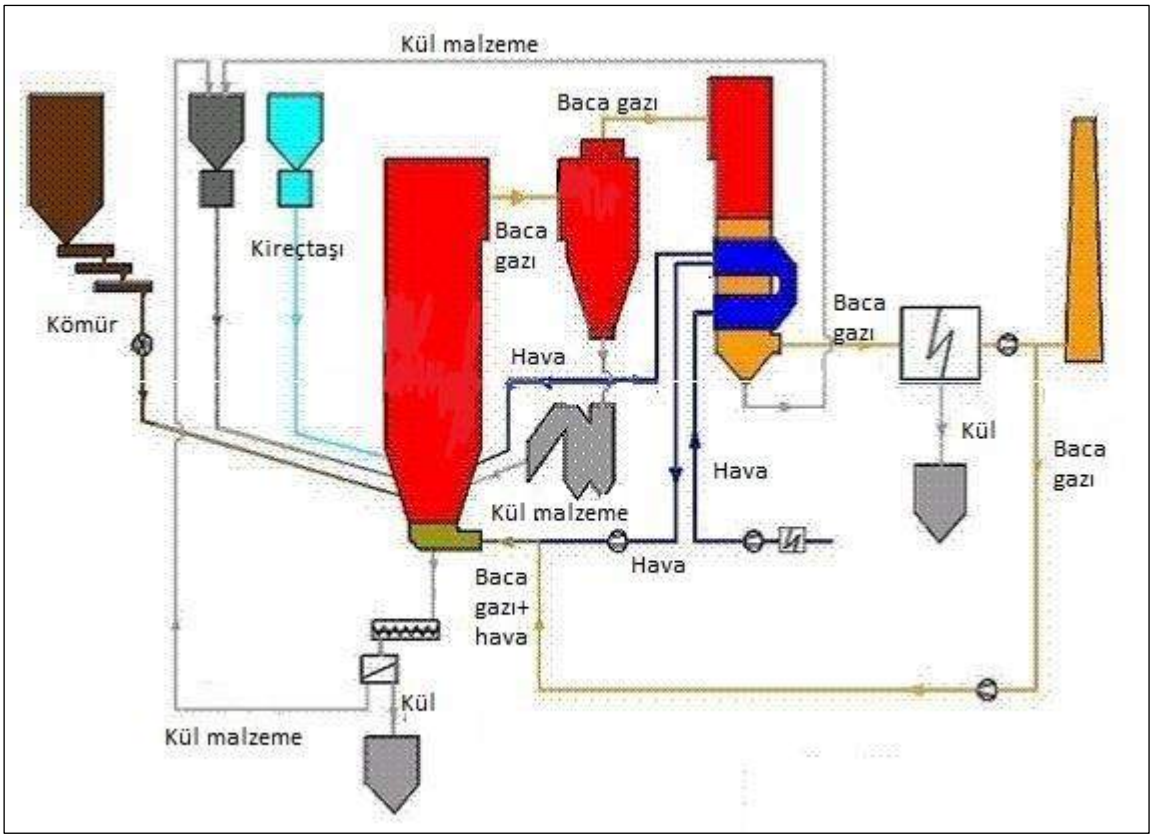
$CaCO_3$ kömürün içindeki kükürdün (S) yanması ile oluşan kükürt dioksitin (SO_2) çok büyük bir bölümünü tutarak baca gazında SO_2 emisyonunu büyük ölçüde azaltır. SO_2'nin $CaCO_3$ tarafından tutulmasına ilişkin kimyasal reaksiyonlar aşağıda verilmektedir.

$S + O_2 \longrightarrow SO_2$ (Yanma reaksiyonu)

$CaCO_3 \longrightarrow CaO + CO_2$ (Kalsinasyon reaksiyonu)

$CaO + SO_2 + 1/2O_2 \quad CaSO_4$ (Desülfürizasyon reaksiyonu)

SO_2'nin tutulmasındaki verim, kömürün içindeki yanar kükürt oranına uygun miktarda kireçtaşının kullanılmasına bağlıdır. Bu nedenle, Ca/S oranı önemli olup, kazan tasarımında kömürün içindeki kükürt miktarı ile baca gazında SO_2 emisyonunda yeterli azaltma sağlayabilecek şekilde kullanılması gereken $CaCO_3$ miktarı, diğer bir deyişle Ca/S oranı dikkate alınmaktadır. Genel olarak Ca/S oranı 2-2,5 civarındadır. SO_2 emisyonundaki gerekli azaltmanın sağlanabilmesi ayrıca, kireçtaşının kalitesine (reaktivite nem oranı, $CaCO_3$ yüzdesi vb.) ve kazanda kalış süresine de bağlıdır. Yanma gazının hızıyla kazandan ayrılan büyük parçacıkların siklondan geri dönmesi, kazanda kalış süresini biraz daha uzatarak, emisyonlarda daha fazla azalma sağlamaktadır.



Şekil 2.11 Akışkan Yatakta Yakma Teknolojisinin Şematik Anlatımı

Reaksiyonlar sonrası oluşan alçıtaşı ($CaSO_4$) kül ile birlikte kül depolama alanına gönderilir.

Siklonlarda boyutu büyük parçacıklar kazana geri döner. Daha küçük olanlar ise elektrofiltrelere gider ve orada uçucu külün büyük bir bölümü tutulur.

Yatakta oluşan gazlarda kükürdün çok düşük miktarlara düşürülmesi, düşük sıcaklıkta korozyon tehlikesini ortadan kaldırır. Ayrıca baca gazı sıcaklığının diğer tip kazanlara göre daha düşük seçilebilmesi, baca gazı ısısından en yüksek oranda yararlanılabilmesini sağlar ki bu durum akışkan yataklı kazanların verimini artırır.

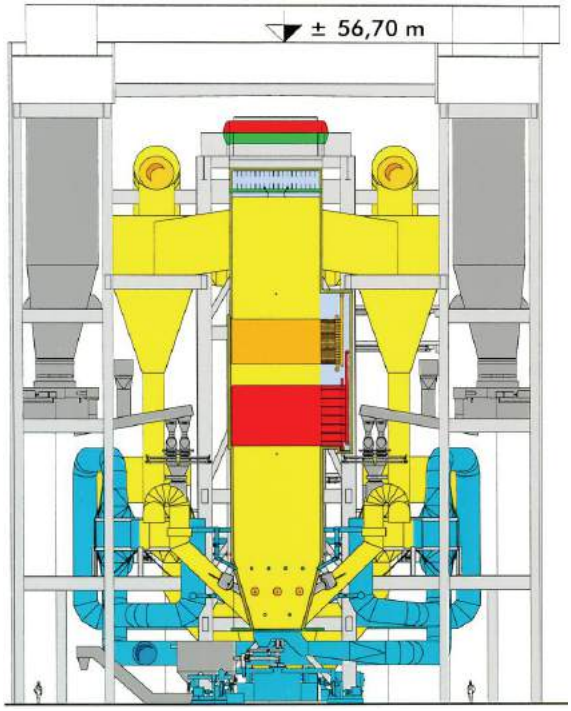
Akışkan yataklı kazanlarda uygun yakıt-gaz karışımının sağlanması, parçacıkların kazanda uzun süre kalması, gazla beraber taşınan iri parçacıkların kazana geri gönderilerek mümkün olduğu kadar tam yanmanın sağlanması yanma verimini artıran unsurlardır.

Akışkan yatakta yakma teknolojisinde kazanda yanma sıcaklığı (850°C) civarındadır. Bu düşük yanma sıcaklığı havayla giren azotun oksitlenmesini (ısıl NO_x oluşumunu) en alt seviyeye indirir. Yakıt azotundan kaynaklanan NO_x emisyonu ise kademeli hava besleme tekniği ile son derece düşük seviyelere çekilebilmektedir.

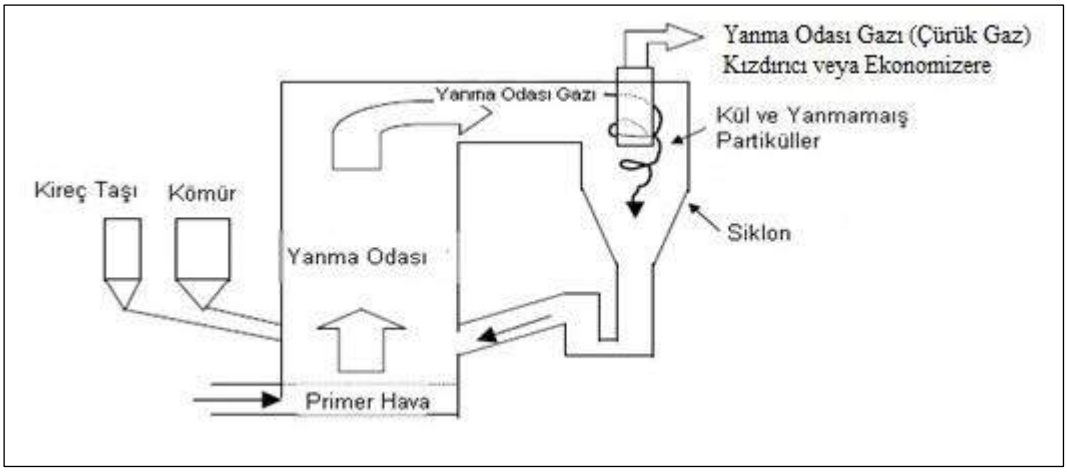
Düşük kaliteli linyitlerin çevreyi olumsuz etkilememesi için, bir yandan baca gazı arıtma tesisi gibi oldukça pahalı ilave yatırımlar yapılırken bir yandan da söz konusu düşük kaliteli yakıtların çevreye zarar vermeden yakılabilme teknikleri geliştirilmiş, bu yöndeki gayretlerin sonucu olarak akışkan yataklı kazan teknolojileri, termik santrallerde uygulanmaya başlanmıştır. Bu çerçevede elektrik üretimi alanında akışkan yataklı kazan teknolojisi Türkiye'de EÜAŞ tarafından ilk olarak 2x160 MW kurulu güçteki 18 Mart Çan Termik Santralinde uygulanmış ve 2008 yılı Eylül ayında santralin kesin kabulü yapılmış olup santral elektrik üretimine devam etmektedir. Çan Termik Santrali hariç bugüne kadar EÜAŞ tarafından gerçekleştirilen kömür yakıtlı termik santrallerde püskürtme toz kömür yakma teknolojisi uygulanmıştır.

Şekil 2.12'de Çan Termik Santralinin basit bir kazan kesit resmi verilmektedir. Akışkan yataklı kazanlar; ocak iç yüzeyleri, tabandan başlamak üzere tüm kazanın büyük bir kısmı refrakter malzeme ile kaplı, termik olarak izole edilmiş, aşınmaya karşı korunmuş bir siklon ayırıcı, ocak alt bölümündeki yatak malzemesinin geri dönüşünü sağlamak için bir resirkülasyon sistemi, akışkan yataklı kül soğutucuları, yatak altından ve yan yüzeylerden yanma havası sağlama sisteminden oluşmaktadır.

Yanma havası genel olarak, primer ve sekonder hava sisteminden oluşmuştur. Primer hava nozul tabanından, sekonder hava ise nozul tabanının üst tarafındaki hava kanalından geçen havadır. Yatak malzemesi yaklaşık % 98 kül veya kumdan oluşur. Nozul tabanı yatak malzemesinin homojen olarak akışkanlaşmasını sağlar. Primer hava, yatak malzemesini yanma odasından yukarı doğru akışını sağlar. Kaba kül yan duvarlar boyunca aşağıya düşer. Diğer maddeler siklonlar içinde birbirinden ayrıştırılır. Ayrıştırılan madde, kül geri sevk hattından akışkanlaşma havası vasıtasıyla yanma odasına geri döner.



Şekil 2.12 Çan Termik Santrali Kazan Kesiti



Şekil 2.13 Çan Termik Santrali Akış Şeması

Şekil 2.13'te Çan Termik Santrali akış şeması görülmektedir. Aşağıda kazana ilişkin bazı tasarım değerleri verilmektedir.

Kazan SH Buhar Kapasitesi 462 t/h	Kazan RH Buhar Kapasitesi 416 t/h
Kazan SH Buhar Basıncı 175 bar	Kazan RH Buhar Basıncı 38 bar
Kazan SH Buhar Sıcaklığı 543 ^{0}C	Kazan RH Buhar Sıcaklığı 542 ^{0}C

[SH Süperheater: Kızdırıcı, RH Reheater: Ara (Tekrar) Kızdırıcı]

Dolaşımlı Akışkan Yatakta Yakma Sistemi

Baca gazı, siklonları ikinci çekiş yönünden terk eder, uçucu küller elektrofiltrede ayrıştırılır. Kazanın ilk çalıştırılmasında veya bir revizyondan sonra yanma odası önce kum veya mevcut yatak malzemesi ile doldurulur. Yatak malzemesi, döner besleyici ve zincirli konveyör vasıtasıyla yanma odasına sevk edilir. Yatak malzemesinin homojen dağılımını sağlamak için, besleme esnasında primer hava minimum seviyede tutulur.

Yatak külü, yanma odasının tabanındaki dört oyuktan deşarj edilir. Yanma odası kül miktarının kül soğutucularına gidişi L-valflerle ayarlanır. Yatak külü, kül soğutucusuna aktarılır ve besleme suyu ve kondensat ile soğutulur. Soğutulmuş yatak külü yatak malzemesi silosuna nakledilebilir. Partikül boyutunun dağılımı aşağıdakilere bağlıdır:

- Sevk edilen kömürün tane büyüklüğü
- Kireç taşının tane büyüklüğü
- Haricen taşınan yatak malzemesinin tane büyüklüğü
- Siklonların partikül tutma özelliği
- Külün aşınma özelliği

Tablo 2.2'de tane boyutu dağılımı ile ilgili bilgiler verilmektedir.

Tablo 2.2 Beklenen Tane Boyutu Dağılımı

Malzeme	**Maks. Tane Boyutu (mm)**	**Ortalama Tane Boyutu (mm)**
Kömür	< 20	4-5
Kireç taşı	<1	0,1-0,15
Yatak külü	<1	0,2-0,5

Tablo 2.3'te dolaşımlı akışkan yataklı kazan ile konvansiyonel püskürtme toz (pulverize) kömür kazanın karşılaştırılması verilmektedir.

Tablo 2.3 Dolaşımlı Akışkan Yataklı Kazan ile Pulverize Kazanın Karşılaştırılması

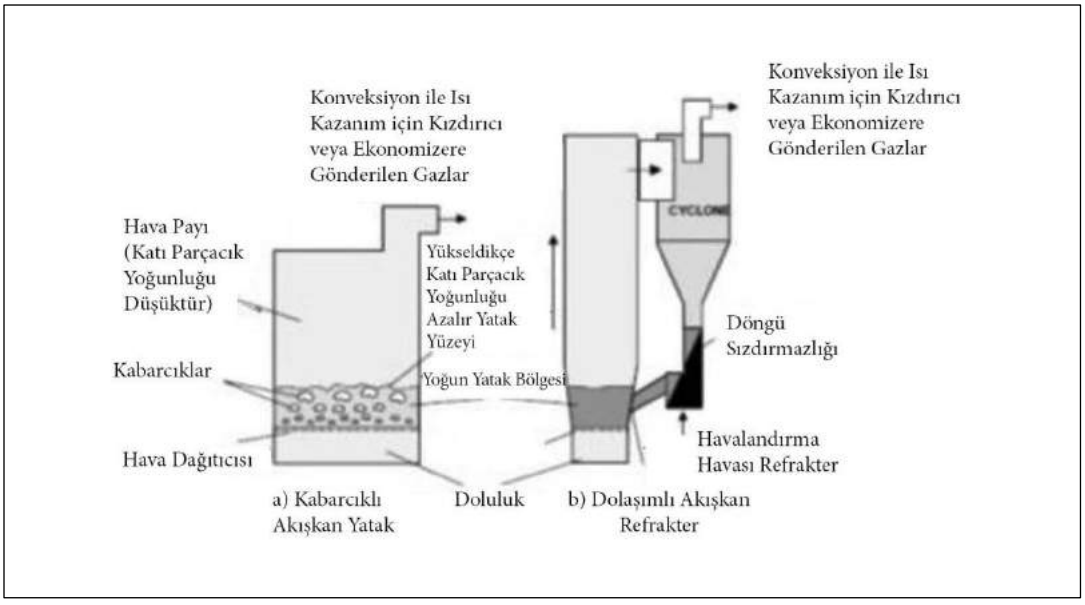
Madde	Akışkan Yatak (AY- CFB)	Püskürtme Toz (Pulverize) Kömür (PK- PC)
1. Değirmenler	Pulverize kömüre ihtiyaç olmadığından değirmenlere ihtiyaç yoktur; sadece kırıcılara ihtiyaç vardır (30-10 mm).	Pulverize kömür elde etmek için büyük kapasiteli değirmenlere ihtiyaç vardır. (≤ 1000 μ) Bunların bakım maliyetleri yüksektir.
2. $DeSO_x$ (η %) Verimleri	Genellikle optimum yanmada DeSOx verimleri % 90 civarındadır. Ancak, özellikle AB limit değeri ($SO_2 \leq 200$ mg/Nm^3) dikkate alındığında, yüksek kükürt ihtiva eden kömürlerin kullanımında ilave kükürt arıtma tesisi (BGD) gerekli olabilecektir.	EU kriterleri dikkate alındığında (≤ 200 mg S) değerini karşılamak için her koşulda Baca Gazı Kükürt Arıtma Tesisine (BGD) ihtiyaç vardır. Genellikle verimleri en az % 95 olan ıslak kireçtaşı prosesi tercih edilmektedir.
3. NO_x Giderme	Yanma odası sıcaklıkları 800-900^{0}C civarında olduğundan yakıt kalitesine de bağlı olarak ilave De-NO_x tesisine ihtiyaç yoktur. NO_x için AB kriteri <200mg/Nm^3 olup, bu limit değer de karşılanabilmektedir.	Yanma odası sıcaklıkları ≥ 900^{0}C olduğundan De-NO_x tesisine ihtiyaç duyulabilmektedir. Ancak, Türkiye linyitlerine dayalı tesislerde genel olarak NO_x değerleri oldukça düşüktür. AB limit değeri açısından sorun olsa bile primer bazı önlemlerle emisyonlar istenen seviyeye düşürülebilecektir.
4.Elektrofiltreler	Kazanda büyük oranda kireç taşı tüketildiğinden CaO partikül miktarının yüksek olması, elektrostatik filtrelerinin toz tutma verimlerini düşürmekte ve PC'ye göre daha büyük kapasitede elektrostatik filtre kullanılmak zorunda kalınmaktadır.	Akışkan yatağa göre daha küçük kapasitede elektrostatik filtreler kullanılmakta ve bunların verimleri de % 99,9'a ulaşmaktadır.

2.3.1.2 Kabarcıklı Akışkan Yatakta Yakma

Kabarcıklı akışkan yatak teknolojisinde kolon içindeki taneciklerin teşkil ettiği yatak bölgesine alttan verilen havanın hızı artırıldıkça hava parçacıklara kuvvet uygular ve hava kabarcıkları oluşur. Bu nedenle, bu teknoloji kabarcıklı akışkan yatakta yakma olarak adlandırılmaktadır.

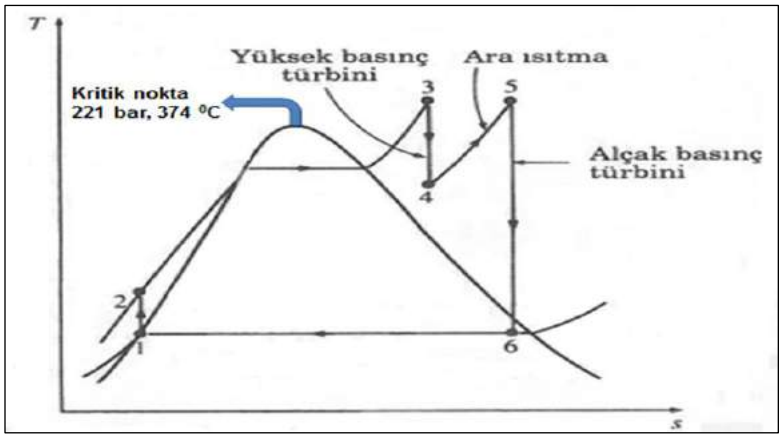
Yatakta kömür taneleri önce içerdikleri uçucu maddelerini kaybeder. Yatak içinde kömür parçacıkları yanarken, üst kısımda da uçucu maddeler yanmaya başlar. Bu teknolojide de, dolaşımlı akışkan yatakta olduğu gibi, yanan gazlarla birlikte sürüklenen kül parçacıklarından iri taneli olanları siklonlarda tutulur ve kazana geri gönderilir.

Şekil 2.14'de kabarcıklı akışkan yatakta yakma teknolojisi ile dolaşımlı akışkan yatakta yakma teknolojisinin karşılaştırması verilmektedir.



Şekil 2.14 Kabarcıklı Akışkan Yatak ile Dolaşımlı Akışkan Yatak Karşılaştırılması

2.4 Buhar Parametrelerine Göre Kömürlü Kazan Tipleri



Şekil 2.15 T-S Diagramında Kritik Nokta

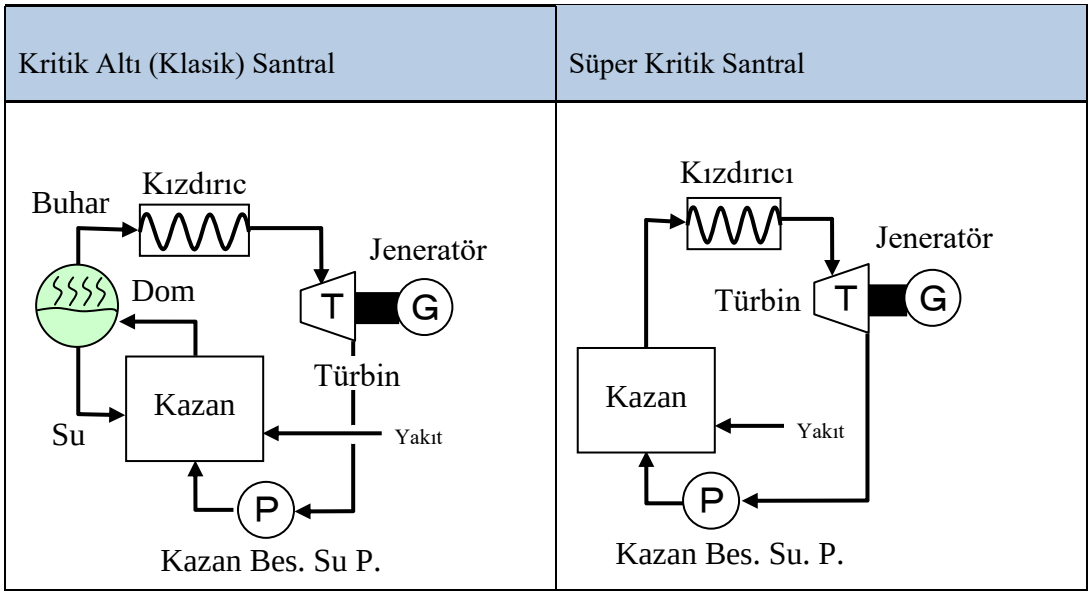
Şekil 2.15'ten görüldüğü gibi buhar kazanları için 221 bar, 374°C kritik noktadadır. Kazan çıkışı 221 barın üzerinde olursa T-S çan eğrisinde sıcaklıktan çok basınç önem kazanır, grafikteki eğri çan eğrisinin üzerinden geçer ve su buhar ayrımı olmadan kazan boruları içindeki su, direk sıvı fazından gaz fazına geçer. Klasik kazanlar bu kritik basıncın altında çalıştıkları için subkritik (kritik altı) olarak da adlandırılmaktadır. Kritik basıncın üstünde çalışan kazanlar 1980'li yıllardan bu yana ticari olarak kullanıma sunulmuşlardır. Günümüzde buhar kazanları çıkış sıcaklıkları ve basınçlarına göre Tablo 2.4'te belirtilen şekilde üçe ayrılır.

Tablo 2.4 Kazan Tipleri

No	Kazan Tipi	Sıcaklık (^{0}C)	Basınç (Bar)	Güç (MW)	Verim (%)
1	Subkritik (Kritik Altı)	540	130-220	150-660	30-40
2	Süper Kritik (Kritik Üstü)	560-600	220-250	500-1000	39-41
3	Ultra Süper Kritik (Ultra Kritik Üstü)	> 600	> 250	500-1100	>42

2.4.1 Kritik Altı (Klasik) ve Kritik Üstü (Süper Kritik) Kazanlı Santraller, Aralarındaki Farklar

Buhar parametrelerinin dışında kritik altı ve kritik üstü kazanlar arasındaki en önemli fark "Dom" olarak bilinen ve genellikle kritik altı kazanlarda bulunan buhar ayrıştırıcısı kritik üstü kazanlarda yoktur. Ayrıca devreye alma şekilleri farklıdır. Şekil 2.16'deki şemada iki santral tipinin prensip şeması verilmektedir.



Şekil 2.16 Klasik ve Superkritik Santral Prensip Şemaları

Şemadan da görüleceği üzere bu kazanlarda dom olmadığından tuz blöfü yapılamamakta, bunun yerine kondense arıtma sistemi kullanılarak su temizliği yapılmaktadır. Bu kazanların alt kritik kazanlara göre su prosesi ve şartlandırması açısından farklılıkları Tablo 2.5'te verilmektedir.

Tablo 2.5 Subkritik ve Süper Kritik Kazan Suyu Mukayesesi

Detay	Subkritik	Süper Kritik
Özellikler	• Dom	• Tek Geçişli (Dom Yok) • Kondensat Arıtma
Su Tasfiye Metodu	• Besi Suyu İşleme • Domdan Tuz Blöfü • Kimyasal Enjeksiyon	• Besi Suyu İşleme • Kondensat Arıtma • Kimyasal Enjeksiyon
Detay	• pH Kontrolü • Çözülmüş Oksijenin Atılması	• pH Kontrolu • Çözülmüş Oksijenin Atılması
Ölçümler	• pH • Çözünmüş Oksijen • Elektriksel İletkenlik • Silis • Toplam Katı Partikül	• pH • Çözünmüş Oksijen • Elektriksel İletkenlik • Toplam Demir • Toplam Bakır • Sodyum

Süper kritik kazanlarının işletmesinde çok dikkatli olmak gerekmektedir. Su kalitesi çok yakından takip edilmeli, bu çerçevede kondanse arıtma sistemi sürekli fonksiyonel olmalıdır.

Süper kritik kazanın konfigürasyon ve maliyet açısından kıyaslanması Tablo 2.6'da yer almaktadır.

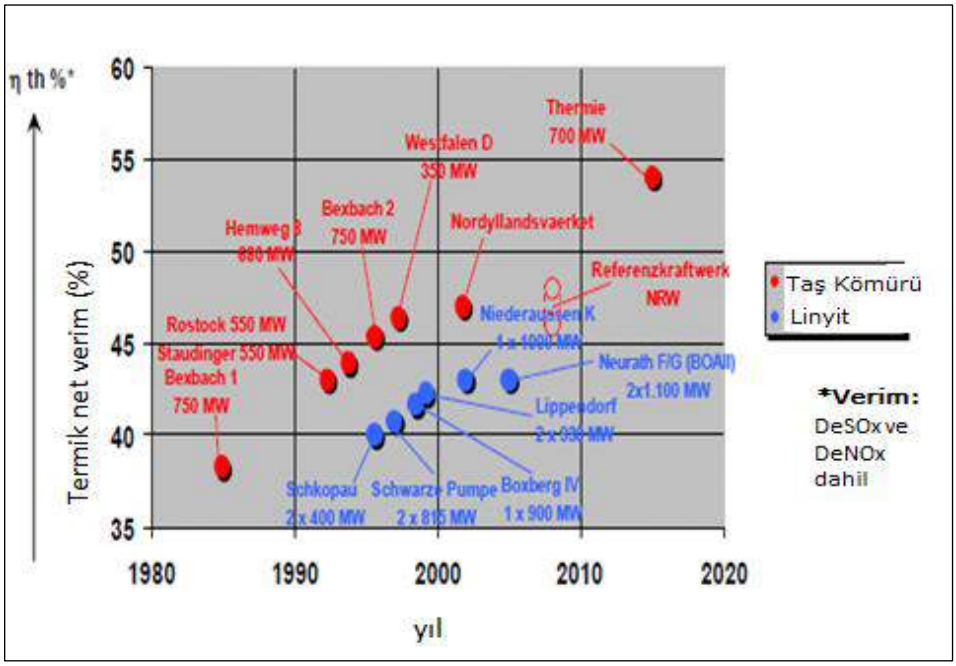
Tablo 2.6 Subkritik ve Süper Kritik Kazan Mukayesesi

Madde	Subkritik Kazan	Süper Kritik Kazan
Konfügürasyon	Dom	Tek Geçişli Start Sistemi Gerekli
Kullanılan Malzeme	Çoğunluk Karbon Çelik	Yüksek Alaşımlı Özel Çelik
Besleme	Dom Blöfü	Kondanse Arıtma Besleme Suyu Kalitesini İzleyen Özel Kontrol Sistemi
Kontrol	OBK (Otomatik Kazan Kontrol)	OSK (Otomatik Santral Kontrol)
Yapım Maliyeti	Baz	Yaklaşık % 110 daha fazla

- Ana ve tekrar kızdırıcı buhar sıcaklıkları, ana buhar basıncı süper kritik şartlara geçiş dahil yükseltilmiştir.
- Çevrim konfigürasyonunda tekrar kızdırıcı kademeleri, besi suyu ısıtıcıları sayısı artırılmıştır. Besi suyu ısıtıcı sayısının artırılması sonucu kazana beslenen besi suyu sıklığı artırılarak kazan verimi artırılmıştır.
- Santralin her bölümünün performansı iyileştirilmiştir. (Kömür yakmada verimlilik, buhar türbini verimliliği, pompaların verimliliği, kondenser performansı vb)
- Santral iç ihtiyacı düşürülmüştür.

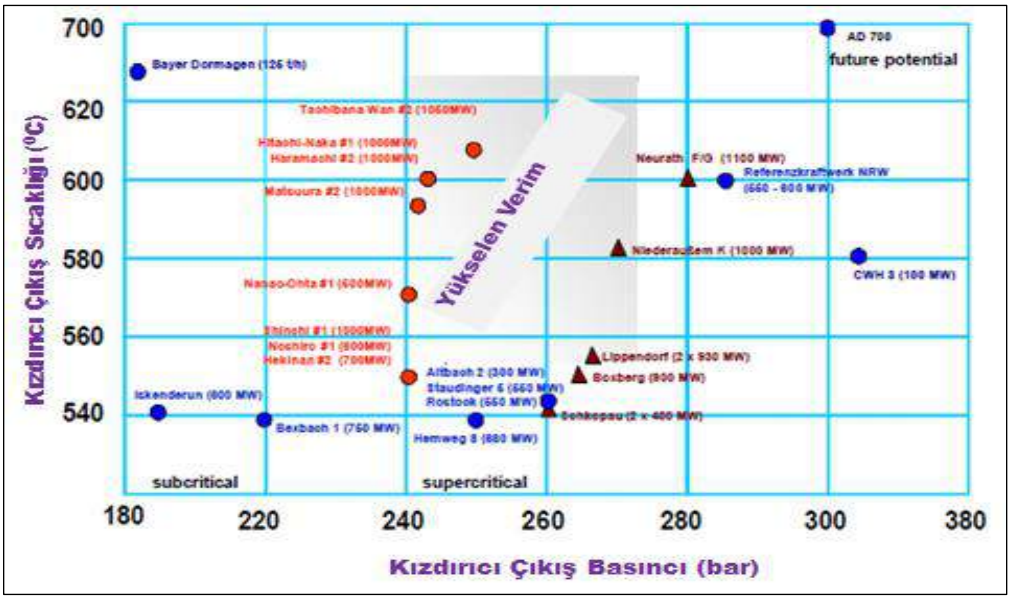
2.4.2 Süper Kritik Kazanlarda Gelişmeler

Termodinamik olarak buhar basıncı ve sıcaklığının artırılması ile ısıl verimde önemli artışlar elde edilmiştir.



Şekil 2.17 Kömürlü Santrallerde Net Verimin Gelişimi

Kaynak: Ernst Speh, 2005

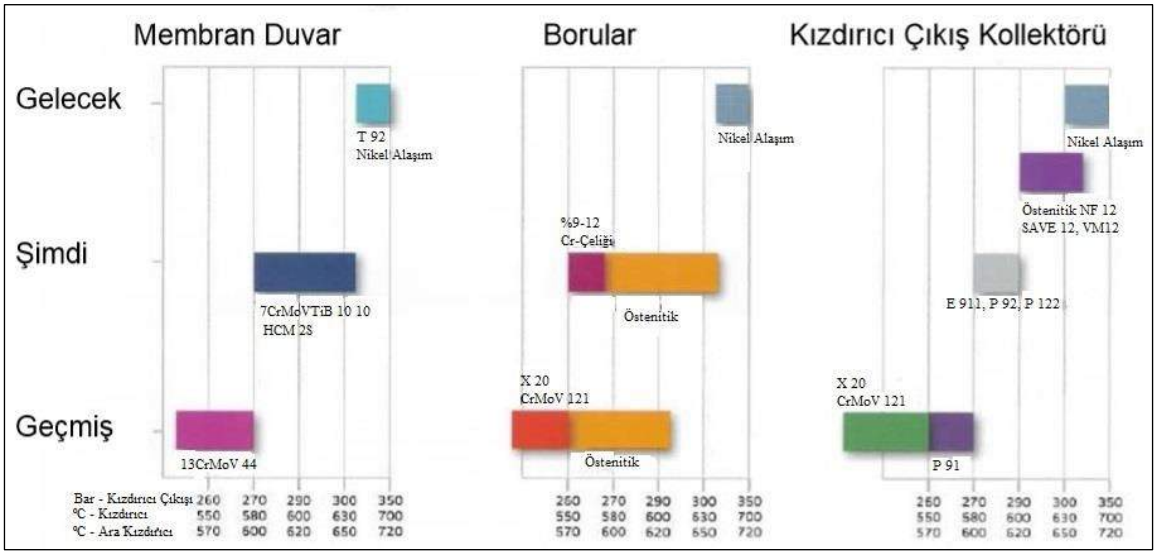


Şekil 2.18 Yüksek Verimli Santrallerde Kazan Çıkış Sıcaklığı ve Basıncı

Kaynak: Ernst Speh, 2005

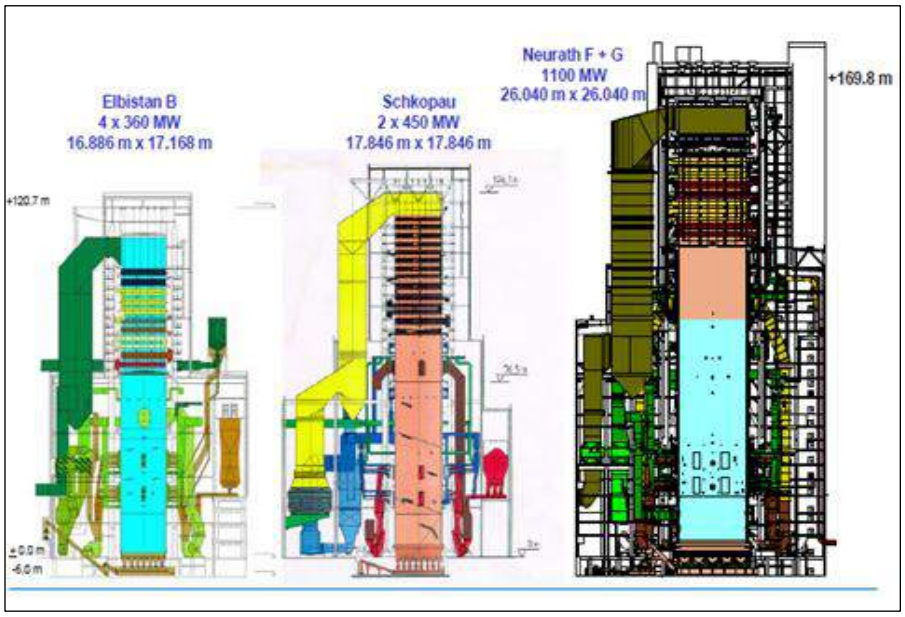
Buhar parametrelerindeki bu artışlar nedeni ile kullanılan malzeme kalitesi artmış, buna bağlı olarak MW başına birim yatırım maliyetleri yaklaşık % 10 artmış, buna karşılık ise net termik verimlerdeki ciddi artışlar uzun dönemdeki üretim maliyetlerini azaltmıştır.

Şekil 2.19'da kazanların evaporatör (membran) boru duvarlarda, borularda ve kollektörlerde kullanılan malzemeler verilmektedir. Şemanın alt satırlarında malzeme kalitesindeki artış sayesinde kızdırıcı çıkış basıncı (bar) ile kızdırıcı (SH) ve ara kızdırıcı (RH) çıkış sıcaklıklarında (^{0}C) yaşanan ve öngörülen gelişme görülmektedir.



Şekil 2.19 Kazanlarda Kullanılan Malzemelerin Gelişimi, Kaynak: Alstom 2007

Şekil 2.20'de ünite gücü 360 MW olan Afşin Elbistan B, ünite gücü 400 MW olan Schokopau ve ünite gücü 1.100 MW olan Neurath Santrallerinin kazan boyutları karşılaştırılmaktadır.



Şekil 2.20 Kritik Altı ve Kritik Üstü Kazan Boyutlarının Mukayesesi

2.4.3 Ultra Süper Kritik Kazanlı Santraller

2.4.3.1 Ultra Süper Kritik Kazanlı Santral Özellikleri

Süper kritik sistemin herkes tarafından bilinen bir tanımı ve buna bağlı olarak bir rakamsal karşılığı vardır. Kritik noktanın altı subkritik (kritik altı), üstü ise süper kritik (kritik üstü) olarak adlandırılır. Bu olayın gerçekleştiği basınç, yukarıda da belirtildiği gibi, 221 bar olup sıcaklık ise 374°C'dir. Ultra süper kritik sistem için bu konu süper kritik kadar net değildir, ancak bir tanım aralığından bahsedebiliriz.

ASME parametrelerine göre subkritik sistem verimi % 33-37, süper kritik sistem verimii % 37-42, ultra süper kritik sistem verimi ise % 42 ve üstü olarak tanımlanmaktadır.

Sadece sıcaklık ve basınç ultra süper kritik teknoloji için belirleyici değildir, en önemli olan konulardan biri de bu şartlarda çalışacak yüksek alaşımlı çelik malzemenin olmasıdır. Artan sıcaklık ve basınç, malzeme dayanımını azalttığından, montaj aşamasında yaşanan kaynak sıkıntıları ve santralin emre amadeliği konusundaki riskleri artırmaktadır.

Dünya genelinde ultra süper kritik parametreleri yaklaşımını Worley Parsons Resource&Energy, 2009 sunumunda görmek mümkündür (Tablo 2.7):

Tablo 2.7 Farklı Ülkelerde Ultra Süper Kritik Tanımı

Ülke/Kıta	Sıcaklık (°C)	Basınç (Bar)
Avrupa	596/600	276/283
Çin	600/610	262
Japonya	600/620	272

Bu tabloda da görüleceği gibi sıcaklık değerleri genelde 600 °C olarak kabul görmüştür. Farklılık basınç değerlerinde ortaya çıkmaktadır. Basınç değerlerinin en yüksek alındığı yerler Avrupa ülkeleridir. Sıcaklığın 700 °C ve basıncın 300 bar olacağı hedefi üzerinde çalışılmaktadır. Bununla beraber şu anda kullanılan ve montajı yapılan ultra süper kritik kazanlarda sıkıntı yaşandığı bilinmektedir. Bu teknolojide en iyilerden olan Alstom'un uzmanları dahi devlet destekleri ile bu yatırımlara girişebildiklerini, normal olarak henüz çok denenmiş ve güvenilir bir yapı oluşmadığını ifade etmektedirler.

Teknik olarak yapılan iyileştirmelerin verime yansımasına bakmak gerekirse, bu da genel olarak çevrimdeki buharın sıcaklığının 30°C arttırılması, verimde %1 artış demektir. Basınçtaki artış ise kabaca 1 MPa artış, verimde % 0,15 artışa denk gelmektedir.

2.4.3.2 AD 700 Projesi

Avrupa'da 1994'te AD 700 adında bir proje başlatılmıştır. Bu projenin amacı, ultra süper kritik kazanlarda şu anda 600°C civarında olan kazan çıkış buhar sıcaklığını 700°C'a çıkararak, verimin % 47'lerden % 55'lere çıkarılmasıdır. Böylece CO_2 emisyonu % 15 düşecektir.

Projeye 10 Avrupa ülkesinden 40 kuruluş katılmıştır. Katılanlar arasında elektrik üreticileri olduğu gibi, büyük santral ekipman imalatçıları da vardır. Projeyi AB, DG TREN ve DG RTD, ERGE fonlarıyla desteklemektedir.

Çalışmanın konsantre olduğu konular nikel bazlı yeni alaşımların geliştirilmesi, optimum çevrimlerin belirlenmesi, kazan ve türbin dizayn konseptinin tespiti, kullanılacak malzemenin tespitidir. Teknolojinin 2025 dolaylarında ticarileştirilmesi beklenmektedir.

2.4.3.3 Ultra Süper Kritik Sistemin Avantajları

- Santral veriminde % 1 oranında artış, kömür tüketiminde % 2,5 oranında azalma demektir. Örneğin bir santralde yanacak yıllık kömür miktarına 3 milyon ton ise, verimdeki % 1 artıştan dolayı yılda 75.000 ton daha az kömür yanacaktır. Bu da yaklaşık kömür fiyatını 100 USD/ton alırsak, yıllık kazancın 7,5 milyon USD olması demektir.
- Çevre açısından ise santral verimindeki % 1 artış, sera gazı salınımının % 2,5 oranında azalması anlamına gelmektedir. Bu hem çevresel açıdan olumludur, hem de tesisinin atık gazı arıtması için daha az kimyasal kullanılmasını sağlar.

2.4.3.4 Ultra Süper Kritik Sistemin Dezavantajları

- Malzeme mukavemetiyle ilgili daha kısa sürelerde çatlak, malzeme kopması ve aşınma gibi problemlerle karşılaşılmaktadır.
- Montajda kaynak problemleri sıkça yaşanan problemlerdir ve konuyla ilgili yetişmiş personel sıkıntısı vardır.
- Sıcaklığın ve basıncın yükselmesi sadece borularda değil, bu sistem üzerinde bulunan bağlantı elemanlarında, vanalarda ve ilave elemanlarda da daha dayanıklı ve pahalı malzemelerin kullanımını gerektirmektedir.
- Tasarım ve performans çalışmaları da gelişme aşamasındadır ve iyileştirmeler için zamana ihtiyaç vardır. Süperkritik sistem bu anlamda daha da oturmuş ve kendini ispatlamış bir teknolojidir.
- Ultra-süperkritik sistemin yatırım maliyeti daha fazladır. Montajda gecikme yaşanma riski daha fazladır. Performans konusu (emre amadelik ve güvenilirlik) önemle dikkate alınmalıdır.

2.4.3.5 Buhar Parametrelerine Göre Akışkan Yataklı Santraller

Akışkan yataklı kazan teknolojisi geçtiğimiz 20 yıl içerisinde hem sayı olarak hem de kurulu güç olarak büyük gelişmeler kaydetmiştir. Kurulu güç kapasiteleri 300 MWe'a kadar olan santraller bugün işletmededir.

Akışkan yatak teknolojisinde buhar parametrelerine göre ikinci jenerasyon olarak adlandırılan kritik üstü (süper kritik) kazanlara örnek; 460 MWe kurulu güç olarak 2009'da Polonya'da devreye girmiştir. Dünyanın ilk en büyük kritik üstü (süper kritik) tek geçişli kazanı olma özelliğine sahiptir. Günümüzde modern bir santral tasarımı demek sadece yüksek verimli ve buna bağlı olarak ekonomik olduğu için tercih edilen santral değil, aynı zamanda çevre ile barışık düşük emisyonlu, daha az yakıt tükettiği için daha az kül üreten santral demektir. Bu amaca ulaşmak için kritik üstü (süper kritik) teknoloji uygulanmaktadır. Bu teknoloji yukarıda da belirtildiği gibi Akışkan Yatak Teknolojisi (CFB) için de geçerlidir. Böylelikle CFB teknolojisinin yakıt esnekliği, düşük emisyon ve yüksek emre amadelik gibi önemli özellikleri, yüksek verim avantajı ile birleşmiştir. Bundan sonraki süreçte CFB teknolojisinin kritik üstü

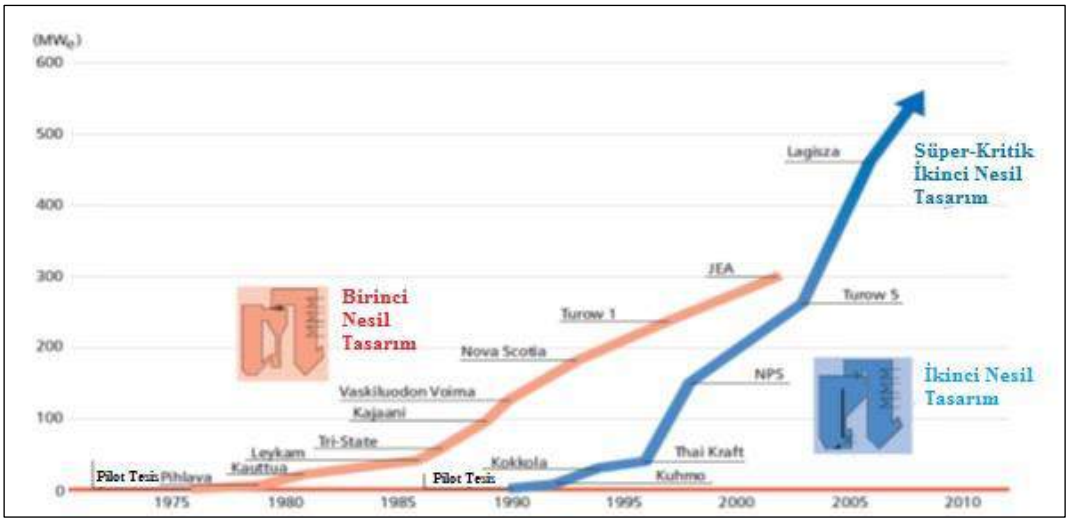
buhar parametreleri ile kurulu güçlerinin 600–800 MWe mertebelerine ulaşması hedeflenmektedir.

Aşağıda 460 MWe kurulu güçteki santralin buhar parametreleri verilmektedir.

Buhar Parametreleri (% 100 Yükte)

SH Akışı	kg/s	361
SH Basıncı	MPa	27,5
SH Sıcaklığı	°C	560
RH Basıncı	MPa	5,48
RH Sıcaklığı	°C	580

Santral net verimi doğal olarak seçilen buhar parametrelerine, buhar çevrim konfigürasyonuna, soğutma suyu veya soğutma kulesi şartlarına ve kazan verimine bağlıdır. Polonya'da Foster&Wheeler tarafından 460 MWe kurulu güçte inşa edilen santralin baca gazı sıcaklığı 85^{0}C' ye düşürülmüş, hesaplanan net verimi % 43,3 'e yükselmiş ve net çıkış gücü 439 MWe mertebelerine ulaşmıştır. Elde edilen bu değer, santralin tam kurulu gücünde ve hatta gücünün üzerinde çalıştırılabildiğini ve iç ihtiyacının %5 gibi çok düşük düzeyde kaldığını göstermektedir. Şekil 2.21'de yıllar itibarıyla akışkan yatak teknolojisinin gelişimi verilmektedir.



Şekil 2.21 Akışkan Yatak Teknolojisinin Gelişimi

Bundan sonraki aşamada aynı firma kurulu gücü 800 MWe olan CFB kazan tesis etmeyi planlamaktadır. Soğutma suyu olarak deniz suyu sıcaklığının 18°C olması durumunda net veriminin % 45 olacağı tahmin edilmektedir.

Kömür yakıtlı santrallerde, önümüzdeki yıllarda, süperkritik ve ultra süperkritik kazan teknolojilerinde çok yönlü gelişmeler beklenmekte, bu tip kazanların kullanımının artacağı ve diğer yandan akışkan yataklı kazanların yaygınlaşacağı öngörülmektedir.

KAYNAKÇA

[1] Heper, Y. 2001. Buhar Santralleri Teorisi ve Uygulaması, METU Press, Ankara.
[2] Çiğdemoğlu, M. 1976. Teknik Termodinamiğe Giriş, Gürsoy Matbaacılık, Ankara.
[3] International Energy Agency. 2007. Fossil Fuel Fired Generation, Paris.
[4] Özil, E., Şişbot, S., Özpınar, A., Olgun, B. 2012. Elektrik Enerjisi Teknolojileri ve Enerji Verimliliği, TESAB Yayını, İstanbul.
[5] Başaran, M. 2013. Türkiye'de Kömürlü Termik Santraller, ODTÜ Mezunlar Derneği, Enerji Grubu Cumartesi Söyleşileri, 23.02.2013, ODTÜ Vişnelik Tesisleri, Ankara.
[6] Başaran, M. 2013. Türkiye'de Kömürün Geleceği, 4th Turkey Energy Forum, 21-22.03.2013, Elite World Hotel, İstanbul.
[7] Kehlhofer, R. 1997. Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plants, Pennwell, Oklahoma.
[8] Çengel, Y., Boles, M. 2006. Thermodynamics: An Engineering Approach, 5th Edition, McGraw-Hill.
[9] Powergen. 1996. Combined Cycle Gas Turbine Course, Power Training.

ÖZGEÇMİŞ

Muzaffer BAŞARAN
mbasaran1952@gmail.com

1952'de Isparta'da doğdu. İlkokulu Burdur Tefenni'de, Ortaokulu Antalya Lisesi Ortaokulu'nda, Liseyi İstanbul Kabataş Lisesi'nde bitirdikten sonra Etibank bursuyla İngiltere'ye gitti. Newcastle Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nden 1974'te lisans ve 1975'te master diploması aldı.

1975'te işe başladığı TEK Genel Müdürlüğü'nde 7 yıl Ankara'da Santraller Proje ve Tesis Daire Başkanlığı'nda Mühendis ve Başmühendis, 11 yıl Afşin Elbistan Termik Santralinde Başmühendis, Şube Müdürü, Tesis Grup Müdürü, 5 yıl Kemerköy Santrali'nde Tesis Grup Müdürü ve Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. Genel Müdürü, 3,5 yıl Yeniköy Santrali'nde Yeniköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. Genel Müdürü olarak görev yaptıktan sonra Ekim 2001'de Ankara'ya döndü. 01.10.2001 tarihinde Elektrik Üretim A.Ş. Genel Müdür Yardımcılığı ve Yönetim Kurulu üyeliği görevine başladı. 17.10.2006 tarihinde emekli olan Muzaffer Başaran 01.11.2006 tarihinde H. Ö. Sabancı Holding A.Ş. Enerji Grup Başkanlığı Danışmanı olarak çalışmaya başladı. 2012'de Hattat Grubu'nda Santraller Yatırım Koordinatörü olarak çalıştı. 2013 Şubat ayından bu yana TEYO Yatırım ve Dış Ticaret A.Ş. Genel Müdürlüğü'nü yürütmektedir.

Başaran yurt içi ve yurt dışında çok sayıda konferans ve toplantıda konuşmacı olarak yer almıştır. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nin Temiz Kömür Teknolojileri, Nükleer Santraller, Enerji Raporu 2013 ve 2014 kitaplarında bazı bölümleri yazmıştır. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEK TMK), Türkiye Elektrik Sanayi Birliği (TESAB) ve Makina Mühendisleri Odası İstanbul Şubesi Enerji Komisyonu üyesidir.

3. KÖMÜRÜN GAZLAŞTIRILMASI YOLUYLA ELDE EDİLEN SENTEZ GAZINDAN ELEKTRİK ÜRETİMİ - ENTEGRE GAZLAŞTIRMA KOMBİNE ÇEVRİM TEKNOLOJİSİ (IGCC)

Dr. İskender GÖKALP
Dr. Uçak Yüksek Mühendisi

Mücella ERSOY
Yüksek Maden Mühendisi

Yönetici Özeti

Kömür dâhil diğer fosil kaynakların katkısı olmadan uzun vadeli ekonomik büyümenin gerçekleştirilebilmesi mümkün görülmemektedir. Kömür, halen dünya elektrik üretiminin % 40'ından fazlasını karşılamakta ve gelecekte de enerji güvenliği yönünden önemli bir katkı koymayı sürdürmesi beklenmektedir. Fakat karbon yoğun bir kaynak olması sonucu diğer yakıtlara kıyasla daha çok çevresel sorunlar yaratması nedeniyle de temiz kömür teknolojilerinin geliştirilmesi yönünde üzerinde en çok araştırma ve teknolojik geliştirme yapılan kaynaktır.

Bu bölümde temiz kömür teknolojilerinden kömürün gazlaştırılması ve üretilen sentez gazından elektrik üretimi teknolojisi olan Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi tanıtılmakta, dünya genelindeki ticari ölçekteki uygulamalardan örnekler verilmekte, Ülkemizdeki konu ile ilgili çalışmalar özetlenerek önerilerde bulunulmaktadır.

Kömürün gazlaştırılması süreci; kömürün, ana bileşenleri hidrojen ve karbon monoksit olan ve sentez gazı olarak adlandırılan bir gaza dönüştürülmesidir. Üretilen gazdan sıvı yakıt, amonyak, metanol gibi çeşitli kimyasallar, hidrojen ve elektrik üretimi elde edilebilmektedir. Kömürün gazlaştırılmasının ilk kullanımı, 19. yüzyıla kadar geriye gitmesine rağmen sentez gazından elektrik üretimi olan Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi (IGCC) 1970'li yıllarda başlatılan araştırmalarla hız kazanmış bir teknolojidir.1990'lı yılların ortalarından itibaren de ticari ölçekli IGCC tesisleri işletmeye alınmaya başlanmıştır.

IGCC teknolojisinin en önemli avantajları; kombine çevrim (hem gaz türbini hem de buhar türbininden elektrik üretimi) sonucunda elektrik enerjisine dönüşüm veriminin konvansiyonel santrallere göre çok daha yüksek olması; yanma öncesi kirleticileri önleme teknolojisine sahip olması, daha düşük emisyon yayması; daha az su kullanıp daha az katı atık üretmesi; girdi ve ürün esnekliğine sahip olması, sentez gazından sadece elektrik değil ulaşımda kullanılan sıvı yakıt, hidrojen ve çeşitli kimyasalların da üretilebilmesine olanak sağlamasıdır.

IGCC teknolojisi; birçok avantaja sahip olmasına rağmen, konvansiyonel santraller kadar standartlaşmış ve yaygın kullanılan bir teknoloji olmaması, hem yatırım hem işletme maliyetinin yüksek olması, kompleks sistemler olması vb. nedenlerle hala üzerinde çalışılan bir teknolojidir.

Sonuç olarak; başlangıçta ABD ve Avrupa'da, devamında Japonya ve Çin Halk Cumhuriyeti'nde hükümetler tarafından finansal açıdan desteklenerek uygulamaya sokulan IGCC teknolojisi; hâlâ üzerinde çalışılması gereken bir teknoloji olmakla beraber yukarıda sıralanan avantajları ile önemli bir teknolojidir.

3.1 Giriş

Dünyadaki diğer birincil enerji kaynaklarıyla karşılaştırıldığında kömür; rezervi, yeryüzündeki geniş bir coğrafyaya dağılımı, taşıma kolaylığı ve güvenliliği ile istikrarlı fiyatı gibi nedenlerle enerji arz güvenirliğini sağlayabilecek en önemli kaynaklardan biridir. Kömürün elektrik üretimindeki önemi günümüze kadar devam etmiş olup gelecekte de bu önemini koruyacağı öngörülmektedir. Halen dünya elektrik üretiminin % 40'ından fazlası kömürden sağlanmaktadır.

Günümüzde kömür kaynağının kullanımının önündeki en büyük engellerden biri karbon yoğun kaynak olması nedeniyle diğer fosil yakıtlara kıyasla daha çok çevre sorunları yaratmasıdır. Kömürün yanması sonucunda çıkan kükürt oksitleri (SO_x), azot oksitleri (NO_X) ve toz hava kirliliği oluşturmakta; ayrıca sera etkisi yaratan gazlardan CO_2 emisyonları da iklim değişikliği için tehdit oluşturmaktadır.

Kömürden kaynaklanan çevresel sorunları azaltmak için temiz kömür teknolojilerinin kullanımı; artan çevre bilinci ve beraberinde getirilen yaptırımlar çerçevesinde gittikçe önem kazanmaktadır. Emisyonlar için ispatlanmış çevre kontrol teknolojileri [SO_2 için baca gazı desülfürizasyon (BGD) ve NO_X için de -NO_X sistemleri, toz için elektro filtreler vb. teknolojiler] mevcut olup uzun yıllardır uygulamada % 90'ların üzerinde emisyon azaltma sonuçları alınmaktadır. CO_2 emisyonlarını azaltmak yönünde ise ağırlıklı olarak verimlilik artırılması ve Karbon Tutma ve Depolama (KTD) teknolojileri üzerinde AR-GE çalışmaları yürütülmektedir.

Bu bölüm kapsamında temiz kömür teknolojilerinden kömürün gazlaştırılması ve üretilen sentez gazından elektrik üretimi için geliştirilmiş Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisi'nin avantajları ve dezavantajları belirtilerek tanıtılmakta, dünya genelinde ticari ölçekteki uygulamalardan ve Türkiye'deki girişimlerden örnekler verilmektedir.

3.2 Kömürün Gazlaştırılmasının Genel Tanıtımı

Kömür gazlaştırma sürecini kısmi yanma veya kısmi oksidasyon olarak ifade edebiliriz. Her karbon ihtiva eden yakıt için olduğu gibi, kömüre de gereken oksitleyici verilirse tam yanma oluşur ve yanma sonunda kül, CO_2 ve su buharı elde edilir. Gazlaştırmada eksik oksitleyici verilir ve süreç sonunda kül, CO, H_2, CH_4 ve diğer bazı hidrokarbon gazlar elde edilir, ama üretilen sentetik gaz ağırlıklı olarak karbon monoksit ve hidrojenden oluşur.

Gazlaştırma teknolojileri en genelde allotermik ve ototermik olarak ikiye ayrılır. Allotermik teknolojilerde gazlaştırma süreci için gereken ısı dışardan verilir (gaz veya sıvı yakıt yakılarak). Ototermik teknolojilerde kömürün kısmi yanması ile gereken gazlaştırma ısısı sağlanır. Kömür ile oksitleyici gazın nasıl karşılaştığına göre değişik gazlaştırma teknolojileri geliştirilmiştir. Bunları kısaca sabit yataklı, akışkan yataklı ve sürüklemeli akışlı teknolojiler olarak belirtebiliriz. Her teknolojinin de çeşitli versiyonları vardır. Mesela akışkan yataklı teknolojilerde atmosferik basınçlı ve yüksek basınçlı teknolojiler, kabarcıklı veya dolaşımlı yatak teknolojileri geliştirilmiştir. Bu konularda detaylı bilgiler literatürden elde edilebilir.

Gazlaştırma teknolojileri geliştirilirken veya uygulama için seçilirken dikkat edilmesi gereken hususlar arasında şunlar öncelik kazanır. Elbette burada belirleyici olan kömürün kimyasal, fiziksel ve ısısal özellikleridir. Kömürün ihtiva ettiği karbonun tümüyle dönüştürülmesi gazlaştırma verimliliği açısından çok önemlidir; açıkçası kalan külde en ideal durumda sıfır karbon bulunması gerekir. Külün ergime sıcaklığı önemlidir ve kullanılabilecek teknolojileri belirler. Gazlaştırma sıcaklığı, oksitleyicinin niteliği (hava, oksijen, su buharı, CO_2 veya bunların karışımları), gazlaştırma süresi, oksitleyici/kömür oranı, gazlaştırma verimliliğini ve üretilen sentetik gazın niteliğini, bilhassa kalorifik değerini belirler.

Kömürün gazlaştırılmasının gündeme gelmesinin çeşitli nedenleri vardır. Bunları Türkiye'de bol miktarda bulunan linyitlerin özelliklerini de göz önüne alarak şöyle sıralayabiliriz. Daha ilerde özetleyeceğimiz OPTIMASH kısa adlı AB projesinde ispatladığımız gibi, Türkiye linyitleri reaktiviteleri açısından gazlaştırmaya uygundur. Ayrıca, aynı gazlaştırma teknolojisi birden fazla yakıtı kabul edebilir. Örnek olarak OPTIMASH Projesinde yüksek kül ve nem oranlı Türkiye linyitleri için geliştirdiğimiz yüksek basınçlı dolaşımlı akışkan yataklı gazlaştırma teknolojisi ile linyit ve çeşitli organik atıklar değişken oranlarda karışım halinde gazlaştırılabilirler. Aynı şekilde gazlaştırma sonucunda üretilen sentetik gaz çeşitli nihai ürünlerin elde edilmesine olanak verir. Bu bölümde özetleyeceğimiz kombine çevrimle elektrik üretilmesinin yanında, sentetik gaza ilave kimyasal süreçler uygulanarak çeşitli kimyasallar ve sıvı yakıtlar (amonyak, metanol, sentetik kerozen vb.) elde edilebilir.

Açıkçası sentetik gaz çeşitli nihai ürünlere imkân veren bir ham madde olarak düşünülebilir. Kömürün doğrudan yanmasına göre, gazlaştırma süreci daha düşük sıcaklıklarda gerçekleştirilir ve dolayısıyla azot oksitlerin emisyonu azdır. Kükürt oksitlerin emisyonu da reaktör içine kireçtaşı ilave edilmesiyle büyük oranda bertaraf edilebilmektedir. Karbon dioksit emisyonlarının tutulması açısından da gazlaştırmanın çeşitli avantajları vardır. Bilhassa oksijenle gazlaştırmada, "water gas shift" reaksiyonları sayesinde (yani $CO + H_2O$ reaksiyonları sayesinde CO'nun CO_2'ye ve hidrojene dönüştürülmesi) membran teknolojileri ile tutulması kolaylaştırılan nerdeyse saf CO_2 elde edilebilmektedir. Ayrıca bu süreç hidrojen üretilmesinin de bir yoludur. Ayrıca aşağıda göreceğimiz gibi, sentetik gazdan elektrik üretiminin de yüksek verimli bir çevrim olduğunu biliyoruz. Açıkçası sentetik gaz ısısal amaçla (sanayide ve konutlarda) veya elektrik üretiminde kullanılarak etkin bir doğalgaz ikamesi stratejisine olanak verir. Türkiye bağlamında bu stratejinin yerli kaynaklar kullanarak doğalgaz ithal ikamesi stratejisine dönüşeceği aşikârdır.

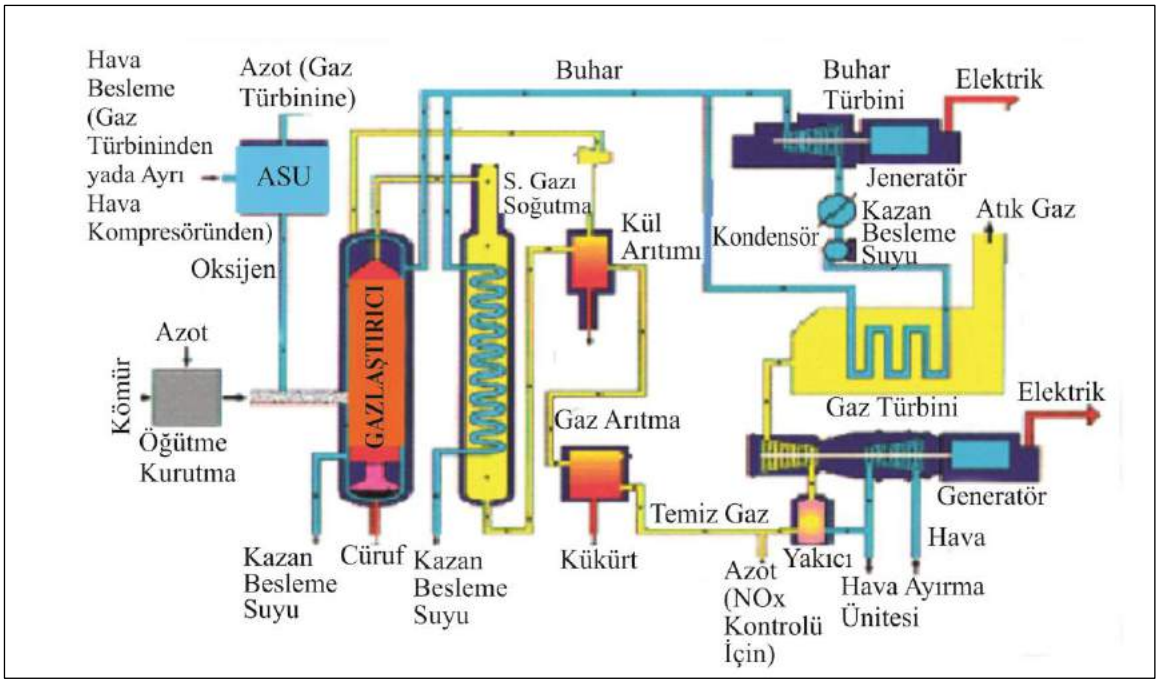
Gazlaştırma teknolojilerine tarihsel açıdan bakacak olursak, ilk adımlarını 1800'lü yılların başında, aydınlatma amacıyla kullanılan şehir gazı (towngas–havagazı) üretiminde görmek mümkündür. Bu dönemlerde bilhassa piroliz sürecinin kullanılmasına rağmen (kömürün oksijensiz ortamda ısıtılması ile gaz üretilmesi) bu uygulamayı kömürden gaz üretilmesinin başlangıcı olarak görebiliriz. Bugünkü anlamıyla gazlaştırma teknolojileri 19. yüzyılın ikinci yarısından itibaren geliştirilmiştir.

Zaman içinde teknoloji ilerlemiş ve çeşitli firmalar kendi gazlaştırıcı tasarımlarını geliştirmişlerdir. II. Dünya Savaşı esnasında Almanya ihtiyacı olan yakıtları bu teknolojiler sayesinde üretmiştir. Sentez gazından ticari ve büyük ölçekli sıvı yakıt üretimi ise Güney Afrika'da 1950'li yılların ortalarından itibaren yapılmaktadır.

3.3 IGCC (Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim) Teknolojisi [1]

Kömür gazlaştırma 19. yüzyıldan beri kullanılan bir teknoloji olmakla birlikte gazlaştırmanın elektrik üretiminde kullanımı, 1970'li yıllardan itibaren hükümetlerin ve sanayinin ortak girişimiyle gerçekleştirilen araştırmalarla hız kazanmış bir teknolojidir. 1990'lı yılların ortalarından itibaren de ticari ölçekli IGCC tesisleri işletmeye alınmaya başlanmıştır.

IGCC teknolojisinde gazlaştırıcıdan ve gaz arıtma ünitelerinden çıkan sentez gazı önce soğutulup temizlenir ve gaz türbininde yakılarak elektrik elde edilir. Ek olarak gaz türbininden çıkan yanma sonu sıcak gazlardan atık ısı kazanında buhar üretmek amacıyla yararlanılır ve elde edilen yüksek basınçtaki buhardan buhar türbininde elektrik üretilir. Şekil 3.1'de bu sürecin şeması verilmiştir.



Şekil 3.1 Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Teknolojisinin Şematik Görünümü

Kaynak: Renaissance of Gasification Based on Cutting Edge Technologies , VGB PowerTech 9/2005

Bir IGCC Tesisinin ana bileşenleri aşağıda sıralanmaktadır:

- Hava ayırma ünitesi (oksijenle gazlaştırma yapıldığı takdirde).
- Gazlaştırıcı sistemi kömür alma ve hazırlama, gazlaştırıcı reaktörü, cüruf atma, kül tutma sistemleri, sentez gazı soğutma ve temizleme ünitelerinden oluşur.
- Güç adası (gaz türbininin yanı sıra atık ısı kazanı ve buhar türbininden oluşur).
- Ortak ve yardımcı tesisler (ölçü-kontrol sistemi, yardımcı kazan, su hazırlama sistemleri vb., IGCC tesisinin ortak ve yardımcı üniteleridir).

Kömür gazlaştırma sürecinin elektrik üretiminde kullanılması konvansiyonel yakma teknolojilerine göre önemli avantajlar sağlamaktadır:

- Elektrik dönüşüm verimliliği yüksektir. Gazlaştırma sürecinin elektrik üretiminde kullanılmasının bir nedeni, kombine çevrim sonucunda elektrik dönüşüm veriminin konvansiyonel santrallere göre çok daha yüksek olmasıdır. Kombine çevrimde hem gaz türbininden hem de buhar türbininden elektrik elde edilmesi toplam dönüşüm verimini yükseltmektedir. Entegre sistemde tipik olarak elektrik enerjisinin % 60-65'i gaz türbininden, % 35-40'ı buhar türbininden elde edilmektedir. Sentez gazı, gaz türbininde yakılmak üzere gönderilmeden önce soğutulmakta ve safsızlıklarından arıtılmaktadır. Soğutma ısısı da çeşitli şekillerde değerlendirilmektedir (mesela oksitleyicinin ön ısıtılmasında)
- Emisyon değerleri düşüktür. Gazlaştırma ile verimlilikteki artışa paralel olarak kömürün yanmasından kaynaklı SOx, NOx, toz emisyonlarında da önemli ölçüde azalmalar sağlanmaktadır. Dönüşüm veriminin % 1 puanlık artışıyla kömüre göre farklılıklar göstermekle birlikte, karbondioksit emisyonları % 2,5 azalmaktadır[1]. Yukarıda özetlediğimiz nedenlerden de ötürü kömürün gazlaştırılarak değerlendirilmesi "temiz kömür teknolojileri" kavramına uygundur.
- Yakma öncesi kirleticileri önleme teknolojisine sahiptir. Örnek olarak reaktöre kireçtaşı ilavesiyle SO_2 nin bertaraf edilmesi ve reaktör sıcaklığının düşük olması sayesinde yanmaya göre düşük miktarda azot oksit salınması gösterilebilir. Bilindiği gibi konvansiyonel santraller sadece yakma sonrası kirleticileri önleme teknolojisine sahiptir.
- Girdi ve ürün esnekliğivardır. Gazlaştırma sürecinde; kömürün yanı sıra organik atıklar gibi birden fazla yakıt kullanılabildiği gibi; gazlaştırma sonucunda sadece elektrik değil, hidrojen ve çeşitli kimyasallar ile ulaşımda kullanılacak yakıtların da üretilmesi mümkündür.
- CO_2 ayırma ve tutma daha kolaydır. Gazlaştırma sürecinde hava yerine oksijen kullanılması halinde üretilen gaz karbondioksit açısından zengin olduğundan karbondioksiti ayırmak ve tutmak daha kolay ve düşük maliyetlidir. Bu durum, sera gazı etkisine ve iklim değişikliğine karşı son zamanlarda sıklıkla gündeme gelen karbondioksit tutma ve depolama (KTD) teknolojisi ve sistemleri açısından önemli kolaylık sağlamaktadır. Aynı zamanda yukarıda ifade edildiği gibi "water gas shift" reaksiyonları sayesinde, üretilen CO da CO_2'ye çevrilebilmekte ve saf hidrojen elde edilebilmektedir.

3.4 IGCC-Uygulamaları

3.4.1 Dünya Uygulamaları

Günümüze kadar ABD, Avrupa, Japonya ve Çin Halk Cumhuriyeti'nde ticari ölçekte demonstrasyon tesisler kurulmuş olup aşağıdaki Tablo 3.1'de bazı örnekler verilmektedir

[1] IEA Clean Coal Centre, http://www.iea-coal.org.uk/site/ieacoal/publications/newsletter/current-issue-a/reducing-co2-emissions-from-existing-coal-fired-plants

Tablo 3.1 IGCC Projeleri [1, 5, 6, 7, 8]

Tesis Sahibi/Yer	Kuruluş Yılı[1]	Gücü (MW)	Uygulama	Yakıt	Gazlaştırıcı
Nuon Power-Hollanda	1994	250	Elektrik	Kömür	Shell
PSI/Global Wabash-ABD	1995	260	Elektrik Kapasite Yükseltme	Kömür	E.Gas (COP)
TECO Polk County ABD	1996	250	Elektrik	Kömür	Texaco (GE)
SUV Vresova-Çek Cumhuriyeti	1996	350	Kojenerasyon	Kömür	Lurgi
Schwarze Pumpe/Almanya	1996	40	Elektrik/Metanol	Linyit	Noell
Elcogas/İspanya	1998	300	Elektrik	Kömür/ petrokok	Prenflo (Sürüklemeli Akış)
GreenGen/Çin	2012	250[2]	Elektrik	Kömür	HCERI
Nakoso	2013	250	Elektrik	Kömür[3]	Air blown
Edwardsport/Indiana-ABD	2013	618	Elektrik	Kömür	GE
Kemper-ABD	2016	582	Elektrik	Linyit	KBR's TRIG

[1] Sentez gazı üretiminin başladığı yıl.

[2] Hedef toplam 650 MW- Birinci aşama 250 MW işletmede, 400 MW'ı 2015-2020 arası işletmeye alınması planlanıyor.

[3] Bitümlü ve alt bitümlü ithal kömür.

Linyite Dayalı Kemper IGCC Tesisi

Tablo 3.1'de görüldüğü gibi; dünya genelinde IGCC tesisleri daha çok bitümlü kömüre dayalı olarak araştırılmış ve kurulmuştur. Ülkemizde daha çok linyit rezervi olması nedeniyle 582 MW kapasitesi ile dünya genelinde en büyük linyite dayalı IGCC tesisi olan Kemper County örneği hakkında biraz daha ayrıntılı bilgi verilmesinde yarar görülmüştür [8].

Amerika Enerji Departmanı Temiz Kömür Güç Girişimi (US Department of Energy-Clean Coal Power Initiative) tarafından tesis maliyetinin bir kısmının (270 milyon ABD doları) hibe olarak verilmesinin 2008 yılında onaylanması ile projenin ilk adımı atılmıştır. 2010 yılında Mississippi Power ile linyit yakıt anlaşması yapılmış, çevre izni alınmış ve inşaat başlatılmış, 2016 yılında ilk sentez gazı üretilmiş, 2017 yılının ilk aylarında tesisin ticari olarak devreye alınması hedeflenmiştir. Proje ile ilgili aşağıda daha detaylı bilgi verilmektedir:

Tesisin Yeri: Güneybatı Kemper County (Mississippi'ye 32 km uzaklıkta).

Yakıt: 4,5 milyon ton/yıl linyit (Liberty Fuels Mine).

IGCC Tesisi Tanıtımı: CO_2 tutma dahil linyit gazlaştırma ve kombine çevrim güç üretimi olmak üzere İki ana sistemden oluşmaktadır.

Gazlaştırma sistemi: esas olarak linyit besleme, gazlaştırma, sentez gazı soğutma ve temizleme işlemlerinden oluşur. Gazlaştırma teknolojisi olarak linyit dahil düşük kaliteli kömürler için Southern Company ve KBR ile ortaklaşa ve Amerika Enerji Departmanı işbirliğinde geliştirilmiş olan TRIG^{TM} seçilmiştir. TRIG^{TM} 15 yıldan fazla bir çalışmayla geliştirilmiş pilot ölçekli bir tesiste yapılan test çalışmalarından olumlu sonuçlar aldıktan sonra ilk kez ticari ölçekli bir tesiste kullanılmaktadır. Gazlaştırıcı tam kapasite çalıştığında yılda yaklaşık 4,5 milyon ton linyiti sentez gazına çevirmesi beklenmektedir.

CO_2 tutma, taşıma, kullanma ve depolama sistemi (KTKD): Gazlaştırma süreci esnasında sentez gazından CO_2'yi fiziksel çözücü-bazlı (Selexol) yöntemle absorbe ederek % 65 CO_2 emisyonu azaltmak hedeflenmektedir. Bu değer aynı zamanda yılda 3 milyon ton CO_2·ye karşılık gelmektedir. Tutulan CO_2 yaklaşık 98 km uzunluktaki boru hattı ile Heidelberg yakınında bulunan başka bir CO_2 boru hattına bağlanmakta ve Mississippi Petrol Sahalarında petrol üretimini artırmak (Enhanced Oil Recovery-EOR) amaçlı kullanılmaktadır.

Gaz temizleme: Gazlaştırıcıdan çıkan sentez gazı önce, sülfür, cıva, nitrojen oksit ve partikül madde emisyonları yönünden temizlenir daha sonra kombine güç ünitelerine yakıt olarak verilir. Yanma ve ısı türbinlerinde üretilen net 582 MW elektrik Mississippi Elektrik Şebekesine verilir.

Kimyasal ürün üretimi: Tesis aynı zamanda yılda 135.000 ton sülfirik asit ve yaklaşık 20.000 ton amonyak üretir. Mississippi Power, CO_2 dâhil bu ürünlerin satışından yılda 50-100 milyon ABD doları gelir elde etmeyi öngörmektedir.

Maliyet: Projelendirme aşamasında; linyit ocağı, CO_2 boru hattı ve benzeri kalemlere ait. bazı maliyetler hariç tutularak 2,88 milyar ABD doları toplam maliyet öngörülmesine rağmen linyite dayalı ilk IGCC tesisi oluşu, CO_2 tutma ve taşıma projesinin daha uzun boruhattı malzemesi ve işçilik ile revize edilmesi gibi bir takım beklenmeyen faktörlerin de etkisi ile maliyet yaklaşık üç katı daha fazla gerçekleşmiştir. Maliyet artışı Southern Company ve Mississippi Power tarafından karşılanmıştır. Tesis yatırım maliyeti yüksek olmasına rağmen, düşük maliyetli linyit kullanımı sonucu, 40 yıllık proje ömrü boyunca işletme maliyetinin rekabet edebilir koşulları sağlayacağı öngörülmektedir.

3.4.2 Türkiye Linyitlerine Uygun Gazlaştırma Teknolojisinin Geliştirilmesi: AB 7. Çerçeve Programı OPTİMASH Demonstrasyon Projesi [9, 10]

2011–2016 yılları arasında süren OPTIMASH (Optimization of High Ash Coals for Electricity Generation) Projesi AB 7. Çerçeve Programı kapsamında fonlanmıştır. Yürütücülüğünü İskender Gökalp'ın yaptığı Pojeye TKİ, Hacettepe Üniversitesi, CNRS (Fransa) ECN (Hollanda), IITM (Indian Institute for Technology, Madras, Hindistan) ve Hindistan enerji devlerinden THERMAX firması katılmıştır. Proje dâhilinde Türkiye linyitlerine ve benzer Hindistan linyitlerine (yüksek küllü, yüksek nemli ve düşük ısıl değerli) en uygun gazlaştırma teknolojisi irdelenmiş ve bunun yüksek basınçlı dolaşımlı akışkan yatak teknolojisi olduğuna karar verilmiştir. 10 bar basınçta çalışan ve 1 MWth gücünde bir demonstrasyon tesisi tasarlanmış, imal edilmiş ve THERMAX firmasının Pune şehrindeki tesislerine kurulmuş, devreye alınmış ve 6 ay boyunca test edilmiştir. Bu testlerin sonuçlarından kalkarak yüksek güçte İGCC sistemlerinin boyutlandırılması yapılmış ve süperkritik kömür yakma kazanlı sistemlerle karşılaştırılmıştır. Bu çalışmanın önemli sonuçları aşağıda özetlenmiştir.

Fotoğraf 3.1 OPTIMASH-1 MWth Pilot Gazlaştırma Tesisi
(15.11.2015, Pune, Hindistan)

IGCC teknolojisi sanayisinde elektrik üretimi göreceli olarak yeni bir kavram olup daha iyi geliştirmek için hâlâ üzerinde çalışmaya ihtiyaç duyulmaktadır. Fakat IGCC ve süperkritik kömür yakma kazanlı santrallerin performansları kıyaslandığında, SOx, NOx gibi kirlilikleri azaltmak yönünden IGCC, teknik üstünlük sağlamaktadır. Süperkritik santrallerde yakma sonrası tesis edilen kirlilik kontrol teknolojilerinin maliyeti oldukça yüksektir. Oysaki IGCC teknolojisi, yukarıda belirtildiği gibi, sentez gazını yakmadan önce, gaz içindeki $H2_S$, CO_S ve NH_3'ü tutarak bu emisyonları azaltmayı mümkün kılmaktadır. IGCC ünitelerinin basınçlandırılmış bir ortamda çalıştırılmasına bağlı olarak ihtiyaç duyulan santral ekipmanlarının boyutlarının, dolayısıyla santral tesis alanının küçülmesi de önemli bir diğer avantajdır. IGCC teknolojisi, süperkritik/ultrasüperkritik teknolojilerine kıyasla bazı üstünlüklere sahip olsa da gerek gaz temizleme konusunda, gerekse maliyet karşılaştırması konusunda daha detaylı incelemelerin ve çalışmaların yapılması gerekmektedir.

Gazlaştırma tesislerinin farklı uygulamalarının tasarımları için gerekli olan veriler 1 MWth OPTIMASH demonstrasyon tesisi sayesinde üretilmiştir. Kömüre dayalı IGCC santrallerinin; süperkritik kömür yakma kazanlı santrallere göre daha yüksek verimliliğe sahip oldukları gözlenmiştir. Ayrıca, IGCC santralleri gaz türbini kullandıkları için elektrik üretirken suya ihtiyaç duymazlar, böylelikle, konvansiyonel buhar türbinlerine kıyasla su tüketiminden % 60 tasarruf etmeleri mümkün olmaktadır.

OPTIMASH Projesi kapsamında 100 MW'a ve 500 MW'a ölçek büyütme simülasyon çalışmaları yapılmış ve IGCC performansının konvansiyonel termik santrallere göre daha iyi olduğu gözlenmiştir. Yüksek yatırım tutarı bu teknolojinin az uygulanmasının en önemli nedenlerinden biridir. IGCC pulverize yakma teknolojilerine kıyasla yeni bir teknoloji olduğu için geliştirilmesi,

tasarımı ve imalatı yüksek maliyetlidir. Sonuç olarak; dönüşümlü yüksek basınçlı akışkan yatak teknolojisi yüksek küllü kömürler için kombine ısı ve güç üretiminde uygun bir teknolojidir.

3.5 IGCC-Maliyetleri

IGCC yatırım maliyetleri özellikle kullanılan kömürün cinsine ve gazlaştırıcı teknolojisine bağlı olarak değişkenlik göstermektedir.

Tablo 3.2 IGCC Toplam Tesis Maliyetleri ve Verimlilikleri

Kömür Cinsi	Gazlaştırıcı Tipi	CCS Teknolojisi Olmaksızın	CCS Teknolojisi ile
Toplam Tesis Maliyeti ($kW)			
Bitümlü Kömür	Sürüklemeli Akışlı (E-Gas)[1]	1730	2350
	Sürtünmeli Akışlı (Shell)[1]	1980	2670
Powder Riwer Basin (Alt Bitümlü Kömür)	Sürtünmeli Akışlı (Shell)[2]	2390	3630
	Akışkan Yataklı (KRB/TRIG)[2]	2050	
Linyit	Sürtünmeli Akışlı (Shell)[3]	2250	3150
Verimlilik (%)			
Bitümlü Kömür[1]		41	32
Alt Bitümlü Power Riwer Basin Kömürü[4]		38	30
Linyit[4]		37	28

1. DOE/NETL 2007/1281, Ağustos 2007
2. EPRİ Report 1012224, Aralık 2006
3. EPA-430/R-06/006, Temmuz 2006
4. DOE/NETL, Hoffman'ın sunumu (2008 GTC Conference)

3.6 Sonuç

Sonuç olarak; günümüze kadar çeşitli demonstrasyon projeleri kapsamında, ticari ölçekteki IGCC ünitelerinden önemli tasarım ve uzun süreli işletme deneyimleri elde edilmiştir. Bu alanda çalışmalar daha çok bitümlü kömür kullanılarak gerçekleştirilmiş olup Kemper IGCC örneğinde olduğu gibi linyite dayalı IGCC konusunda son yıllarda çalışılmaya başlanmıştır.

Fakat IGCC teknolojisi, konvansiyonel teknolojilere kıyasla göreceli olarak daha yeni bir teknoloji olması nedeniyle daha iyi geliştirilmesi için hâlâ üzerinde daha detaylı incelemelerin ve çalışmaların yapılması gerekmekte, ayrıca maliyet yönünden de dezavantajlı konumda olduğu bilinmektedir.

Enerji kaynaklarında dışa bağımlılık, kömür teknolojilerinde dışa bağımlılık, mevcut kömür rezervlerinin ağırlıklı olarak düşük kaliteli linyit kategorisinde olması, çevresel koruma ve iklim değişikliği ile mücadeleye yönelik yaptırımlar ülkemiz kömür sektörünün ana konularını oluşturmaktadır.

Bilindiği gibi enerji kaynakları yönünden 2015 yılı resmi verileri ile % 76 oranında dışa bağlı bir ülke konumundayız. Bu nedenle enerji arz güvenliğini sağlamaya yönelik olarak yerli kömür üretimi ve kullanımını artırma politikası ülkemiz enerji politikasının ana bileşenlerindendir. Dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin toplam elektrik üretimindeki payının % 41 seviyelerinde olduğu da dikkate alınırsa, özellikle yerli kömür kaynaklarının elektrik üretimi amaçlı kullanılmasının artırılması ihtiyacı bulunmaktadır. Buradan hareketle, yerli kömüre dayalı santral projeleri alanında çalışmalar yoğun bir şekilde sürdürülmektedir.

Enerji kaynağında dışa bağımlı olmanın yanı sıra kömür teknolojisinde de yüksek bir oranda dışa bağlı bir ülke olduğumuz için, özellikle son on yıldan bu yana temiz kömür teknolojileri geliştirmeye yönelik başta linyit gazlaştırması olmak üzere AR-GE projelerine önem verilmektedir. Bu çalışmaların daha da artırılma ihtiyacı bulunmaktadır.

Ülkemizde linyit gazlaştırması ile ilgili daha çok TKİ Kurumu öncülüğünde, TÜBİTAK Enerji Enstitüsü, çeşitli kuruluşlar ve üniversiteler işbirliğinde linyite dayalı pilot ölçekli AR-GE çalışmaları yürütülmektedir.

Bu kapsamda; geçmiş yıllarda Azot Sanayi T.A.Ş. tarafından uzun yıllar ülkemiz linyitleri kullanılarak gerçekleştirilmiş gazlaştırma teknolojilerinden elde edilen deneyimlerden de yararlanarak TKİ Garp Linyitleri İşletmesi (GLİ) Müessesesi'nde 250 kg/saat kapasiteli sürüklemeli ve 20 kg/saat kapasiteli akışkan yataklı olmak üzere iki farklı tip ve özellikte pilot tesis kurulmuş ve 2012 yılında devreye alınmıştır [15]. Devamında TÜBİTAK MAM Enerji Enstitüsü ile birlikte gaz temizleme ve metanol üretimi ile ilgili çalışmalar başlatılmış olup bu çalışmalar halen devam etmektedir.

Ayrıca; TÜBİTAK KAMAG Projesi kapsamında TÜBİTAK MAM Enerji Enstitüsü yürütücülüğünde; TKİ Kurumu Ege Linyitleri İşletmesi (ELİ) Müessesesinde; 250 kg/saat kapasiteli linyit ve biyokütle karışımı kullanılarak sentez gazı üretilmesi, gazın temizlenmesi, FT (Fischer Tropsch) teknolojisi ile sıvı yakıt üretimi ve karbondioksitin tutulması aşamalarının uygulandığı bir pilot tesis kurulmuş, test çalışmaları gerçekleştirilmiş, tesis devreye alınmıştır.

Bilindiği gibi ülkemiz Kyoto Protokolü ve Paris Antlaşmasını imzalamış, ayrıca ve AB enerji, maden, çevre mevzuatına uyumlulaştırma çalışmalarını sürdürmektedir. Mevcut linyit rezervlerimizin çoğunluğu düşük kaliteli kategorisinde olduğu için, linyit kullanımından kaynaklanan çevresel etkileri; çevre koruma ve iklim değişikliğiyle mücadele ile ilgili yaptırımlara cevap verecek şekilde azaltmak ihtiyacı bulunmaktadır. Yerli linyitlerimizin gazlaştırılması yoluyla elde edilen sentez gazının ithal doğal gazın ikamesi olarak değerlendirilmesi ile temiz ve yüksek verimlilikli elektrik üretimine olanak veren IGCC teknolojisi tercihi, ülkemiz linyit sektörünün geleceği için önem arz etmektedir.

Yukarıda örneklenen pilot ölçekli projelerle Türkiye linyitlerinin reaktiviteleri açısından gazlaştırmaya uygunluğu ispatlanmıştır. Ayrıca sonuçları özetlenen OPTIMASH kısa adlı AB projesinde, Türkiye linyitlerine uygun IGCC teknolojisi geliştirilmiş olup önümüzdeki süreçte ticari olarak önce 30-50 MW gibi küçük ölçekli, devamında 100-250 MW gibi orta ölçekli tesisler kurulmasının ülkemiz linyitlerinin sürdürülebilir, çevre dostu ve verimli bir şekilde değerlendirilmesine katkı koyacağı açıktır.

KAYNAKÇA

[1] Ünver, Ö., Tüzüner, S., Başaran, M., Ersoy, M., Ercan, N., Gürkan, S., Gürkan, M. 2010. Temiz Kömür Teknolojileri, DEK/TMK Yayını.

[2] Renaissance of Gasification Based on Cutting Edge Technologies, VGB PowerTech 9/2005.

[3] IEA Clean Coal Centre, http://www.iea-coal.org.uk/site/ieacoal/publications/newsletter/current-issue-a/reducing-co2-emissions-from-existing-coal-fired-plants.

[4] Ersoy, M. 2008. "Temiz Kömür Teknolojileri: Dünya ve Türkiye'de Gelişmeler", 16. Kömür Kongresi, 26-28 Mayıs, Zonguldak.

[5] Bilirgen, H. 2009. 'Clean Coal Technologies' presented at TMMOB (Union Of Chambers Of Turkish Engineers and Architects), Ankara, Lehigh University Energy Research Center, USA.

[6] Kemper Country Energy Facility. 2016. https://www.globalccsinstitute.com/projects/kemper-county-energy-facility.

[7] Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS). 2016. Temiz Kömür Teknolojileri Çalışmaları Tanıtım Sunumu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Heyeti [Ersoy, M. (TKİ); Zıypak, M.. (TKİ); Kömürcü, A. (EİGM); Biçer, N. (TTK); Çakırlı, V. (EÜAŞ)], Japonya Temiz Kömür Teknolojileri Teknik Gezisi; 15-18 Şubat, Japonya.

[8] Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS). 2016. IGCC.

[9] Kandasamy, J., Gökalp, İ., 2015. "Thermogravimetric and Evolved Gas Analysis of High Ash Indian and Turkish Coal Pyrolysis and Gasification", Journal of Thermal &Analysis Calorimetry.

[10] AB 7. Çerçeve Programı ENERGY 2011-1 Project No:283050 Nihai Raporu.

[11] DOE/NETL 2007/1281, Ağustos 2007.

[12] EPRİ Report 1012224, Aralık 2006.

[13] EPA-430/R-06/006, Temmuz 2006.

[14] DOE/NETL, Hoffman'ın sunumu (2008 GTC Conference), http://www.mhps.com/en/products/category/integrated_coal_gasfication_combined_cycle.html

[15] Mıhladız, V. 2009. "Kömür Gazlaştırma Kavramsal Tasarımı", Türkiye 11. Enerji Kongresi, 21-23 Ekim, İzmir.

ÖZGEÇMİŞ

Dr. İskender GÖKALP
igokalp2009@gmail.com

1951'de İstanbul'da doğdu. Saint-Joseph Lisesi'ni ve ardından 1974 yılında İTÜ Makina Fakültesi Uçak Mühendisliği Bölümü'nü bitirdikten sonra Pierre et Marie Curie Paris VI Üniversitesi'nde 1975'te yüksek lisansını ve 1981'de doktorasını tamamladı. Aynı üniversitede 1979-1983 yılları arasında asistanlık yaptı.

1983 yılında CNRS'nin (Centre National de la Recherche Scientifique) Orléans şehrindeki Yanma Laboratuvarı'nda araştırmacı olarak işe başladı. 2003 yılında bu laboratuvarın müdürü oldu. 2007 yılında bu laboratuvarı komşu Aérothermique laboratuvarıyla birleştirerek 2016 sonuna kadar müdürü olduğu Yanma, Aerotermik, Reaktivite ve Çevre Enstitüsünü (Institut de Combustion, Aérothermique, Réactivité et Environnement–ICARE) kurdu. Öte yandan 2009 yılından itibaren Türkiye'de enerji ve savunma sanayi konularında çalışmalara ağırlık verdi. TKİ, EÜAŞ, TÜBİTAK-SAGE, ROKETSAN, Şişe Cam gibi kurumlarla ve çeşitli üniversitelerle ortak çalışmalar yürüttü. Gökalp yurt dışı faaliyetlerini azaltmış olup halen ODTÜ Teknokent dahilinde kurduğu İGDEAS Enerji Savunma Teknolojileri Tic. A.Ş. ile çalışmalarına devam etmektedir.

150 SCI yayını, 500'den fazla toplam yayını olan Dr. Gökalp, Avrupa'da ve bilhassa Fransa'da birçok kapsamlı projenin yürütücülügünü yapmıştır. Son örneklerden bir tanesi FP7'nin Energy 2011 çağrısında kabul edilen OPTİMASH (Yüksek Kül Oranlı Türkiye ve Hindistan Linyitlerinin Gazlaştırılması) projesinin koordinatörlüğüdür (2011-2016).

Mücella ERSOY

1963'te İzmir Ödemiş Bademli'de doğdu. TÜBİTAK Bilim Adamı Yetiştirme Bursu ile 1980 yılında İzmir Kız Lisesi'nden, 1986 yılında TKİ bursu ile ODTÜ Maden Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 1998 yılında aynı üniversitenin aynı bölümünden "Madencilikte Yönetim Bilgi Sistemleri" konusundaki tezi ile yüksek lisans diplomasını aldı.

1986 yılından bu yana TKİ Genel Müdürlüğü'nde çalışmakta olan Ersoy, çalışma hayatının ilk yarısında TKİ açık işletme projelerinin hazırlanması ve yatırımlarının takibi, yönetim bilgi sistemi kurma konularında çalıştı. Bu arada Atılım Üniversitesi'nde 2002-2004 yıllarında "Yönetim Bilgi Sistemleri" konusunda yarı zamanlı öğretim görevlisi olarak görev yaptı. Aynı üniversitede 2005-2016 yıllarında da "Suluboya Resim" dersi verdi.

Son on beş yıldır da uluslararası projelerde ve AR-GE projelerinde aktif rol aldı. Bu kapsamda, halen, Birleşmiş Milletler Avrupa Ekonomik Komisyonunda ve Uluslararası Enerji Ajansı'nda enerji, standart geliştirme ve kömür ile ilgili çeşitli uzmanlar grubu ve/veya kurullarda Türkiye'yi temsilen görev yapmaktadır. Geliştirilen Birleşmiş Milletler Çerçeve Sınıflama Sistemi'nin ortak yazarlarından biri olup 2001 yılından bu yana bu alanda çalışmaları mevcuttur.

Bu arada 2006-2010 yıllarında Madencilik Yazılımları kullanılarak TKİ'nin manuel yürütülen projelerinin; dijital ve dinamik olarak yürütülmesine geçiş projesinin koordinatörü olarak çalıştı. 2011-2016 arasında Avrupa Birliği 7. Çerçeve Programı kapsamında kazanılan yüksek küllü kömürlerin gazlaştırılması konulu (kısa adıyla OPTIMASH) çalışmanın TKİ tarafının proje yürütücülüğünü yaptı.

Ersoy'un çok sayıda ulusal ve uluslararası yayını, bildiri veya sunumu bulunmaktadır.

4. DÜŞÜK KALORİLİ GAZ YAKITLI GAZ TÜRBİNLERİ VE KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ

Orhan YILDIRIM
Elektrik Yüksek Mühendisi

4.1 Düşük Kalorili Gaz Yakıt Çeşitleri

Demir ve çeliğin entegre tesislerde üretimi esnasında yan ürün olarak gaz yakıtlar üretilmektedir. Esas itibarıyla kömürden üretilen bu gazlar birbirinden oldukça farklı kalorifik değerlere haizdir. Bu gazlar;

1. Yüksek fırın gazı (YFG),
2. Çelikhane baca gazı (OG),
3. Kok gazı (KG),

olarak adlandırılmaktadır.

Düşük kalorili olan YFG ve OG, buhar kazanlarında veya gaz türbinlerinde yakılarak buhar ve elektrik enerjisi elde edilmektedir. Ülkemizdeki entegre demir çelik fabrikalarında (ERDEMİR, İSDEMİR ve KARDEMİR) bu gazlar halen kazanlarda yakılarak buhar ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır. KG ise orta yükseklikte kaloriye sahip bir gaz olup çeliğin tekrar ısıtılmasında veya diğer gazlarla birlikte buhar kazanlarında yakıt olarak kullanılmaktadır.

Diğer yandan **kömürün gazlaştırılması** ile elde edilen gaz yakıtlar da **düşük kalorili gaz yakıtlar** olarak nitelendirilmektedir.

Bu metnin ana konusu; düşük kalorili gaz yakıtların, enerji verimliliği daha yüksek olan gaz türbinli kombine çevrim santrallerinde yakılarak buhar ve elektrik elde edilmesi ile ilgili proses, tesis ve bunlardaki gelişmelerdir.

Entegre demir çelik fabrikalarında üretilen gazların üretim şekli ve özellikleri aşağıda verilmektedir.

4.1.1 Yüksek Fırında Demir ve Gaz Üretimi

Entegre demir çelik fabrikalarında, demir, yüksek fırınlarda üretilmektedir. Yüksek fırınlarda kok kömürü yakılarak doğada bulunan demir oksitler, kimyasal olarak indirgenmekte (redüklenmekte) ve sıvı demir elde edilmektedir. Yüksek fırın, dışı çelik, içi yüksek ısıya dayanıklı tuğla örülü bir yapıya sahip olup, demir cevheri, kok kömürü ve kireçtaşı üstten, ısıtılmış hava ise alttan beslenmektedir. Hammaddeler üstten beslendikten sonra yaklaşık 6-8 saat sonra alt kısımda sıvı demir ve cürufa dönüşmektedir. Sıvı demir ve cüruf belirli aralıklarla alttan alınmaktadır. Alt kısımdan üflenen ısıtılmış hava ise fırın içinde birçok kimyasal reaksiyona

uğrayarak 6-8 saniye içinde yüksek fırın tepesine ulaşmaktadır. Yüksek fırın bir kere devreye alındıktan sonra, planlı kısa duruşların dışında, 4-10 yıl sürekli çalışmaktadır.

Demir oksitler yüksek fırınlara parça cevher, pelet veya sinter biçimlerinde yüklenir. Ham cevher çoğunlukla hematit (Fe_2O_3) ve/veya manyetit (Fe_3O_4) olup (Kullanılabilecek diğer olası demir cevherleri limonit, gotit ve siderittir.) yüksek fırına beslenecek cevherin harman tenörünün (içindeki demir oranının) en az % 57 olması istenir.

Fotoğraf 4.1 Entegre Bir Demir Çelik Fabrikasında Yüksek Fırın Görünüşü

Demir üretiminde diğer bir önemli malzeme kok kömürüdür. Kok, birçok koklaşabilir yapıdaki maden kömürü karışımının fırınlarda pişirilerek içeriğindeki uçucu bileşenlerinden ayrıştırılması ile elde edilmektedir. İçeriğinde % 90-93 karbon, biraz kül ve sülfür ihtiva eden kok, son derece güçlü fiziksel yapıya sahiptir. Yüksek enerji içeren güçlü kok parçacıkları demir cevheri/pelet/sinter gibi malzemelerin indirgenerek (redüklenerek) ergitilmesi için gerekli geçirgenlik, ısı ve gazları sağlamaktadır.

Demir üretimi için gereken son malzeme cüruf yapıcılardır. Yüksek fırında cüruf oluşturmak ve demir cevheri içindeki demir dışı malzemeleri demirden ayırmak üzere cüruf yapıcı olarak kireçtaşı,dolomit vd kullanılmaktadır.

Yüksek fırına yüklenen kok, tabana yakın, ısıtılmış havanın üflendiği ve yanmanın olduğu yere ulaştığında, bu sıcak ortam tarafından ateşlenerek aşağıdaki gibi ısı üretecek şekilde reaksiyona girer:

$C + O_2 = CO_2 + Isı$

Reaksiyon yüksek ısı altında ve bol miktarda karbonun bulunduğu ortamda oluştuğundan karbon dioksit karbon monoksite aşağıdaki gibi indirgenir:

$CO_2 + C = 2CO$

Bu reaksiyonun ürünü olan karbon monoksit aşağıdaki formüllerde görüldüğü gibi demir oksitleri indirgemek için gerekmektedir.

Demir cevherinin (Fe_2O_3, Fe_3O_4 vd) içinde bulunan oksijenin ayrılması için bir seri kimyasal reaksiyondan geçmesi gerekmektedir.

1) $3\ Fe_2O_3 + CO = CO_2 + 2\ Fe_3O_4$ 850°F'da (454°C) de reaksiyon başlar.
2) $Fe_3O_4 + CO = CO_2 + 3\ FeO$ 1100°F (593°C) de reaksiyon başlar.
3) $FeO + CO = CO_2 + Fe$
   veya
   $FeO + C = CO + Fe$ 1300°F'de (704°C) de reaksiyon başlar.

Demir cevheri bu işlemlerden geçerken yumuşar ve bilahare sıvı hale dönüşerek kokun arasından fırının tabanına damlar.

Kireçtaşı aşağıdaki reaksiyona uğrayıncaya kadar katı halde kalır:

$CaCO_3 = CaO + CO_2$

Bu reaksiyon ısı gerektirmekte olup 1600°F (871°C) civarında başlamaktadır. Bu reaksiyonda oluşan CaO demirin içindeki sülfürü ayırmak için kullanılmakta olup, çelik üretebilmek için sülfürün ayrılması gerekmektedir. Sülfür ayırma reaksiyonu:

$FeS + CaO + C = CaS + FeO + CO$

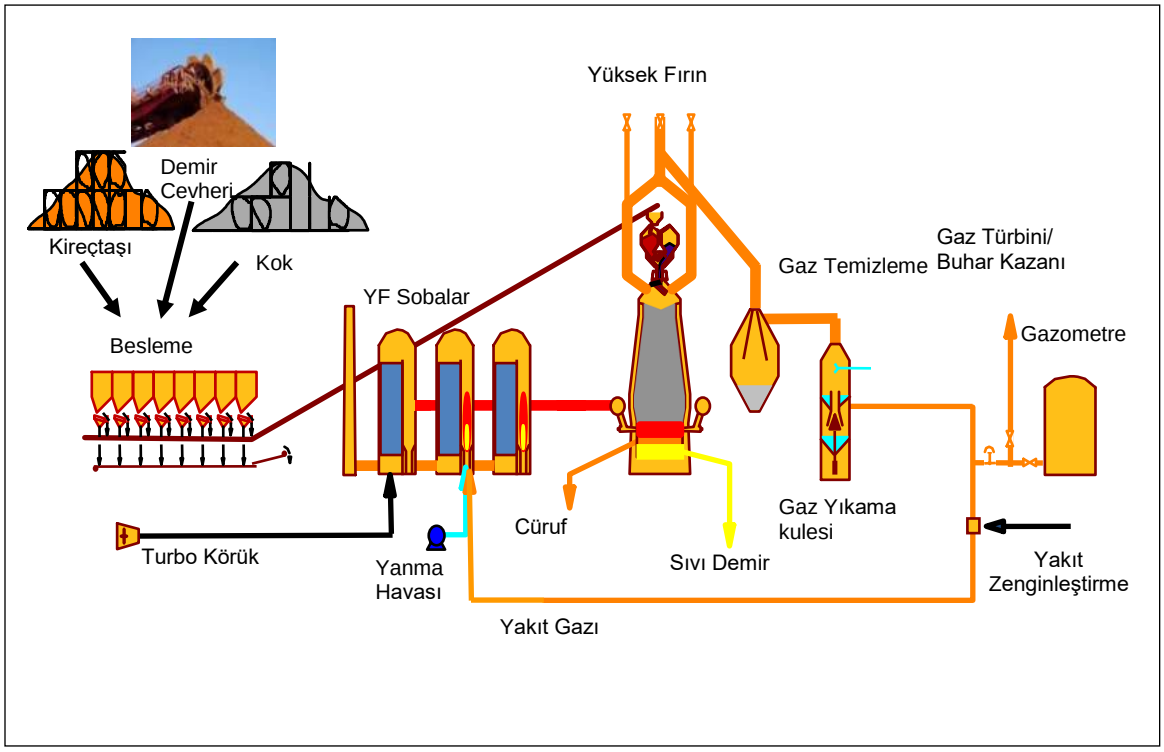
CaS cürufun içinde kalmaktadır. Cüruf, demir cevherinin içinde bulunan diğer bileşikleri de (SiO_2, Al_2O_3 MgO, CaO vs.) içermekte olup sıvı hale dönüşerek kokun arasından fırının tabanına damlar, fakat yoğunluğu demirden az olduğu için sıvı demirin üzerinde yüzer durumda olur.

Yüksek fırınlar düşük kalorili gaz da üretmektedir. Yüksek fırının tepesinden çıkan bu gaz, içindeki küçük parçacıklardan temizlendikten sonra, yakıt olarak kullanılır.

Bileşikler	**CO**	**H_2**	**CO_2**	**N_2**
Yüksek Fırın Gazındaki (YFG) Oranı	**%** 22,6	**%** 3,7	**%** 22,4	**%** 51,3

Üretilen her ton sıvı demire karşılık 1300-2200 Nm^3 miktarda üretilen yüksek fırın gazının içerdiği enerji 3000-3750 kJoule/Nm^3 (715 -895 kCal/Nm^3) (LHV) arasında, kullanılan yakıta bağlı olarak değişmektedir [1].

Bu gazın bir kısmı (~% 40) yüksek fırına verilen havanın ön ısıtmasında kullanılmaktadır.



Şekil 4.1 Yüksek Fırın Proses Şeması

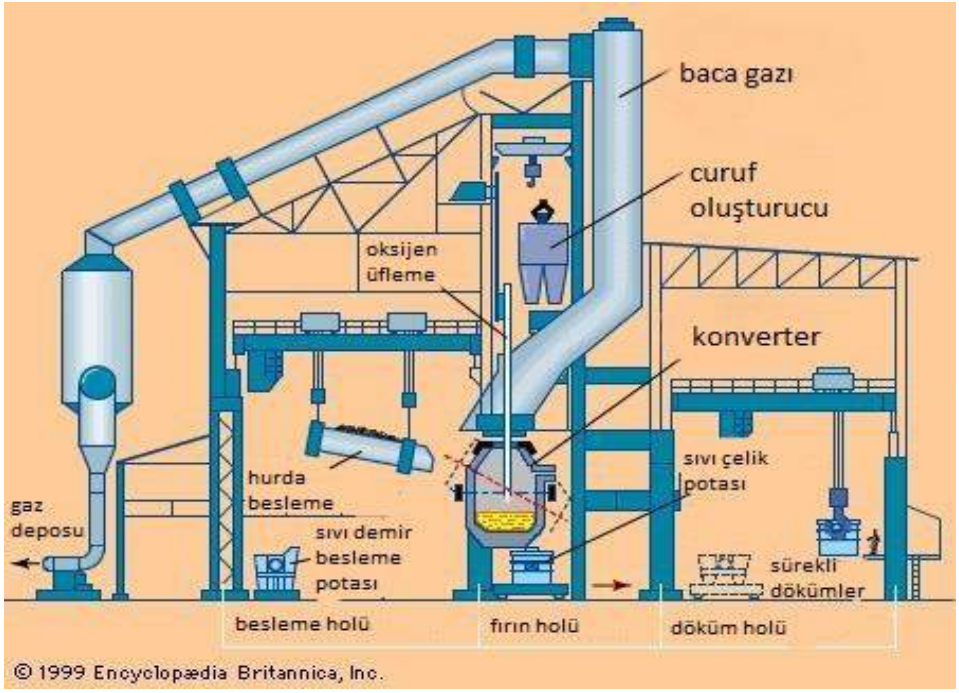
Dünyada kurulu modern yüksek fırınların yıllık kapasiteleri 2,2-5,65 MT-SHD/yıl (Milyon Ton Sıvı Ham Demir/yıl) arasındadır

5 MT SHD/yıl kapasiteli bir entegre demir çelik fabrikasında üretilen YFG'nin ~% 60'ının düşük kalorili gaz türbini kombine çevrim santralinde yaklaşık % 45 verimle elektrik üretiminde kullanılması durumunda üretilecek enerji, 300 MW gücündeki bir santralin yılda 8000 saat çalışarak üretebileceği enerjiye eşit olabilmektedir.

4.1.2 Çelikhanede Çelik ve Gaz Üretimi

YF'de üretilen demirin içinde hâlâ % 4-5 civarında karbon bulunur. Demirin çelik özelliğine sahip olabilmesi için bu karbonun çelikhanelerde, sıvı demirin içine oksijen üflenerek, demirden ayrılması sağlanır.

Üfleme esnasında çıkan gazın içinde % 50-80 oranında CO bulunur. Bu gazın, uygun teknoloji kullanılarak yanmadan toplanması durumunda, üretilen ton çelik başına 50-100 Nm^3 gaz toplanabilmektedir. Isıl değeri YFG'nin yaklaşık 2 katı (1600-2100 $kCal/Nm^3$) kadar olabilmektedir. Bu gaz da YFG ile karıştırılarak buhar kazanlarında yakılarak buhar ve elektrik veya düşük kalorili gaz türbinli kombine çevrim santrallerinde yakılarak elektrik ve buhar elde etmek amaçlı kullanılmaktadır.



Şekil 4.2 Çelikhane Proses Şeması

Çelikhane Baca Gazı Kimyasal Yapısı

Bileşikler	**CO**	**H_2**	**CO_2**	**N_2**
Çelikhane Baca Gazı (OG) içindeki oranları	**%** 50	**%** 0	**%** 18	**%** 32

Fotoğraf 4.2 Çelikhaneden Bir Görünüş

5 MT SHD/yıl kapasiteli bir entegre demir çelik fabrikasında üretilen çelikhane baca gazının düşük kalorili gaz türbini-kombine çevrim santralinde yaklaşık % 45 verimle elektrik üretiminde kullanılması durumunda (5,0 Mt*95 Nm^3/t*1600 kCal/Nm^3*000116222 kWh/kCal*0,45 η/8000

h), üretilecek enerji 50 MW gücündeki bir santralin yılda 8000 saat çalışarak üretebileceği enerjiye eşit olabilmektedir.

4.1.3 Maden Kömürünün Koklaştırılması, Kok Gazı ve Yan Ürünler

Entegre demir çelik fabrikalarında, demir üretiminin temel girdilerinden olan kok kömürü, koklaşabilir maden kömüründen elde edilmektedir. Kok kömürü üretme prosesi, aslında bir çeşit kömür gazlaştırma prosesi olup buradaki amaç kömürün gazlaştırılmasından ziyade kok kömürü elde edilmesidir. Ancak kok gazı ve yan ürünler, bu prosesin önemli çıktılarıdır.

Kok fabrikası, yüzlerce fırın kamarasının, aralarında gaz yakma boşlukları oluşturularak, yan yana inşa edilmesi ile oluşan bir yapıdır. Kamaralara yüklenen koklaşabilir kömür, kamara kenarlarındaki boşluklarda yakılan gaz yakıtın ısısı ile 1000-1100°C seviyelerine ısıtılmakta ve kömürün içindeki kimyasal bileşiklerin kömürden ayrılması sağlanmaktadır. Kömürün yaklaşık 20-24 saat süre ile fırın kamarasında ısıtılması esnasında kok gazı ve yan ürünler ayrışmakta ve bu süre sonunda kok kömürü oluşmaktadır. Kok oluşumu esnasında kok gazı ve yan ürünler egzozter yardımı ile fırın kamarasından emilmekte, kok kömürü de kok oluşumu tamamlandıktan sonra fırın kamarasından vagona alınarak kuru (azot gazı ile) veya yaş (su ile) yöntemle soğutulmakta ve bilahare yüksek fırınlarda kullanılmaktadır.

Kok Gazının Kimyasal Yapısı

Bileşikler	**CO**	**H_2**	**Metan**	**Hidrokarbonlar** (Etan, Propan vs.)	**CO_2**	**N_2**
Kok Gazı (KG) içindeki oranı	% 6	% 55	% 25	% 2	% 3	%10

Kok gazı bunların dışında birçok katışık madde içermektedir. Başlıcaları;

- Katran buharı
- Hafif yağ buharı (başlıcaları Benzen, Toluen ve Xylen (BTX))
- Naftalin buharı
- Amonyak gazı
- Hidrojen sülfit gazı
- Hidrojen siyanid gazı

Kok gazının gerek kok fabrikasında gerekse demir çelik fabrikasında (çelik ısıtma, buhar veya elektrik üretimi için) yakıt olarak yakmaya uygun duruma getirilmesi için yan ürünler (by product) tesislerinde aşağıdaki işlemlerden geçmesi gerekmektedir. Bu işlemler:

- Kok gazının soğutularak içindeki su ve diğer katışık maddelerin yoğuşturularak ayrıştırılması,
- Gaz içindeki katran parçacıklarının (aerosol) ayrıştırılması (gaz hattının ve ekipmanlarında tıkanmaların önlenmesi için),
- Gaz hattında korozyonları önlemek için amonyağın ayrıştırılması,
- Gaz hattında tıkanmalara neden olan naftalinin ayrıştırılması,
- Ticari değeri olan benzen, toluen ve xylenon (BTX) elde etmek üzere hafif yağların ayrıştırılması,
- Kok gazının çevreye zarar vermeden yakılabilmesi için hidrojen sülfitin ayrıştırılmasıdır.

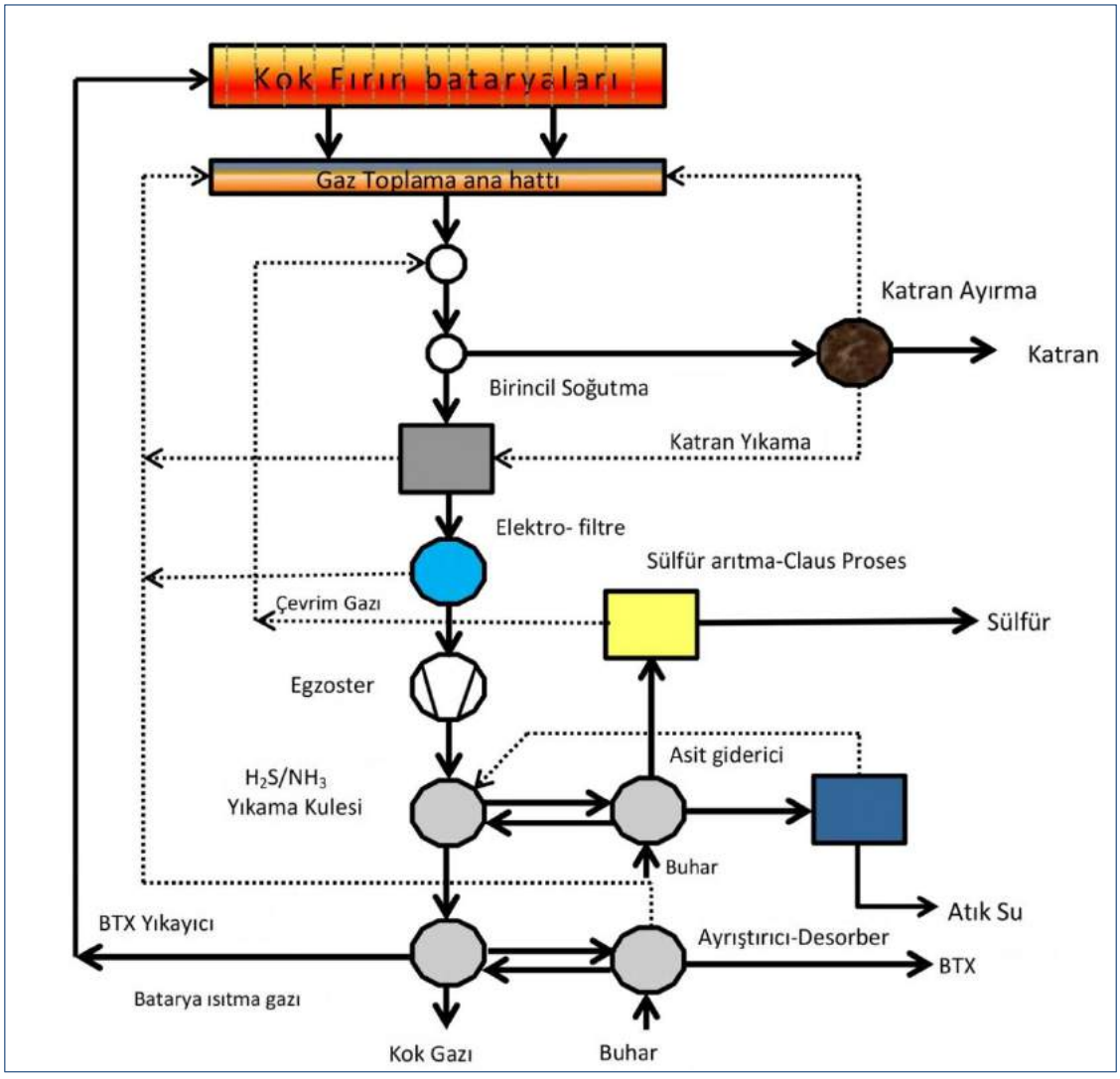
Bunlara ilave olarak kok üretimi esnasında kullanılan suların arıtılması işlemlerinin de yapılması gerekmektedir.

Bu kitabın amaçları arasında, bu proseslerin daha detaylı anlatımı bulunmamaktadır.

Fotoğraf 4.3 Kok Fabrikası Bataryaları

Fotograf 4.4 Kok Tali Ürün Tesisinden Görünüş

Yan Ürünler Tesisi Gaz akış diyagramı Şekil 4.3'te verilmektedir.



Şekil 4.3 Tali Ürünler Tesisi Gaz Akış Diyagramı

4.2 Gaz Türbinleri

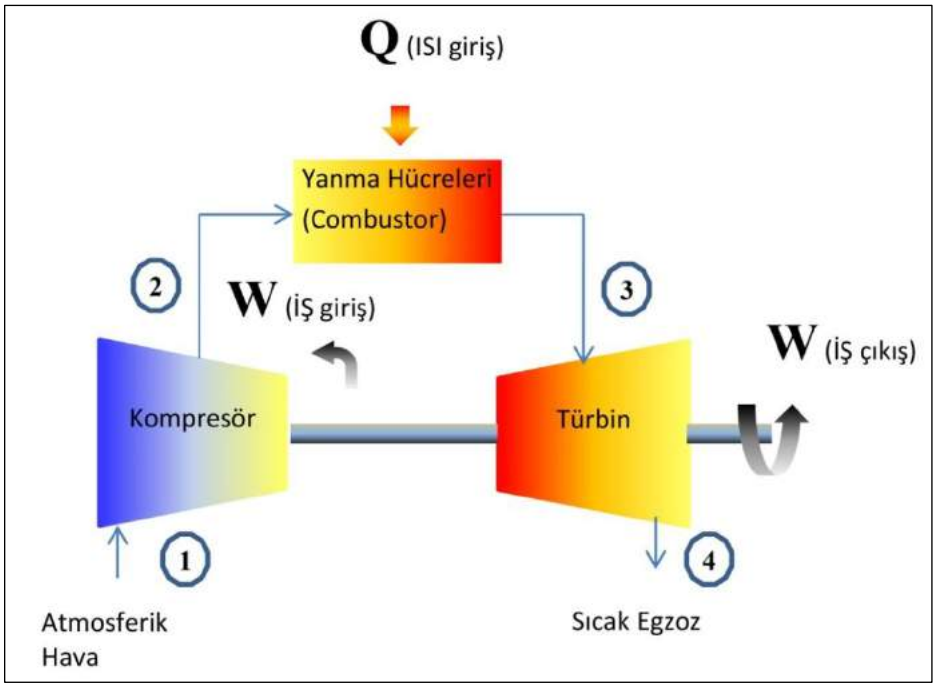
4.2.1 Genel

Türbin, akışkanın hareketini kullanarak iş üretmek üzere dönen bir mekanizmadır. Gaz türbini de akışkan olarak havayı kullanan, yakıt olarak genellikle gaz tüketen bir türbindir.

Gaz türbini, akışkanı (genellikle hava) emip basınçlandırmak üzere bir kompresörden, basınçlandırılmış havaya ısı eklemek üzere yakıt yakan yanma hücrelerinden ve yaratılan sıcak hava akımından güç üreten bir türbinden oluşmaktadır. Gaz türbini sürekli yanma prosesi uygulayan içten yanmalı bir makinedir.

Gaz türbinlerinin geliştirilmesi ve ticari olarak üretilmesi için çalışan birçok firma olmakla birlikte bugün varlığını sürdüren başlıca firmalar; GE (General Electric), Siemens, Alstom, Mitsubishi Heavy Industry/Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHI/MHPS)'dir.

Şekil 4.4'te gaz türbini şematik olarak gösterilmektedir.

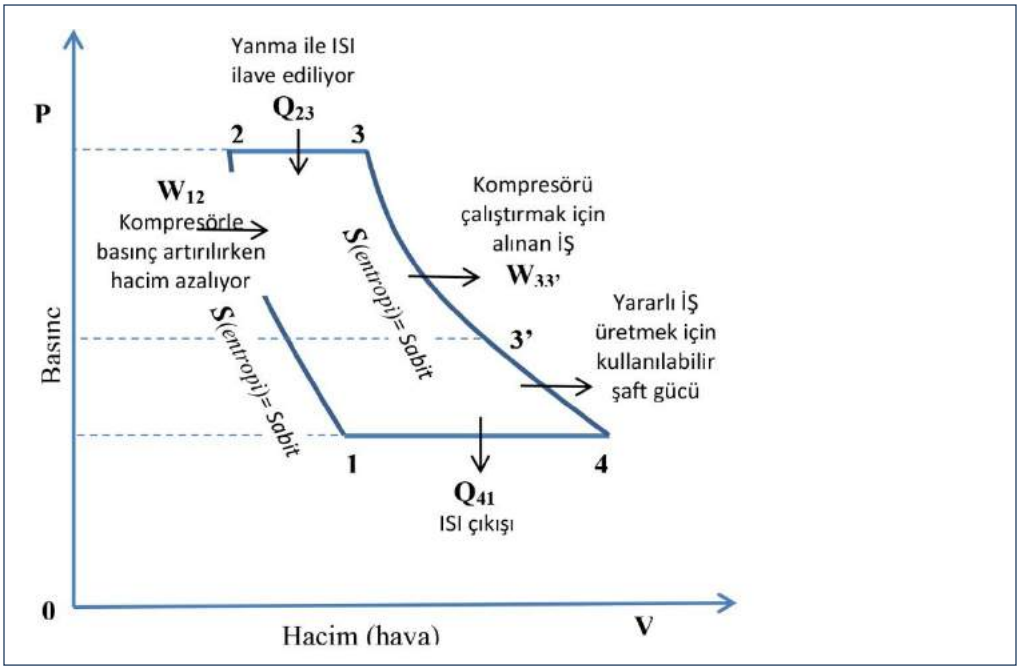


Şekil 4.4 Gaz Türbini Tipik Brayton Çevrimi Şeması

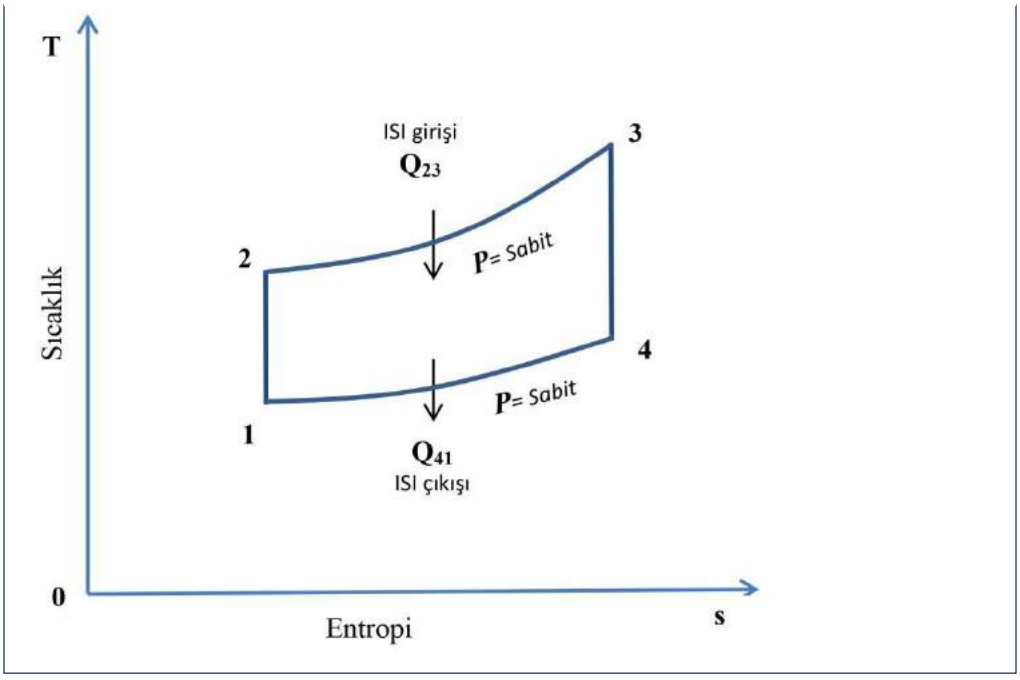
Gaz türbini işleyişinde akışkan olarak olarak kullanılan havanın çevrim boyunca geçirdiği değişimleri ve etkileri, yukarıdaki tipik gaz türbini şeması (Şekil 4.4) ve Basınç-Hacim (Şekil 4.5) ve Sıcaklık-Entropi (Şekil 4.6) diyagramları vasıtasıyla açıklanabilir.

Hava, 1 noktasından 2 noktasına kadar basınçlandırılır. Bunun sonucunda havanın bulunduğu hacim azalırken basıncı artmaktadır. Bundan sonra, sabit basınçtaki havaya, 2 noktası ile 3 noktası arasında sürekli yakıt yakılarak, ısı ilave edilmektedir. Isınan basınçlı hava 3 noktasında genişliyerek, türbin kanatlarına çarpar ve dönüş kuvveti oluşturur. Bu aşamada havanın basıncı

ve sıcaklığı düşerken hacmi artar. 3 noktası ile 4 noktası arasında meydana gelen akış sonrası ortaya çıkan dönüş kuvveti, hem kompresörü, hem de jeneratörü döndürmek için gereken gücü sağlar.



Şekil 4.5 Brayton Çevrimi Basınç-Hacim Diyagramı (Birim kütle hava için İş (W) ve Isı (Q) giriş ve çıkışları)



Şekil 4.6 Brayton Çevrimi Sıcaklık-Entropi Diyagramı

4.2.2 Gaz Türbin Tipleri

Gaz türbinleri başlıca iki ayrı yapıda üretilmektedirler:

- Aeroderivative tip gaz türbini (Uçak motoru olarak veya küçük güç üretiminde kullanılır.)
- Endüstriyel/ağır hizmet tip gaz türbini (Orta ve büyük güç üretiminde kullanılır.)

Aeroderivative tipler, derli toplu (kompakt), hafif yapılı tasarlanmış olup petrol ve gaz endüstrisinde güç üretimi için ideal yapıya sahiptirdirler. Bu türbinlerin yüksek verimli olması ve hızlı devreye girebilmesi özellikleri nedeniyle, enterkonnekte şebeke dışında ada işletmesinde de etkili biçimde kullanılmalarına olanak vermektedir (Ünite büyüklükleri: 4-116 MW [2].

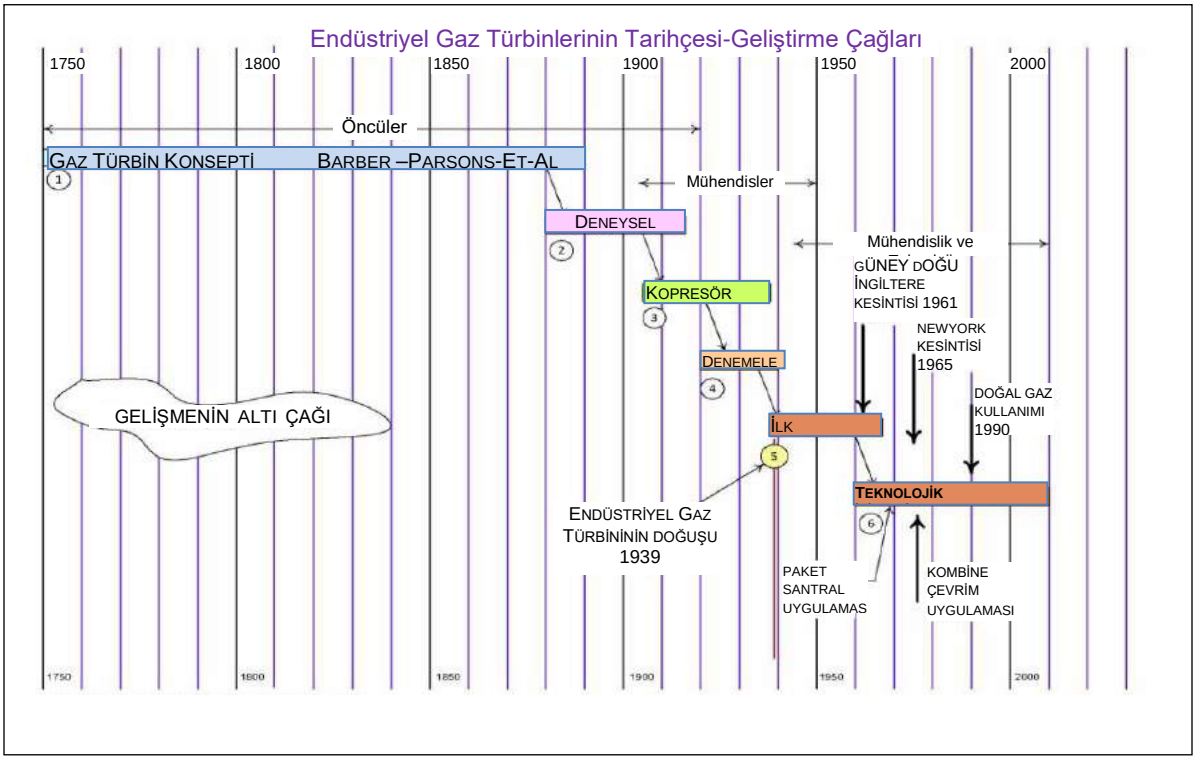
Fotoğraf 4.5 Endüstriyel Aero Derivative Gaz Türbini

Fotoğraf 4.6 Ağır Hizmet Tipi Gaz Türbini

Endüstriyel/ağır hizmet tip gaz türbinleri baz yükte sürekli çalışmaya elverişli makinalardır (Ünite Büyüklükleri: Endüstriyel 5-100 MW, Ağır Hizmet 100-519 MW [3].

4.2.2.1 Gaz Türbini Geliştirme Dönemleri

Gaz türbinlerinin geliştirilmesi için birçok yeni teknolojinin geliştirilmesi ve gaz türbini işletmesini geliştiren malzemelerle ilgili araştırmalar yapılması gerekmiştir. Diğer bir deyişle, gaz türbinlerinde kullanılan malzemelerle ilgili yapılan araştırmalar sonucunda elde edilen yeni malzemeler ve teknolojik gelişmeler, gaz türbinlerinde gelişmeler olmasını sağlamıştır. Gaz türbinlerinin geliştirilmesi ile ilgili altı dönemden söz edilebilir. Bu dönemler Şekil 4.7'de gösterilmiştir.



Şekil 4.7 Gaz Türbinleri Geliştirme Çağları [4]

4.2.2.2 İşletme Şekilleri

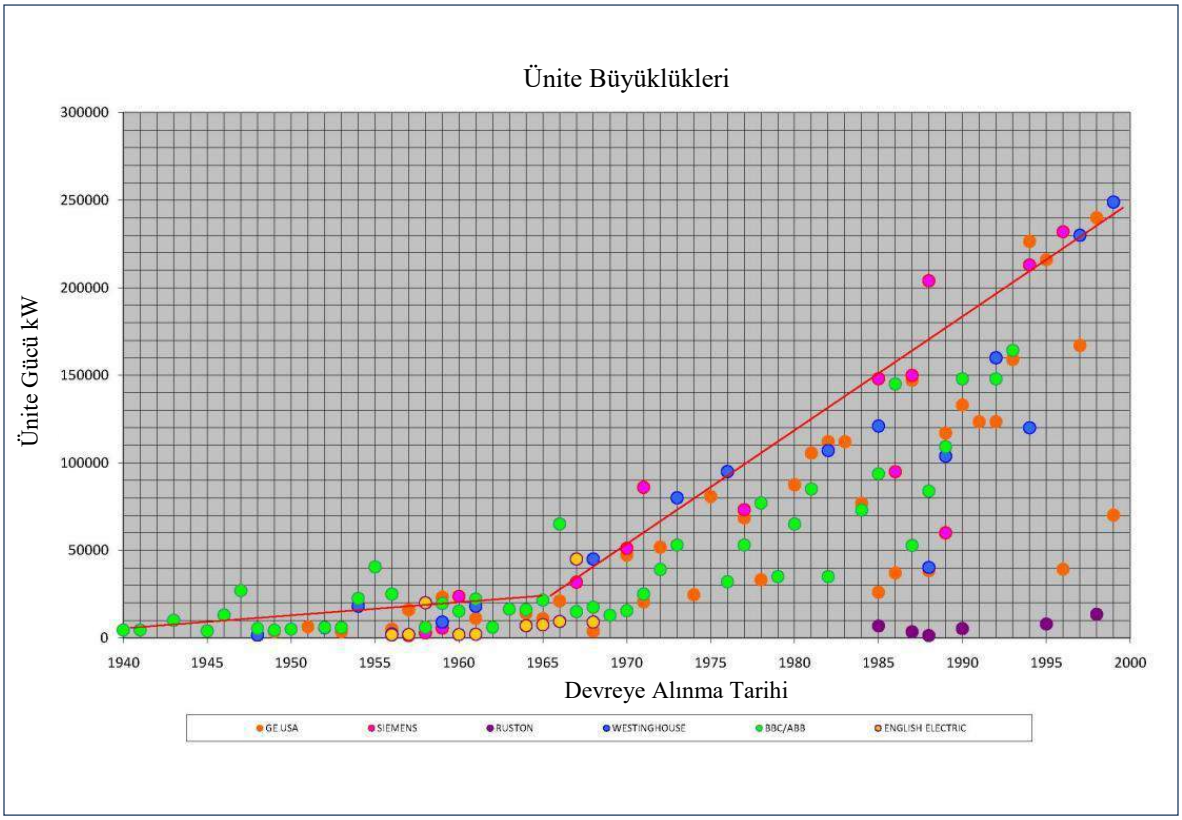
İlk geliştirme dönemlerinde gaz türbinlerinin açık çevrim şeklinde mi yoksa kapalı çevrim şeklinde mi çalıştırılmasının uygun olacağı araştırmalara konu edilmiştir.

Gaz türbinleri 1965 yılına kadar açık basit çevrim ve kapalı çevrim olarak çalıştırılmışlardır. 1965 yılı ve sonrasında açık çevrim sistemler üzerinde kombine çevrim geliştirilerek gaz türbinleri verimlerinin yükseltilmesi için çabalar yoğunlaştırılmıştır [4]. Kapalı çevrim sistemler ise ancak 1970'lerin ortasına kadar açık çevrim ile rekabet etmeye çalışmış ve bu yıllarda çabalar sonlandırılmıştır.

4.2.2.3 Ünite Büyüklükleri

İlk gaz türbini 1939 yılında 4 MW büyüklüğünde üretildikten sonra 1990'larda 250 MW büyüklüklere ulaşılmıştır. 2015 yılı itibarıyla basit çevrim 519 MW ticari ünite büyüklüğüne (GE Power H-class 9HA. 02 Gas Turbine) ulaşılmıştır.

Ünite büyüklüklerinin yıllara göre gelişimi Şekil 4.8'de verilmektedir.



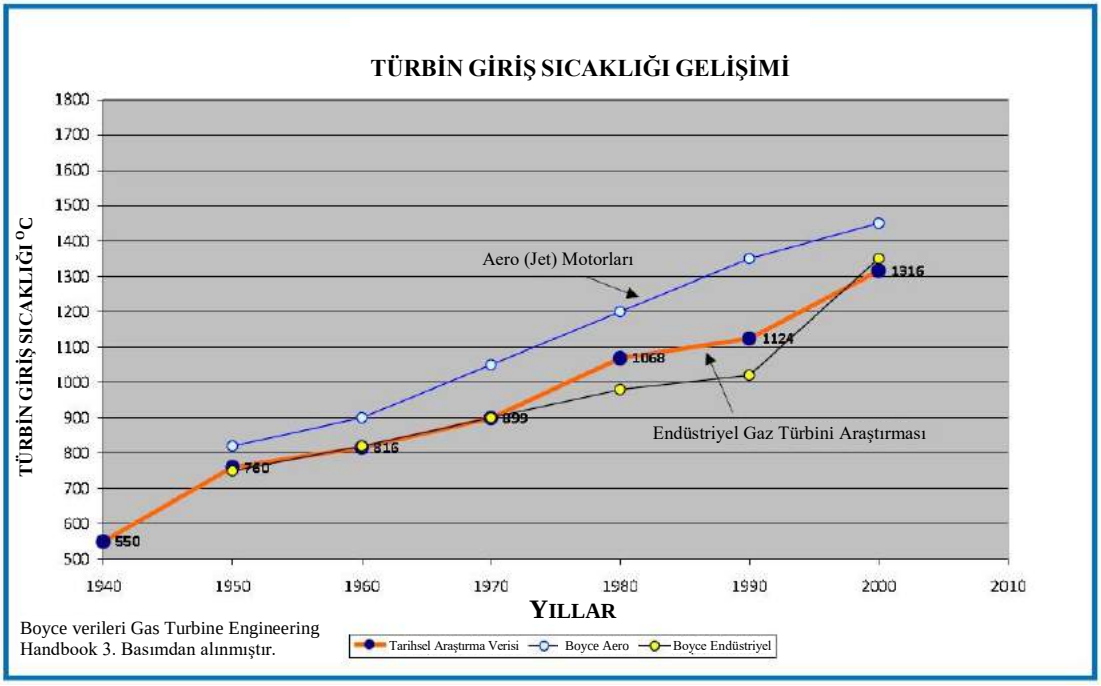
Şekil 4.8 Teknolojik Gelişmeler-Ünite Büyüklükleri [4]

4.2.2.4 İşletme Koşulları

Gaz türbini basit çevrim verimi, türbin giriş sıcaklığına bağlı olarak artmaktadır. Daha yüksek türbin giriş sıcaklıklarına dayanabilecek çeliklerin üretimi çabaları yanında türbin sıcak hava hattındaki elemanların soğutulması yönünde de akıllı çözümler geliştirilmektedir. Ayrıca termik sınır kaplamaları kullanılarak çelik malzemelerin yüksek sıcaklıklarda çalışabilmeleri sağlanmaktadır.

1940'lı yıllarda 550°C'lerde olan türbin giriş sıcaklığı 1960'lı yıllarda 816°C'lere ulaşmıştır. Yürütülen araştırma çalışmaları sonunda yaklaşık her 10 yılda 100°C türbin giriş sıcaklığı artışı sağlanmıştır. 2000'li yılların başında 1300°C'ye ulaşan bu değerin, 2015 yılı itibarıyla 1700°C'lere ulaştığı duyurulmaktadır.

Türbin giriş sıcaklığındaki artışlar Şekil 4.9'da verilmektedir.



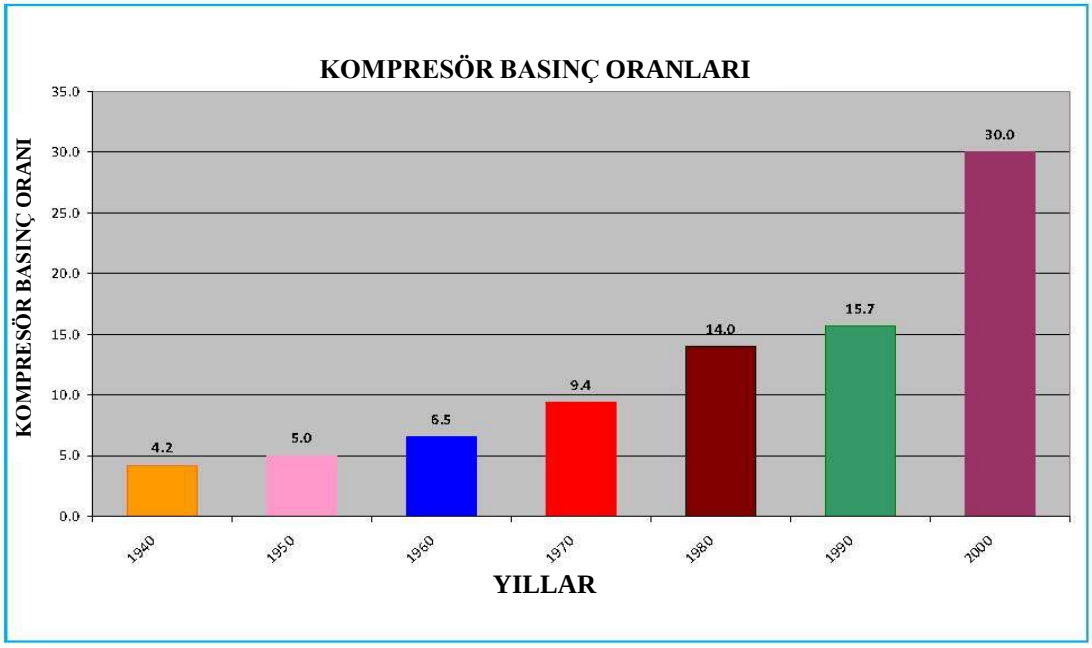
Şekil 4.9 Teknolojik Gelişmeler-Sıcaklık [4]

4.2.2.5 Basınç Oranları

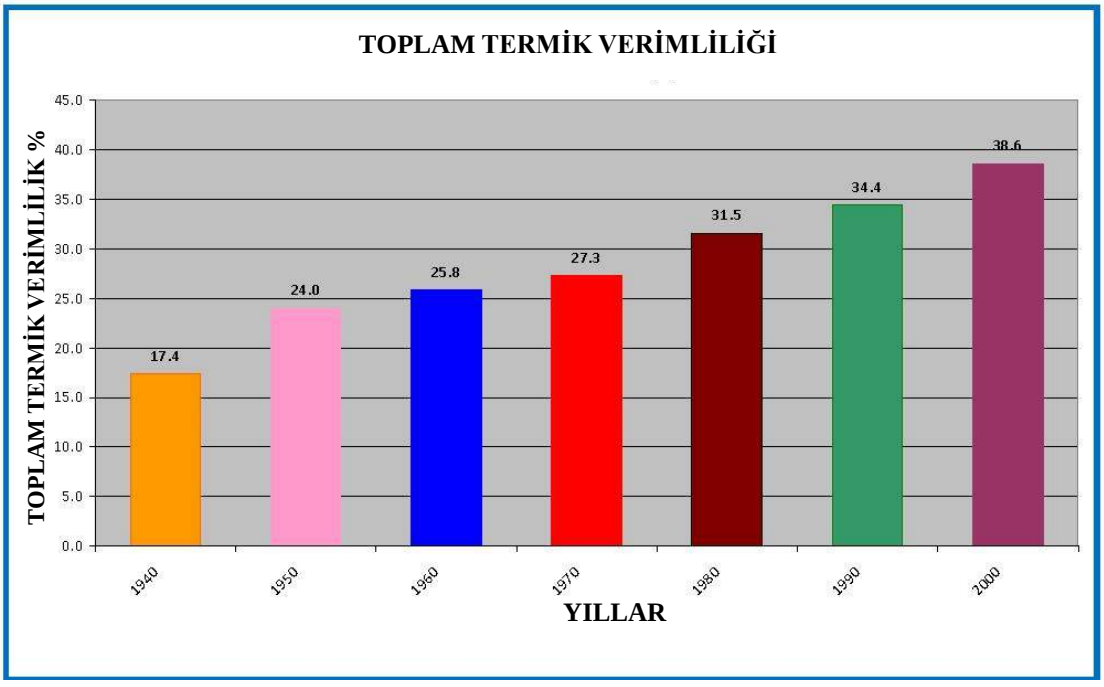
Gaz türbini kompresörü basınç oranları sürekli artırılmıştır. Şekil 4.10'da endüstriyel gaz türbinlerinde basınç oranları gelişimleri verilmektedir.

4.2.2.6 Termik Verimlilik

İlk yıllarda % 17-18 civarında olan gaz türbini termik verimleri % 25-% 26 civarında olan buhar türbini verimllerinin oldukça gerisinde kalmıştır. Bu durum 2000'li yıllara kadar buhar türbininin üstünlüğü ile devam etmiştir. Aslında 1965 yılında kombine çevrim verimlerinin toplam verimlilikte önemli bir yükselme sağlaması, pratik olarak iki türbin tipi arasındaki yarışı durdurmuştur. Endüstriyel tip gaz türbinlerindeki verimlilik artışı Şekil 4.11'deki grafikte verilmiştir.



Şekil 4.10 Teknolojik Gelişmeler-Basınç Oranları [4]



Şekil 4.11 Teknolojik Gelişmeler-Termik Verimlilik [4]

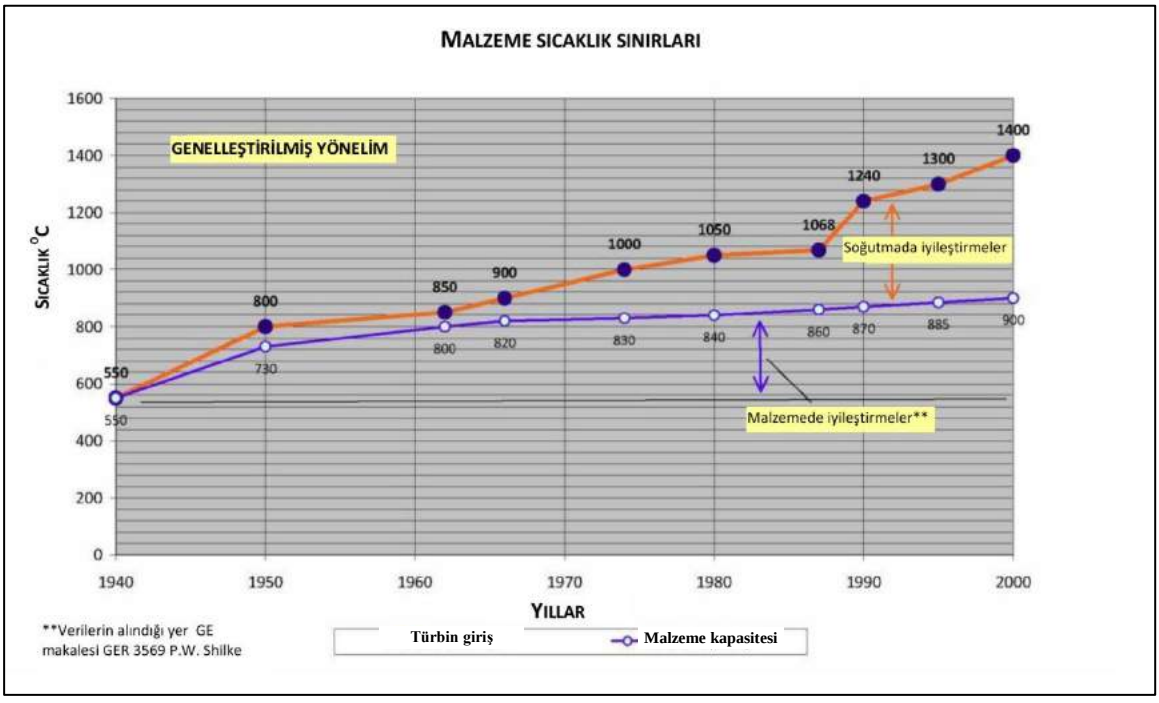
2015 yılı itibarıyla basit çevrim verimleri % 42 seviyelerine ulaşmıştır (GE Power H-class 9HA. 02 Gaz Türbini basit çevrim % 42,7). Kombine çevrim verimlerinin ise % 61'in üzerinde olduğu imalatçılar tarafından belirtilmektedir (MHPS (Mitsubishi Hitachi Power System) M701J Gaz Türbini KÇ verimi % 61,7 [5]; GE Power H-class 9HA. 02 Gaz Türbini KÇ verimi % 62,7 [6].

4.2.2.7 Malzeme Sınırları

Gaz türbini uygulamalarının ilk yıllarında (1950'ler) yüksek kaliteli yüksek ısılara dayanıklı çeliklerin olmayışı türbin giriş sıcaklıklarını 566°C dolayında sınırlıyordu. Bu yıllarda türbin ilk kanatlarının hava ile soğutulması geliştirilerek daha yüksek türbin giriş sıcaklıklarına ulaşılabilmiştir. Araştırmalar sonrasında meydana gelen gelişmeler sonucunda hem daha yüksek ısılara dayanan metal alaşımlar üretilebildi hem de bu metalleri ısıya dayanıklı özel malzemelerle kaplayarak türbin giriş sıcaklıkları artırıldı.

Yaklaşık hesapla, her 55°C sıcaklık artışında, türbin çıkış gücünde % 10-13, verimlilikte de % 2-4 artış olmaktadır. Bu nedenle türbin yanma haznesi ve türbin ilk kademe sabit kanatları türbinin gücünü ve verimliliğini belirleyen en kritik kısımlarıdır [7].

Şekil 4.12'de yıllar içinde sağlanan gelişmeler verilmektedir.

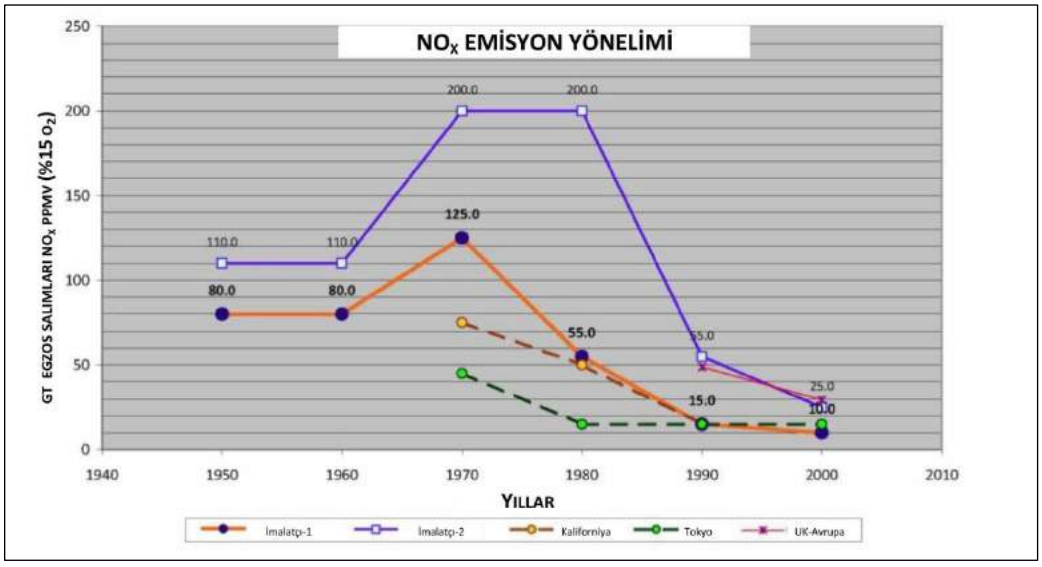


Şekil 4.12 Teknolojik Gelişmeler-Malzeme Sınırları [4]

4.2.2.8 Emisyonlar

Gaz türbini emisyonları yıllar içinde ve özellikle NOx açısından önemli hale gelmiştir.

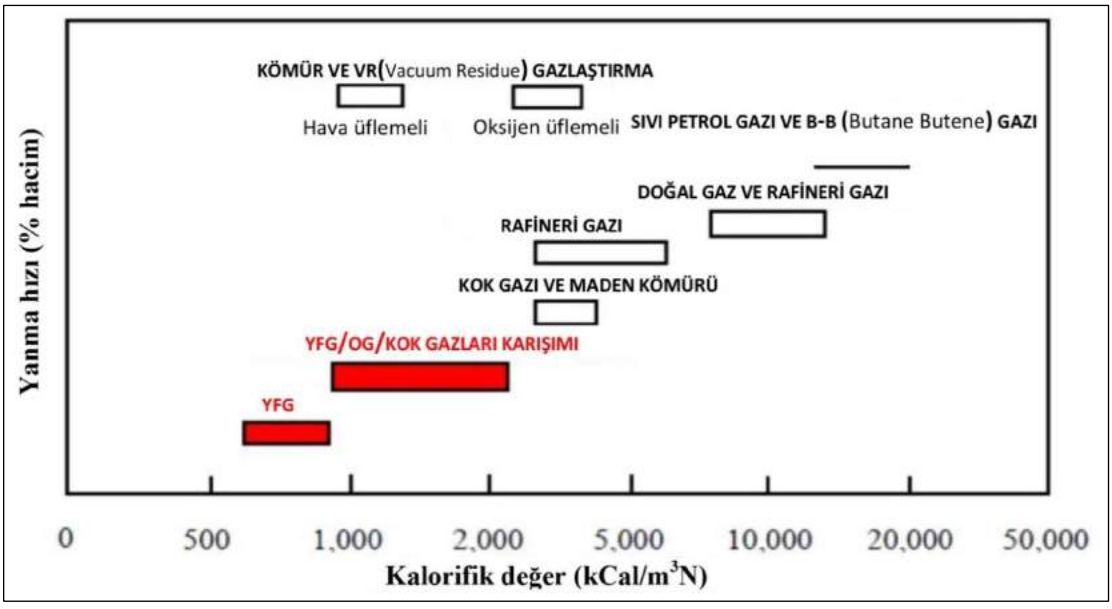
1970'li yıllarda 75 ppmv yeterli kabul edilirken 1990'lı yılların başında 15 ppmv ve aşağısı talep edilmeye başlanmıştır.



Şekil 4.13 Teknolojik Gelişmeler-Emisyon Değerleri [4]

4.3 Gaz Türbin Yakıtları

Gaz türbinlerinde petrol ürünleri ve doğal gaz yakıt olarak kullanılmakla birlikte, güç/elektrik üretiminde esas olarak doğal gaz kullanılmaktadır.



Şekil 4.14 Mitsubishi Gaz Türbinleri Yakıt Deneyimleri [12]

Şekil 4.14'te, Mitsubishi firmasının gaz türbinlerinde kullanılan yakıt çeşitlerinin ısıl değerleri ile yanma hızlarına ait veriler bulunmaktadır.

Ayrıca GE firması gaz türbinlerinde kullanılan yakıtların içerdiği kimyasal maddeler ve kalorifik değerleri Tablo 4.1'de verilmektedir.

Tablo 4.1 Tipik veya Temsili Gaz Kompozisyonları

Yakıt Tipi	H_2	CO	CH_4	CO_2	N_2	H_2O	C_2H_6	Alt Isıl Değer, kcal/Nm^3	Alt Isıl Değer, BTU/scf	MWI (Modifiye Wobbe Indeksi)
YFG	2	23	0	20	55			747	80	2,6
KG	55	10	25	5	4		1	4019	428	23,1
OG	0	65	5	10	20			2394	255	8,7
YFG/KG karışımı	6	24	1,6	17	49	1,7	0.2	1050	112	3,8
Finex	15	29	2	44	9			1421	151	5,0
Corex	23	30	0,2	6	0,8	40		1518	162	6,8
Hava üflemeli kömür gazlaştırma	16	18	2	10	54	0.5		1120	119	4,4
Hava üflemeli kömür gazlaştırma, Karbon tutma ve depolama (CCS) dahil	29	6	0,1	3	61	0.5		939	100	4,0
Seyreltik doğal gaz	0	0	45	45	8		2	4164	443	14,9
Doğal gaz	0	0	92	2	2,0		4	8500	905	39,8
Kompozisyon % mole'dur. LHV yaş bazda tanımlanmıştır. Belirtilen su içeriği LHV'ye dahil edilmiştir. [9]										

Gaz türbinleri esas olarak yüksek kalorili yakıtlar kullanmak üzere tasarlanmış ve teknolojik gelişmeler de bu yakıtın kullanımı üzerine yoğunlaştırılmıştır. Bu nedenle gaz türbini teknolojileri bu yakıt kullanımı sonucunda elde edinilen deneyimler değerlendirilerek geliştirilmiştir.

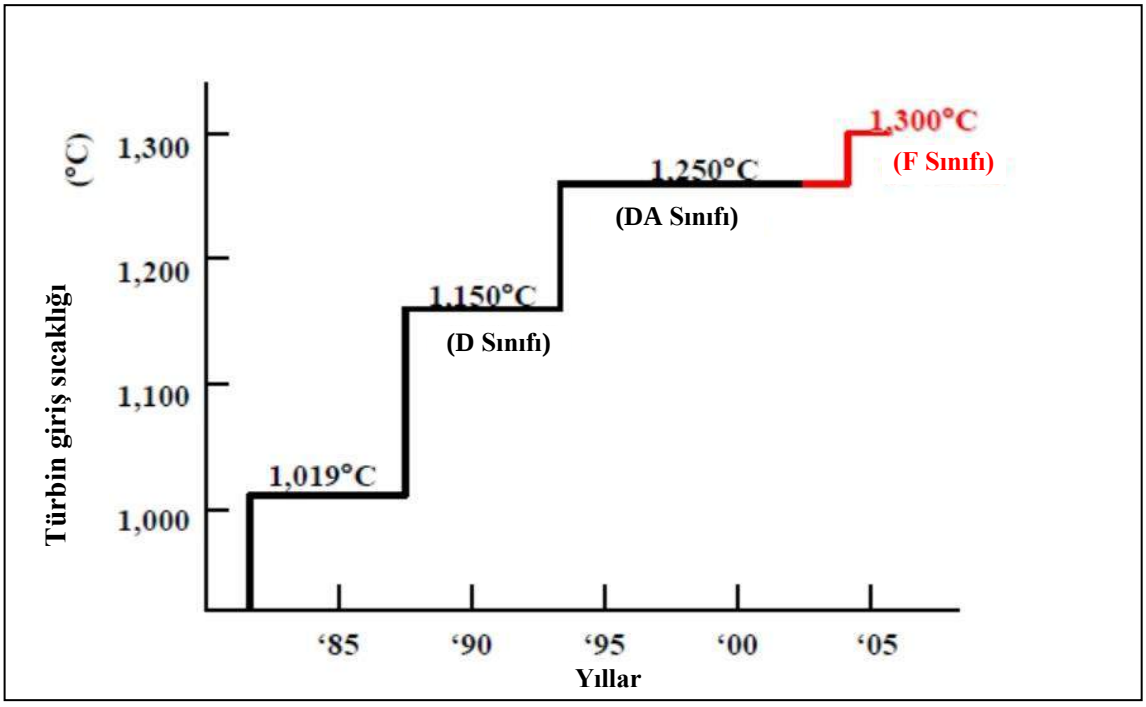
Düşük kalorili gazların özellikle yüksek fırın gazının gaz türbinlerinde yakılması tamamen yeni bir gaz türbini tasarlamak yerine yüksek kalorili yakıt kullanmak üzere tasarlanmış ve başarılı bir şekilde işletilmiş gaz türbinlerinin uyarlanması (modifiye edilmesi) ile sağlanmıştır.

Yüksek fırın gaz yakıtlı türbinin ilk uygulaması, 1955 yılında Westinghouse firması W201 modelinin uyarlanarak (modifiye edilerek) kullanılması ile gerçekleşmiştir. 1950-1965 yılları arasında Avrupa'da küçük boyutlarda (5 MW civarı) 30 adet gaz türbini kurulmuştur.

Enerji kaynakları kıt olan Japonya'da yakıt maliyetlerini azaltmanın daha önemli olması, yüksek verimli enerji üretimini daha önemli hale getirmektedir. MHI firması 1958 yılında ilk yüksek fırın gazı yakıtlı gaz türbinini işletmeye almıştır.

Verimler, kombine çevrim uygulamaları ile yükseltilmiş, gaz türbini giriş sıcaklıklarının artırılabilmesi ile daha da yükseltilerek 2004 yılında 180 MW ünite büyüklüğüne ulaşılmıştır.

MHI firması gaz türbini giriş sıcaklıklarının tarihsel gelişimi ile ilgili grafik Şekil 4.15'te verilmektedir.



Şekil 4.15 MHI YFG Yakıtlı Gaz Türbinleri Türbin Giriş Sıcaklığı Gelişimleri [8]

YFG yakıtı kullanmak üzere geliştirilen Mitsubishi M701F model gaz türbini 2004 yılında, Kimitsu Cooperative Thermal Power Co. Şirketine kurulduğunda, o tarihe kadar kurulmuş YFG yakıtlı en yüksek verimli tesis olmuştur. M701F model gaz türbini, türbin giriş sıcaklığı 1300°C olacak şekilde tasarlanmış ve dünya çapında yüksek fırın gazı yakan F sınıfı ilk gaz türbini olmuştur.

Alstom firması ise DG (doğal gaz) yakıtlı ve başarılı bir gaz türbininin (GT11N2) yanma hücresinde değişiklikler yaparak, düşük kalorili YFG yakabilen gaz türbini haline dönüştürmüştür [10]. Alstom büyük kapasiteli ilk YFG yakıtlı uygulamasını Kawasaki Heavy Ind. şirketi ile ortaklaşa geliştirerek uygulamıştır. Bu model gaz türbini çıkış gücü 115,4 MW (60 Hz., ISO şartlarında, metan, kuru, brüt rakamlar) olduğunda % 33,6 termik verimle çalışabilmektedir.

Yüksek kalorili yakıtlar için geliştirilmiş ve başarılı şekilde çalıştırılabilen bu modelde YFG yakabilmek için yalnızca yanma bölümünde değişiklikler yapılmıştır. Yanma bölümü, silo tipi yapıda olup, kuru tip düşük NOx'lu brülör kullanılarak oluşturulmuştur.

GE firmasının da yüksek kalorili gaz ve sıvı yakıtlar kullanan ve üstün performans gösteren gaz türbinlerinden 9E ve 6B modellerini, düşük kalorili gazları yakabilecek şekilde revize ederek gerçekleştirdiğine yönelik referansları bulunmaktadır. GE uygulamalarında, YFG'nın tek başına yakıldığına dair bir referansa rastlanılmamış olup genellikle, YFG'nın daha yüksek kalorili demir çelik yan ürün gazlarıyla (KG ve OG) karıştırılması ile 1050 kCal/Nm^3 değerlerine ulaştırılan karışık gaz kullanılarak enerji üretildiğine dair referanslar bulunmaktadır [11].

Diğer bir gaz türbini imalatçısı olan Siemens firmasının da düşük kalorili gaz yakan uygulamaları bulunmaktadır. Syngas yakıtlı enerji üretim tesisleri yanında, YFG'ı kok gazı ve doğal gaz ile karıştırarak (1720 kCal/Nm^3) orta kalorili gaz yakıtlı bir uygulamasını 2000 yılında ELETTRA GLT'nin (Servola, Italy) 180 MW olarak 1 x V94.2K modeli ile gerçekleştirdiği anlaşılmaktadır [12].

4.3.1 YFG Yakıtlı Gaz Türbini Tasarımında Dikkate Alınan Hususlar [8]

Doğal gaz, temiz yakıt olarak kabul edildiğinde, YFG bundan farklı olarak düşük kalorili, kirli, tozlu vs. olarak değerlendirilmektedir. Tablo 4.1'de verilen yakıt gazları özelliklerine ek olarak, MHI firmasının tipik yakıt karakteristik özellikleri Tablo 4.2'de verilmektedir.

Tablo 4.2 MHI Tipik Yakıt Karakteristik Tablosu

Yakıt		**DG**	**YFG**	**Karışık (YFG+KG+OG)**	**Oksijen Üflemeli Syngas**	**Hava Üflemeli Syngas**
Kompozisyon (Hac. %)	CH_4	88,0		2,02	0,21	2,9
	C_2H_6	7,11	_	0,24		
	C_3H_6	3,58				
	C_4H_{10}	1,24				
	C_5H_{12}	0,05				
	N_2	0,02	55,4	51,02	0,51	30,7
	CO	-	22,4	20,88	50,07	11,0
	CO_2		20,4	19,78	3,21	10,9
	H_2		2,0	6,05	44,66	16,8
	Ar			0,01	1,03	0,80
Alt Isıl Değer(kcal/Nm^3)		9.762	706	1.000	2.680	1.020
Alevlenebilme Sınırı (% Hacim[1])		3,2	2,1	4,2	25,8	9,8
Yanma Hızı (cm/sn)		37	3	16	169	44

Standart gaz türbini DG yakmak üzere tasarlanmaktadır. Eğer gaz türbini DG'den farklı bir yakıt yakmak üzere tasarlanacaksa, gaz türbininde gerekli değişiklikler yapılmalıdır. Bu değişiklikler;

- Yakıt kontrol sistemi
- Yakıt besleme sistemi
- Yakıt yanma hücresi
- Ve diğer

Uzun araştırmalar ve uygulamalar sonrasında düşük kalorili YFG'nin gaz türbinlerinde yakıt olarak kullanılabilmesi için anahtar niteliğinde teknolojik gelişmeler sağlanmıştır. Bu teknolojiler Tablo 4.3'te verilmektedir.

[1] Patlamaya hazır duruma gelebilmesi için, birim hacim havadaki minimum karışım oranı.

Tablo 4.3 YFG Yakıtlı Gaz Türbini İçin Geliştirilen Teknolojiler

YFG Özellikleri		Önemli Husus		Teknoloji
• Daraltılmış alevlenebilme aralığı (zonu) • Düşük yanma hızı	→	• Uygun hava yakıt oranı	→	• Hava baypas vanalı çoklu kutu tipi yanma hücreleri
• Düşük kalori	→	• Büyük kapasiteli gaz besleme sistemi	→	• Emiş kontrollü kompresör • Yakıt gazı geri dönüş sistemi
• Kirli toz	→	• Toz temizleme	→	• Islak tip elektrofiltre • Gaz temizleme sistemi
• Zehirli (CO)	→	• YFG gazı kaçaklarını önleme	→	• Gaz soğutucu • Gelişmiş şaft sızdırmazlığı

4.3.1.1 Isıl Değer

Bir gaz türbini elemanlarında değişiklik yapılması gerekip gerekmediğine karar vermede anahtar husus gazın ısıl değeridir. Isıl değerin düşük olduğu durumlarda değişiklik elzem olmaktadır. MHI firması belli aralıklardaki ısıl değerlere bağlı olarak Tablo 4.4'teki değişiklikleri öngörmektedir [8].

Tablo 4.4 Çeşitli Isıl Değerlere Göre Tasarım Değişiklikleri

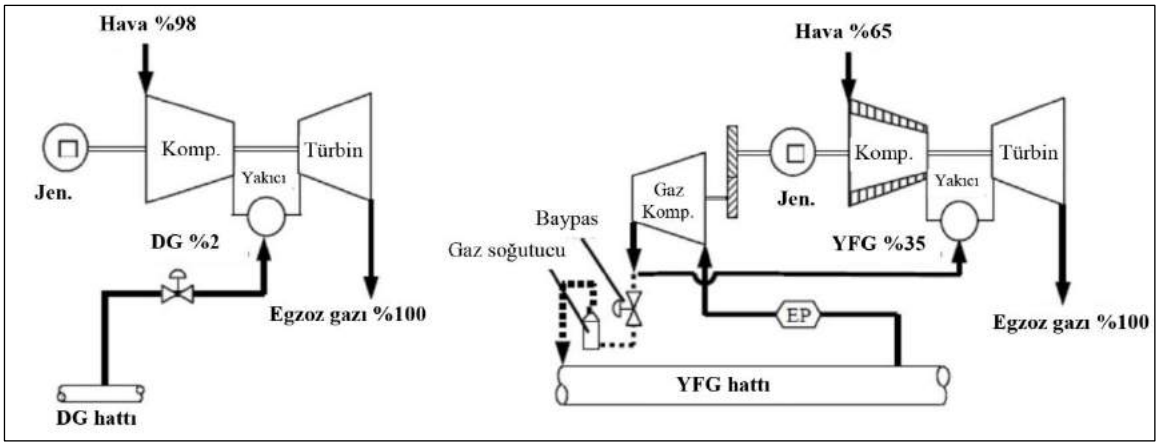
Isıl Değer	**Yüksek 10.000 ile 5.000 kcal/Nm^3**	**Standart (Doğal Gaz) 8.500 kcal/Nm^3**	**Orta 2.000 ile 7.000 kcal/Nm^3**	**Düşük 600 ile 2.000 kcal/Nm^3**
Hava Kompresörü	Standart	Standart	Standart	Değişiklik
Yanma Hücresi	Standart (Küçük değişiklik)	Standart	Standart (Küçük değişiklik)	Değişiklik
Türbin	Standart	Standart	Standart	Standart
Yakıt Sistemi	Standart (Küçük değişiklik)	Standart	Standart (Küçük değişiklik)	Değişiklik

Sıcağa maruz elemanların değiştirilebilirliğini ve güvenilirliğini muhafaza etmek için farklı ısıl değerlerdeki yakıtlar için aynı türbin parçaları kullanılmaktadır. Ancak diğer parçalar ısıl değerlere bağlı olarak değiştirilmektedir.

4.3.1.2 Hava Kompresöründeki Değişiklik

YFG'nin düşük kalorili olması nedeniyle yüksek kalorili gazlardan çok daha fazla beslenmesi gerekmektedir. Eğer bu kadar miktar standart DG yakıtlı gaz türbinine verilirse, hava

kompresöründe dalgalanma (surge) sorununa neden olacaktır. Bu nedenle DG yakıtlı türbindeki akışla aynı miktarda gaz akışını sağlayabilmek için hava kompresörü kanatlarının kısaltılarak hava akışının azaltılması öngörülmektedir.



Şekil 4.16 Isıl Değer-Akış Dengesi Diagramları

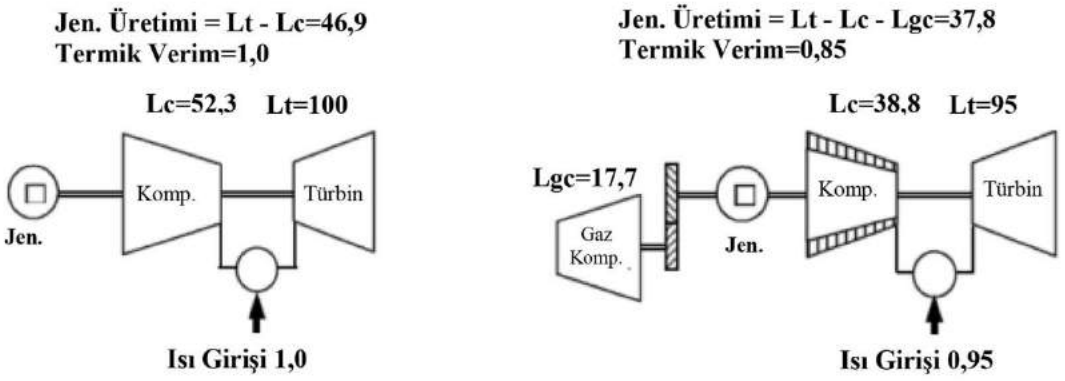
Diğer bir çözüm de kompresörde basınçlandırılan havanın yaklaşık % 33'ünün havaya atılmasıdır. Bu çözüm, eğer bu havanın kullanılabileceği bir yer yoksa, ekonomik olmamaktadır.

4.3.1.3 Yanma Hücresindeki Değişiklik

YFG, gaz türbininde kararlı bir şekilde yakabilmek için silo tipi yanma hücresi en uygun çözüm gibi görünse de (Alstom uygulaması), MHI firması, türbin kanatlarının güvenilirliği ve diğer hususlar bir bütün halinde değerlendirildiğinde, çoklu kutu tipi yanma hücrelerinin en uygun çözüm olduğunu iddia etmektedir.

4.3.1.4 Performansa Etkisi

YFG gaz yakıtlı gaz türbinli kombine çevrim santralinin termik verimliliği, DG yakıtlı bir kombine çevrim santraline göre düşük olmaktadır. Bu değer düşüklüğü kombine çevrim bazında % 10 civarında iken gaz türbini bazında %15'e ulaşmaktadır.



Lt : Türbin çıkış gücü Lc : Kompresör gücü (kayıp) Lgc : Gaz kompresörü gücü (kayıp)

		Türbin Çıkış Gücü Lt (2)	Yakıt Akışı Gf (1)			Hava Akışı Gc (1)		Kompresör Gücü				Jen. Üretimi Kw=Lt-(Lc+Lgc) (Jen. Verim %98,3)		Term. Verim
								Lc	Lgc	Lc+Lgc	Oran			
Yakıt	Alt Isıl Değer (kcal/Nm$^{3)}$	(%)	Akış (3) (%)	Oran	Isı Giriş Oranı	Akış (3) (%)	Oran	(%)	(%)	(%)		(%)	Oran	Oran
Doğal Gaz	8.800	100	2,0	1,0	1,0	98,0	1,0	52,3	-	52,3	1,0	46,9	1,0	1,0
YFG	1.000	95,0	28,5	14,3	0,95	71,5	0,73	38,8	17,7	56,5	1,08	37,8	0,81	0,85

[Notlar]

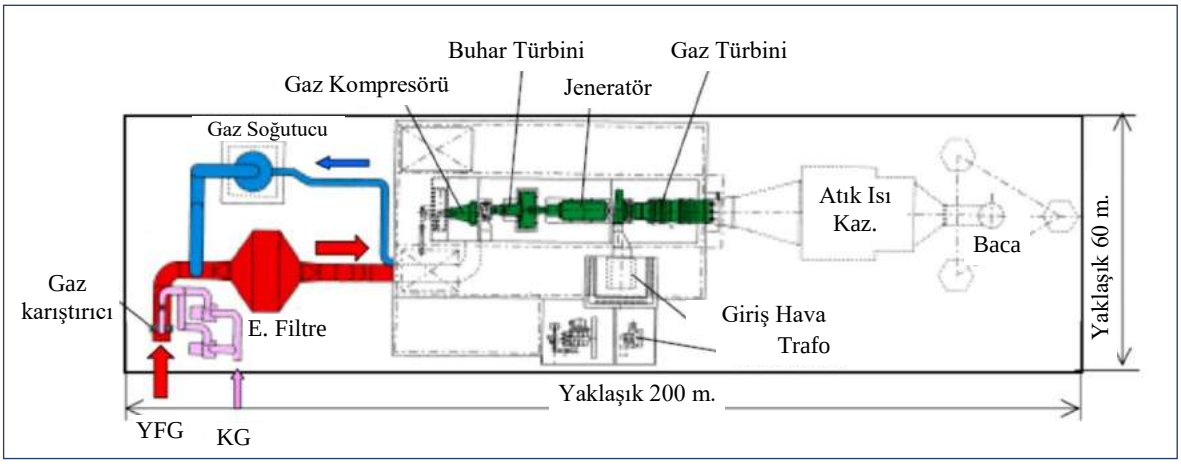
1. Akış dengesi türbin çıkış gazı bazındadır.
2. Güç üretimi bazı DG yakıtlı türbin çıkışıdır.
3. Hava-yakıt karışımı içindeki oranı.

Şekil 4.17 Toplam Performansa Etkileri

Şekil 4.17, kompresör gücü ve türbin çıkışının performansa etkisini göstermektedir. Hava ve gaz kompresörlerinin tükettiği güç, DG yakıtlı türbine göre, kompresör verimliliğinin düşüklüğü nedeniyle % 8 daha fazladır. Bu nedenle jeneratör çıkış gücü % 19 daha düşük olmaktadır. Diğer taraftan düşük kompresör verimi nedeni ile gaz yakıt girişi % 95 daha az olmaktadır. Bu giriş ve çıkış şartlarındaki değişiklikler dikkate alındığında, YFG yakıtlı sistemde termik verim, DG yakıtlıya göre % 85'e düşmektedir.

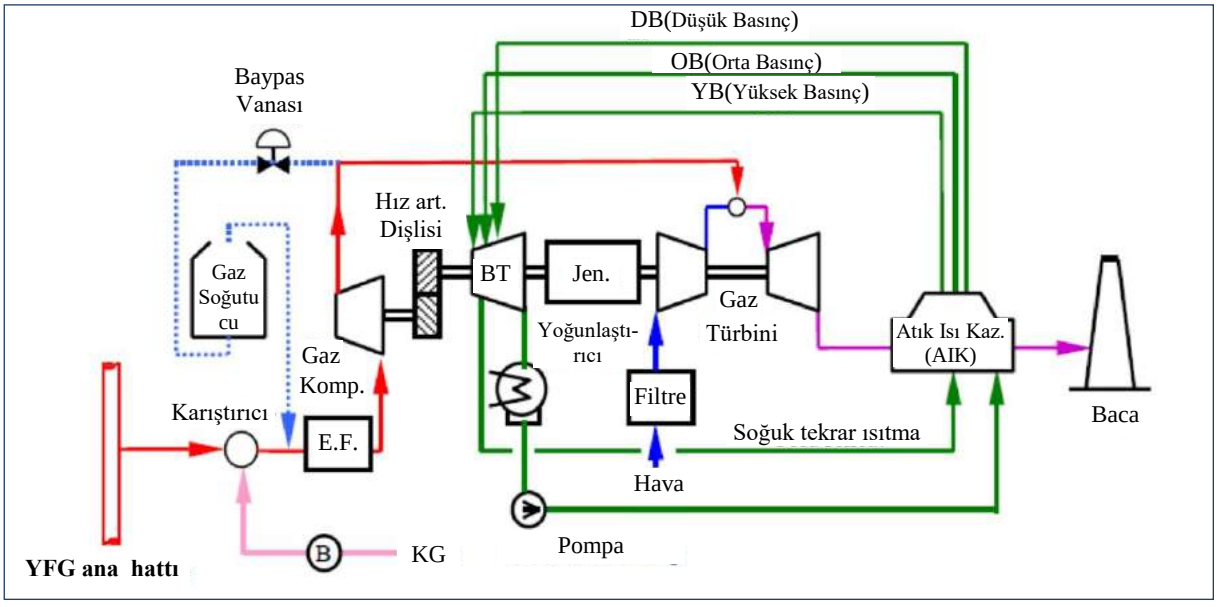
4.4 Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbini Kombine Çevrim Santrali

4.4.1 Tesis Yerleşimi ve Proses Akış Şeması



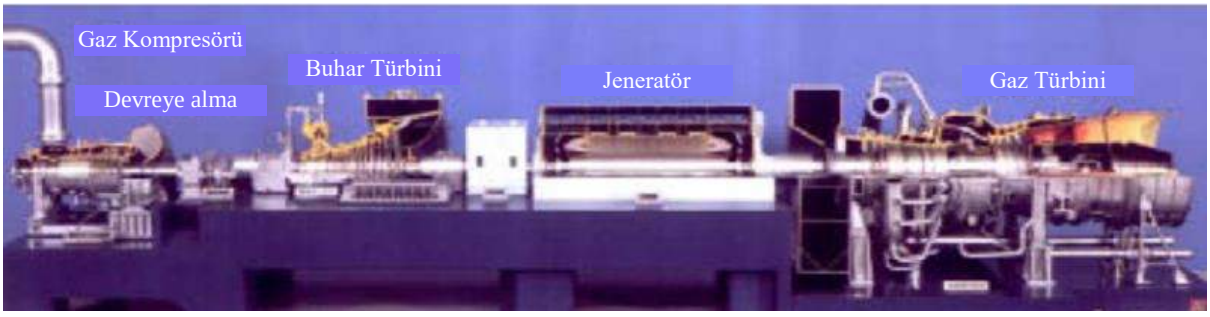
Şekil 4.18 Tüm Ekipmanların Yerleşimi [8]

MHI firmasının F sınıfı bir gaz türbini için öngördüğü tesis yerleşimi Şekil 4.18'de ve proses akış şeması Şekil 4.19'da verilmektedir.



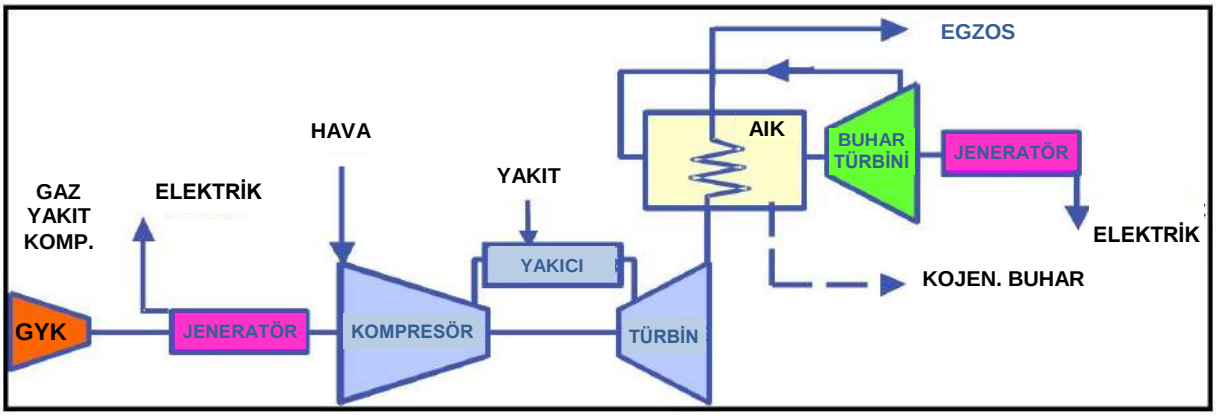
Şekil 4.19 Tüm Tesis Akış Şeması [8]

MHI firması çözümünde gaz türbini ve buhar türbini aynı şafta bağlanarak tek jeneratörle tüm kombine çevrim santrali üretimi sağlanmaktadır. Bu yapıda kurulmuş bir santralde ekipmanların yerleşimi Fotoğraf 4.7'de verilmektedir.



Fotoğraf 4.7 MHI Kombine Çevrim Şaft Bağlantı Düzeni [8]

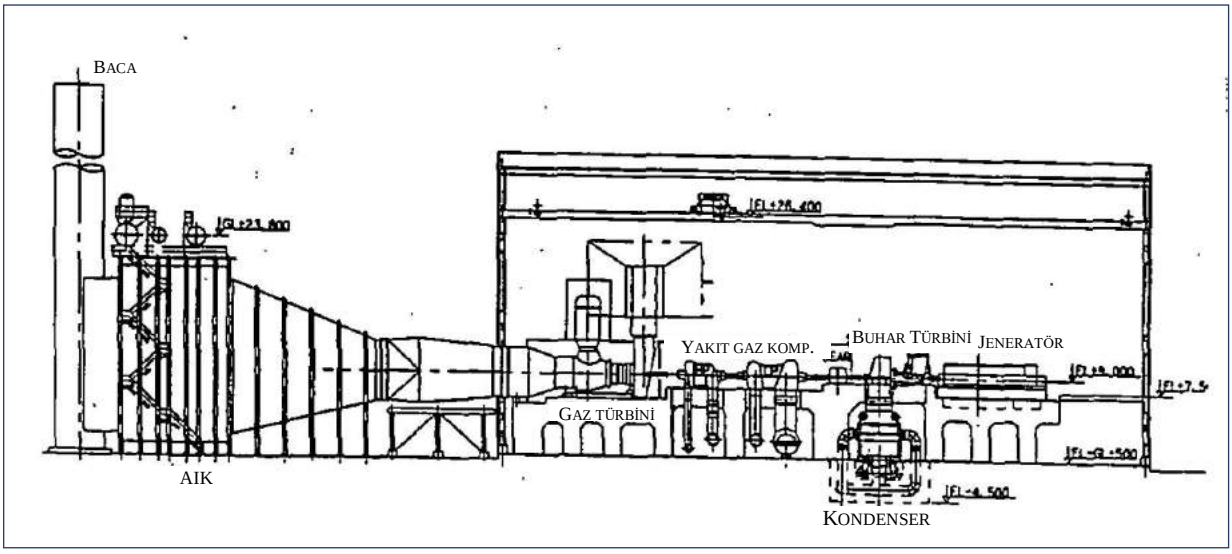
GE firmasının uygulamasında gaz ve buhar türbinleri ayrı ayrı birer jeneratörü tahrik etmekte olup, sistem akış şeması Şekil 4.21'de verilmektedir.



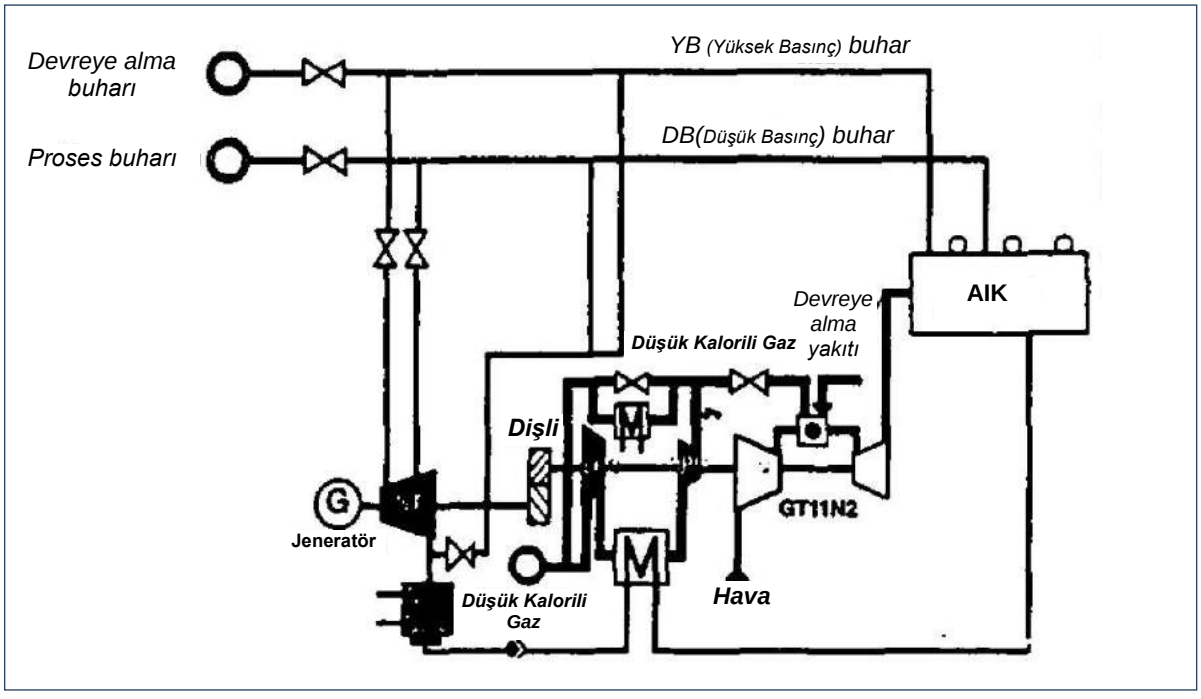
Şekil 4.20 GE Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Kombine Çevrim Sistem Akış Şeması [9]

Alstom firması GT11N2 model gaz türbini ile YFG'nı ı daha yüksek kalorili gaz ile karıştırma gereksinimi duymadan yakabilmektedir. GT yanma hücresi silo tipte olup yalnızca ilk "start-up"ta DG kullanarak GT devreye alınmakta, daha sonra yalnızca YFG kullanarak işletmeye devam edilmektedir. Firmanın geliştirdiği teknoloji ile 2000 kJoule/Nm^3 (478kCal/Nm^3) ısıl değere sahip gazların kararlı bir şekilde yakılabildiği belirtilmektedir.

Alstom firmasının YFG yakıtlı GT kombine çevrim santraline ait şaft bağlantı düzeni ve sistem akış şeması Şekil 4.21'de verilmektedir.



Şekil 4.21 Alstom GT11N2 Şaft Bağlantı Düzeni (Soldan Sağa: HRSG-GT-Yakıt Gaz Komp (HP&LP)- GT) [13]



Şekil 4.22 Alstom GT11N2 GT'li Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Kombine Çevrim Sistem Akış Şeması

Baoshan Çelik Fabrikalarında kurulan GT11N2 model YFG yakıtlı kombine çevrim veriminin % 46,1 seviyesine ulaştığı belirtilmektedir.

Siemens firmasının Elettra GLT (Servola, Trieste, İtalya) demir çelik tesislerinde kurmuş olduğu kombine çevrim tesisi, Siemens V94.2K model gaz türbini kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Bu tesiste kullanılan gazın kalorifik değerinin minimum 7200 kJoule/Nm^3 (1720 kCal/Nm^3) olması gerektiği belirtilmektedir. Demir çelik fabrikalarında bu kalorifik değere ulaşmak üzere YFG'na KG ve DG karıştırılmaktadır [12].

4.3.2 Tesis Özellikleri

Düşük kalorili gaz yakıtlı kombine çevrim santralleri önemli özellikleri aşağıda verilmiştir.

1 Kombine çevrim uygulamasının temel amacı yüksek verimlilik elde etmektir. Kurulan tesislerde elde edilen verimler % 45'in üstündedir.
2 Özel tasarım ile düşük kalorili ve yanma güçlüğü olan gaz yakıtları güvenilir ve sürdürülebilir şekilde yakmaya elverişli yanma hücreleri geliştirilmiştir.
3 Aynı şaft üzerine olabildiğince çok mekanik ekipman bağlanmaya çalışılmaktadır. MHI tasarımında tüm ana ekipmanlar aynı şafta bağlı olup kombine çevrim santralinin tek bir jeneratörü bulunmaktadır.
4 Geliştirilen yanma hücreleri düşük NOx üreten yapıda olabilmekte ve NOx üretimini azaltmak için su/buhar enjeksiyonuna gerek kalmayabilmektedir.
5 Tam otomatik kontrol sistemleri sayesinde tüm tesisin bir merkezden bir veya iki operatörle izlenmesi ve kontrol edilmesi mümkün olmaktadır.
6 Düşük kalorili YFG'nın GT yakıtı olarak kullanımında elde edilen başarı, düşük kalorili (linyit vb.) kömürlerin gazlaştırılması ile elde edilecek syngas'ın yüksek verimlilikte elektrik üretilmesinde kullanılabileceğinin en önemli göstergesidir.

KAYNAKÇA

[1] Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the U.S. Iron and Steel Industry.
[2] https://powergen.gepower.com/products/aeroderivative-gas-turbines/lms100-gas-turbine-family.html.
[3] https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines/9ha-gas-turbine.html.
[4] IDGTE Paper 582 History of The Industrial Gas Turbine Part 1 v2 (revised 14-Jan-11).pdf.
[5] mhps_gas_turbine_m501j_m701j.pdf.
[6] 9HA.01-.02-fact-sheet-2016.pdf.
[7] Soares, C. M. Gas Turbines in Simple Cycle and Combined Cycle Applications, 1.1.pdf.
[8] Komori, T., Yamagami, N., Hara, H. 2004. Japan Design for Blast Furnace Gas Firing Gas Turbine, 2004 November, 04b-MHI.
[9] Jones, M. R., Colleagues. Development and Field Validation of a Large-Frame Gas Turbine Power Train for Steel Mill Gases, GE Energy, Schenectady NY, USA.
[10] ALSTOM-Paper-VDI-BaoShan-24nov04.pdf.
[11] Jones, R., Goldmeer, J., Monetti, B. Addressing Gas Turbine Fuel Flexibility, GE Energy, GER4601 (05/11) Rev. B.
[12] Hannemann, F., Koestlin, B., Zimmermann, G. 2003. Pushing Forward IGCC Technology at Siemens, Siemens AG Power Generation, Erlangen, Germany.
[13] Gnadig, G., Reyser, K., Fischer, W., Schmidli, J. Industrial Users choose Fuel Flexible GT11N2 for burning Blast Furnace Gas in Combined Cycle Power Plants, ABB Power Generation Ltd.

ÖZGEÇMİŞ

Orhan YILDIRIM
orhan.yildirim@outlook.com

1951'de Eskişehir Mesudiye'de doğdu. ODTÜ Elektrik Mühendisliği Bölümü'nden 1974 yılında mezun oldu, yüksek lisansını 1978 yılında aynı bölümde tamamladı.

Çalışma hayatına 1974 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Planlama Dairesi'nde başladı, Başmühendis olarak devam etti. Ardından ERDEMİR'de Elektrik Proje Mühendisi, Elektrik Otomasyon Başmühendisi, Etüt Proje Müdürü ve ERENCO'da Mühendislik Müdür Yardımcısı (Elektrik ve Otomasyon), Mühendislik ve Enerji Projeleri Direktörü görevlerinde bulundu. 2014 yılı başında emekli olan Yıldırım halen serbest olarak teknik danışmanlık yapmaktadır.

International Association for Mathematics and Computers in Simulation (IMACS) tarafından Computation and Applied Mathematics temasıyla Temmuz 1991'de Dublin'de düzenlenen 13. Dünya Kongresi'nde "Application of Power Systems Analysis Package to EREGLI Iron and Steel Works, Inc." başlıklı ortak bildirisi olan Yıldırım, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunları Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

5. DOĞAL GAZ YAKITLI SANTRALLER

Tuğrul BAŞARAN
Makina Yüksek Mühendisi

5.1 Giriş

Konvansiyonel termik santrallere göre daha yüksek ısıl verim elde edebilmek için alışılagelmiş termik santrallerde yeni düzenlemeler yapılmıştır. Bunun için ayrı çevrimlerin kombine edildiği santral tipleri geliştirilmiştir.

Kombine çevrim santralleri, iki veya daha fazla termal çevrimin tek santralde birleştirildiği elektrik üretim tesisleridir. Buradaki ana amaç termal verimin artırılmasıdır. Kombine çevrimlerde aynı iş akışkanı kullanılabildiği gibi farklı iş akışkanları da kullanılabilir. Kombine çevrim; ısının büyük oranda prosese girdiği bir üst çevrim ile bu çevrimdeki atık ısının yararlanıldığı, daha düşük sıcaklık seviyelerinde çalışan bir alt çevrimden oluşmaktadır. Üst çevrim ve alt çevrim bir eşanjör yardımıyla birleştirilir. İş akışkanlarının uygun seçimi ile çevrime giren ısının optimum kullanıldığı ve atık ısının mümkün olan en düşük sıcaklıkta çevreye verildiği, en yüksek termal verimli çevrim oluşturulabilir.

Günümüzde gaz çevrimi olan Brayton Çevrimi ile su-buhar çevrimi olan Rankine Çevrimlerinin kombine edildiği proses yaygın kabul görmüştür. Bu proseste yakıt olarak sıvı ve gaz hidrokarbon yakıtlar kullanılmaktadır. Burada gaz türbini arkasında su-buhar çevrimi vardır. Gaz türbini egzozundan çıkan ısı, buhar üretiminde kullanılmaktadır.

Kombine çevrimde su yerine iş akışkanı olarak cıva ve organik akışkanlar da kullanılabilir. Günümüzde konvansiyonel buhar santrallerinden yüksek verim elde edildiği için cıva çevrimlerine ilgi kalmamıştır. Organik akışkanların suya göre özellikle düşük sıcaklıklarda avantajları vardır. Buna rağmen yatırım maliyetleri ve çevresel etkileri gibi dezavantajları, organik akışkanların kombine çevrimde iş akışkanı olarak suyun yerini almasına mani olmaktadır.

Kombine çevrim santrallerinde gaz/buhar kombinasyonunun genel kabul görmesinin başlıca sebepleri şunlardır:

- Kullanılan ekipmanların kendini kanıtlamış, oturmuş teknolojik ve teknik özellikte olmaları.
- İş akışkanı olarak genel anlamda problemi olmayan ve her yerde bulunup ucuz olan hava ve suyun kullanılması.

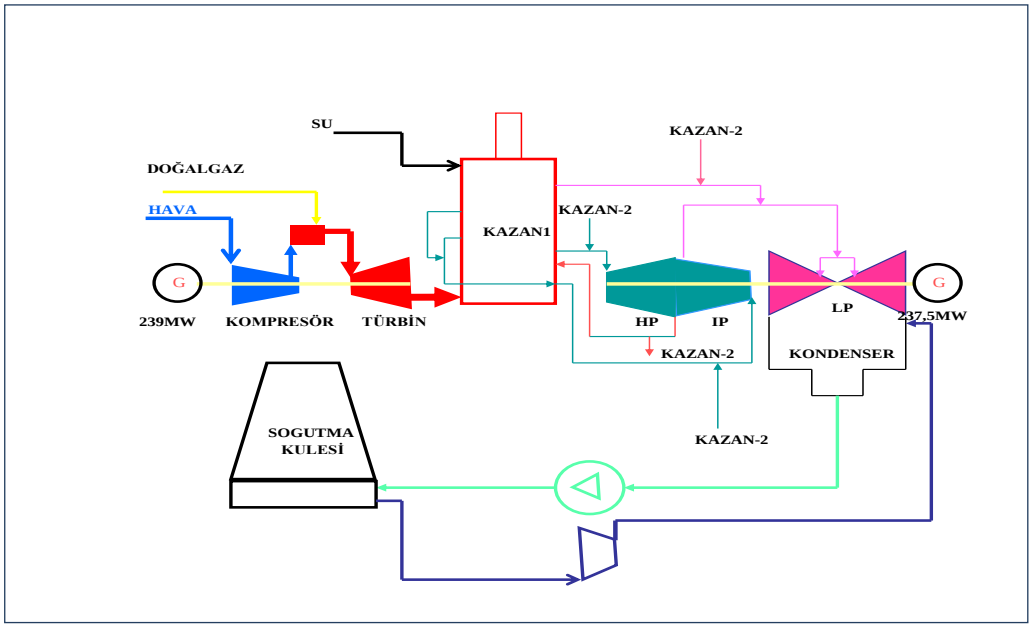
5.2 Basit Çevrim

Çevre koşullarında hava, kompresör tarafından emilerek sıkıştırılır, basıncı ve sıcaklığı artar. Yüksek basınçlı hava daha sonra, yakıtın sabit basınçta yakıldığı yanma odasına girer. Yanma odasında oluşan yüksek sıcaklıktaki gazlar türbinde çevre basıncına genişlerken iş yapar.

Türbinden çıkan egzoz gazları atmosfere atılır. Böylece açık çevrim gerçekleşmiş olur. Açık verimde çevrim verimi %30-35 mertebesindedir.[1]

5.3 Kombine Çevrim

Bir kombine çevrim santrali akış şeması Şekil 5.1'de verilmiştir.



Şekil 5.1 Bursa Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Akış Şeması

Gaz türbini egzoz gazlarının enerjisi kazan işlevi üstlenen bir ısı eşanjöründe (kazanda) buhar üretmek için kullanılır. Bu ikinci çevrime gerekli ısı enerjisi sağlayabilmek için kazana genellikle birden çok gaz türbini bağlanır. Ayrıca buhar çevriminde ara ısıtma ve ara buhar alma yapılabilir. Ara ısıtma için enerji, fazladan bir miktar yakıtı oksijen açısından zengin egzoz gazlarıyla yakarak sağlanabilir. Verimi %59 dolayına varan kombine çevrim santralleri işletme halindedir. Şu anda verimi %60 üzeri olan santrallerden Galler'deki Baglan Bay Santralini GE ve Irsching Santralini Siemens kurmuş ve santraller şu anda (2016 sonlarında) test aşamasındadırlar.

5.4 Teorik Çerçeve

Carnot çevrimi ideal termal prosesin maksimum verimini gösterir:

$$\eta_C = \frac{T_H - T_L}{T_H} = 1 - \frac{T_L}{T_H}$$

[1] Basit çevrimin teorik çerçevesini oluşturan Brayton Çevrimi için kitabımızın *Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbinleri ve Kombine Çevrim Santralleri* bölümüne bakınız.

Burada;

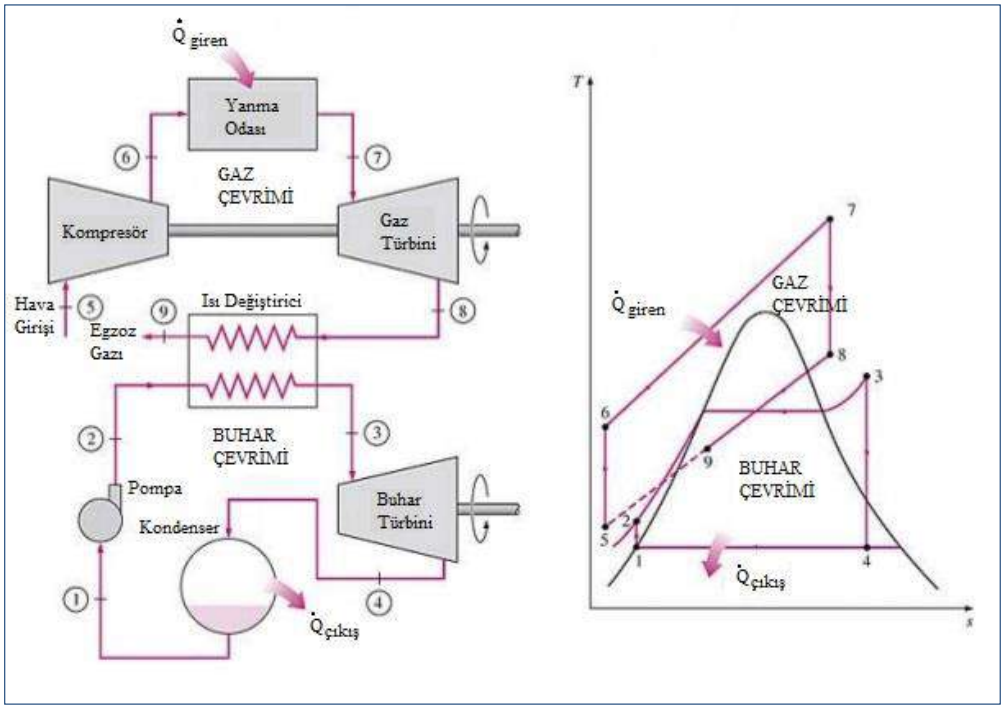
η_c = Carnot verimi

T_H = Enerjinin sağlandığı üst ısıl kaynağının sıcaklığı

T_L = Enerjinin atıldığı, genellikle çevre olan alt ısıl kaynağının sıcaklığı

Gerçek çevrimlerin verimi doğal olarak Carnot Çevriminden daha düşüktür. Bunun nedeni meydana gelen kayıplardır. Carnot Çevrimi proses veriminin, ya maksimum çevrim sıcaklığını yükselterek, ya da minimum çevrim sıcaklığını düşürerek termal verimin yükseltilebileceğini gösterir. Bu bağlamda malzeme dayanımına bağlı olarak türbinlere verilen iş akışkanı sıcaklığı ne kadar artırılabilirse ve çevreye verilen atık ısının sıcaklığı ne kadar düşürülebilirse, çevrimin termal verimi o oranda artar. Bu nedenle yüksek üst sıcaklık kaynağı olan bir çevrimle düşük alt sıcaklık kaynağı olan başka bir çevrimi kombine ederek, konvansiyonel çevrimlere göre çok daha yüksek termal verim elde edilebilir.

Gaz türbini ve su-buhar çevrimi ile çalışan buhar türbinli bir santral bu nedenlerden dolayı çok uygun bir kombinasyondur. Gaz türbini proses sıcaklıkları çok yüksektir, egzoztan çevreye verilen atık ısı da yüksektir. Bunun yanında su buhar çevrimi üst sıcaklığı fazla yüksek değildir ama bu çevrimin atık ısısı çevreye çok düşük sıcaklıklarda verilebilir. Şekil 5.2'de görüldüğü gibi gaz çevrimi (Brayton Çevrimi) ile su buhar çevrimi (Rankine Çevrimi) kombine edilir ve yüksek termal verim elde edilir.



Şekil 5.2 Brayton ve Rankine Çevrimlerinin Birleştirilmesi

5.5 Gaz Santrallerine Özgü Ekipmanlar

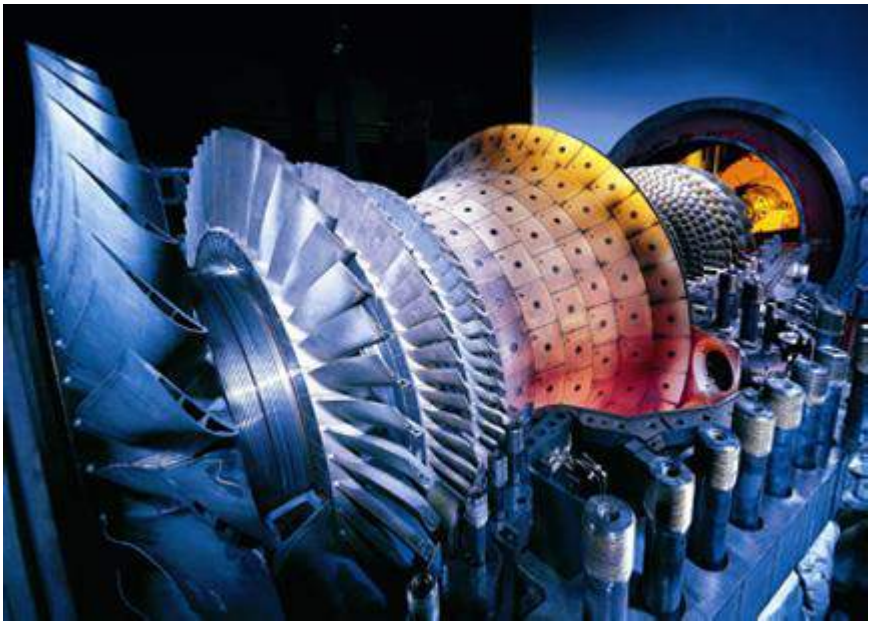
5.5.1 Gaz Türbini

Gaz türbini (Fotoğraf 5.1) kombine çevrim santrallerin en önemli elemanıdır. Kombine çevrim prosesi, ancak gaz türbinlerinde gerçekleşen hızlı gelişim ile yüksek türbin giriş sıcaklıkları elde edildiği zaman konvansiyonel çevrimlerle rekabet edebilir hale gelmiştir.

Bir gaz türbininin ana kısımları kompresör, yanma odası ve güç türbinidir.

Kompresör kısmı, iş akışkanı olarak kullanılan büyük hacimde havayı, yüksek basınçla gaz türbinine beslemelidir. Sıkıştırma basıncı gaz türbininin tipine ve üreticisine göre 8 ila 30 bar arasında değişmektedir.

Gaz türbinlerinde yakıt, sıcak ve basınçlı yanmış gazın sürekli sağlanması için kontrollü bir şekilde yakılmalıdır. Kompresörden gelen basınçlı havanın bir kısmı primer yakma havası olarak kullanılırken bir kısmı da sekonder soğutma havası olarak kullanılır.



Fotoğraf 5.1 Gaz Türbini

Gaz türbinlerinde kullanılan 3 tip yanma odası vardır. Bunlar silo, kutu ve çevresel yanma odası tipleridir.

Gaz türbininin güç üreten kısmı, güç türbini olarak adlandırılır. Bu kısmın kanat yapısı buhar türbinleri gibi impals ve reaksiyon prensiplerine göre tasarlanır.

Gaz türbinlerinin çalışma prensibi diğer içten yanmalı motorlara benzer ve onlar gibi iş akışkanı havadır. Hava sıkıştırılır, yanma odasında yakıt ile karıştırılıp yakılır ve yanma ürünü yüksek

basınçlı ve yüksek sıcaklıklı gaz türbinde iş yapar. Türbinde üretilen işin %60'lara varan kısmı kompresör için kullanılır.

Gaz türbinleri buhar türbinlerine göre oldukça düşük basınçlarda çalışmaktadır. Bu nedenle gaz türbini yapısı buhar türbinlerine göre çok hafiftir. Dolayısıyla termal genleşme, yol verme ve duruş işlemleri sırasında problem olmaz. Gaz türbinlerinde dikkate alınması gereken parametre yüksek sıcaklıktır. Yüksek sıcaklığa maruz kalan kanatları soğutmak için komplike kanat soğutma sistemleri kullanılır.

Günümüzde gaz türbinleri artık standardize olmuştur. Aynı araba marka ve modelleri gibi, düşük güçlerden 400 MW'lara varan belli güçlerde gaz türbini modelleri bulunmaktadır. Bu, maliyeti düşürmüş ve tedarik sürelerini kısaltmıştır.

Gaz türbinleri için en önemli gelişim, çok yüksek sıcaklıklara dayanabilen yeni malzemeler kullanılarak 1400°C sıcaklılara kadar türbin giriş sıcaklıklarına çıkılabilmesidir.

Baz yük santralleri için kullanılan yüksek kapasiteli gaz türbinlerindeki en önemli problem kompresör ve türbin kademelerinin zamanla kirlenmesidir. Kompresör, hiçbir zaman tam olarak temizlenemeyen açık havayı emerken, türbinde kirlenme ancak çok kirli yakıt kullanıldığında ortaya çıkar.

Kompresör kirlenmesini engellemek için hava filtreleri kullanılmaktadır. Hava filtrelerinin üzerinde biriken tozu düşürmek için özellikle kuru bölgelerde etkin olan hava üfleme sistemleri bulunmaktadır. Fakat kompresörü temiz tutmak imkansızdır. Tipik olarak 1000-2000 saatlik operasyondan sonra gaz türbini gücü % 3-%6 arasında düşer. Bu kayıpları geri döndürmek için kompresörün belirli aralıklarla yıkanması gerekmektedir. Kompresör yıkaması için gaz türbini durdurulur ve düşük hızda kompresör girişine monte edilmiş nozullar yardımıyla yıkama yapılır. Gaz türbini devrede iken de yıkama yapmak mümkündür fakat yavaş hızda yapılan yıkama kadar etkin olmaz.

Türbinde kirlenme, kirli yakıt içinde bulunan materyallerden kaynaklanmaktadır. Sık dur-kalk yapan türbinlerde bu kirlenme kendiliğinden temizlenir. Tipik olarak 1.000-2.000 çalışma saati içinde gaz türbininde % 5 ila % 10 arasında güç düşümüne yol açar.

Geçmişte korozyon gaz türbini için temel problemlerden biriydi. Günümüzde daha dayanıklı malzemelerin kullanımı ve kanatların kaplanması neticesinde bu problem genel anlamda çözülmüştür.[2]

5.5.2 Atık Isı Kazanı (Buhar Üreteci)

Kombine çevrim santrallerinde atık ısı kazanı, gaz ve su buhar çevrimlerini birbirine bağlayan ekipmandır.

Atık ısı kazanında, gaz türbininden çıkan egzoz gazlarının enerjisiyle buhar elde edilir. Bazı atık ısı kazanlarına gaz türbini egzozundan sonra ek yakıcılar yerleştirilir.

[2] Gaz türbini tipleri ve gelişimi kitabımızın *Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbinleri ve Kombine Çevrim Santralleri* bölümünde detaylı olarak dile getirilmiştir.

İki farklı prensipte çalışan atık ısı kazanları günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bunlar "Lamont tipi" olarak da adlandırılan cebri sirkülasyonlu atık ısı kazanları ve doğal sirkülasyonlu atık ısı kazanlarıdır. Bu iki tipin de kendine göre avantajları vardır. Cebri sirkülasyonlu kazanın avantajları az yer kaplaması, hızlı ve kolay start-up imkanı olması, düşük "pinch" noktalı dizaynın mümkün olması ve ekonomizerde buharlaşma imkanının (riskinin) az olması. Doğal sirkülasyonlu kazanların ise, en önemli avantajı ilave güç harcayarak verimi düşüren pompaya ihtiyaç duyulmamasıdır.

Atık ısı kazanlarında ısı transferi büyük oranda konveksiyon yoluyla gerçekleşir. Kömür kazanlarının aksine radyasyon ile gerçekleşen ısı transferi ihmal edilebilir düzeydedir.

Optimum tasarlanmış bir atık ısı kazanı şu özelliklerde olmalıdır:

- Atık ısıdan mümkün olduğunca yararlanılmalı
- Gaz türbininin gücünü ve verimini düşürmemek için egzoz gazları kazan içerisinde mümkün olan en düşük basınç düşümüyle akmalı
- Düşük sıcaklık korozyonu engellenmeli
- Start-up'lar sırasında müsaade edilen basınç gradyanı büyük olmalı

İlk iki şartı aynı anda sağlamak oldukça güçtür. Egzoz gazının ısısından yararlanmak için gaz sıcaklığı ile su-buhar sıcaklıkları arasındaki fark küçük olmalıdır. Bunu sağlamak için büyük yüzey alanı gerekir. Bu ise basınç düşümünü artırır. Kanatlı (finli) boru kullanımı bu problemi büyük oranda çözer.

Düşük sıcaklık korozyonunu önlemek için egzoz gazı ile temas içinde olan bütün yüzey sıcaklıkları, sülfürik asit çiğlenme sıcaklığından yüksek olmalıdır.

Atık ısı kazanı dizayn edilirken maliyet ve yüzey alanı arasında optimizasyon yapılması gerekir. Bunun göstergesi olarak genelde "pinch" noktası kullanılır. Bu parametre, su ile gaz arasındaki minimum sıcaklık farkıdır. Bu değer düşürülürse ısı transferi artar fakat yüzey alanı, yani maliyet de artar.

İşletme esnasında atık ısı kazanı için en önemli sorun, gaz türbininin hızlı yük alma-yük atma kabiliyetinin kazanda meydana getirdiği termal streslerdir. Bu etkileri minimize etmek için tüp paketlerinde süspansiyonlar kullanılır.

Sistem, kısmi yüklerde genellikle daha düşük basınçta çalışır. Bu, "kayar basınç" (sliding pressure) operasyonuyla sağlanır. Bu operasyonda kontrol valfleri bütün yüklerde tam açıktır. Bu nedenle kazan basıncını buhar türbininin buhar girişi nozul alanı ve üretilen buhar miktarı belirler. Gaz türbini yük düşümü yaptığında üretilen buhar azalır, dolayısıyla buhar basıncı düşer. Bu işletme şekli ekonomizerde istenmeyen buharlaşmaya yol açabilir. Bunu engellemek için ekonomizer çıkış sıcaklığı doyma sıcaklığından düşük tasarlanır. Bu sıcaklık farkına "approach" (yaklaşma) sıcaklığı denir. Bu sıcaklığı mümkün olduğunca düşük tutmak gerekir çünkü buhar üretiminde azalmaya yol açar.

Atık ısı kazanları, egzoz gazının akış yönüne göre, yatay veya dikey olarak isimlendirilirler. Dikey kazanlarda alt taraftan giren egzoz gazı yukarı doğru hareket ederken yatay olarak yerleştirilmiş kanatlı borular arasından geçer ve kazan üstüne yerleştirilmiş olan bacadan atmosfere atılır. Yatay kazanlarda ise ön duvardan giren egzoz gazı yatay olarak hareket ederken

dikey olarak yerleştirilmiş olan kanatlı borular arasından geçer, arka duvar sonrasına yerleştirilmiş olan bacaya gelir ve bacada dikey akışla atmosfere ulaşır.

5.5.3 Buhar Türbini

Modern kombine çevrim santrallerinde buhar türbini yüksek verimli olmalı ve hızlı devreye alınabilmelidir.

Hızlı devreye alınabilme özelliği özellikle son yıllarda serbestleşen enerji piyasasının getirdiği şartlarda büyük önem kazanmıştır. Günümüzde kombine çevrim santralleri her gün dur-kalk yapmaya başlamışlardır. Bu koşullarda buhar türbini ne kadar erken devreye girerse işletici firma için o kadar kazançlı olur.

Kombine çevrim buhar türbinlerinde, eğer kojenerasyon uygulaması yoksa, ara buhar alma yoktur çünkü bu santrallerde kazan besi suyu ön ısıtması atık ısı kazanında gerçekleştirilir.

5.5.4 Kondenser

Kondenser, kombine çevrimin atık ısısının çevreye atıldığı ekipmandır. Buhar türbininden çıkan çürük buhar, kondensere giderek yoğuşturulur ve buradan kondense tahliye pompaları ile tekrar kazana basılır. Kapalı su buhar çevriminde çeşitli nedenlerle eksilen iş akışkanı su, kondenseye besleme (make-up) tesisatından sağlanan su ile tamamlanır.

Kondenserlerde buhar yoğuşturulurken ortaya çıkan ısı, deniz, göl, akarsu gibi büyük bir kaynaktan alınan su yardımıyla ortamdan atılabilir. Yakınında bu amaçla kullanılabilecek uygun bir kaynak yok ise santral hava soğutmalı yapılır. Bu santrallerde kondenserdeki ısı yine suya geçer. Bu suyun hava ile soğutulduğu ilave tesisler mevcuttur.

5.5.5 Jeneratör

Kombine çevrim santrallerinde kullanılan jeneratörlerin büyük bir kısmı gaz türbinine ve buhar türbinine doğrudan akuple edilmiş 2 kutuplu jeneratörlerdir. Gücü 20 MW'tan az küçük ünitelerde yüksek hızlı türbinler kullanılır. Bu tesislerde türbin ile jeneratör arasında redüktör bulunmaktadır. Bu konfigürasyonda 4 kutuplu jeneratör kullanmak daha ekonomiktir.

Kombine çevrim jeneratörlerinde soğutucu olarak suyun soğuttuğu hava ve hidrojen kullanılmaktadır. Hava soğutmalılar da, kapalı çevrim ve açık çevrim olarak ikiye ayrılır. Kapalı çevrimli hava soğutmalı jeneratörler makul maliyeti ve problemsiz oluşu ile orta güçteki üniteler için idealdir. Büyük kapasitelerde hidrojen soğutma kullanılır. Hidrojen soğutma daha verimlidir fakat ilave yardımcı tesislere ihtiyaç duyar, daha karmaşık ve pahalıdır.

5.5.6 Kontrol Tesisatı

Kontrol ekipmanları bir santralin sinir sistemidir. Kontrol sistemi, ekipmanların kontrolcülerinden ve koruma devrelerinden meydana gelir. Bu sistem güvenilir ve emniyetli operasyonu sağlamalıdır. Operatör hatalarının etkisini minimize etmek için su-buhar çevrimi içinde bulunan tüm ekipmanlar, tamamen standardize olmuş gaz türbini gibi tam otomatik olarak çalışabilmelidir. Bu nedenle, aslında nispeten basit bir proses olan kombine çevrim için hayli karmaşık ve komplike kontrol sistemleri kullanılır. Modern tesislerde, tüm kontrol sisteminin bir

hiyerarşi içinde çalıştığı, tek merkezden kumanda edilebilir, dağıtılmış kontrol sistemleri kullanılmaktadır.

5.5.7 Diğer Ekipmanlar

Bir kombine çevrim santralinde yukarıda açıklanan ana ekipmanlar dışında çok sayıda yardımcı sistem ve ekipman bulunmaktadır. Bunlar; elektrik sistemi, şalt sahası, soğutma sistemleri, besleme tankı, degazör, besi suyu pompaları, kondense tahliye pompaları, borulamalar, kondense vakum sistemi, su hazırlama sistemi, basınçlı hava sistemi, yangın önleme ve mücadele sistemi, yakıt sistemleri ile doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarıdır

5.6 Operasyon ve Kısmi Yük Özellikleri

Kombine çevrim santrallerin çevre ve kısmi yükteki değişikliklere karşı gösterdiği davranışlar, hem ekonomi hem de güvenli işletme için çok önemlidir. Bu nedenle santralin dinamik ve kararlı haldeki karakteristiklerinin farkında olmak gerekir.

Bir santral kısmi yüklerde de mümkün olduğunca verimli olmalıdır. Buna rağmen kombine çevrim santralleri kısmi yüklerde ciddi verim kaybına uğrarlar. Bunun en büyük nedeni kısmi yüklerde türbin giriş sıcaklığının düşmesidir. Bu nedenle, kombine çevrim santrallerinda gaz türbini giriş sıcaklığının belli bir yüke kadar değişmemesi için, kompresör girişine değişken açılı giriş kanatları konulur. Bu kanatlar, yük düştükçe giren havanın debisini azaltarak sıcaklığı sabit tutmaya çalışırlar.

Dış ortam hava sıcaklığı, kombine çevrim santrallerinin elektrik üretimini en fazla etkileyen çevresel faktördür. Gaz türbini sabit hacimli bir makina olduğu için giren havanın hacimsel debisi sabittir. Fakat sıcaklığa göre havanın yoğunluğu değiştiği için ortam sıcaklığı arttıkça havanın yoğunluğu düşer, dolayısıyla türbine giren iş akışkanı kütlesi azalır. Bu da üretilen enerjinin azalmasına neden olur. Bununla beraber kazana giden yanma gazı kütlesi düştüğü için, kazanda üretilen buhar miktarı da azalır. Dış ortam hava sıcaklığı düştüğünde ise hava yoğunluğu arttığı için, üretim ciddi oranda artar.

Soğutma suyu sıcaklığı su-buhar çevriminin performansını etkiler. Soğutma kaynağı ne kadar düşük sıcaklıkta olursa, Carnot Çevriminden hatırlanacağı gibi çevrimin alt ısıl kaynak sıcaklığı o oranda düşer ve çevrimin verimi artar.

5.7 Kombine Çevrim Santrallerin Diğer Termal Santrallerle Kıyaslanması

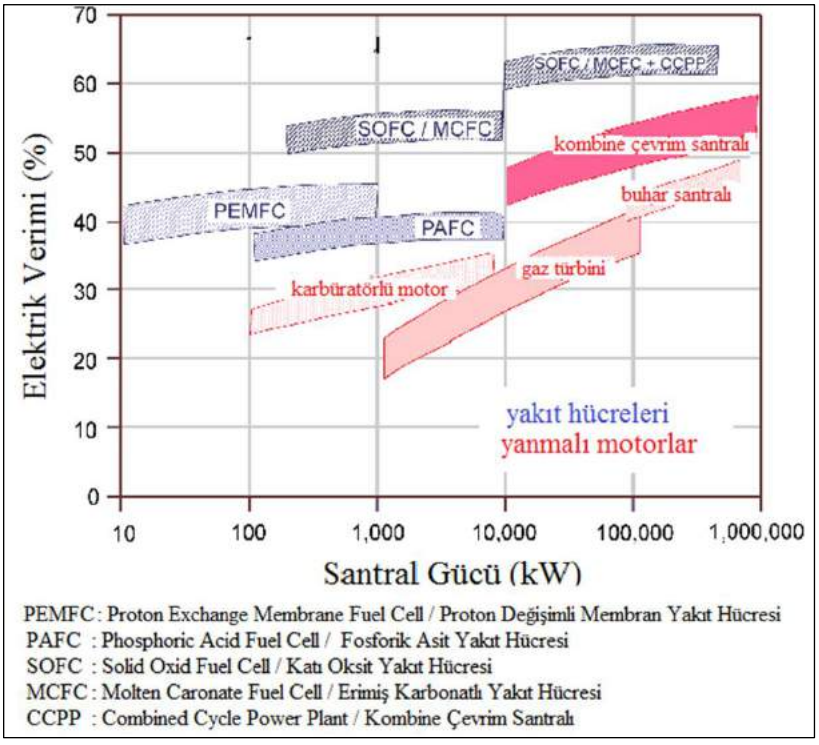
Kombine çevrim santrallerini diğer konvansiyonel santrallerle kıyaslamak için termodinamik parametreler tek kriter değildir. Maliyet, çevresel faktörler, yakıt vb. kriterleri de göz önüne alınmalıdır.

Kıyaslama yapmak için santralin gücü çok önemlidir. 20–30 MW güçlere kadar pistonlu gaz veya dizel motorlu santraller gaz türbinli santrallere göre daha avantajlı olabilir. Fakat büyük kapasiteler için gaz türbini tek seçenektir.

Ekonomik anlamda kıyas yapıldığında kombine çevrim santrallerinin yatırım ve bakım maliyetleri diğer konvansiyonel santrallere göre bir hayli düşüktür. Bununla beraber yakıt giderleri diğerlerine göre çok yüksektir. Bu nedenle kombine çevrim santralleri son yıllarda baz

yük santrali olma özelliğini yitirmiş, elektriğin pahalı olduğu puant saatlerde çalışabilir duruma gelmişlerdir.

Günümüzde elektrik fiyatları nedeniyle santral çevrim verimi çok önemli hale gelmiştir. Kombine çevrim santralleri konvansiyonel santrallere göre oldukça verimlidir (Şekil 5.3).



Şekil 5.3 Değişik Tipte Santrallerin Termik Verimleri

Çevresel etkiler açısından da kombine çevrim santrallerinin diğer termik santrallere göre üstünlükleri vardır. Kombine çevrim santralleri yüksek verimli oldukları ve gaz türbinlerinde yüksek hava oranı sayesinde neredeyse tam yanma gerçekleştiği için, bu santrallerde çok düşük miktarda CO gibi yanmamış gazlar çevreye salınır. Dolayısıyla kombine çevrim santralleri kalabalık şehirlerde bile çalışabilirler. Bir kombine çevrim santralinin en önemli çevresel problemi, yanma ürünü olarak limitlerin üstünde NOx oluşturabilmesidir. Bunu önlemek amacıyla düşük NOx üreten yakıcılar geliştirilmiştir.

ÖZGEÇMİŞ

Tuğrul BAŞARAN
tugrulbasaran@me.com

1980'de İstanbul'da doğdu. Gazi Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nden 2004'te mezun oldu. Yüksek lisansını Sabancı Üniversitesi Mekatronik Mühendisliği Bölümü'nde 2010 yılında tamamladı. Yıldız Teknik Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümü'nde doktoraya devam etmektedir.

Tuğrul Başaran çalışma hayatına 2004 yılında Siemens Türbin Servisi'nde saha mühendisi olarak başladı. 2009 yılından itibaren 5 sene Marmara Ereğlisi'nde kurulu AEI Trakya Elektrik Santrali'nde operatör olarak çalıştı. 2013 yıl sonundan bu yana Marmara Ereğlisi'nde Inter Rao Trakya Elektrik Santrali'nde Mekanik Bakım Şefi olarak görev yapmaktadır.

Makine Mühendisleri Odası üyesi olan Başaran'ın yayınlarından örnekler aşağıdadır:

1) Performance and Degradation Evaluation of a Combined Cycle Power Plant (Yüksek Lisans Tezi).

2) Performance Analysis of Supercritical Binary Geothermal Power Plants: 12/2014, Advances in Mechanical Engineering.

3) Effects of Steam Conditions on Performance of Coal Fired Power Plants: Power Plant Strategies for Turkey. 2015, KASMERA ISI, vol 43.

6. BİYOKÜTLE (ORMAN VE TARIM ATIKLARI) YAKITLI SANTRALLER

Dr. Mustafa TOLAY
Dr. Kimya Yüksek Mühendisi

6.1 Giriş

Bitkilerin ve canlı organizmaların kökeni olarak ortaya çıkan biyokütle, genelde güneş enerjisini fotosentez yardımıyla depolayan bitkisel organizmalar olarak adlandırılır. Biyokütleyi aynı zamanda bir organik karbon olarak da kabul etmek olanaklıdır. Biyokütle, tarım veya ormancılık ürünü olan ve tamamı veya bir kısmı içindeki enerjiyi geri kazanmak amacı ile yakıt olarak kullanılabilen bitkisel maddelerin tamamı veya bir kısmından oluşan ürünler ile çeşitli organik atıkları kapsar. Biyokütle enerjisi, yetiştiriciliğe dayalı olduğu için yenilenebilir, çevre dostu, yerli ve yerel bir kaynak olarak önem kazanmaktadır. Organik madde içeren artıkların değerlendirilmesi, çevre kirliliği ve temiz enerji üretimi bakımından önem taşımaktadır. Bu amaçla özellikte gelişmekte olan ülkelerde kullanımı en yaygın olan kaynak biyokütledir. Biyokütle, her yerde yetiştirebilmesi, çevre korunmasına katkısı, elektrik üretimi, kimyasal madde ve özellikle taşıtlar için yakıt olabilmesi nedeni ile stratejik bir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir.

Biyolojik kökenli yakıtlardan enerji üretimi için en etkin yöntemlerden birisi, kombine ısı ve güç üretimidir. Endüstriyel uygulamalarda, sadece ısı ve güç üretimi yerine, işlem ısısı ve buhar üretimi amacıyla da yararlanılabilir. Endüstri sektöründe kurutma gibi birçok işlem için ısı üretimine gereksinim vardır. Bu gereksinim, bölgesel ısıtma sistemi olmaksızın kombine ısı ve güç üretimi ile birlikte de karşılanabilir. Ayrıca küçük ölçekli kombine ısı ve güç tesislerinden elde edilen ısı enerjisi, kamusal ve endüstriyel binaların ısıtılmasında kullanılabilir [1, 2, 3, 6]. Ayrıca gazlaştırma ile de ısı ve güç elde edilebilir.

Biyokütle yakıtlar yeniden üretilebilen organik maddelerdir. Kullanılan biyokütle yakıtların büyük çoğunluğu, odunsu yakıtlar, enerji bitkileri ve hayvansal atıklardan elde edilir. Kentsel katı atıklar da bir biyokütle yakıt kaynağıdır. Biyokütle yakıtlardan elde edilen enerjiye biyokütle enerjisi denmektedir. Biyokütle yakıtının yanma emisyonları azdır. Fosil yakıtlara göre çok az asit yağmuru ve duman üretir. Uygun teknolojiler ve uygun yöntemler kullanılarak doğru bir şekilde enerjiye dönüştürüldüğünde, çevre üzerinde etkisi az, hızlı bir şekilde yeniden üretilebilen, uzun süreli ve güvenli bir enerji kaynağıdır. Biyokütlenin enerji üretimi açısından göz önünde tutulması gereken en önemli özelliği bünyesinde bulunan nemdir. Nem miktarı yanma verimini düşürür. Gazlaştırma ya da pelet yapımı gibi bazı yakıt üretme teknolojilerinde ise biyokütlenin belirli oranda bir nem içermesi istenir. Bununla birlikte ne kadar kuru olursa olsun biyokütle, her zaman petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlardan daha az ama yerli kömür ve linyitlere benzer enerji yoğunluğuna sahiptir. Diğer bir deyişle, aynı miktarda ısı elde edebilmek için petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlara göre daha fazla, yerli kömür ve linyitlere yakın biyokütle kullanmak gerekir (OGM, 2009).

Diğer taraftan orman ve tarım atıkları gün geçtikçe çevresel olarak problem yaratmaktadır. Sürdürülebilir kalkınmanın ve sürdürülebilir çevresel yaşamın önemli bir parçası olan orman ve tarım faaliyetlerinden arta kalan atıklar maalesef önemli çevresel sorunlar olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu çevresel sorunları çözerken sahip oldukları enerji potansiyelinden de faydalanmak gerekir. Böylece hem bu atıkların yaratmış olduğu problemler çözülmüş, hem de bu problemler faydalı enerji haline dönüştürülmüş olur.

Türkiye'de yoğun miktarda bulunan (başta orman atıkları olarak çam ve meşe atıkları ve tarım atıkları olarak mısır, pamuk ve buğday atıkları olmak üzere) orman ve tarım atıkların, hayvansal atıkların ve özellikle enerji bitkilerinin "enerji ürünü" olarak değerlendirilmesine olanak sağlayacak tesis/tesislerin yatırımları devlet tarafından desteklenmektedir. Bu tür enerji tesislerinden üretilen elektrik T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 133 USD/MWe fiyatından satın alınmakta ve 10 yıl alım garantisi verilmektedir. Bu düzenleme EPDK tarafından yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi amacıyla alınmıştır. Ayrıca biyokütleden elektrik enerjisi üretecek yatırımlara yerli ekipman kullanmaları halinde ilave teşvikler de verilmektedir. Bu nedenle biyokütleden enerji üretecek tesis yatırımları fizibil yatırımlardır. Türkiye Orman Genel Müdürlüğü orman işletmelerinde ve tarım sektörüne bağlı tarımsal üretim tesislerinde ortaya çıkan orman atıkları ve pamuk, tahıl, mısır ve diğer tarım atıklarının potansiyeli Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından tespit edilmiş ve yayımlanmıştır. Ülkemiz biyokütle potansiyeli ile üretilecek elektrik ve ısı enerjisi potansiyeli de tespit edilmiştir. Türkiye'de yaygınlaştırılabilecek biyokütleden enerji üretim tesislerinin bölgelerin kalkınması, rekabet edebilirliğinin sürdürülmesi, çevre sorunlarının azaltılması yönlerinden ülkeye avantaj sağlayacağı, orman ve tarımsal atıktan elektrik ve ısı eldesi için kurulacak tesislerin yatırımlarının geri ödeme süresinin 4-5 yıl gibi kısa olacağı ön görülmektedir (www.bepa.yegm.gov.tr).

Türkiye'de, çam ve meşe atıklarının, buğday, arpa, mısır ve pamuk ürünleri atıklarının ve diğer biyokütle kaynaklarının yıllık toplam ısıl enerji miktarı 15.000 MWt olup bu ısıdan 5.000 MWe elektrik enerjisi üretilebilir. Bu denli büyük bir yerli kaynak potansiyelinin (bulunduğu bölge ve ülkemiz ekonomisine vakit kaybetmeden katılması amacıyla) değerlendirilmesi için tarımsal atıktan enerji üretim tesislerinin yaygın olarak uygulanmasının mümkün ve kaçınılmaz olduğu ortaya çıkmaktadır. Ancak elektrik üretim kurulu gücü 2016 sonu itibarıyla 78,497.4 MWe olan ülkemizde orman ve tarımsal, hayvansal atıklardan işletmede olan elektrik üretim kurulu gücü ise (son yıllardaki gelişmelere rağmen) sadece 54.12 MWe'dir ve toplam 81.36 MWe gücünde tesis inşaa halindedir. Ayrıca kentsel atıkların gazlaştırılması yolu ile elektrik üretim için 189.33 MWe kurulu kapasite mevcuttur. Bu makalede orman ve tarımsal atıklardan enerji üretim tesisleri ele alınacaktır.

6.2 Biyokütleden Enerji Üreten Sistemler

Orman ve tarımsal atıklardan enerji elde etmede kullanılan yöntemler başlıca 3 kategoride toplanabilmektedir. Bu ısıl yöntemler sırası ile yakma, piroliz ve gazlaştırmadır. Üç yöntemde de atıklar kontrollü şekilde ısıl işleme tabii tutularak yakıta dönüştürülürler. Yakma işlemi klasik olarak çok eskidir. Hava kirliliği sorunları konusunda ve düşük enerji verimliliği nedeni ile istenmemektedir. Pirolizde, atığın termal degredasyonu havasız ortamda gerçekleştirilerek kok, piroliz petrolü ve syngaz oluşturulur. (Piroliz, organik bir maddenin oksijensiz bir ortamda ısı

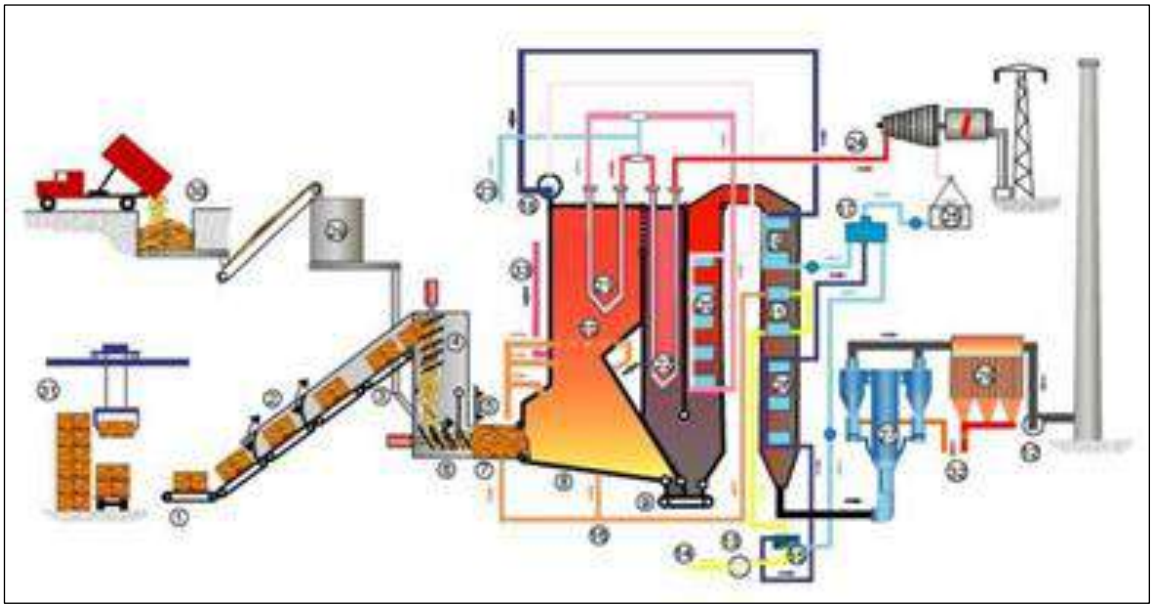
etkisiyle küçük moleküllere parçalanmasıdır. Odun kömürü, yakıt, gübre, metil alkol, tatlandırıcı, asetik asit ve daha pek çok kimyasal madde piroliz yöntemiyle üretilmektedir. Piroliz kelimesi Türkçede "ateş" ve "ayırma" anlamına gelen Yunanca "piro" ve "liz" kelimelerinden türetilmiştir) Gazlaştırmada hidrokarbonların parçalanarak syngaz oluşturması, ortamdaki oksijenin dikkatle kontrolü ile sağlanır. Piroliz gazlaştırmadaki ilk aşamayı oluşturur. Gazlaştırma sonucu elde edilen syngaz enerji üretimi için kullanılabilir.

Bir biyokütle enerji sisteminin ilk kurulum maliyeti, yakıt besleme ve depolama sistemleri nedeniyle fosil yakıtlı bir sistemden % 50 daha fazla olmaktadır. Günümüzde ülkemizde üretimi yapılabilen akışkan yataklı 10 MWe net elektrik üretimi yapabilen ve ilave ısı üretebilen buhar türbinli bir biyokütle enerji üretim tesisi 15 milyon USD fiyatına inşa edilebilmektedir. Ayrıca bu tesisin fazla buhar üretiminden Organik Rankin Çevrimi ile (ORC) ilave elektrik enerjisi üretmesi mümkündür. Benzer kapasitede bir tesis gazlaştırma teknolojisi ile de daha yüksek verimle inşa edilebilmektedir. Odunsu biyokütleyi etkili bir şekilde yakan mevcut ve yeni teknolojilerle, odun yakma, odun gazlaştırma, kojenerasyon ve kullanılan yakıta bağlı olarak ortak yakma şeklinde değişik yakma biçimleri uygulanabilir [4, 6].

6.2.1 Doğrudan Yakma

Kurutulmuş orman ve tarım atıklarını doğrudan yakarak ısı enerjisi elde etmek mümkündür. Elde edilen ısı, buhar kazanlarında suyun buhara dönüştürülmesi ve elektrik jeneratörlerinin çalıştırması için kullanılabileceği gibi, ısıtma, işletme buharı ve sıcak su elde etme amaçları ile de kullanılabilir. Diğer bir yakma metodu ise tarımsal atıkların kömür gibi fosil yakıtlarla karıştırılarak yakılması ve elektrik üretimi için termik santrallerde kullanılmasıdır. Ancak orman ve tarım atıklarının düşük kalori değerleri, nakliye ve depolama güçlükleri, yakıt kalitesindeki değişkenlikler, yüksek nem oranı, baca gazı çevre problemleri ve direkt yakma tesislerinin düşük verimlilikleri gibi nedenlerden dolayı pek verimli olmamaktadır ve tercih edilmemektedir. Biyokütle yakma sistemlerinin performansını etkileyen en önemli faktörler, kullanılan yanma sisteminin türüne bağlı olarak mühendislik tasarımı ve etkili verim kontrolleridir. Kurumsal ve ticari ısıtma sistemleri doğrudan yakma ve iki aşamalı yakma olmak üzere başlıca iki sistem kullanır. Doğrudan yakma sisteminde kazan geniş hacimli tek bir yanma odasından ibarettir. Yanma odası içinde odunsu materyal yandığı zaman ortaya çıkan sıcak gazlar, doğrudan üst tarafta yer alan ısı değiştirme kanallarına doğru yükselir. Sıcak gazlar ısılarını, kazanı çevreleyen gömleğin içinde bulunan suya aktararak suyu ısıtır. Isınan su binaların ısınmasında ya da başka işlemlerde kullanılır. Basit olmalarından dolayı kurulum maliyetleri yüksek değildir. Orman veya tarım işletmeleri ya da orman endüstrisi alanında faaliyet gösteren şirketler, kendi biyokütle artıklarını yakarak elektrik ve ısı üretimini sağlayabilirler. Odun, özellikle yaş yonga (ıslak bazda % 45-50 nemli) olmak üzere, değişik biçimlerde enerji tesisinin yakınındaki bir toplama merkezine nakledilir ya da depolanır. Odun yongaları helezon burgu ya da taşıma bantları yardımıyla, bir yakıcıya gönderilir. Odun yongalarının yanması sonucunda ortaya çıkan ısıyla su buharlaştırılır ve kızgın buharın türbini döndürmesiyle elektrik üretilir. Buharın fazlası tesisteki başka işlerde, örneğin yonga kurutma fırınlarında, sıcak su ise borular yardımıyla taşınarak binaların ısıtılması ve temiz sıcak su temininde değerlendirilerek sistemin toplam verimi yükseltilir. İki yanma odalı sistemlerde yanmaz maddeden astarlı ayrı bir yanma odası ve kazanla bağlantıyı sağlayan yanmaz maddeden kısa bir patlama borusu vardır. İlk yanma odasında yakıt

ısıtılır, basınçlı hava üflenerek besleme yapılır. Sıcak gazlar yakıcıdan patlama borusu içinden geçerek doğrudan ikinci yanma odasına gelir. İki odalı sistem nemli ve kuru yakıtın her ikisini de yakabilir [1, 4]. Doğrudan yakma sistemi ile elektrik üretiminin şematik gösterimi Şekil 6.1'de verilmiştir. Akışkan yataklı yakma sistemleri de oldukça verimli yanma sağlayan sistemler olarak endüstride sunulmaktadır.



Şekil 6.1 Doğrudan Yakma Sistemi ile Buhar Türbinli Elektrik Üretiminin Şematik Gösterimi

6.2.2 Gazlaştırarak Yapay Gaz ve Enerji Üretimi

Orman ve tarım atıkları çevreye zarar vermeden ve yakmadan bertaraf etmenin en optimum ve ekonomik yolu gazlaştırma işlemidir. Gazlaştırma özellikle kömür, biyokütle ve katı atıkları, kontrollü hava ile katı halden gaz haline dönüştürme işlemidir. Yakmaya göre enerji verimliliğinin yüksek olmasının nedeni, daha az karbondioksit (CO_2) emisyonlarıyla sonuçlanan katı yakıt gazlaştırmada aynı miktarda enerji üretmek için daha az katı yakıt kullanılmasıdır. Gazlaştırma, yakma teknolojilerine göre daha çevreci teknolojilerdir ve CO_2, SO_2, NO_x emisyonları bakımından çok daha avantajlıdır. Kükürt çoğunlukla, SO_2'ye nazaran daha kolay şekilde giderilebilen H_2S formunda bulunur. Gazlaştırma sırasında NO_x, SO_2, dioksin ve furan emisyonları gibi çevre kirliliği problemleri oluşmamaktadır. Küçük ölçekli gazlaştırma tesisleri dağınık küçük yerleşim yerleri ve küçük güç santralleri için ideal bir seçenektir. Elektrik üretimi ve ısı geri kazanma kombine tesisleri, dünyada sayısız uygulamalarla sıradışı bir öneme sahiptir. Gazlaştırma, katı yakıtın enerji bileşenini gaz motoru veya gaz turbini ile direkt olarak enerjiye çevrilmesini kapsayan bir yöntem sunmaktadır. Gazlaştırma teknolojisi, kombine ısı güç sistemleri (CHP) üretim tesislerinde ve entegre gazlaştırıcılı kombine çevrim (IGCC) santrallerinde kullanılabilir. Esnek çalışma özelliğine sahip olan gazlaştırma tesisleri, kısmi

oksijen ortamında yapılan gazlaştırma ile çevreye uygun ve emisyon değerleri ile uyumlu özelliklere sahiptir.

Daha düşük seviyede nem içeren biyokütleden enerji üretmek için gazlaştırma prosesinin kullanılması eski fakat yeni gelişen ve yaygınlaşan bir teknolojidir. Ortaya çıkan gaz, kazanlarda, türbinlerde, mikro türbinlerde, içten patlamalı motorlarda, sterling motorlarda ve yakıt pillerinde yakıt olarak kullanılabilir. Hâlihazırda gazlaştırıcıda üretilen gaz, kazanlarda kullanılmakta olup, içten patlamalı motorlarda da kullanılmıştır. Ancak yakıt pillerinde kullanımı için gazın temizlenmesi gerekmektedir ki gazlaştırıcı gazının temizlenebilmesi için piyasada henüz geliştirilmiş gaz temizleme sistemi mevcut değildir. Gazlaştırma için çeşitli biyokütle yakıtları test edilmiş olmasına rağmen bunların içinde hayvan gübresi çok sınırlı düzeyde ve çok küçük boyutlarda araştırılmış ve yeterince ilgi görmemiştir. Ayrıca piroliz ve gazlaştırma prosesleri atığın ön hazırlığı, elektrik tüketiminin yüksekliği (özellikle akışkan yataklarda) ve ek yakıt ihtiyacı, gaz temizliği gereksinimi gibi nedenlerle sınırlı olarak tercih edilmektedir.

Orman ve tarımsal atıkları gazlaştırmak için, atığın türüne göre, öncelikle uygun tane boyutuna ve daha sonra pelet haline getirmek gerekmektedir. Katı atıkları gazlaştırma işlemi birkaç basamaktan oluşur. Katı atıktaki suyun uzaklaştırılması ise ön hazırlık işlemleri sırasında yapılır veya pelet haline gelen ve genellikle % 10-15 su içeren katı atık gazlaştırıcı içerisinde suyunu buhar fazına geçirir. Bu kurutma işleminden sonra piroliz, indirgenme, yanma ve benzeri reaksiyonlarına uğrar. İçerisinde % 35'ten daha fazla su bulunan katı atık termokimyasal dönüşümle elektrik üretimi için uygun değildir. Gazlaştırma için % 8-15 arası nem oranı uygun olup, 3-5 cm arası parça boyutu ideal olarak kabul edilir. Katı atık içerisindeki su, gazlaştırma reaksiyonlarından biri olan su buharı reaksiyonu için gerekli olan su buharını üretmek üzere kullanılır ve bu reaksiyon oldukça önemlidir. Gazlaştırma işleminin başlayabilmesi için, katı atık içerisindeki karbon elementinin bir kısmı yakılarak gazlaştırıcının önce suyun buhar fazına geçmesi, sonra piroliz fazına ulaşması ve daha sonra da gazlaşma reaksiyon sıcaklıklarına yükselmesi sağlanmaktadır. Gazlaştırıcı içerisinde oluşan reaksiyonları sırası ile şu şekilde inceleyebiliriz: Kuruma; Suyun Buharlaşması, Piroliz, İndirgeme (Gazlaştırma), Yanma Reaksiyonları. Gazlaştırılma potansiyelinin kullanılabilmesi için çok sayıda teknoloji geliştirilmiş olup, bunlardan en yaygın olanlar aşağıda sıralandığı gibidir:

- Sabit yataklı gazlaştırma
- Akışkan yataklı gazlaştırma
- İndirekt (dolaylı) gazlaştırma
- Hızlı akışkanlı gazlaştırma

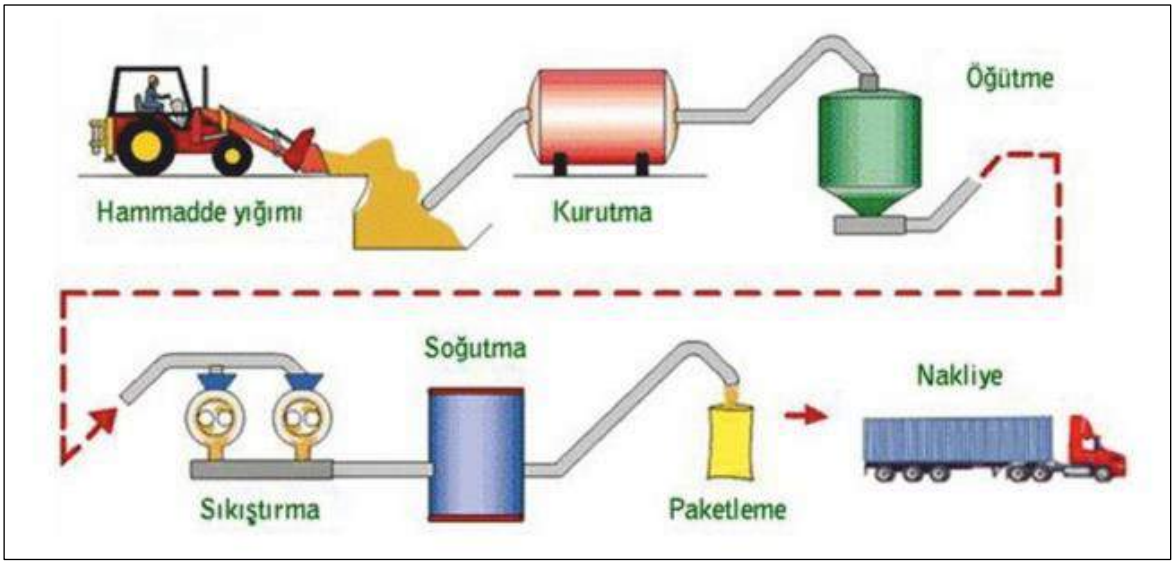
6.2.3 Yakıt Hazırlama

Orman ve tarım atıklarından elektrik enerjisi elde etmek için yapılacak ön işlemler, atıkların araziden toplanması, belirli boyuta kesilmesi, elenmesi ve depolanmasıdır. Depolamanın enerji tesisinin hemen yanında veya sürekli besleyebilecek uzaklıklarda olmasında yarar vardır. Bu ön işlemlerden sonra atıklar enerji tesisine tercihan kuru olarak sevk edilir. Birçok durumda malzemenin boyutu daha küçük tercih edildiğinden 2. aşama kırıcıya ihtiyaç duyulmaktadır. Bu süreç kurutulmuş besleme malzemesine uygulanır ve çıktı malzeme boyutu yaklaşık 0,5-10 mm civarına getirilir. Kuru olmayan malzeme, var ise, kurutulur. Gerçek nem içeriği kurutmadan

önce % 40-50, kurutmadan sonra % 10-15 olabilir. Motor egzoz gazından elde edilen atık ısı kurutucularda kullanılabilir. Tarımsal atığın ön kurutması arazide veya depolama alanı içerisinde meydana gelebilir. Bir miktar tarımsal atığın tanecik boyutları istenen özelliklerin altında olabilir. Bu özellikteki tarımsal atıklar peletleme veya briketleme makinalarında pelet veya briket haline getirilebilir [2, 3, 4, 6].

Fotoğraf 6.1 Briketlenmiş Tarımsal Atık ve Briketleme Makinası

Fotoğraf 6.2 Pelet



Şekil 6.2 Peletleme Tesisi Akış Şeması

6.2.4 Odunsu Biyokütlenin Üretim ve Taşınma Maliyeti

Enerji üretiminde odunsu biyokütle kullanan bir tesis yapmadan ya da tasarlamadan önce kullanıcı kitlesi ve odunsu biyokütlenin tedarik edileceği bölgenin biyokütle kaynakları çok iyi araştırılmalıdır. Taşıma maliyetleri, odunsu biyokütlenin diğer yakıtlara göre avantajlarını sınırlayabilir. Tomruk üretim artıkları ve orman bakım çalışmaları sonucunda çıkan artıklar bulundukları yerde yongalanır. Odun yongalarının taşıma sırasında neminin % 50-70 olduğu kabul edilerek, odun yongalarının karayolu taşımacılığıyla bir santrale naklinin 50 km, pelet üretim tesisine naklinin ise 100 km'nin üzerine çıkması durumunda taşımanın ekonomik olmadığı belirtilmektedir. Odun yongasının bu mesafelerden daha uzak yere taşınması durumunda maliyet yükselmektedir. Pelet üretim tesisinden peletin son kullanım yerine ekonomik taşınma mesafesi maksimum 100 km, yakacak odunun son tüketim yerine ekonomik taşıma mesafesi ise maksimum 20 km olarak kabul edilmektedir. Yapılan bazı çalışmalarda yaş odun parçalarının veya orman atıklarının alış maliyetinin 10-15 avro/ton arasında olduğu kabul edilmektedir. Tomruk üretimi sırasında ortaya çıkan artıklardan elde edilen yonga, enerji ormancılığından üretilen ya da diğer ağaç türlerinden elde edilen yongaya göre en uygun maliyete sahiptir. Odun yongasının veya benzeri orman atıklarının taşınması, kırma ve benzeri işlemlerden geçirilmesi, kurutulması, pelet yapılması ve daha sonra depolanması, paketlenmesi ve tekrar taşınması, pazarlama faaliyetleri gibi giderler ilavesi ile satış bedeli Avrupa ülkelerinde kış aylarında tonu 100-120 avroyu bulmaktadır. Bu fiyat aralığı yaz aylarında biraz aşağı düşebilmektedir. En yüksek maliyet 50 km taşıma mesafesinden sonra ortaya çıkmaktadır.

6.2.5 Biyokütle Yakma ve Gazlaştırma Teknolojileri Arasındaki Farklar

Biyokütle yakma ve gazlaştırma teknolojileri arasındaki farklar Tablo 6.1'de verilmiştir [1, 2, 4, 5].

Tablo 6.1 Biyokütle Yakma ve Gazlaştırma Teknolojileri Arasındaki Farklar

Gazlaştırma	Yakma
Syngas üretimi sırasındaki emisyonlar yasal sınırların altındadır	Emisyonları yüksek miktarlarda sera gazlarını, diğer kirleticileri, dioksinler ve furanları içermektedir
Kükürt H_2S'e dönüştürülür	Kükürt SO_2'ye dönüştürülür
Kükürt Yakalama: Fiziksel veya Kimyasal çözücülerde emilim gerçekleşir	Kükürt Yakalama: baca Gazı Temizleyicileri, kazana kireçtaşı enjeksiyonu
N_2, Syngas içindeki NH_2 izlerine dönüştürülür, Syngas yakılınca düşük seviyelerde NO_x üretilir	Azot NO_x'e dönüştürülür
NOx Kontrolü: Mevcut durumlarda gerekli değildir ama daha sıkı yasal düzenlemeler SCR gerektirebilir	NOx Kontrolü: Gereklidir (düşük NOx brülörleri, kademeli, yanma, SCR/SNCR)
C, CO içindeki Syngas'a dönüştürülür	C, CO_2'ye dönüştürülür
CO_2 Kontrolü: Konsantre Akımdan Ön Yanmalı ile giderim	CO_2 Kontrolü: Konsantre Akımdan Son Yanmalı ile giderim
Katı Atık, buhar çevrimi ve proses gereksinimleri için belli bir miktarda su ihtiyacı	Buhar çevrimi soğutma suyu için çok daha fazla su gereksinimi
Katı Atık ve biyokütle atığın enerjisi bol bir yakıta dönüştürülmesi	Tüm girdinin ısıya çevrilmesi
Yakmaya göre ilk yatırım maliyeti bir miktar fazladır ama uzun vadede daha verimlidir	Gazlaştırmaya göre ilk maliyeti bir miktar daha ucuzdur ama uzun vadede verimi düşer

6.3 Sonuçlar

Ülkemizde çok önemli ithalat giderlerini oluşturan doğalgaz ve petrolün katkıda bulunduğu dışa bağımlılığı azaltmak, çevre kirliliğinin önlenmesine bir nebze de olsa katkıda bulunmak, üretimdeki en önemli gider kalemlerinden olan enerji giderini azaltarak ürün maliyetini düşürmek hedeflenmelidir. Bunun için ülke olarak alternatif enerji kaynaklarına yönelinmesi, bu konularda temel araştırmaların yürütülmesi gerekmektedir.

Biyokütle kaynakları ülkemiz için önemli sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji kaynaklarındandır. Tarım ve ormancılık ülkesi olan Türkiye bu potansiyelini kullanmalıdır. Odun ve tarım artıkları olan biyokütle kaynaklarına ilave olarak tatlı sorgum ve benzeri enerji bitkilerinin de enerji kaynağı olarak kullanılması durumunda getireceği faydalar şöyle açıklanabilir: Biyokütle kaynaklarının ısıl değerleri 4.000 kCal/kg dolayındadır. Gazlaştırıldığında atmosfere kükürt dioksit ve azot oksitler gibi zararlı gazlar vermezler. Bitki yetişmesi sırasında havadan aldığı karbondioksiti, yandığında geri verdiğinden, küresel ısınmaya neden olan karbondioksit miktarını arttırmaz. Havadaki karbondioksit miktarını etkilemeyen dünyadaki tek yakıt türüdür. Özellikle tatlı sorgumda, bitki içinde yaklaşık %15 civarında şeker bulunmakta olup, bu da daha verimli gazlaşmasını sağlamaktadır. Katı yakıt olarak maliyeti, yerli linyit ve ithal kömürlerden çok daha düşüktür. Kül miktarı (% 2) çok düşüktür. Temiz syngaz (yapay yanıcı gaz) yakıtı elde etmek mümkündür. Enerji bitkilerinin yaygın olarak kullanılması durumunda, özellikle kırsal kesimde önemli miktarda istihdam yaratılacaktır. Ülkemizin enerji konusunda dışa bağımlılığı azalacaktır. Hava kirliliği azalacaktır. Tarımın gelişmesine ve erozyonun engellenmesine katkıda bulunacaktır.

Daha önce yapılan çalışmalardan elde edilen olumlu sonuçlar tarım ve enerji sektöründe faaliyet gösteren bazı firmaların şimdiden ilgisini çekmiş ve çeşitli taleplerin gelmesini sağlamıştır. Bu ve benzeri çalışmalardan elde edilecek bilgi ve deneyimle orman ve tarım artığı biyokütlenin, enerji bitkilerinin daha büyük ölçekte üretilmesi ve enerji santrallerinde yakıt olarak kullanılması mümkün olabilecektir.

KAYNAKÇA

[1] Bascetincelik, A., Öztürk, H., Karaca, C., Kaçıra, M., Ekinci, K. 2003, A Guide on Exploitation of Agricultural Residues in Turkey, LIFE-03.TCY/TR/000061.

[2] Tolay, M. 2007. "An Agricultural and Forest Waste's Recycling Methods: Gasification of Solid Waste", Recycling Magazine , issue 3, July 2007, İstanbul.

[3] Tolay, M., Karaca, C, Terzioğlu, F. 2010. Feasibility Study of Energy Production Processes from Agricultural Waste in GAP Region/Turkey, UNDP GAP.

[4] Orman Genel Müdürlüğü. 2009. Türkiye'de Odunsu Biyokütle'den Temiz Enerji Üretimi, Ankara.

[5] US-EPA. 2007, Biomass Combined Heat and Power Catalog Technologies, USAEPA CHP, USA

[6] Ar, F. Figen (Editör). 2010. Biyoyakıtlar, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

ÖZGEÇMİŞ

Dr. Mustafa TOLAY
drmtolay@gmail.com

1955 yılında Eskişehir'de doğdu. İTÜ'den 1979'da Kimya Mühendisi, ardından İ.Ü.den İşletmecilik diploması aldı. Yüksek lisansını 1982'de ve doktorasını 1996'da İTÜ Kimya Mühendisliği Bölümü'nde çevre ve enerji konularında tamamladı. 1981 yılında aynı bölümde asistan olarak iş hayatına başladı.

Doktora çalışmalarından sonra İngiltere Leeds Üniversitesi'nde Kraliyet bursiyeri olarak Yakıtlar ve Enerji Bölümü'nde araştırmacı olarak çalıştı; ardından Almanya ve İtalya'da Enichem Firması'nda, Henkel A.Ş. ve DETES Enerji firmalarında, ENI ve Pak şirketler gruplarında yönetici ve danışman olarak çalıştı. 30 yıldan beri çevre teknolojileri, anaerobik arıtma, hayvansal atıklardan biyogaz ve enerji üretimi, katı atık değerlendirilmesi, su kirliliği, yanma, gazlaştırma, enerji konularında araştırmalar yapmakta, tesis kurmaktadır. 80 kadar bilimsel yayını, uluslararası bilim ödülleri ve patentleri olan Dr. Mustafa Tolay, halen Tolay Enerji ve Çevre Sistemleri firmasının sahibi olup danışmanlık yapmaktadır. İspanya'da EQTEC Iberia, EQTEC PLC/UK, EBIOSS ve VERCO SL Firmaları danışmanı ve temsilcisidir. Çeşitli üniversitelerde ve araştırma kurumlarında ders vermekte ve ortak araştırmalara katılmaktadır.

Tolay çeşitli sivil toplum kuruluşlarının ve derneklerinin aktif üyesidir. Biyoenerji Derneği Yönetim Kurulu Üyesi ve Genel Sekreteri'dir.

7. HAYVANSAL, TARIMSAL VE KENTSEL ATIKLARDAN ENERJİ ÜRETİMİ[1]

Derleyen: Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

Yayınımızın *Ülkemizin Orman ve Tarımsal Biyokütle Potansiyeli* bölümünde biyokütle kaynakları, çevrim teknikleri ve elde edilen ürünlerin özetlendiği Şekil 10.2'de "ıslak biyokütle" olarak tanımlanan kaynaklar arasında olan hayvansal ve tarımsal atıklar, arıtma tesisleri atık su ve çamuru, kentsel ve endüstriyel organik atıklardan gazlaştırma yoluyla ısı ve elektrik enerjisi elde edilmesi yöntemi, atık bertarafına olan katkısının da etkisiyle, günümüzde yaygın olarak kullanılmaktadır.

7.1 Hayvansal, Tarımsal ve Arıtma Tesisi Kaynaklı Atıkların Gazlaştırılması Yoluyla Elektrik Üretimi

Ham madde olarak hayvansal ve tarımsal atıkların kullanıldığı biyogaz teknolojisi sürdürülebilir kalkınma modelleri içerisinde önemli bir yere sahiptir. Atıklardan enerji elde edilmesi, atık yönetiminin de birlikte ele alınmasını gerektirmektedir. Endüstriyel ve evsel atık suların, hayvan gübrelerinin, kanalizasyon ve arıtma tesisi çamurlarının havasız mayalanma (anaerobik fermantasyon, bir diğer ifadeyle havasız çürütme "anaerobic digestion") yoluyla bertaraf edilmesi ve yanı sıra enerji elde edilmesi, diğer arıtma yöntemlerine göre daha az enerji ve ham madde gerektirmekte, işletme maliyeti daha düşük olmakta ve üretilen metan gazı ısı ve/veya elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır. Bu nedenlerle bu yöntem diğer arıtma yöntemlerine göre daha fazla tercih edilmektedir. Havasız arıtma sonucu elde edilen metan gazı, biyogaz olarak kazanlarda yakılarak buhar üretiminde veya gaz motorlarında yakılarak (direkt olarak) elektrik üretiminde kullanılabilmektedir. Özellikle hayvansal katı atıklar, biyolojik arıtıma tabi tutulduktan sonra biyogaz (% 65 metan, % 35 CO_2) üretimi için ideal kaynak olarak görülmektedir.

Özellikle Avrupa Birliği ülkelerinde gelişmiş olan hayvansal atıklardan havasız arıtma yöntemleri ile biyogaz üretim teknikleri, yerel enerji üretim kaynaklarına çok fazla katkıda bulunmakta olup tüm dünyada örnek tesisler olarak gösterilmektedir. Günümüzde Almanya, Fransa, İsviçre, İtalya, Çek Cumhuriyeti ve Avusturya'da pek çok biyogaz tesisi bulunmaktadır. Sadece Almanya'da 7.000'den fazla biyogaz tesisi vardır. Danimarka, hayvan gübresini diğer organik atıklarla karıştırarak biyogaz üretiminde kullanan en başarılı ülkelerden biridir. Diğer ülkelerin aksine Danimarka'da merkezi biyogaz tesisleri kurulmuştur. Çiftliklerden toplanan atıklar merkezi biyogaz tesislerinde gaza dönüştürüldükten sonra, doğal gaz şebekesine verilmekte ve gazlaştırma işlemi sırasında elde edilen gübre tekrar çiftçilere dağıtılmaktadır. Bu ülke, 1.500-5.000 adet büyük baş hayvanın atığını

[1] Bu bölüm, TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın "Enerji Ekipmanları Yerli Üretimi Durum Değerlendirmesi ve Öneriler" başlıklı Oda Raporu'nun, "Biyokütleye dayalı elektrik üretimi için makine ve ekipmanlar"; Biyoder'in web sayfasının (biyoder.org.tr) "çöpten enerji" ve Ortadoğu Enerji Grubu web sayfasının "Çöp gazından enerji" bölümlerinden derlenmiştir. Kurulu güç bilgileri EPDK web sayfasından (http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml); "Tipik biyogaz üretimi iş akım şeması" Telko Enerji Üretimi Turizm İnşaat San. ve Tic. A. Ş.ye ait Edincik BES'nın ÇED Proje Tanıtım Dosyası'ndan alınmıştır.

kullanan biyogaz tesisleri ile bu konuda önderdir. Tesisler 100-15.000 m^3/gün biyogaz üretecek kapasitedir. Benzer şekilde Çin ve Hindistan'da ve daha pek çok ülkede hayvansal ve tarımsal atıkların değerlendirildiği biyogaz tesisleri yaygın olarak kullanılmakta ve konuyla ilgili araştırma ve geliştirme faaliyetleri devam etmektedir.

Ülkemizde 31.12.2016 tarihi itibarıyla EPDK verilerine göre, üretim lisansı almış olan 72 adet biyokütle enerji santralinin (BES) toplam kurulu gücü 371,54 MWe olup bunun 261,34 MWe'i işletmededir. 110,20 MWe'lık kısmı ise inşa halindedir. Bunlardan 56 adedi YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) kapsamındadır. BES'lerin içinde orman atıkları, hayvansal ve tarımsal atıklar ile arıtma tesislerinin atık su ve çamurlarının gazlaştırılması yoluyla elektrik üretimi için lisans alan 31 adet tesisin toplam kurulu gücü, işletme halindekiler 69,77 MWe ve inşa halindekiler 37,76 MWe olmak üzere toplam 107,52 MWe'dir. Bu veriler, sadece hayvansal atıklardan elektrik üretme gücü potansiyelinin 2.000 MWe'nin üzerinde olduğu hesaplanan ülkemizde, biyokütle kaynaklarının yeterince değerlendirilmediğini ortaya koymaktadır.

Gerek Avrupa Birliği ülkeleri gerekse diğer ülkelerde hayvansal atıklardan biyogaz üreten tesisler kısa sürede yapılan yatırımı geri öder hale gelmişlerdir. Ülkemizde ise YEKDEM ile getirilmiş olan biyogazdan elde edilen elektrik enerjisinin 13,3 dolar sent/kWh'lik alım garantisi, genellikle projelerin başa baş noktasına denk gelmektedir ve yatırımcı, yatırımı yapmaktan imtina edebilmektedir.

Hayvansal Atıklar İçin Tipik Tesis

Genellikle süt üretimi yapılan büyükbaş hayvan çiftliklerinden çıkan hayvansal gübrelerin katı ve sıvı halde değerlendirilmesi ile biyogaz üretmek mümkündür. Bu atıklara ilave olarak yukarıda sıralanan türde atıklardan özellikle kullanılamayan tarımsal ve bitkisel atıklar, tavuk gübreleri, tavuk çiftliği atıkları da biyogaz üretiminde kullanılabilir. Ahırlardan her gün toplanan büyükbaş hayvan atıkları tesiste mevcut dengeleme tankına pompa ile gönderilir. Dengeleme tankındaki pompa ile hayvansal atık belirli yoğunlukta (konsantrasyonda) biyogaz reaktörü olarak adlandırılan mayalandırıcıya (fermantöre) pompalanır. Yaklaşık 24 gün biyogaz reaktöründe tutulan ve arıtılan hayvansal atık % 65 metan içeren biyogaz üretir ve daha sonra arıtılmış atık reaktörden alınarak üst akım içinden ara tankına gönderilir ve seperatöre pompalanır. Arıtılmış atık, genellikle katı ve sıvı gübre üretiminde kullanılır. Bazı tesislerde sentetik petrol ve hümik asit üretimi de yapılmaktadır.

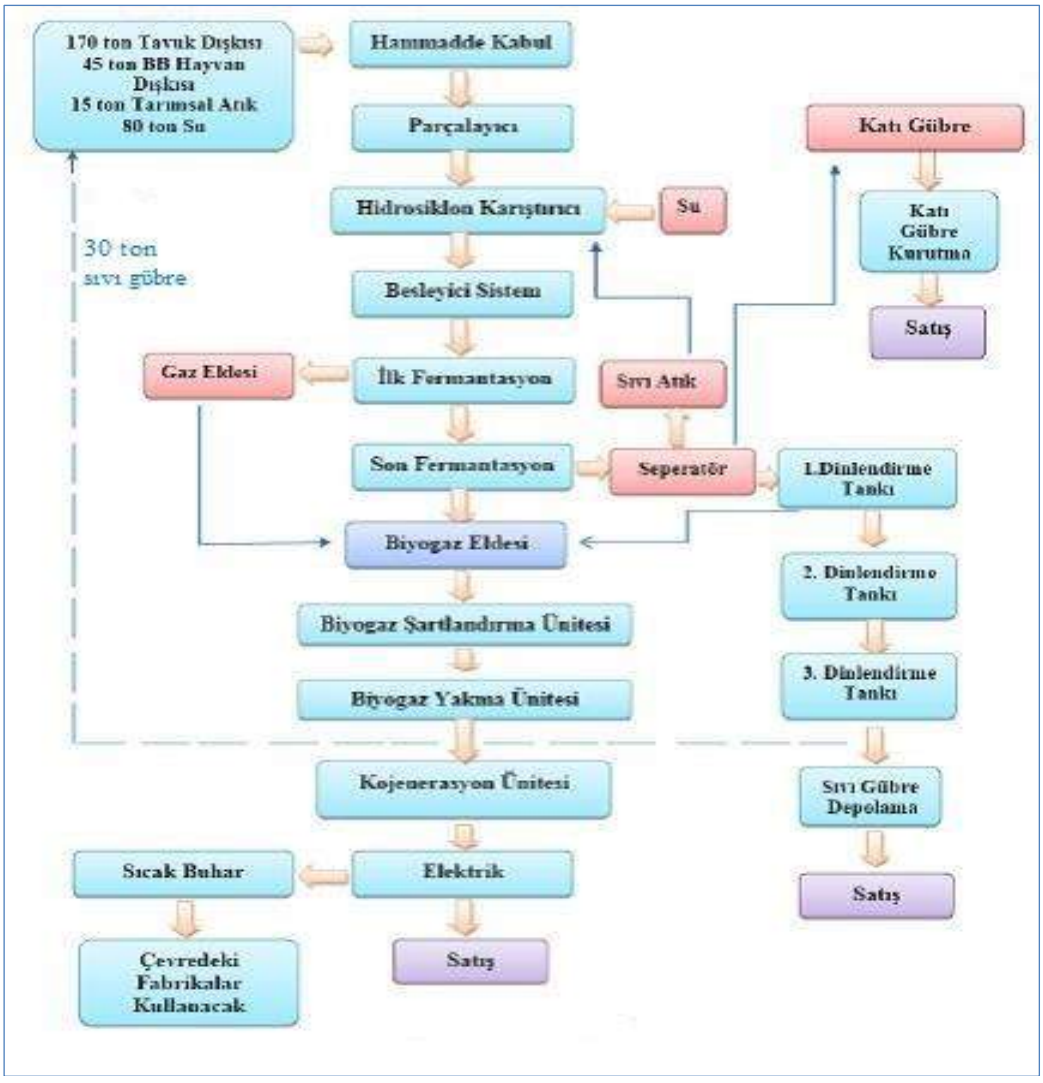
Mayalandırıcıdan alınan gaz, bir gaz motoru ve jeneratörden oluşan kojenerasyon seti ile elektrik üretir. Üretilen elektriğin yaklaşık % 10'u karıştırıcılar, pompalar, fan gibi ekipmanlarında kullanılır. Geriye kalan elektrik tesisin diğer kısımlarında kullanılabilir ve şebekeye verilebilir. Gaz motoru ayrıca ısı üretir. Bu ısının bir kısmı mayalandırıcı için gereklidir. Geri kalan kısım ise seralarda veya ısı tüketen farklı tesislerde kullanılır.

Şekil 7.1'de tipik biyogaz üretimi akım şeması verilmiştir.

7.2 Kentsel ve Endüstriyel Atıkların Gazlaştırılması Yoluyla Elektrik Üretimi

Kentsel ve endüstriyel organik atıkların gazlaştırılması da, biyokütleden elektrik enerjisi üretimi için kullanılan yöntemlerden birisidir. Çöp depolama alanlarından çıkan bu biyogaz yenilenebilir ve süreklilik arz eden bir enerji kaynağı olup, bunu elektrik ve ısı enerjisine dönüştürmek

mümkündür. Çöp gazının enerji üretimi için kullanımı, çöpün değerlendirilmesinde ekonomik ve ekolojik açıdan uygun bir çözüm arz etmektedir. Çöplerin kontrolsüz olarak gazlaşması nedeniyle atmosfere salınacak olan metan gazının tutulmasını ve değerlendirilmesini sağlamaktadır. Sıralanan tüm bu avantajlar sayesinde, çöplük gazı santrallerinin hızla yaygınlaşmasına neden olmuştur. Ülkemizde çöp gazından elektrik üretim kurulu gücü, 2016 sonu itibarıyla, yaklaşık olarak 190 MW mertebesindedir.



Şekil 7.1 Tipik Biyogaz Üretimi Akım Şeması

Kaynak: Telko Enerji Üretimi Turizm İnşaat San. ve Tic. A. Ş. Edincik BES – ÇED Proje Tanıtım Dosyası (http://docplayer.biz.tr/5782142-Telko-enerji-uretim-turizm-insaat-sanayi-ve-ticaret-a-s-biyogaz-tesisi.html)

Atık çöpün tonu başına toplam gaz üretimi yaklaşık olarak 100-200 Nm³ olup bu gazın ısıtma ısısı 5-6 kWh/Nm³ dolayındadır. İlk 15-20 yıl içerisinde bu atıklar tüm gaz kapasitelerinin yaklaşık % 50'sini üretir ve yılda yaklaşık olarak beher ton atıktan 2-6 Nm³ gaz elde edilir. Bu

ise 10-30 kWh enerji potansiyeline tekabül eder. Atıkların organik kısmından yılda ortalama ısıtma ısısı 5,5 kWh/Nm³ olan 4-6 Nm³ gaz çıkar. Bu özellikleriyle çöplük gazının her normal metreküpü, ülkeye ithal edilmekte olan doğalgazın yaklaşık ½ normal metreküpünü ikame edebildiğinden, çöplük gazı, ekonomiye fayda sağlayan bir birincil enerji kaynağıdır.

Konuyu örnek bir boyut ile şöyle ele alabiliriz: 1.000 kW elektrik üretecek bir tesisin 2.584 kWh birincil gaz enerjisine ihtiyacı vardır. Bu enerji de yaklaşık olarak 470 Nm³/h biyogaz ihtiyacına tekabül eder. Bu tesise 15 yıl boyunca yetecek birincil enerjiyi sağlayacak atık alanında yaklaşık 720.000 ton / 1.030.000 m³ atık olmalıdır. (Çöpün yoğunluğu yaklaşık 700 kg/m³ olarak alınmıştır.) Başka bir deyişle, 1.000 kW elektrik üretmek için atık alanındaki çöp yığını boyutlarının 300 m x 100 m x 10 m yükseklikte olması gereklidir. Çöpün derinliğinin asgari 10 m. olması esastır. Büyük çöp alanları olan büyük belediyelerde, bahsedilen enerji üretim modüllerinden birkaç tanesi birlikte kullanılarak, daha yüksek miktarlarda elektrik üretimi yapılabilmektedir.

Çöpgazı Bileşenleri

Katı atık depolama sahası bileşenleri ve birim atıktan üretilebilecek elektrik enerjisi değeri, çöp sahasına boşaltılan atık boyutundan etkilenmektedir. 1 ton çöp yaklaşık olarak 150-250 kg organik karbon içerir ve bundaki mikro organizmalar havasız (anaerobik) işlem vasıtasıyla çöp gazına dönüşür. Gazın oluşması, atık kompozisyonu, çöp sahası depolamasının yüksekliği ve yoğunluğu, hava sıcaklığı, atmosferik basınç ve yağış düzeyleri gibi birtakım faktörler tarafından etkilenmektedir. Gaz üretimi, atığın çöp sahasına konulmasından bir ila iki yıl sonra başlar ve 15-25 yıl boyunca devam eder. Sürekli olarak düşen gaz hacmi, bu süre içerisinde boşaltılan ilave atık tarafından telafi edilir.

Bileşenleri Tablo 7.1'de verilen 3,5 ila 5,5 kWh Nm^3(%35-55 metan) alt ısıl değere sahip çöp gazı, elektrik üretimi için etkin olarak kullanılabilecek gaz motorları için yüksek değerde yakıtı oluşturur.

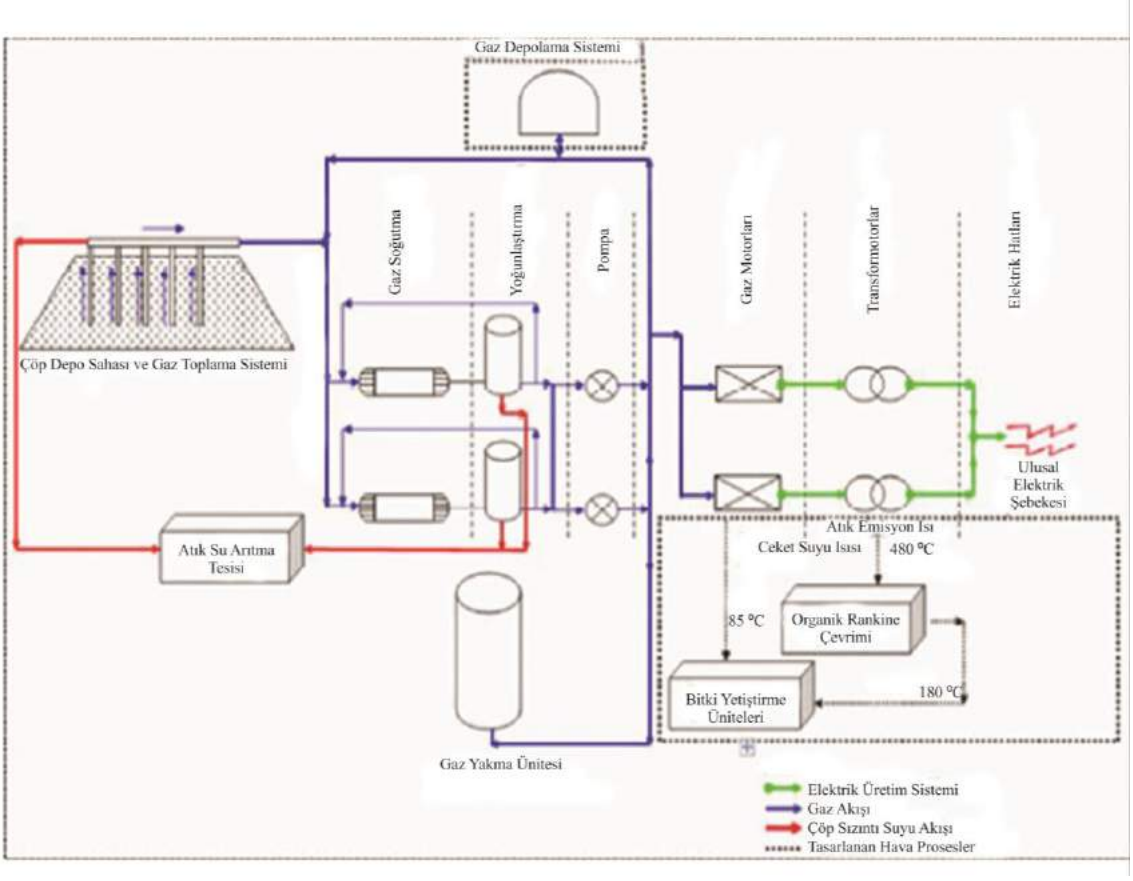
Tablo 7.1 Çöp Gazının Bileşenleri

Bileşen	Bileşim (hacimsel olarak)
Metan (CH_4)	% 35-55
Karbon Dioksit (CO_2)	% 30-44
Nitrojen (N_2)	% 5-25
Oksijen (O_2)	% 0-6
Su buharı	Doymuş

Tipik Tesis

Katı atık düzenli depolama sahasına getirilen evsel atıklar önce yüzeyde hava ile (aerobik olarak) bozunmaya başlar. Sahanın üzeri kapatılıp havasız bir ortam yaratılınca, bozunma sonucu metan gazı oluşumu başlar. Sahanın durumuna göre saptanan derinlikte (örneğin 28 m) açılan kuyulardan belirli bir vakum ile çekilen çöp gazı (LFG-Landfill Gas) ayrı ayrı hatlarla gaz kolektörü (manifold) denilen yapılara iletilir. Her bir manifolda birçok (genel olarak 8-12 adet)

kuyu, borularla, bağlanır. Çöp depolama sahasındaki sızıntı suları ise yoğuşma (kondens) tanklarında biriktirilir ve ardından biyolojik atık su arıtma tesisine pompalanır. Arıtılmış çöp gazı ise genel olarak içten yanmalı motorlarda yakılarak önce mekanik enerjiye, ardından da elektrik enerjisine çevrilir. Ayrıca kojenerasyon sisteminde gaz motorlarından çıkan egzoz gazının içerdiği ısıdan faydalanılması da imkân dahilindedir. Bu sistemin olduğu tesislerde, söz konusu ısı ilk olarak atık ısı eşanjörleri vasıtasıyla kızgın yağa ve kızgın yağdan da elektrik üretmek üzere ORÇ (Organik Rankine Çevrimi) modülüne aktarılır. ORÇ ünitesinde düşük ya da orta sıcaklıklı ısıdan Organik Rankine Çevrimi prensibi temel alınarak kapalı termodinamik çevrim vasıtasıyla ilave elektrik enerjisi çevrimi gerçekleştirilir. Tipik tesis şeması Şekil 7.2'de verilmiştir.



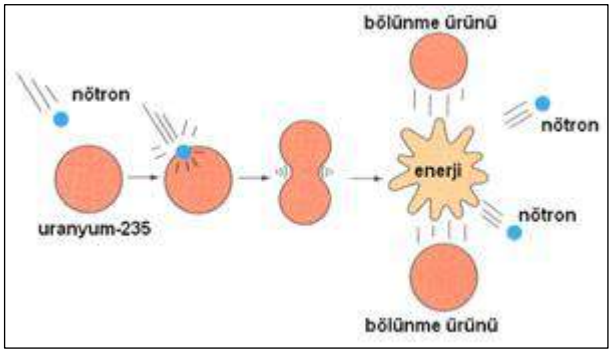
Şekil 7.2 Çöp Gazından Elektrik Üretimi Tesis Şeması

Kaynak: Ortadoğu Enerji web sayfası (http://ortadoguenerji.com.tr/faaliyet-alanlari/elektrik-uretimi/yenilenebilir-enerji/cop-gazindan-enerji)

8. NÜKLEER SANTRALLER

Dr. Benan BAŞOĞLU
Dr. Nükleer Yüksek Mühendisi

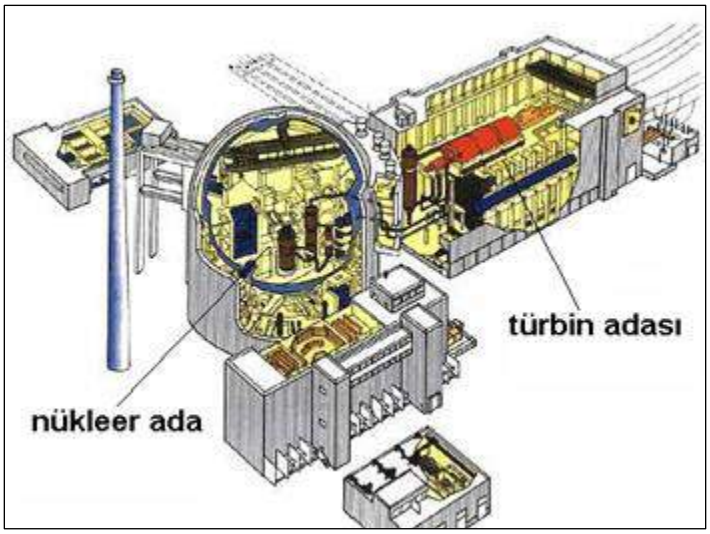
Bilim adamları; uranyum–235 gibi bazı ağır çekirdeklerin üzerine nötron gönderildiğinde, Şekil 8.1'de gösterildiği gibi bölünme tepkimesine (fisyon) uğradıklarını ortaya çıkartmıştır. Bu buluş bugün bildiğimiz anlamda nükleer enerjinin doğmasına sebep olmuştur. Uranyum–235 çekirdeği, bir nötronu yutarak çok kararsız olan uranyum–236 haline dönüşür ve ikiye (veya üçe) bölünür. Ortaya yeni nötronlar ve enerji çıkar. İşte bu yolla ortaya çıkan enerjiye "nükleer enerji" adı verilmektedir. Bölünme tepkimesi sonucunda ortaya çıkan yeni nötronlar hareketleri sırasında önlerine çıkan başka uranyum–235 çekirdeklerine çarparak onların da bölünmesine sebep olabilmektedir. Bölünme tepkimesinin ürünlerinden biri olan nötronların yeni bir bölünme tepkimesine sebep olması ve bölünme tepkimelerinin bu şekilde sürekli bir şekilde devam etmesine "zincir tepkimesi" adı verilmektedir. Nükleer santraller tüm bunların gerçekleştiği ve bölünme tepkimesinden elektrik enerjisi elde etmek amacıyla tasarlanmış düzeneklerdir. Nükleer enerjinin bir diğer türü olan, hidrojen, helyum gibi hafif çekirdeklerin birleşmesi (füzyon) sonucunda ortaya çıkan enerjinin kullanılmasını amaçlayan teknolojiler halen geliştirme aşamasında olup henüz ticari uygulamaları bulunmamaktadır.



Şekil 8.1 Bölünme Reaksiyonu

Nükleer santralleri diğer enerji üretim tesislerinden farklı yapan en önemli husus, enerji üretimine yönelik ısı kaynağıdır. Bir kömür santralinde ısı enerjisi kömürün yanması, bir doğal gaz santralinde doğal gazın yanması sonucunda ortaya çıkarken, bir nükleer santralde nükleer yakıt bölgesinde meydana gelen kontrollü zincirleme bölünme tepkimesi sonucunda ortaya çıkmaktadır.

Nükleer santraller üretim blokları olarak inşa edilmektedir. Her bir üretim bloğuna "ünite" adı verilmektedir. Her ünite Şekil 8.2'de gösterildiği gibi "nükleer ada" ve "türbin adası" bölümlerinden oluşmaktadır. Türbin adasına "konvansiyonel ada" adı da verilmektedir, çünkü türbin adası kömür ve doğal gaz santralleri gibi birçok elektrik üretim sisteminde bulunmaktadır ve nükleere has tesisler değildir.

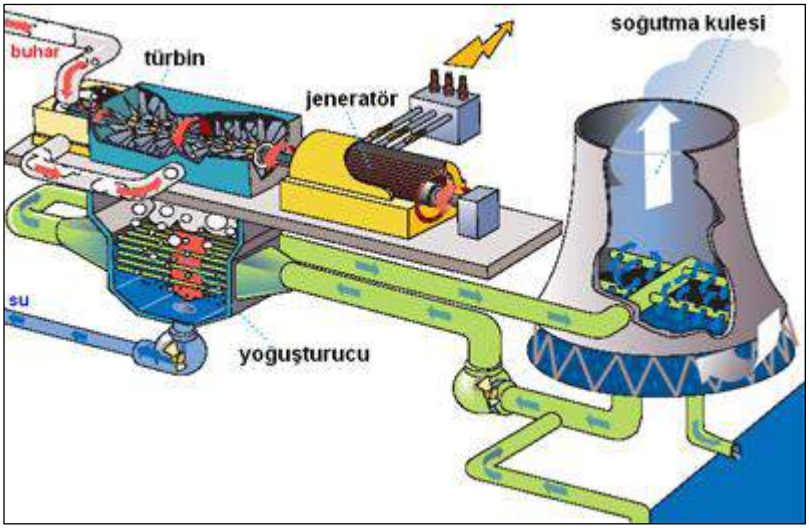


Nükleer adanın görevi ise suyu yüksek enerji ve kalitede buhara dönüştürmektir. En basit anlamda, nükleer adayı içine su giren ve yüksek kaliteli buhar çıkan bir kutu olarak düşünmek mümkündür. Bu buhar daha sonra elektrik üretiminde kullanılmak üzere türbin adasına gönderilmektedir.

Şekil 8.2 Nükleer Santral Üretim Bloğu

8.1 Türbin Adası

Nükleer santrallerde türbin adası, diğer konvansiyonel elektrik üretim tesislerinde olduğu gibi türbin ve jeneratör bileşenlerinden oluşmaktadır. Tipik bir konvansiyonel ada Şekil 8.3'te gösterilmiştir. Nükleer adadan türbin adasına gelen buhar, burada bulunan türbin-jeneratör sistemine girmektedir. Türbinin kanatlarına çarpan buhar, enerjisini kanatlara aktararak türbin milinin dönmesini sağlamaktadır. Türbin milinin ucunda bulunan jeneratör, rotorunda oluşan mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmektedir.



Şekil 8.3 Konvansiyonel Ada

Günümüzde nükleer santrallerde kullanılan türbinler, genellikle yüksek, orta ve alçak basınç türbinlerinden oluşan seriler olarak imal edilmektedir. Örneğin bir türbin seti 1 yüksek basınç, 2 orta basınç ve 4 alçak basınç türbininden oluşabilmektedir. Bir nükleer santralde, nükleer adadan gelen yüksek enerjili buhar ilk önce yüksek basınç türbinine girmekte ve türbin kanatlarına çarparak enerjisinin bir kısmını kaybetmektedir. Bu buhar daha sonra borularla orta basınç türbinine aktarılmaktadır. Burada da enerjisinin bir kısmını bırakan buhar son olarak türbinin alçak basınç bölümüne girmektedir. Alçak basınç türbinini terk eden, enerjisini ve kalitesini tamamen kaybetmiş buhar, tekrar suya dönüştürülmek amacıyla alçak basınç türbini çıkış ağzından türbini terk ederek yoğuşturucu düzeneğine girmektedir. Günümüzde nükleer santrallerde kullanılan en güçlü buhar türbinleri yaklaşık 1550 MW elektrik üretebilmektedir.

Yoğuşturucu, deniz ve nehirden alınan suyun aktığı borulardan oluşan bir düzenektir. Türbinden çıkan enerjisini kaybetmiş buhar yoğuşturucu bölümüne girmekte ve boruların dış yüze-yine çarparak suya dönüşmektedir. Yoğuşan su, yoğuşturucunun altında bu-lunan sıcak su havuzunda birikerek pompa yardımıyla ön-ısıtıcılardan geçirilerek tekrar buharlaşmak üzere reaktör adasına gönderilmektedir. Besleme suyu adı da verilen bu suyu reaktör adasına basan pompalara "besleme suyu pompası" adı verilmektedir.

Santral nehir kenarına kurulmuş ise, bazı durumlarda nehrin kapasitesi yoğuşturucu soğutması açısından yeterli olmamaktadır. Bu gibi durumlarda "soğutma kulesi" adı verilen ek yapılara ihtiyaç duyulmaktadır. Deniz kıyısına kurulmuş nükleer santrallerde çoğu zaman soğutma kulesi bulunmamaktadır. Farklı soğutma kulesi tasarımları mevcut bulunmaktadır. Fakat en genel anlamda soğutma kuleleri yüksek bacalara benzeyen yapılardır.

8.2 Nükleer Ada

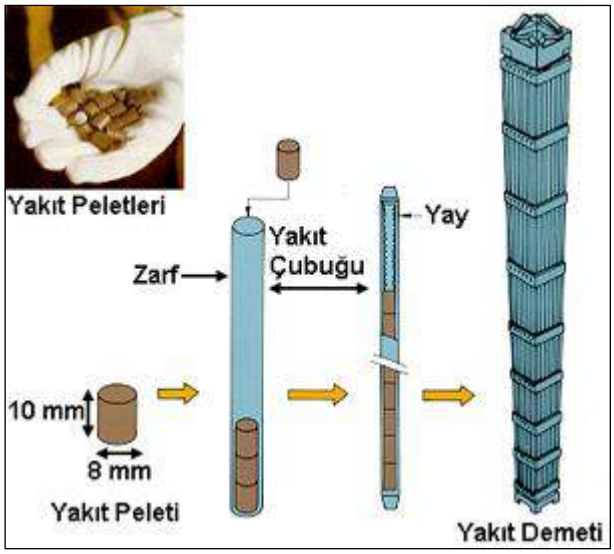
Nükleer santralleri diğer elektrik üretim tesislerinden farklı kılan "nükleer ada" bölümüdür. Farklı türde nükleer reaktörler geliştirilmiştir. Fakat bu farklı türlerin nükleer enerjinin üretildiği bölümleri aynı ana bileşenlerden oluşmuştur. Bu bileşenler; yakıt ve yakıt zarfı, soğutucu, yavaşlatıcı, kontrol çubukları ve diğer yardımcı sistemlerdir. Bu bileşenlerin her biri aşağıdaki bölümlerde kısaca açıklanmıştır:

8.2.1 Nükleer Yakıt ve Yakıt Zarfı

Nükleer yakıt; bölünme (fisyon) tepkimesi sonucundan ısı enerjisinin ortaya çıktığı malzemedir. Doğada önemli miktarlarda bulunan tek nükleer yakıt, çekirdeğinde 235 adet proton ve nötron bulunan uranyum izotopudur. Uranyum-235 olarak adlandırılan bu izotop hemen hemen bütün ticari nükleer santrallerde yakıt çekirdeği olarak kullanmaktadır. Diğer yandan madenden çıkartılan uranyum sadece % 0,7 oranında uranyum–235 içermektedir. Geri kalanının çoğu çekirdeğinde 238 adet proton-nötron bulunan ve uranyum–238 diye adlandırılan uranyum izotopudur.

Birçok reaktör türünde, yakıt malzemesi elde etmek için doğal uranyumun içeriğindeki uranyum–235 oranının arttırılması gerekmektedir. Doğal uranyumun, uranyum-235 izotopu açısından zenginleştirilmesi işlemine "zenginleştirme", bu işlemin gerçekleştirildiği tesislere de "zenginleştirme tesisi" adı verilmektedir. Günümüzde ticari nükleer santrallerin çoğunda uranyum–235'in oranının % 2 - % 4 düzeylerine çıkartılması gerekmektedir. Dünyada doğal

uranyumu yakıt olarak kullanan reaktör türleri de bulunmaktadır. Fakat zenginleştirilmiş uranyuma sahip sistemler daha az nötron ile zincirleme tepkimeyi koruyabildiklerinden, daha fazla tercih edilmektedir. Uranyumun zenginleştirilmesi süreci uranyum-238 ve uranyum-235 arasındaki çok küçük kütle farkının kullanarak gerçekleştirilen fiziksel ayrıştırma süreci içerdiğinden hem çok zor hem de çok maliyetlidir.



Şekil 8.4 Nükleer Yakıt

Bugüne kadar farklı tür malzemeler yakıt olarak denenmiştir. Bunlar arasında seramik uranyum dioksit (UO_2) günümüzdeki nükleer santrallerde en yaygın olarak kullanılan yakıt türüdür. Uranyum dioksit yakıtları mükemmel bir korozyon direnci ve geometrik kararlılığa sahip bulunmaktadır. Ayrıca seramik olması nedeniyle çok yüksek sıcaklıklarda hizmet görebilmektedir.

Nükleer yakıt, Şekil 8.4'te gösterildiği gibi genellikle sigara izmariti büyüklüğünde yakıt peletleri olarak imal edilmektedir. Bu peletler yakıt zarfının içine doldurularak yakıt çubukları haline getirilmektedir. Yakıt zarfının görevi bölünme tepkimesi sonucunda ortaya çıkan ve çoğu radyoaktif olan çekirdekleri santral çalışanlarına ve çevre halka risk teşkil etmemesi amacıyla hapsetmektir. Nükleer enerjinin kullanılmaya başlandığı ilk yıllardan bu yana alüminyum ve magnezyum alaşımları, paslanmaz çelik gibi zarf malzemeleri kullanılagelmiş olsa da, zirkonyum, kalay, krom, demir, nikel ve niyobyumdan imal edilen ve zirkaloy adı verilen zirkonyum alaşımı, dünyada en yaygın olarak kullanılan zarf malzemesi durumundadır.

Yakıt çubukları reaktörün türüne bağlı olarak, kare, altıgen veya daire demetler haline getirilmektedir. Yakıt demetleri reaktör kabının içinde yan yana dizilerek silindire yakın şekle sahip ve reaktör kalbi adı verilen bir yakıt bölgesi elde edilmektedir.

Yakıt olarak kullanılabilecek diğer olası çekirdekler arasında plütonyum–239 ve uranyum–233 bulunmaktadır. Plütonyum–239; uranyum–238 izotopunun nötronlarla bombardıman edilmesi sonucunda oluşmaktadır. Uranyum–233 ise toryum-232'nin nötronlarla bombardımanı sonucunda ortaya çıkmaktadır. Dünyada uranyum-233 yakıt çevrimi kullanan ticari nükleer santraller henüz bulunmamaktadır. Dolayısıyla Türkiye'de sık sık gündeme getirilen toryum yakıt çevriminin dünya üzerinde henüz bir ticari uygulaması bulunmamaktadır. Plütonyum-239'un uranyum ile karıştırılmasıyla oluşturulan ve MOX adı verilen karışık oksit nükleer yakıtların kullanılması çalışmaları da sürdürülmektedir.

8.2.2 Soğutucu

Nükleer reaktörlerde bölünme sonucunda oluşan ısı enerjisini yakıt bölgesinden uzaklaştırmak için kullanılan maddeye soğutucu adı verilmektedir. Soğutucu, yakıtta üretilen ısı enerjisini elektrik üretimi işlemlerinde kullanılmak üzere nükleer santralin başka bölgelerine taşımaktadır (reaktörün tasarımına göre türbine, buhar üretecine veya ısı dönüştürücüsüne). Soğutucu ayrıca yakıtın sıcaklığının çok yüksek derecelere çıkmasını da engelleyerek, nükleer güvenlik açısından önemli bir işleve sahiptir.

Soğutucu adayları arasında en çok kullanılan malzeme günlük hayatta sıkça kullandığımız sudur. Su çok ucuz ve iyi ısı aktarımı özelliklerine sahip bir malzemedir. Yakıt zarfı olarak zirkonyum alaşımlarının kullanılması durumunda, yakıt zarfı ve diğer yapısal malzemelerle de uyum içinde görev yapabilmektedir. Suyun en önemli dezavantajlarından bir tanesi işletme sıcaklıklarında sıvı halde tutulabilmesi için yüksek basınç uygulanmasının gerekmesidir. Diğer yandan su tek fazlı soğutucu olarak kullanılabileceği gibi, reaktör kalbinde kaynamasına izin verilecek şekilde iki fazlı soğutucu olarak da kullanılabilmektedir.

Ticari nükleer santrallerde soğutucu olarak kullanılmakta olan veya kullanılagelmiş diğer malzemeler arasında karbondioksit, helyum, ağır su ve sıvı sodyum bulunmaktadır.

8.2.3 Yavaşlatıcı

Bölünme tepkimesi sonucunda oluşmuş yeni nötronların ortalama enerjileri ve hızları çok yüksek bulunmakta, böyle yüksek hızlı nötronlara nükleer enerji terminolojisinde "hızlı nötronlar" adı verilmektedir. Hâlbuki araştırmalar göstermiştir ki, yavaş nötronlar çok daha yüksek olasılıkla bölünme tepkimesine girmektedir. Bulundukları ortamla termal denge halinde bulunan nötronlar, zincirleme bölünme tepkimesini daha verimli bir şekilde sürdürebilmektedir. Bu nedenden dolayı, nükleer reaktörlerde hızlı nötronların, termal (yavaş) nötronlara dönüştürülmesi arzulanmaktadır. Nötronları yavaşlatma işlemi reaktörlerde moderatör adı verilen malzemeler yardımıyla sağlanmaktadır. Moderatör genellikle yakıt elemanlarının çevresini saran ortama yerleştirilmektedir. Yakıt bölgesinde bölünme reaksiyonu sonucunda oluşan nötronların Şekil 8.5'te gösterildiği gibi moderatör atomları ile peş-peşe yaptıkları çarpışmalar sonucunda yavaşlatılması sağlanmaktadır.

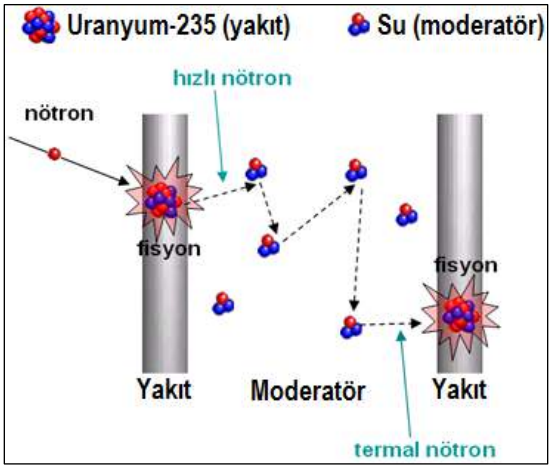
Nötronlar için çok etkin bir yavaşlatıcı olan hidrojen atomları içerdiğinden, aynen soğutucu malzemesinde olduğu gibi, moderatör malzemesi için de en iyi adaylardan bir tanesi sudur. Suda bulunan hidrojen çekirdeklerinin boyutu, nötronun boyutu ile hemen hemen aynı olduğundan, çok etkin yavaşlama sağlayabilmektedir. Ayrıca su bol ve ucuz bulunan bir malzemedir.

Ticari nükleer santrallerin bazılarında grafit ve ağır su da moderatör malzemesi olarak kullanılmaktadır. Günümüzdeki reaktör tasarımlarının çoğunda soğutucu olarak kullanılan su, aynı zamanda moderatör görevi de görecek şekilde reaktör tasarımı gerçekleştirilmektedir.

8.2.4 Kontrol Çubukları

Kontrol çubukları nükleer enerji üretimi hızını ayarlamak ve gerektiğinde enerji üretimini tamamen durdurmak amacıyla kullanılmaktadır. Kontrol çubukları gümüş, indiyum, kadmiyum, bor, hafniyum, kobalt, gadolinyum ve evropiyum gibi nötronları yutabilen malzemelerden imal

edilmekte, bu malzemelere nükleer terminolojide "nötron zehri" adı verilmektedir. Nükleer reaktörlerde, nötron zehri malzemelerden imal edilmiş bu çubuklar yakıt demetleri içine veya arasına yerleştirilmiş boşluklardan aşağı-yukarı hareket ettirilmektedir. Reaktörde üretilen gücü arttırmak için, kontrol çubukları yavaşça reaktör kalbinin dışına çekilmekte, böylece kontrol çubukları tarafından daha az sayıda nötron yutulmakta, daha fazla nötron bölünme tepkimesine girmekte, daha fazla enerji açığa çıkmakta ve reaktörün gücü artmaktadır. Reaktörün gücünü azaltmak için de tam tersi yapılmaktadır.



Şekil 8.5 Nötronların Yavaşlatılması

Nükleer reaktörlerde nötron yutan malzemelerin kullanımını içeren başka kontrol mekanizmaları da bulunmaktadır. Bunlara en güzel örnek arasında "çözünür zehir" adı verilen reaktör soğutucusuna eklenen nötron yutan malzemelerdir. Çözünür zehir olarak en sık kullanılan malzeme borik asittir. Soğutucunun içerdiği borik asit miktarını değiştirmek suretiyle, reaktör kalbinde üretilen güç yoğunluğu ayarlanabilmektedir.

Nükleer santrallerde enerji üretimini kontrol etmek için kullanılan bir başka mekanizma da yakıt peletlerine eklenen zehir malzemeleridir. Bunlara da "sabit zehir" adı verilmektedir. Sabit zehir malzemeleri de aynen uranyum yakıt gibi nötron yutarak yavaş yavaş tükenmekte ve reaktörün uzun vadede reaktör güç dağılımının düzenine yardımcı olmaktadır.

8.2.5 Diğer Sistemler

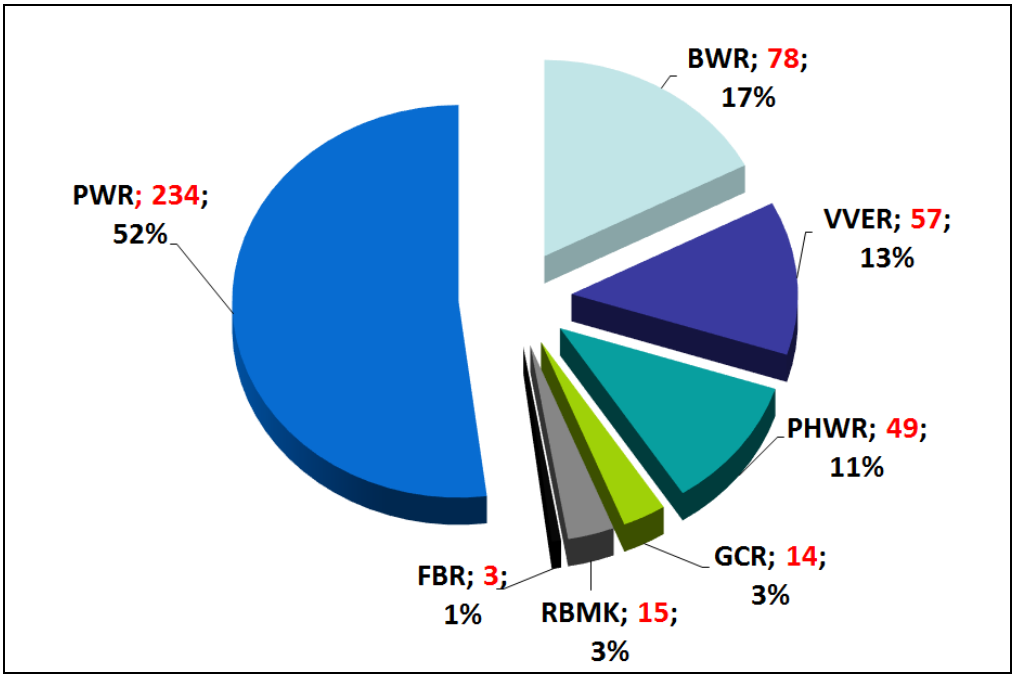
Nükleer enerjinin üretildiği reaktör sistemlerinde yukarıda anlatılanların yanı sıra diğer bazı destek sistemleri de bulunmaktadır. Örneğin, reaktör kalbinde mesnet kolonları ve plakaları yakıtın yerli yerinde durmasını sağlamaktadır. Ayrıca kontrol çubuklarının kolaylıkla hareket etmesi için reaktör kalbinin içinden geçen kılavuz tüpleri bulunmaktadır. Reaktör kalbinin içine bu tüpler yardımıyla çok sayıda ölçü-kontrol aygıtları yerleştirilmiştir. Bu aygıtlar sıcaklık, basınç, ışınım seviyesi ve güç seviyesi gibi değerleri ölçmektedir.

Yakıt bölgesinin çevresi, yansıtaç (reflektör) olarak işlev görmesi amacıyla soğutucu/yavaşlatıcı ile çevrelenmiştir. Reaktör dışına kaçmaya çalışan nötronların bir bölümü, bu bölgedeki atomlara çarparak reaktör içine geri yansımaktadır. Reaktör kabında, soğutucu akışını yönlendirmek amacıyla plakalar yerleştirilmiştir. Ayrıca, yakıt bölgesi radyasyon ve sıcaklık zırhları ile çevrelenmiştir.

8.3 Dünyada Kullanılan Ticari Nükleer Santral Türleri

Ticari nükleer santraller nükleer enerjiden "ticari" elektrik enerjisi üretmek amacıyla geliştirilmiş tesislerdir. Nükleer santrallerin ticari hale gelebilmesi için belirli bir ticarileştirme sürecinden geçmeleri gerekmektedir. Bu süreç oldukça uzun, zor ve maliyetlidir. Dünyada nükleer reaktörler genellikle soğutucu olarak kullanılan malzemeye göre sınıflandırılmaktadır. Ocak-2017 itibarıyla kullanılan ticari reaktörlerin yaklaşık % 85'i soğutucu olarak "su" kullanmaktadır. Bu tip reaktörlere "hafif-su reaktörleri" adı verilmektedir. Hafif-su reaktörleri de kendi içinde iki farklı türe ayrılmıştır. Bunlar basınçlı-su reaktörleri (PWR) ve kaynar-su reaktörleridir (BWR). Sovyetler Birliği de 1990 öncesi kendilerine has reaktörler geliştirmiştir. Bugün Rusya Federasyonu'nun devam ettirdiği bu modellere VVER ve RBMK adları verilmiştir.

Dünyadaki ticari reaktörlerin geride kalan % 15'i, soğutucu olarak ya gaz ya da ağır-su kullanmaktadır. Bir de bazı ülkeler tarafından ticarileştirmeye çalışılan, soğutucu olarak sıvı-metal (sodyum) kullanan reaktörler bulunmaktadır.



Grafik 8.1 Ticari Nükleer Reaktörlerin Dağılımı (Ocak-2017)

Grafik 8.1'deki dağılımdan da görüldüğü gibi Ocak-2017 tarihi itibarıyla dünyada en yaygın olarak kullanılan tür, basınçlı su reaktörleridir (PWR). Dünyadaki ticari reaktörlerin yarıdan

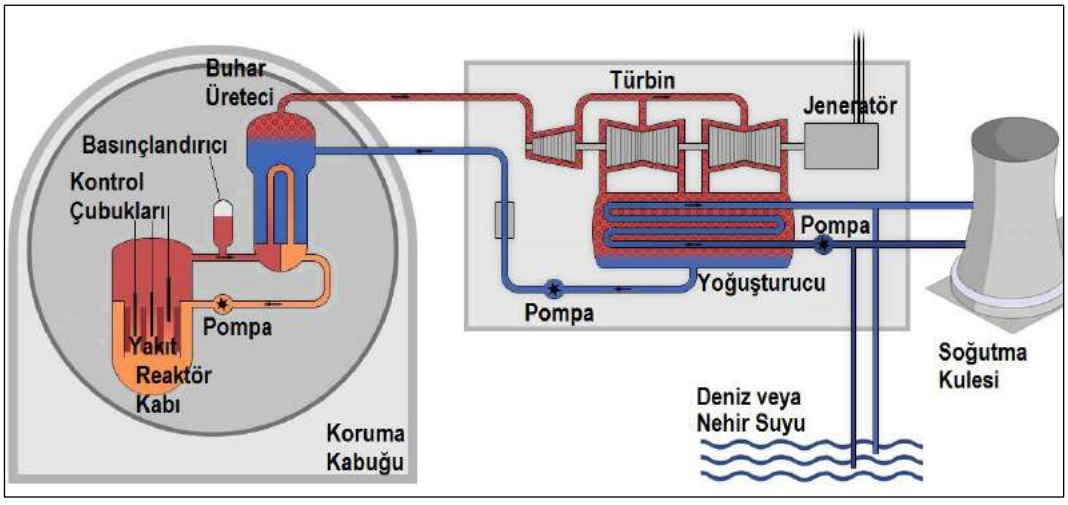
fazlası batı tasarımı PWR'lardan oluşmaktadır. Bunu % 17'lik bir payla yine Batı tasarımı kaynar su reaktörleri (BWR) izlemektedir.

Nükleer reaktörleri sınıflandırma yöntemlerinden bir tanesi de bölünme tepkimesine neden olan nötronların enerjisidir. Eğer bir reaktörde termal nötronlar bölünme tepkimelerinin çoğuna neden oluyorsa, bu tür reaktörlere "termal reaktör", hızlı nötronlar bölünme tepkimelerinin çoğuna neden oluyorsa, bu tür reaktörlere de "hızlı reaktör" adı verilmektedir. Dünyada ticari reaktörlerin % 99'dan fazlası termal reaktör sınıfına girmektedir (PWR, BWR, PHWR, VVER, RBMK, GCR/AGR). Sadece FBR türü reaktörler hızlı reaktör sınıfına girmektedir.

Bugüne kadar geliştirilmeye çalışılmış reaktör modellerinden "ticari" olmayı başarabilmiş olanları, aşağıdaki bölümlerde kısaca açıklanmaktadır.

8.3.1 Basınçlı Su Reaktörleri (PWR)

Basınçlı su reaktörleri (PWR) en yaygın kullanılan reaktör türüdür. Dünyada ticari olarak kullanılan reaktörlerin yarıdan fazlası PWR'dır. PWR türü reaktör tasarımı, ilk olarak Westinghouse Bettis Atom Enerjisi Laboratuarında, ABD donanmasının nükleer denizaltı yapım programı sırasında düşünülmüştür. PWR'ların denizaltı sistemlerinde başarıyla uygulanmasının ardından, elektrik enerjisi üretmek amacıyla da kullanılabileceği fikri oluşmuş ve 1957 yılının aralık ayında ABD; 68 MW elektrik gücündeki Shippingport reaktörünü işletmeye alarak dünyanın ilk ticari PWR'ına sahip olmuştur. 2017 yılı Ocak ayı itibarıyla dünyada 234 adet basınçlı su reaktörü (PWR) türü reaktör bulunmaktadır. Bunların yarısından fazlası Fransa, Japonya, ABD ve Çin'de bulunmaktadır. Asea Brown Boveri - Combustion Engineering (ABB-CE), Framatome, Kraftwerk Union, Siemens, Mitsubishi, Babcock & Wilcox, AREVA, KEPCO E&C firmaları PWR türü reaktörleri tedarik etmiş veya hâlihazırda tedarik etmekte olan şirketlerdir.



Şekil 8.6 PWR Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

Bu tür reaktörlerde hem soğutucu hem de yavaşlatıcı olarak "su" kullanılmaktadır. PWR'ler; Şekil 8.6'deki basitleştirilmiş şemada gösterildiği gibi 3 adet soğutucu suyu döngüsünden oluşmaktadır. Üretilen nükleer enerji ile birinci döngü soğutucu suyu ısıtılmakta, bu çok sıcak su, buhar üretecine taşınmaktadır. Buhar üretecinde soğutucu suyu "ters U" şeklinde borulardan geçerek enerjisini ikinci soğutucu döngüsüne aktarmakta ve pompa yardımıyla tekrar reaktör kabına geri dönmektedir. Bu şekilde sürekli devri daim halinde nükleer bölünme sonucunda oluşmuş enerji reaktör kabından buhar üretecine taşınmakta ve ikinci döngüdeki su kaynatılmaktadır. Birinci döngü, soğutucu suyunun buharlaşmaması amacıyla sürekli normal atmosfer basıncının 150–160 katı basınç altında tutulmaktadır. Birinci döngüdeki soğutma suyunun reaktör kabı ile buhar üreteçleri arasında devri-daim etmesini sağlayan çok güçlü ve büyük pompalar bulunmaktadır. Birinci döngü, reaktör tasarım gücüne göre 2, 3 veya 4 buhar üretecinden oluşabilmektedir.

İkinci döngüde oluşan yüksek enerjili buhar türbine gönderilmektedir. Enerjisini türbin kanatlarına çarparak bırakan buhar, türbin şaftının dönmesini sağlamakta, şaftın ucuna yerleştirilmiş jeneratörde elektrik üretimi sağlanmaktadır. Enerjisini kaybetmiş buhar, türbinin hemen altında bulunan yoğuşturucuya girmekte ve burada içinde denizden veya nehirden alınan su dolaştırılan borulara çarparak tekrar suya dönüştürülmektedir. Yoğuşturucunun altında biriken su, besleme suyu pompası yardımıyla ön ısıtıcılardan geçirildikten sonra tekrar buharlaşmak üzere buhar üretecine gönderilmektedir. Besleme suyunun ısıtılması için, türbine gelen buharın çok küçük bir kısmı ön-ısıtıcılara yönlendirilmektedir.

Yoğuşturucu boruları içinde devri-daim edilen üçüncü soğutma döngüsünde, soğuk su kaynağı olarak ya deniz ya da nehir suyu kullanılmaktadır. Denizden alınan su, pompa yardımıyla yoğuşturucuya gönderilmektedir. Üçüncü döngü, pompa yardımıyla deniz ile yoğuşturucu arasında sürekli devri daim etmektedir. Denizden alınan soğuk su biraz ısınmış olarak tekrar denize bırakılmaktadır.

PWR'lar yakıt olarak uranyum–235 izotopu açısından yaklaşık % 3–% 5 seviyelerine zenginleştirilmiş uranyum kullanmaktadır. PWR yakıtı Şekil 8.4'te gösterildiği gibi uranyum yakıt peletleri ile doldurulmuş 200–300 arası yakıt çubuğundan oluşan 14x14, 15x15 veya 17x17'lik demetler halinde düzenlenmiştir. Bu demetlerden 120–250 tanesi yan yana dizilerek silindire yakın şekle sahip bir yakıt bölgesi elde edilmektedir. Reaktör kalbi diye adlandırılan bu yakıt bölgesi 80–100 ton arası uranyum içermektedir. PWR'larda uranyum-plütonyum karışımı yakıtların kullanılması çalışmaları sürdürülmektedir.

PWR'larda enerji üretimini kontrol etmek veya reaktörü kapatmak amacıyla reaktör kalbine tepeden sokulan ve nötronları yutma özelliğine sahip kontrol çubukları kullanılmaktadır. PWR'larda kontrol çubukları tipik olarak gümüş-indiyum-kadmiyum alaşımından imal edilmektedir. PWR'larda soğutucuya eklenen nötron yutan malzemeler olan "çözünür zehir" yardımıyla, reaktör kalbinde üretilen güç yoğunluğu ayarlanabilmektedir. Bu amaçla nükleer terminolojide kısaca SOLBOR diye adlandırılan borik asit kullanılmaktadır. PWR'larda ayrıca reaktörün uzun vadede reaktör güç dağılımı düzenini sağlamak amacıyla yakıt peletlerine "sabit zehir" denen nötron yutucu malzemeler de eklenmektedir. PWR'larda soğutucu suyu aynı zamanda yavaşlatıcı görevi de görmektedir.

PWR'larda acil durumlarda kullanılmak amacıyla tasarlanmış birçok güvenlik sistemi ve bileşeni de bulunmaktadır. Bunlar arasında koruma kabuğu, yüksek ve alçak basınç kor soğutma sistemleri, koruma kabuğu sprey sistemi, kapalı haldeki reaktörden reaktör kalbinde bulunan radyoaktif maddelerden kaynaklanacak artık ısıyı uzun vadeli olarak uzaklaştırmak amacıyla tasarımlanmış sistemler bulunmaktadır.

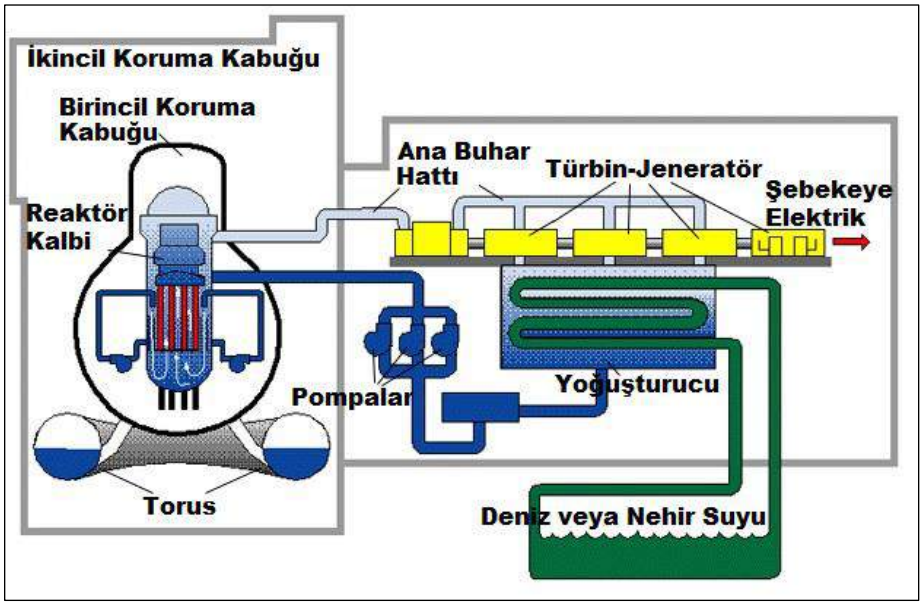
8.3.2 Kaynar Su Reaktörleri (BWR)

Kaynar su reaktörleri (BWR); dünyada PWR'dan sonra en yaygın olarak kullanılan reaktör türüdür. Bugün, bazıları Japonya'daki dünyanın ilk 3. nesil ileri tasarım reaktörleri olmak üzere, işletme halinde 78 adet kaynar su reaktör ünitesi bulunmaktadır.

BWR'lar, ticari amaçlı ilk olarak Allis-Chambers ve General Electric (GE) şirketleri tarafından geliştirilmiştir. Allis-Chambers tasarımı reaktörler zaman içinde yok olmuş ve bu tasarıma sahip bütün BWR'lar bugün kapatılmış durumdadır. General Electric (GE) tasarımı BWR'lar ise hayatta kalmış ve bugün işler durumda bulunan ticari BWR'ların temelini oluşturmuştur. Dünyada BWR tasarımı yapan diğer firmalar ASEA-Atom, Kraftwerk Union (KWU), Hitachi ve Toshiba'dır. Ticari BWR santralleri Finlandiya, Almanya, Hindistan, Japonya, Meksika, Hollanda, İspanya, İşveç, İsviçre ve Tayvan'da bulunmaktadır. Günümüzde kurulu bulunan BWR'lar 570 ile 1300 MWe çıkış gücüne sahiptir. BWR'ların en belirgin farkı soğutucu suyunun daha düşük basınç altında tutulup yaklaşık 285 °C sıcaklıkta kaynamasına müsaade edilmesidir. Soğutucu suyu Şekil 8.7'de gösterildiği gibi pompalar yardımıyla nükleer yakıtın bulunduğu reaktör kabına girmekte ve aşağıdan yukarıya doğru yakıt elemanlarının üzerinden akarken üretilen nükleer enerji yardımıyla ısınarak buharlaşmaktadır. Oluşan buhar reaktör kalbinin üst bölgesine yerleştirilmiş kurutuculardan geçirilerek buharla beraber taşınabilecek su damlacıkları ayrıştırılmakta ve oluşan yüksek kaliteli buhar doğrudan türbine gönderilmektedir. İkinci döngüde, türbinden çıkan enerjisini kaybetmiş birinci döngü buharı, denizden veya nehirden alınan su yardımıyla suya dönüştürülerek tekrar reaktör kabına buharlaştırılmak üzere gönderilmektedir.

BWR'larda ayrıca bazı özgün sistemler de bulunmaktadır. Bu sistemler arasında en önemlilerinden bir tanesi resirkülasyon döngülerinden oluşan resirkülasyon sistemidir. Her bir döngü üzerinde resirkülasyon pompası, ilgili boru düzenekleri ve reaktör kabı duvarı ile reaktör kalbi tankı arasında yerleştirilmiş jet pompaları bulunmaktadır. Jet pompaları BWR tasarımına has bileşenlerdir. Resirkülasyon sisteminin ana görevi soğutma değil, reaktörün kontrolüdür. Soğutma suyu aynı zamanda yavaşlatıcı görevi gördüğünden, resirkülasyon pompaları yardımıyla suyun akış hızı değiştirilerek, suyun hacmi ve dolayısıyla nötronların yavaşlatılması ayarlanabilmekte ve reaktörde böylece güç kontrolü yapılabilmektedir.

BWR santrallerinde, reaktöre giren soğutucudan elde edilen buhar genellikle doğrudan türbine gönderildiği için radyoaktiftir. Bu nedenle türbin binasının çevresinde de koruma kabuğu bulunmaktadır.



Şekil 8.7 BWR Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

BWR'larda ortalama % 3 civarında zenginleştirilmiş uranyum yakıt kullanmaktadır. Yakıt bölgesi farklı zenginlikte yakıt bölgelerinden oluşacak şekilde düzenlenmektedir. BWR'larda içleri uranyum yakıt peletleri ile doldurulmuş yakıt çubuklarından 90–100 tanesi reaktör tasarımına göre 6x6, 7x7, 8x8, 9x9 veya 10x10'luk demetler haline getirilmekte, yakıt demetleri 4'lü yakıt demeti modülleri halinde düzenlenmektedir. Reaktörün yakıt bölgesinde bu yakıt demetlerinden yaklaşık 750 tanesi yan yana dizilerek silindir şeklinde bir yakıt bölgesi elde edilmektedir. Reaktör kalbi adı verilen bu bölge yaklaşık 140 ton uranyum içermektedir. Her yakıt demeti yaklaşık 4-5 yıl boyunca reaktör kalbinde kalmaktadır. BWR tipi reaktörlerin yakıt değişimi ve bakımı sırasında, yaklaşık 4-6 hafta süre devre dışı kalması gerekmekte ve bu işlem yılda bir kere yapılmaktadır.

BWR'lar, PWR'lara göre biraz daha farklı kontrol çubuğu tasarımına sahip bulunmaktadır. BWR'da reaktör kabının üzerinde buhar ayırıcıları ve kurutucuları bulunduğundan, kontrol çubukları reaktör kabının altından kabın içine girmekte ve hidrolik sistemlerle çalışmaktadır. Kontrol çubuklarının bor karbür (B_4C) peletlerden veya sıkıştırılmış tozdan imal edilen haç şeklinde kamalardan oluşmaktadır. Kontrol kamalarının uçlarında, uzun süreli kapalı kalma durumlarında kontrol kamasını korumak amacıyla nötron yutucu hafniyum kullanılmaktadır. BWR'larda ayrıca uranyum dioksit yakıt peletlerine karıştırılan gadolinia (Gd_2O_3) olarak adlandırılan sabit nötron zehri malzeme de uzun vadeli güç dağılımı kontrolü için kullanılmaktadır.

BWR'lardaki en önemli gelişme 1997 yılında Japonya'da Kashiwazaki-Kariwa nükleer santralinde hizmete alınan ileri kaynar su reaktörü olmuştur. ABWR olarak adlandırılan bu model dünya üzerinde hizmete alınmış ilk gerçek evrimsel 3. nesil reaktörü olmuştur. ABWR'ların en önemli özelliği, resirkülasyon ve jet pompalarından oluşan resirkülasyon sisteminin yerine

reaktör dâhili pompalarının kullanılmış olmasıdır. Böylece reaktör kabı dışına taşmakta olan karmaşık resikülasyon sistemi boruları ve pompaları ortadan kalkmış, tasarım basitleştirilmiş, işletme giderleri çok daha azaltılmıştır. Bir diğer özelliği de daha önceki tasarımlarda hidrolik prensiple çalışan kontrol çubuklarının hem elektrikle hem de hidrolik çalışabilmesidir. Bu da reaktör kontrol ve kapatma sistemini daha güvenli hale getirmektedir.

BWR tasarımlarında, enerjinin üretildiği reaktör kalbi çelikle güçlendirilmiş beton "Birincil Koruma Kabuğunun" içine yerleştirilmiştir. Ayrıca herhangi olası bir kaza durumunda radyoaktif maddelerin atmosfere çıkmasını engellenmek amacıyla ikinci bir koruma kabuğu (reaktör binası) da tasarıma eklenmiştir. BWR'larda reaktör kabının altında içi su dolu bir havuz bulunmaktadır. Oluşacak bir kaza nedeniyle büyük miktarda buhar birinci döngüden dışarı kaçacak olursa, bu havuzdaki su yardımıyla enerjisi alınabilmektedir. BWR'lar ayrıca reaktör kabına borlu su basan yüksek ve düşük basınç acil durum reaktör kalbi soğutma sistemleri, artık ısı taşıma sistemi, reaktör kalbi sprey sistemi gibi güvenlik sistemi ile donatılmıştır.

Diğer yandan, 2011 yılında Japonya'da meydana gelen Fukushima kazası, BWR model tasarımların gözden düşmesine neden olmuştur.

8.3.3 Rus Basınçlı Su Reaktörleri (VVER)

VVER'ler eskiden Sovyetler Birliği tarafından geliştirilen ve kullanılan basınçlı su reaktörleridir. Günümüzde de Rusya Federasyonu tarafından geliştirilmeye ve kullanılmaya devam edilmektedir. Bugün dünyada toplam 57 adet VVER türü reaktör bulunmaktadır. VVER'ler 4 nesil olarak geliştirilmiştir. 1964 ve 1970 yılları arasında işletmeye alınıp, 1988 ve 1990 yılları arasında kapatılan ilk VVER'lere prototip gözüyle bakmak mümkündür.

İlk ticari anlamdaki model VVER-440/230 1960'lı yıllarda geliştirilmiştir. Bu modellerin gerçek anlamda koruma kabuğu bulunmamakta, acil durum soğutma kabiliyetlerinde, güvenlik ve yangından korunma sistemlerinde önemli eksiklikler bulunmaktadır. Bugün halen işletme halinde bulunan Türkiye sınırına yakın bir konumda bulunan Ermenistan'daki Metzamor santralindeki gibi VVER-440/230 model üniteler günümüzde güvenlik uzmanlarının kaygı kaynağı olmaya devam etmektedir.

İkinci nesil VVER'ler olarak kabul edilen VVER-440/213 modeli 1970'li yıllarda geliştirilmiştir. Bu modele sahip dünyada 16 adet ünite Rusya, Ukrayna, Macaristan, Çek Cumhuriyeti, Slovak Cumhuriyeti ve Doğu Almanya'da inşa edilmiştir. Ayrıca bu modellerin ikisi Finlandiya'dadır (Lovisa 1 ve 2). Finlandiya'daki reaktörler soğuk savaş döneminde Batı Bloğu ülkelerinde kurulan tek Doğu Bloğu tasarımıdır. VVER-440/213 tasarımında, bir önceki modelin sahip olduğu birçok tasarım açıkları giderilmiş, koruma kabuğu ve güvenlik sistemleri tasarımları bu modelde geliştirilmiştir. Fakat VVER-440/213'lerin ölçü-kontrol ve yangından korunma sistemleri Batılı uzmanlar tarafından yeterli bulunmamaktadır. Finlandiya'daki reaktörler Batı güvenlik kriterlerini karşılayacak ölçü-kontrol ve koruma kabuğu sistemlerine sahip olacak şekilde geliştirilmiştir. Doğu Almanya'daki üniteler de, iki Almanya'nın entegrasyonu sırasında 1990 yılında kapatılmıştır.

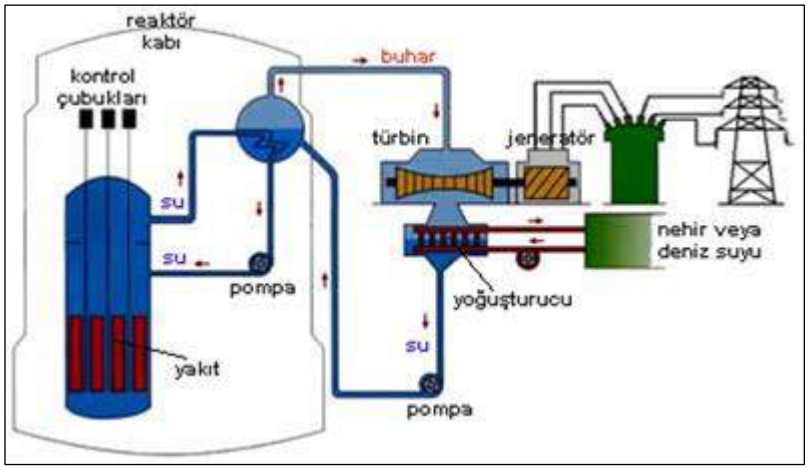
Birinci ve ikinci nesil VVER'leri temsil eden VVER-440/230 ve VVER-440/213 modellerin en ilginç yanlarından bir tanesi Sovyetler Birliği zamanındaki ağır yük taşımacılığı ile ilgili kısıtlar nedeniyle 6 adet buhar üreteci döngüsüne sahip bulunmalarıdır.

VVER'lerin bir sonraki nesli 1975–85 yılları arasında tasarımlanmış olan VVER-1000'lerdir. Bunların geliştirilen farklı versiyonlarına VVER-91 ve VVER-92 isimleri de verilmektedir. VVER-91, 1989 yılından itibaren Sovyetler Birliği ve Finlandiya'nın işbirliği ile çok sıkı Finlandiya nükleer santral tasarım gereklerini karşılayacak şekilde geliştirilmiştir. Çin 2 adet VVER-91 ünitesi sipariş etmiş ve bunlar sırasıyla 2006 ve 2007 yıllarında işletme geçmiştir. VVER-92 ise Batı devletlerinin desteği ile geliştirilmiştir. Aktif güvenlik sistemleri de dâhil çok sadeleştirilmiş santral sistemlerine ve çift koruma kabuğuna sahip olması gibi özellikleri bulunmaktadır. VVER-1000 modeli ile VVER tasarımları iyice Batı türü PWR'lara yaklaşmış, buhar üreteci döngülerinin sayısı 6'dan 4'e indirilmiştir. Günümüzde birçok kaynak, VVER'leri bir PWR varyantı olarak sınıflandırmaktadır.

PWR ile VVER arasındaki en önemli fark, VVER'lerin yatay buhar üreteçlerine sahip bulunmasıdır. VVER'leri farklı kılan bir başka özellikte de, yakıt demetlerinin kare şeklinde değil de, altıgen şeklinde olmasıdır. VVER reaktör kalbi de altıgen şeklindedir. Yakıt demetlerinin sayısı tasarımdan tasarıma değişse de, bu sayı VVER-440 modeller için 349, VVER-1000 modellerde ise 163'dür. Yakıt olarak zenginleştirilmiş uranyum kullanılmaktadır. Basitleştirilmiş VVER-1000 tasarımı santral şeması Şekil 8.8'de gösterilmiştir.

Çin haricinde İran ve Hindistan da VVER-1000 modeli santralleri sipariş etmiştir. Hindistan'daki iki VVER-1000 ünitesi, Kudankulam sahasında devreye alınmıştır. Ayrıca, inşasına Alman Siemens AG'nin bir alt firması olan Kraftwerk-Union tarafından 1975 yılında başlanan, fakat Şah rejiminin devrilmesinin ardından 1979'da yarım kalan İran'ın Bushehr santralinin ünitelerinden birisi de VVER-1000 model olarak tamamlanmıştır.

VVER-1000 tasarımı son yıllarda Avrupa ülkeleri ve Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'nın kod ve standart-larına uyumlu olacak şekilde daha da geliştirilerek VVER-1200 tasarımı ortaya çıkarılmıştır. Rusya Federasyonu VVER-1200'leri nükleer teknolojiye yeni girecek ülkelere pazarlamayı amaçlamaktadır. VVER-1200 tasarımı daha geniş yakıt bölgesi çapı, daha uzun reaktör kabı, 60 yıllık santral ömrü, % 90'lık yıllık yük faktörü ve daha yüksek termal verime sahip olacak şekilde hazırlanmıştır. Güvenlik sistemi herhangi bir kaza durumunda, güvenli kapatma ve soğutmayı 24 saat süresince sağlayabilmektedir. VVER-1200 tasarımına ileri nesil nükleer santrallerde önemle dikkate alınan ciddi kazalara yönelik tedbirler de eklenmiştir. VVER-1200'ün ayrıca daha önceki modellerden farklı olarak, dış etkiler arasında bulunan depreme, uçağın çarpmasına, şiddetli rüzgâra, patlama sonucunda oluşmuş şok dalgalarına ve kötü hava şartları sonucunda oluşmuş kar ve buz yüküne karşı da daha dayanıklı olacak şekilde tasarlandığı ifade edilmektedir. Rus devlet firması ROSATOM tarafından Akkuyu sahasında inşa edilmesi, işletilmesi öngörülen 4 ünitelik santral de VVER-1200 model olacaktır. Bu santral Rus devletinin Rusya dışında, Akdeniz kıyısında sahip olacağı ilk nükleer santral olacaktır.



Şekil 8.8 Rus VVER Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

VVER-1200 tasarımının ilk örneklerinin; Rusya Federasyonu'nda, Novovoronezh II santralinde Haziran-2008'de ve Leningrad II santralinde Ekim-2008'de inşa edilmeye başlandığı bilinmektedir. Bunlar arasında Novovoronezh II santrallerinin birinci ünitesi Ağustos-2016'da şebekeye bağlanarak ilk VVER-1200 model nükleer santral olma unvanını kazanmıştır.

VVER'ler, Sovyetler Birliği zamanında geliştirilen bir başka reaktör türü olan RBMK'lara oranla daha pahalı bir reaktör türüdür. Dolayısıyla, Sovyetler Birliği döneminde bir sonraki bölümde anlatılan RBMK türü santraller daha ucuz olduğundan dolayı daha fazla tercih edilmiştir.

8.3.4 Rus Kaynar Su Reaktörleri (RBMK)

RBMK; anlamı "büyük güç kaynayan reaktör" olan Rusça kelimenin baş harflerinden oluşturulan bir kısaltmadır. RBMK; kaynar su ile soğutulan, grafit nötron yavaşlatıcısı kullanan, Sovyetler Birliği'ne has kanal tipi bir reaktör türüdür ve sadece Sovyetler Birliği topraklarında kurulmuştur. RBMK'ların işletme sıcaklıkları, basınç değerleri ve güç yoğunlukları, Batı türü kaynar su reaktörlerinin değerlerine çok yakın bulunmaktadır.

Bugüne kadar toplam 21 adet inşa edilmiştir. Bunlar arasında 4 tanesi küçük güçlü, toplam 15 tanesi halen işletme halinde bulunmaktadır. İşletme halinde kalanların hepsi Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır. Ukrayna'da bulunan "meşhur" Çernobil santralinin 4 ünitesi kapatılmıştır. Litvanya'da da Avrupa Birliği'ne giriş şartı olarak kapatılmış iki adet RBMK ünitesi bulunmaktadır.

RBMK'ların üç nesil olarak geliştirildiği kabul edilmektedir. İlk nesil RMBK'larda güç seviyesi 1000 MWe seviyelerindedir ve toplam 6 ünite inşa edilerek 1970'lerin ilk yıllarında ve ortalarında işletmeye alınmıştır. Bunların tasarımı ve inşası sırasında Sovyetler Birliği'nin eski tasarım ve inşaat standartları kullanılmıştır.

İkinci nesil RBMK'lar Sovyetler Birliğinin 1973 yılında yayımlanan yeni tasarım ve inşaat standartlarına uygun olacak şekilde tasarımlanmış; 1970'li yılların sonları ve 1980'li yılların başlarında toplam 10 ünite inşa edilmiştir. Bu 10 üniteden 8 tanesi RBMK-1000 modelidir. Litvanya'da inşa edilmiş iki ünite RBMK-1500 model de ikinci nesil olarak kabul edilmektedir.

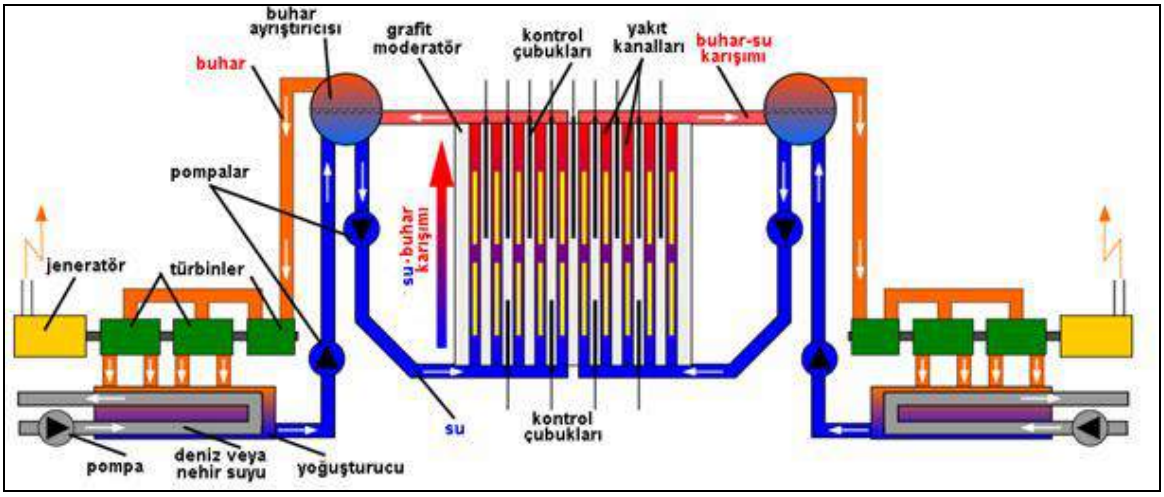
Üçüncü nesil olarak tanımlanacak RBMK'lardan sadece 1 ünite Smolensk sahasında bulunmaktadır. Bu ünitede Çernobil kazası sonrasında 1988 yılında çıkartılan güvenlik yönetmeliklerine büyük ölçüde uygun olacak şekilde tasarımlanmış ve inşa edilmiştir. Smolensk-3'e en ileri tasarım RBMK gözü ile bakmak mümkündür.

RBMK'larda diğer reaktör tasarımlarında bulunan basınç kabı bulunmamaktadır. Kanal tipi bir reaktördür ve diğer reaktör türlerine göre reaktör kalbinin hacmi çok daha büyüktür. Yakıt bölgesi bir beton yapının içine yerleştirilmiştir. Bu beton yapının içine grafit bloklar yığılarak reaktör kalbi bölgesi oluşturulmuştur. Bloklarda 2000 civarında dikey kanal açılmıştır. "Yakıt kanalı" veya "basınç kanalı" adı verilen bu kanallardan dörtte üçten fazlası yakıtların yerleştirilmesi ve soğutucu suyunun yukarıya doğru akması için tasarımlanmıştır. RBMK'larda yakıt kanalları Niobyum içeren zirkonyum alaşımından imal edilmiştir. Bu kanallar alt ve üst metal duvarlara kaynaklanmıştır ve birbirlerinden bağımsızdır. Her birinin ayrı izolasyon vanası bulunmaktadır. Böylece santral normal işletmede iken bu izolasyon vanaları kullanılarak yakıt kanalı izole edilebilmekte ve yakıt değişimi gerçekleştirilebilmektedir.

Soğutucu suyu, Şekil 8.9'da gösterildiği gibi yakıt kanalının altından girmekte, yakıtın üzerinden geçerken ısınarak kaynamakta ve yakıt kanalının üzerinden su-buhar karışımı olarak terk etmektedir. Bu karışım borular yardımıyla reaktör binasının iki yanında bulunan 4 ayrı yatay ayrıştırma kazanına gitmektedir. Bu kazanlarda su ile buhar ayrıştırılmakta ve yüksek basınca sahip buhar, reaktör binasının iki yanında bulunan 2 ayrı türbine gönderilmektedir. RBMK'ların diğer reaktör türlerinden bir farkı da, bir reaktör binasına karşılık iki farklı türbin-jeneratör setinin bulunmasıdır.

Türbinde enerjisini kaybeden su, yoğuşturucular yardımıyla suya dönüştürülmekte ve besleme suyu pompaları yardımıyla buhar ayrıştırıcılarına gönderilmektedir. Buhar ayrıştırıcılarına alttan giren besleme suyu, buhardan ayrılan su ile birleşerek, ana soğutucu suyu pompaları yardımıyla tekrar yakıt kanallarına gönderilmektedir. RBMK'larda her bir buhar ayrıştırıcısı-türbin döngüsü için 4 adet ana soğutucu suyu pompası (toplam 8 adet) bulunmaktadır. Normal işletme sırasında bu pompalardan sadece 3'ü çalışmakta, 1 tanesi yedekte beklemektedir.

RBMK'larda yakıt olarak düşük zenginlikte uranyum dioksit kullanılmaktadır. Zenginlik yaklaşık % 1,8 - % 2 civarında bulunmaktadır. Çernobil kazasından sonra yakıt zenginliğinin güvenlik nedeniyle % 2,4'e çıkartılması gerekmiştir. Yakıt peletleri % 1 Niobyum içeren zirkonyum alaşımı boruların içine yerleştirilerek yakıt çubukları elde edilmektedir. Bu çubuklar, bir taşıyıcı çubuk etrafına dizilerek her biri 18 adet yakıt çubuğundan oluşan yakıt demetleri oluşturulmaktadır. RBMK reaktörünün yakıt kanallarının boyuna uygun yakıt elde etmek için iki adet yakıt demeti uç uca eklenerek 2 yakıt demetinden oluşan yakıt modülleri oluşturulmaktadır.



Şekil 8.9 Rus RBMK Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

RBMK'larda yakıt değişimi, reaktör kalbinin 30 metre üzerinde bulunan yakıt değiştirme platformundaki dev yakıt değiştirme makineleri yardımıyla reaktör normal işletme halindeyken yapılmaktadır. Bu makineler günde 5 yakıt kanalında yakıt değiştirebilmektedir.

RBMK'lar çok büyük reaktör kalbine sahip olduğundan, bunları kontrol etmek nispeten daha zor ve karmaşıktır. RBMK'larda dikey kanallardan yaklaşık 200 tanesi kontrol çubukları için ayrılmıştır. Kontrol çubukları kanallardan yukarıdan aşağıya doğru tamamen bağımsız kanallarda hareket etmektedir.

RBMK'larda Batı güvenlik uzmanlarını kaygılandıran birçok güvenlik zafiyetleri bulunmaktadır. Bunların başında reaktörün pozitif boşluk katsayısına sahip olması gelmektedir. RBMK'larda, reaktör gücü artıp aynı zamanda yavaşlatıcı görevi de gören soğutucu su buharlaştıkça, reaktör gücü daha da artmaktadır. Hâlbuki Batı türü reaktör tasarımlarında (PRW ve BWR), reaktördeki soğutucu suyu kaynadığında, güç azalmakta ve reaktör kendini doğal olarak dengelemektedir. Pozitif boşluk katsayısına sahip tasarımlar, Batı ülkelerinde işletme lisansı alamamaktadır. RMBK'lar, ayrıca, Batı türü santrallerde bulunan standartlarda bir koruma kabuğuna sahip bulunmamaktadır. Bu tür santrallerde uygulanan yedeklik, çeşitlilik, yangından korunma gibi güvenlik prensiplerinin de Batı standartlarını karşılamadığı düşünülmektedir. RBMK'lar da bulunan acil durum kor soğutma ve diğer güvenlik sistemlerinin yeterli olmadığı konusunda, genel bir kanı bulunmaktadır.

Çernobil kazası RBMK türü bir santralde meydana geldiği için, bu tür santraller gözden düşmüştür. Bugün dünyada nükleer güvenlik uzmanlarının gözü, geride kalan RBMK türü reaktörlere çevrilmiş durumdadır. Bunun sebebi, bu tür reaktörlerin modern güvenlik uygulamalarını ve tedbirlerini kapsayacak şekilde makul bir masrafla iyileştirilememesidir. Dolayısıyla bu tür reaktörlerin zaman içinde kapatılacağı düşünülmektedir.

8.3.5 Basınçlı Ağır Su Reaktörleri (PWHR/CANDU)

Basınçlı Ağır Su Reaktörlerinin (PHWR) geliştirilmesi ağırlıklı olarak Kanada tarafından gerçekleştirilmiştir ve geliştirilen reaktöre CANDU adı verilmiştir. CANDU "Kanada Ağır-Su

Uranyum" kelimesinin İngilizcesinin baş harflerinden oluşturulmuş bir kısalmadır. CANDU'lar ağır su yavaşlatıcı ve doğal uranyum yakıt kullanmaktadır. Basınç kanalları prensibi ile tasarımlanmış Kanada'ya has reaktörlerdir.

Bugün dünyada 41 adet PHWR reaktör bulunmaktadır. Bunlardan sadece 1 tanesi Alman tasarımı iken diğer 40 tanesi Kanadalıların CANDU tasarıma dayanmaktadır. Dünyadaki PHWR türü reaktörlerin 14 tanesi Kanada'da, diğerleri de Arjantin, Hindistan, Pakistan, Güney Kore, Çin ve Romanya'da bulunmaktadır.

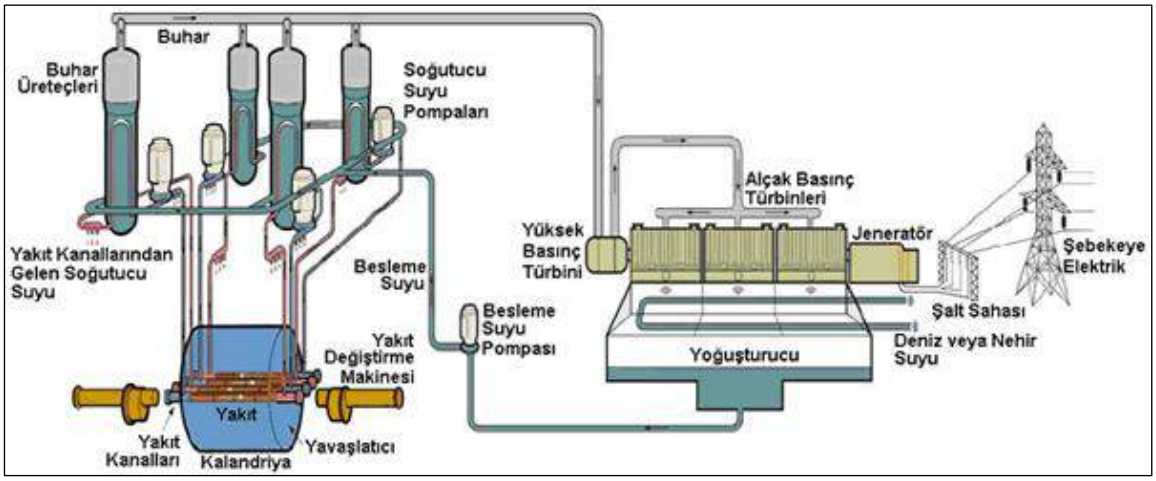
CANDU'larda, ticari prototip gözüyle değerlendirilebilecek büyük çaplı (200 MWe sınıfı) ünite çalışmalarına 1959 yılında başlanmış ve reaktöre Douglas Point adı verilmiştir. Prototipin ardından geliştirilecek daha büyük çaplı ticari reaktörle reaktörün gücü 500 MW elektrik olarak belirlenmiştir. İlk ticari reaktör 4 ünitelik Pickering-A santralinin inşasına 1966-68 yılları arasında başlanmış. 1970'li yılların ortalarından itibaren de Pickering-B'nin 4 ünitesinin inşası ile devam edilmiştir.

Kanada ayrıca Hindistan'a CANDU reaktörleri satmaya başlamış ve 200 MWe sınıfı Douglas Point'in benzerleri 1960'lı yılların ortalarından itibaren Hindistan'da kurulmuştur. Rajastan RAPP 1 ünitesi 1972 yılında çalışmaya başlamış, fakat RAPP 2'in inşası devam ederken Hindistan'ın gerçekleştirdiği nükleer silah denemelerinin ardından, Kanada şirketleri çekilince, Hindistan RAPP 2 ünitesini kendi imkânlarıyla ancak 1980 yılında tamamlayabilmiştir. Hindistan, o ana kadar edindiği teknoloji ile kendi ağır-sulu reaktör geliştirme programını başlatmış ve kendine has fakat düşük güçte ağır-sulu reaktörler geliştirmiştir.

Kanada'da 1968 yılında devam etmekte olan Pickering çalışmalarına paralel olarak, 2 farklı tür CANDU daha geliştirilmeye başlanmıştır. Bunlardan ilki CANDU-9 olarak bilinen 900 MW elektrik sınıfı tasarımdır. CANDU-9'lar ilk kez Douglas Point'in hemen yanına kurulmaya başlanmış ve bu santrale Bruce adı verilmiştir. Bruce A santralinin 4 ünitesi 1977-79 yılları arasında hizmete alınmıştır. Son inşa edilen CANDU-9'lar, Darlington nükleer santralidir.

1970'lı yılların başında, 700 MW elektrik sınıfı CANDU-6 tasarımı üzerinde çalışmalara da başlanmıştır. CANDU-6 tasarımında hem Pickering hem de CANDU-9'lardan elde edilen özelliklerin karışımı kullanılmıştır. Tek üniteler olarak kurulabilmeleri amaçlandığından, CANDU-6'lara has koruma kabuğu geliştirilmiştir. CANDU-6 tasarımı Kanada, Arjantin, Kore, Romanya ve Çin'den sipariş alarak uluslararası piyasada da ilgi gören bir model olmuştur.

CANDU tasarımlarında reaktör bölgesi Şekil 8.10'de gösterildiği gibi kalandriya adı verilen büyük yatay bir kazanın içinde bulunmaktadır. Kalandriya kazanı yavaşlatıcı olarak kullanılan ağır su ile doldurulmuştur. Bu kazanın içine uzun borular halinde yatay basınç (yakıt) kanalları yerleştirilmiştir. İlk nesil CANDU'larda 390 adet yakıt kanalı bulunurken, CANDU-6 modelinde 380 adet, CANDU-9 modelinde ise 480 adet yakıt kanalı kullanılmıştır. Basınç kanallarının içine yakıt demetleri yerleştirilmektedir. Soğutucu olarak kullanılan ağır su bu yakıt kanallarından girerek, yakıtta oluşan enerji yardımıyla ısınmakta ve buhar üreteçlerine gönderilmektedir. Bu birinci döngü suyu aynen PWR'larda olduğu gibi yüksek basınç altında olduğu için buharlaşmamaktadır. Dolayısıyla CANDU'lar aynı zamanda bir çeşit basınçlı su reaktörüdür.



Şekil 8.10 CANDU Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

Buhar üreteçlerinde enerjisini ikinci döngüye aktaran soğutucu suyu, ana soğutucu suyu pompaları yardımıyla tekrar basınç kanallarına dönmektedir. Buharlaşan ikinci döngü suyu da, elektrik üretiminde kullanılmak üzere türbin adasına gitmektedir.

Tipik bir CANDU–6 santral ünitesinin nükleer adası 1 kalandriya kazanı, 4 adet buhar üreteci, 4 adet ana soğutucu suyu pompası, 1 adet basınçlandırıcı ve yakıt değiştirme makinesinden oluşmaktadır. CANDU–9 modelinde ise 8 adet buhar üreteci kullanılmıştır.

CANDU'larda, kalandriya kazanı çelikle güçlendirilmiş betonarme bir bölgenin içine yerleştirilmiştir. Kalandriya, aynı zamanda reaktör kalbi bölgesine ölçüm aygıtlarının ve diğer ekipmanların yerleştirildiği kılavuz kanallarını da içermektedir.

CANDU'larda yakıt demetleri doğal uranyumdan oluşmaktadır. Uranyum dioksit peletler olarak imal edilmekte, bu peletlerden tipik olarak 30 tanesi Şekil 8.11'de gösterildiği gibi 12 mm çapında ve 50 cm uzunluğundaki Zirkaloy-4 alaşımından imal edilmiş borulara doldurularak yakıt çubukları elde edilmektedir. CANDU-6 ve CANDU-9'larda yakıt çubuklarından 37 tanesi bir araya getirilerek 10 cm çapında ve 50 cm uzunluğunda silindir şeklinde kısa yakıt demetleri oluşturulmaktadır. CANDU'larda reaktör tasarımı geliştirildikçe, yakıt demetlerinin tasarımları da bazı değişiklikler göstermiştir.

Şekil 8.11 CANDU Yakıt Demetleri

CANDU-6 modelinde her yakıt kanalında 12 adet, CANDU-9'larda ise 13 adet yakıt demeti bulunmaktadır. Bu demetler reaktörde ortalama 1 yıl süreyle kalmaktadır. CANDU'larda reaktör tam güçteyken yakıt değiştirme işlemleri gerçekleştirilmektedir. Bu amaçla yakıt kanalının her iki ucuna yakıt değiştirme makinesi yapışmakta, uçlarındaki tıpalar makine tarafından çıkartıldıktan sonra, yeni yakıt kanalın bir ucundan itilirken, diğer ucundan kullanılmış yakıt çıkartılmaktadır. Normalde, yakıt değiştirme makinesi bir kanala bağlandığında yaklaşık 8 adet yakıt demeti değiştirilmektedir. Değişim tamamlandıktan sonra makine, kanalların uçlarındaki tıpaları yerine yerleştirmekte ve sızıntı kontrolü gerçekleştirmektedir. Günde genellikle 2 veya 3 yakıt kanalında yakıt değişimi yapılmaktadır. Reaktördeki bir simülatör, yakıtların yanma durumunu hesaplamakta ve bir uzman bilgisayar yazılım sistemi, hangi yakıt kanallarında yakıt değişimi yapılması gerektiğini günlük olarak belirlemektedir.

CANDU'nun en önemli avantajı, pahalı ve zor zenginleştirme işlemi gerektirmeyen doğal uranyum yakıt kullanılması iken, dezavantajları arasında, üretilmesi zor ve pahalı olan ağır su soğutucu ve yavaşlatıcı kullanılması bulunmaktadır. Doğal uranyum yakıtla zincirleme bölünme tepkimesi ancak ağır suyun yavaşlatıcı ve soğutucu olarak kullanılması durumunda sağlanabilmektedir.

CANDU reaktörlerinde iki adet farklı kapatma sistemi tasarıma eklenmiştir. Bu iki sistemden her biri, birbirlerinden bağımsız olarak reaktörü kapatabilmektedir. Birinci kapatma sistemi kadmiyum reaktör kapatma çubuklarından oluşmaktadır. Mekanik olarak hareket eden bu çubuklar kalandriyanın üzerinden, kendisi için ayrılmış kanallardan aşağıya doğru düşerek reaktörü kapatmaktadır. İkinci kapatma sistemi ise, kalandriyanın yanından sıvı gadolinyum (nötron zehiri) enjeksiyon etmektedir. CANDU reaktörlerinde ayrıca bu tasarıma özgü farklı kontrol sistemleri de bulunmaktadır. Bunlar ince ayar sıvı düzenleyici bölge kontrol sistemi, kaba ayar düzenleyici kontrol çubukları ve sabit kontrol çubuklarıdır. CANDU'larda ilk çalıştırma veya uzun süreli kapalı halde kalma durumlarında, moderatöre bor veya gadolinyum nötron zehirleri da karıştırılmaktadır. CANDU'lar acil durum kor soğutma sistemleri gibi diğer birçok güvenlik sistemi ile donatılmıştır.

8.3.6 Gaz Soğutmalı Reaktörler (MAGNOX/AGR)

Gaz soğutmalı reaktörler, ilk tasarımlanan ve inşa edilen türlerden bir tanesidir. Bu tür reaktörlerde RBMK'larda olduğu gibi yavaşlatıcı olarak grafit kullanılmaktadır. Gaz soğutmalı reaktörlerde soğutucu olarak karbon dioksit, helyum veya hava kullanılmıştır. Bu türlerin en önemli avantajı, gazın suya oranla çok daha yüksek sıcaklıklara ısıtılabilmesi, böylece verimlerinin çok daha yüksek olmasıdır.

Bugüne kadar ABD, İngiltere, Fransa, Almanya, Çin gibi birçok ülke gaz soğutmalı reaktörlere ilgi göstermiştir. Gaz soğutmalı reaktörlere en büyük ilgiyi İngiltere göstermiş ve bu tür reaktörleri ticarileştirmek için büyük çaba sarf etmiştir. Bugün İngiltere halen gaz soğutmalı reaktörleri ticari elektrik enerjisi üretmek amacıyla kullanmakta olan tek ülke durumundadır.

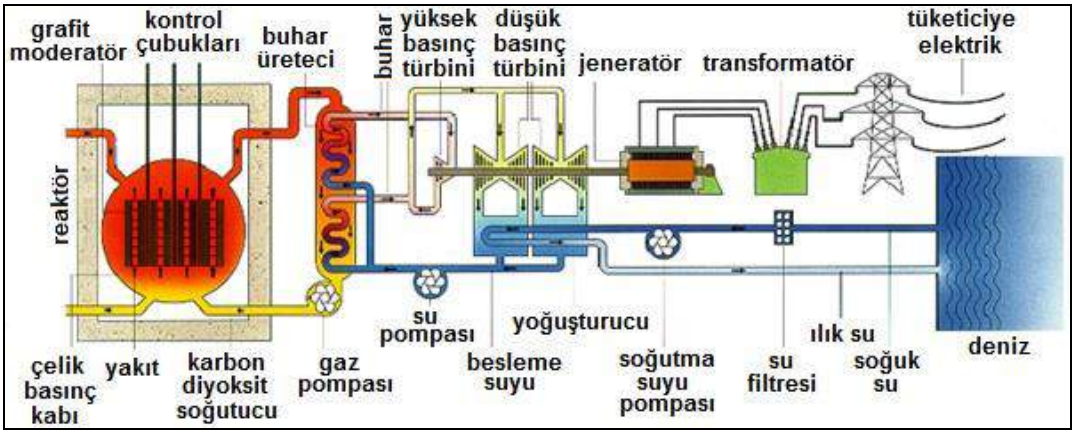
1943-1950 yılları arasını, gaz soğutmalı grafit yavaşlatıcılı reaktörlerin deneysel dönemi gözü ile bakmak mümkündür. 1951-53 yılları arasında İngiltere elektrik üretmek amacıyla ticari gaz soğutmalı reaktörleri geliştirme çalışmalarına başlamıştır. Aynı yıllarda Fransa'da da grafit moderatörlü gaz soğutmalı reaktörler geliştirilmiştir. 1956-68 yılları arasında hava soğutmalı 1,7

MWe kapasiteli Marcoule G-1 reaktörü kurulup işletmeye alınmıştır. Fransa'nın ilk ticari gaz soğutmalı reaktörü Chinon A-1, 1957 yılında hizmete girmiştir. Bu ilk reaktörü takiben, Fransa bu tür reaktörlerden 7 ünite daha inşa etmiştir. Fransa, 1960'lı yılların başında 480 MWe çıkış gücündeki 1 üniteyi de İspanya'ya ihraç etmiştir. Bugün Fransızların geliştirdiği gaz soğutmalı grafit moderatörlü reaktörlerin hepsi (İspanyadaki de dâhil) kapatılmış durumdadır.

İngiltere'de ise bu reaktörler iki nesil olarak geliştirilmeye devam edilmiştir. İlk nesil reaktörler MAGNOX, ikinci nesil reaktörler ise AGR adıyla tanınmaktadır.

İngiltere'de ilk nesil gaz soğutmalı grafit yavaşlatıcılı reaktörler, 1956-71 yılları arasında devreye alınan MAGNOX adı verilen reaktörlerdir. MAGNOX'lar grafit bloklarından oluşan dev bir reaktör kalbine sahip bulunmaktadır. Silindire yakın bir reaktör kalbi bölgesi oluşturabilmek için binlerce grafit blok üst üste ve yan yana yığılmıştır. Oluşan bu bölgede belirli sayıda dikey yakıt kanalı açılmıştır ve bu kanallarda yakıt elemanları üst üste yerleştirilmektedir. MAGNOX'larda soğutucu olarak kullanılan karbon dioksit gazı (CO_2), gaz pompaları yardımıyla basınçlandırılarak kanalların altından girmekte, yakıtın üzerinden geçerek ısınmakta ve kanalları yukarıdan terk ederek buhar üreteçlerine gitmektedir. Buhar üreteçlerinde enerjisini ikinci döngüdeki suya aktararak, suyun buharlaşmasını sağlamaktadır. Oluşan buhar elektrik üretiminde kullanılmak üzere türbin adasına gönderilmektedir. MAGNOX türü nükleer santrallerin basitleştirilmiş şeması Şekil 8.12'de gösterilmiştir.

MAGNOX reaktörlerinin tasarımları, inşa edilen her yeni ünite ile birlikte zaman içerisinde önemli değişikliklere uğramıştır. Dolayısıyla birbirinin aynısı olan iki MAGNOX santrali bulmak mümkün değildir. Değişiklikler arasında en önemlisi, inşa edilen ilk santrallerde çelik basınç kabı kullanılırken, son iki santralde ön-gerilmeli betonarme basınç kabının kullanılmasıdır.



Şekil 8.12 MAGNOX Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

MAGNOX reaktörlerinde yakıt olarak doğal metal uranyum kullanılmaktadır. Uranyum metalinin yakıt elemanları şekilde dökümü yapılmakta ve işlenerek yakıt elemanı şekline getirilmektedir. Daha sonra magnezyum-alüminyum alaşımı (MAGNOX) ile kaplanarak reaktörlerde yakıt elemanı olarak kullanılmaya hazır hale getirilmektedir. MAGNOX'larda belirli aralıklarla yakıt değiştirilmesi yapılması gerekmektedir. Yakıt elemanları reaktörde yaklaşık

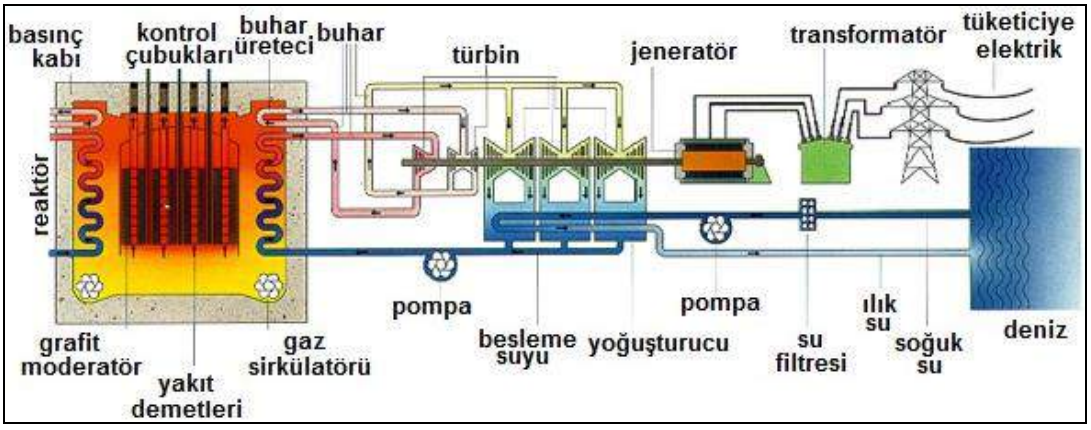
ortalama 5-7 yıl arası bir süre kullanılabilmektedir. Yakıt değiştirme aynen RBMK ve CANDU türü santrallerde olduğu gibi özel olarak geliştirilmiş bir yakıt değiştirme makinesi yardımıyla gerçekleştirilmektedir. Bu makine, reaktör tam güçte çalışırken yakıt değiştirme işlemini gerçekleştirebilmekte, yakıtın değiştirilmesi için reaktörün kapatılması gerekmemektedir.

MAGNOX'larda 100 civarında kanal da bor emdirilmiş çelik içeren kontrol çubuklarının hareketi için ayrılmış bulunmaktadır. Kontrol çubukları elektrikli motorlar yardımıyla hareket ettirilmektedir. Elektrik sisteminde bir problem oluştuğunda, kontrol çubukları yer çekimi ile otomatik olarak düşmektedir. MAGNOX'larda ayrıca bor boncukları veya toz bor enjekte eden ikinci bir kapatma sistemi daha bulunmaktadır.

İngilizler, Japonlara ve İtalyanlara da birer adet MAGNOX reaktörü ihraç etmiştir. Latina, İtalya'da Çernobil kazası sonrası yapılan halk oylamasının ardından diğer nükleer santrallerle beraber 1987 yılında kapatılmıştır. Japonya'daki Tokai-1 ise işletme ömrünün sonunda, 1998 yılında kapatılmıştır.

AGR'lere (Advanced Gas-Cooled Reactor) ikinci nesil gaz soğutmalı reaktörler gözü ile bakmak mümkündür. AGR'lerde çok daha yüksek yakıt ve soğutucu sıcaklıklarına ulaşılmaktadır. Dolayısıyla bu modellerin verimleri MAGNOX'lara oranla daha yüksektir. AGR'lerin de aynen MAGNOX'lar gibi kurulan yeni santrallerle beraber tasarımları geliştirilmiş ve farklılaştırılmıştır. Her AGR reaktörü, 600-660 MWe kapasiteli ikiz ünitelerden oluşmaktadır. AGR'ler, yoğun olarak 1967-89 yılları arasında, prototiple beraber toplam 15 ünite inşa edilmiştir.

AGR'nin reaktör kalbi bölgesi, kavramsal olarak MAGNOX reaktörleri ile aynıdır. Silindire yakın grafit yavaşlatıcıdan oluşan bir reaktör kalbi bölgesine sahiptir. Grafit bloklar üst üste ve yan yana dizilerek 16 köşeli (silindir şekline yakın) bir reaktör kalbi bölgesi elde edilmektedir. AGR'lerde grafit ortamda açılan yakıt kanallarının sayısı MAGNOX'larda olduğu gibi binlerce değil sadece birkaç yüzdür ve bu kanallar aşağıdan yukarıya doğru uzanmaktadır. Enerjinin üretildiği aktif bölge yaklaşık 10 grafit bloğu yüksekliğindedir. Aktif bölgeyi çevreleyen nötron yansıtacı (reklektörü) ve zırh görevini üstlenen üst, alt ve yan grafit blokları bölgeleri de bulunmaktadır. Reaktör aktif bölgesi, üst alt ve yan bölgeleri de dâhil, reaktör kalbi yaklaşık 6000 grafit bloktan oluşmaktadır.



Şekil 8.13 AGR Türü Nükleer Santral Basitleştirilmiş Şeması

Yakıt kanallarında 7 veya 8 yakıt demeti üst üste yerleştirilmiştir. Kanallardaki yakıt demetleri ortadan geçen nikel/krom alaşımı çubuklarla birbirine tutturulmuştur. Her yakıt kanalında, bir üst kapak yardımıyla "yakıt değiştirme holü" olarak kullanılan reaktör kalbinin üst bölgesi oluşturulmaktadır.

AGR'lerde reaktör silindir şeklinde ön-gerilmeli beton bir basınç kabının içine yerleştirilmiştir. Bu beton yapı içinden geçen çelik kirişler yardımıyla güçlendirilmiş ve ön-gerilmeli hale getirilmiştir. Betonun yüzeyi yalıtkan çelik ile kaplanmıştır. Beton kabı iç bölgelerine yerleştirilen soğutma sistemi yardımıyla beton yapı sürekli soğutulmaktadır. Bu basınç kabı hem soğutucu gazına ev sahipliği yapmakta, hem radyasyona karşı zırh görevini görmekte, hem de koruma kabuğu olarak işlev görmektedir.

Betonarme basınç kabının içinde, reaktör kalbi, buhar üreteçleri ve soğutucu gazı pompaları bütünleşmiş hale getirilmiştir. Reaktör kalbi bölgesinin çapı yaklaşık 12 metre ve yüksekliği ise yaklaşık 10 metredir (onaltıgen yapıda).

Soğutucu gazı pompaları, Şekil 8.13'te gösterildiği gibi karbon dioksit gazını reaktör kalbine basmaktadır. AGR'lerde karbon dioksit reaktör kalbine girmekte ve yaklaşık 600°C sıcaklıkta çıkmaktadır. Bu yüksek sıcaklıklı gaz sayesinde, buhar üretecinde ikinci döngü suyu buharlaştırılarak kızgın buhar oluşmaktadır. Oluşan buhar türbine gönderilmekte ve besleme suyu pompaları yardımıyla buhar üreteçlerine geri dönmektedir. AGR'lerde buhar üreteçlerinin sayısı 2, 4, 8 veya 12 olmuştur (her santralde farklı). Tipik olarak 8 adet de ana soğutucu gazı pompası kullanılmıştır.

AGR'lerdeki yakıt tasarımı MAGNOX'larınkinden çok farklıdır. AGR'lerde daha yüksek sıcaklıklara çıkıldığından, yakıt olarak yüksek sıcaklıklara karşı daha dayanıklı bir malzeme olan uranyum dioksitin ve yakıt zarfı malzemesi olarak da paslanmaz çeliğin kullanılması gerekmiştir. Paslanmaz çeliğin nötronları yutma özelliğinden dolayı da % 2,5 - % 3,5 oranlarında uranyumun zenginleştirilmesine ihtiyaç duyulmuştur. Yakıt peletlerinden 64 tanesi paslanmaz çelikten imal edilmiş boruların içine doldurularak yakıt çubukları haline getirilmekte, bu yakıt çubuklarından 36 tanesi grafit kılıfın içerinde destek ızgaraları ile bir araya getirilerek yakıt demetleri oluşturulmaktadır. AGR'lerde yakıt demetleri yaklaşık 1 metre uzunluğa sahip bulunmaktadır. AGR'lerde de aynen MAGNOX'larda olduğu gibi özel tasarımlanmış yakıt değiştirme makineleri yardımıyla, reaktör tam güçte çalışırken yakıt değişimi yapılabilmekte, yakıt değiştirme için reaktörün kapatılması gerekmemektedir.

AGR'lerde yakıt kanalları dışında, kontrol çubuklarının hareket edebilmesi için de genelde 80-90 civarında kontrol çubuğu kanalı bulunmaktadır. Kontrol çubukları MAGNOX'unkiler gibi bor emdirilmiş paslanmaz çelikten imal edilmektedir. AGR'lerde kontrol çubukları genellikle 4 grup olarak düzenlenmiştir. Bunların yarısı reaktör kapatma sistemi olarak, diğer yarısı da reaktörde güç dağılımını düzenlemek amacıyla kullanılmaktadır.

AGR'lerde ayrıca tamamen bağımsız, reaktör kalbine alttan yüksek basınçta azot gazı basan ve nötron yutucu bor boncuklar enjekte eden kapatma sistemleri de bulunmaktadır. Bu sistemler, kontrol çubuklarından oluşan kapatma sistemi görevini yapamadığı durumlarda otomatikman devreye girecek şekilde düzenlenmiştir ve grafit gövdenin üzerinde bu amaçla kanallar açılmıştır. AGR'lerde grafit bloklar üzerinde ölçü-kontrol aygıtları için de kanallar bulunmaktadır.

Bundan sonra ne İngiltere'de ne de dünyadaki başka bir ülkede, ne MAGNOX, ne de AGR ünitelerinin yapılması beklenmektedir.

8.3.7 Hızlı Üretken Reaktörler (FBR)

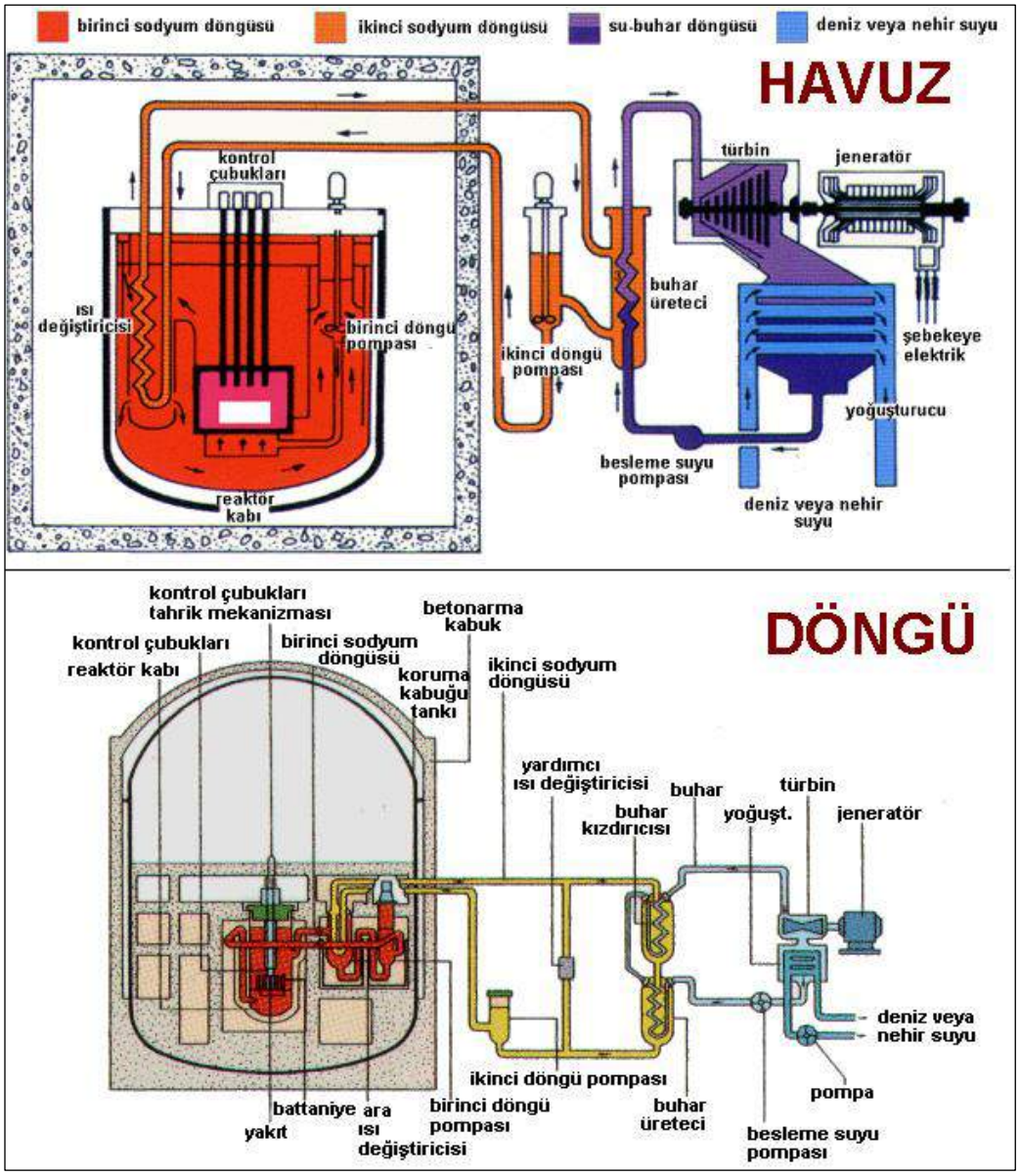
Diğer tür reaktörler arasında bugüne kadar ticarileştirilmesi için yoğun çaba sarf edilen tasarımlardan bir tanesi hızlı üretken reaktörlerdir (FBR). FBR'ler daha henüz tam ticari reaktör statüsü kazanamamıştır.

FBR türü reaktörler kimi araştırma, kimi ticari prototip olmak üzere ABD, İngiltere, Fransa, Sovyetler Birliği, ondan sonra Rusya Federasyonu, Almanya, Hindistan ve Japonya'da kurulmuş ve işletilmiştir. Deneysel bir FBR Almanya'da inşa edilmiş, fakat hiçbir zaman işletmeye alınmamıştır. Çin'de 20 MW elektrik kapasiteli deneysel bir FBR 2011 yılında devreye alınmıştır.

Dünyanın ilk hızlı nötron düzeneği ABD'de 1946 yılında New Mexico eyaletinde hizmete alınmış Clementine adındaki reaktördür. Dünyanın ikinci FBR tipi reaktörü yine ABD'de 20 Aralık 1951 günü Idaho ulusal laboratuvarında EBR-I adı ile hizmete alınmıştır. Bu reaktör, insanlık tarihinde ilk kez 4 adet ampulü yakmaya yetecek kadar elektrik enerjisi üretmiştir. EBR-I bir sonraki gün bütün binanın elektriğini karşılayacak kadar elektrik üretmiştir. Bu reaktör sayesinde Idaho'nun Arco kasabası, elektriğini tümüyle nükleer enerjiden karşılayan ilk kasaba olmuştur.

FBR türü tasarımların en önemli özelliği, doğal uranyum 'da % 99,3 oranında bulunan, fakat yakıt olarak kullanılamayan uranyum–238'i, aynen uranyum–235 gibi nükleer yakıt olarak kullanılabilen plütonyum-239'a dönüştürebilecek şekilde tasarlanmış olmasıdır. Bu da normalde daha az faydalı bir maddenin, değerli bir yakıt çekirdeğine dönüşmesi anlamı taşımaktadır. Hızlı reaktörler, enerji üretimi sırasında yakıt çekirdeği tüketiminden daha hızlı bir şekilde uranyum–238 izotopunu yakıt çekirdeği olan plütonyum-239'a dönüştürebilme kabiliyetine sahip reaktör düzenekleridir. FBR türü reaktörlerde termal reaktörlerin aksine, bölünme reaksiyonlarının çoğu hızlı nötronlarla sağlandığından, FBR'lere "hızlı reaktörler" adı da verilmektedir. Hızlı reaktörlerle daha fazla nötronu çekirdek dönüşümü için değerlendirmek mümkün olabilmektedir.

FBR'ler hızlı nötron reaktörleri olduğundan, reaktör kalbinden geçen soğutucunun nötronları yavaşlatmaması gerekmektedir. Bu gereksinim, soğutucu olarak kullanılabilecek malzemeler üzerine kısıt getirmektedir. Dünyada en yaygın olarak kullanılan soğutucu malzemesi olan "su", bu amaç için uygun değildir, çünkü su çok etkili bir yavaşlatıcıdır. Yapılan çalışmalar mükemmel ısı aktarımı özellikleri nedeniyle "sıvı-metal" sodyumu neredeyse bu amaçla tek tercih edilen soğutucu malzemesi haline getirmiştir.



Şekil 8.14 Havuz ve Döngü Türü FBR Nükleer Santralleri Basitleştirilmiş Şeması

Tasarım açısından önem taşıyan bir başka husus da, birinci soğutucu suyu döngüsü için havuz tipi veya döngü tipi tasarımlar arasında seçim yapmaktır. Havuz tipinde; reaktör kalbi, sodyum soğutucu pompası ve ısıyı ikinci döngüye aktaran ısı değiştiricisi büyük bir sodyum havuzunun içine yerleştirilmektedir. Döngü tipi tasarımda ise bütün bu bileşenler aynı PWR'larda olduğu gibi borularla birbirine bağlanmış durumdadır. Her iki tip tasarıma ait basitleştirilmiş şemalar Şekil 8.14'te gösterilmiştir.

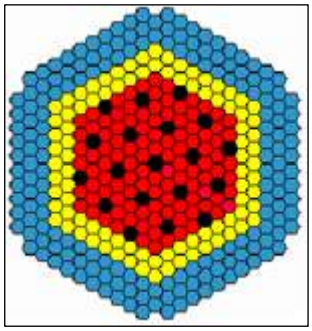
FBR'lerde tipik olarak 4 ana döngü bulunmaktadır: Bunlar reaktör ve birinci sodyum döngüsü, ikinci sodyum döngüsü, su-buhar (besleme suyu) döngüsü ve yoğuşturucu için deniz, nehir suyu döngüsüdür. Radyoaktif olan birinci döngü soğutucusu ile türbin için kaynatılan suyun kazara

temas edip patlayıcı bir reaksiyona girmesi arzu edilmediğinden, FBR'lerde bir ara "temiz" sodyum soğutma döngüsü daha ilave edilmiştir.

FBR türü reaktörlerde, ısı üretimi diğer reaktör türlerinde olduğu gibi reaktörün kalbinde meydana gelmektedir. Reaktör kalbi altıgen yakıt demetleri ile oluşturulmakta etrafında sağlam bir destek yapısı bulunmaktadır. Yakıt demetlerinin altında demetleri yerli yerinde tutacak ve her yakıt demetine doğru miktarda soğutucunun akmasını sağlayacak bir ızgara yapısı bulunmaktadır. Sodyum soğutucu reaktör kalbine, reaktör kabının altından pompalanmaktadır. Sodyum yakıt bölgesinden yukarıya doğru akarken sıcaklığı artmakta, reaktör kalbini yukarıdan terk etmektedir ve reaktör kalbinden aldığı ısı enerjisini "ara ısı değiştiricisi" olarak bilinen düzeneğe taşımaktadır. Bu ısı değiştiricisinde enerjisini ikinci bir sodyum döngüsüne aktarmakta ve tekrar reaktör kalbine bir pompa yardımıyla dönmektedir. Birinci döngü sodyum pompaları mekanik elektrikli pompalardır. Pompa iki adet motorla donatılmıştır. İlk motor normal işletme sırasında, daha küçük boyuttaki ikinci motor da reaktör kapalı haldeyken kullanılmaktadır.

İkinci döngüdeki sodyum da, ara ısı değiştiricisinden çıktıktan sonra, tipik olarak doğrudan buhar kızdırıcısına ve daha sonra buhar üretecine girmektedir. Kızdırıcıdan hafif soğumuş olarak çıkan sodyum buhar üretecine girmekte ve enerjisinin bir kısmını bırakarak buhar üretecini terk etmektedir. Buhar üretecini terk eden ikinci döngü sodyum soğutucusu, pompa yardımıyla tekrar ara ısı değiştiricisine dönmektedir. İkinci döngü sodyum pompası da aynen birinci döngü pompası gibi ana ve küçük motorlardan oluşmuştur ve ikinci döngüde soğutucunun en soğuk olduğu noktaya yerleştirilmiştir.

İkinci döngüde akan sodyumla ters yönde akmakta olan üçüncü döngü suyu, ikinci döngünün enerjisini alarak buharlaşmakta ve kızgın buhar haline gelmektedir. Türbine gidecek bu kızgın buharın oluşturulması FBR'lerde genellikle iki aşamada gerçekleşmektedir. İlk aşama buhar üreteci aşamasıdır. Buhar üretecinden çıkan buhar, kızdırıcıya girmekte ve kızgın buhar olarak çıkmaktadır. Kızdırıcıdan çıkan buhar türbin adasına gitmektedir. Türbinde enerjisini kaybeden buhar yoğuşturucuda tekrar su haline dönüştürüldükten sonra ön-ısıtıcıdan geçirilmekte ve tekrar buhar üreteci-kızdırıcı düzeneğine bir pompa yardımıyla gönderilmektedir.



Şekil 8.15 FBR Reaktör Kalbi

FBR'lerde yakıt plütonyum-239 ve uranyum-238 karışımdan oluşmuştur. Bu tür karışımlara karışık oksit yakıt (Mixed OXide, kısaca MOX) adı verilmektedir. Yakıt küçük peletler halinde hazırlanmıştır. Bu peletler paslanmaz çelikten imal edilmiş borulara doldurularak yakıt çubukları elde edilmektedir. Yakıt çubukları altıgen şekilli yakıt kaplarının içine yerleştirilerek yakıt demetleri oluşturulmaktadır. Yakıt çubuklarında sadece ortadaki belirli bir bölge yakıt peletleri içermektedir. Yakıt bölgesinin altında ve üstünde "eksenel battaniye" olarak adlandırılan bölgede sadece uranyum–238 içeren peletler bulunmaktadır. Battaniye bölgelerde, yakıt bölgesinden kaçan nötronların uranyum-238'i, yakıt çekirdeği plüyonyum-239'a dönüştürmesi sağlanmaktadır. Dış görünüşleri birbirinin aynı bile olsa, aslında FBR'lerde 3 farklı tür yakıt demeti bulunmaktadır. Bunlar; normal yakıt demetleri, radyal üretici demetler ve dış yansıtaç (reflektör) demetlerdir. Hepsi altıgen şekildedir. Şekil 8.15'de tipik bir FBR kalbinin üstten görünüşünü göstermektedir. Ortada kırmızı ile gösterilen bölge, yakıt olmayan uranyum–238 ile yakıt plütonyum–239'un karıştırılmasıyla elde edilen (karışık oksit) yakıt demetleridir. Sarı renkte olanlar, içerdiği plütonyum–239 miktarı kırmızılardan daha fazla olan yakıt

demetleridir. Siyahlar, kontrol çubuklarının girdiği yerlerdir. Çevreleyen mavi yakıt demetlerinin olduğu bölgeye "radyal battaniye" adı verilmektedir. Bunlar sadece uranyum–238 içermektedir.

FBR'lerde farklı kontrol çubukları bulunmaktadır. Bunlardan bir kısmı ince ayar kontrol çubukları, önemli bir kısmı da kaba ayar kontrol çubuklarıdır. İnce ve kaba ayar kontrol çubukları reaktörü kontrol etmek ve güç dağılımının düzenini sağlamak amacıyla sürekli kullanılmaktadır. Kontrol çubuklarının bir kısmı da yedek kontrol çubuklarıdır. Yedek kontrol çubukları sadece reaktörü ilk çalıştırmaya başlarken veya reaktörü kapatmak gerektiğinde kullanılmakta, normal zamanda reaktör kalbinin dışında durmaktadır. Kontrol çubukları elektro mıknatıslar yardımıyla hareket ettirilmektedir. Elektrik kaynağında bir problem oluştuğunda, kontrol çubukları yerçekimi yardımıyla otomatik olarak düşerek reaktörü kapatmaktadır.

Hızlı reaktörlerin dünya uranyum rezervleri 25 kat daha fazla değerlendirilebilir bir hale getirebileceği düşünülmektedir. Ne yazık ki, FBR teknolojisi, bu kadar çabanın ardından halen başarıyla tam olarak ticarileştirebilmiş bir reaktör teknolojisi değildir.

KAYNAKÇA

[1] Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı. 2016. Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series, No. 2, Vienna.

[2] Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı. Nükleer Enerji Santralleri Bilgi Sistemi (PRIS), https://www.iaea.org/pris/.

[3] Hendrie, J. M. 1983. "Nuclear Power Plants: Structure and Function", Bulletin of the New York Academy of Medicine.

[4] Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı. 2007. "Nuclear Power Plant Design Characteristics", IAEA-Tecdoc-1544.

[5] GE Nuclear Energy. 2000. ABWR; Advanced Boiling Water Reactor Plant General Description.

[6] Kutz, M (Edited). 1998. Nuclear Power; Mechanical Engineers Handbook, 2nd Ed. John Wiley & Sons, Inc.

[7] Thermal and Nuclear Power Engineering Society of Japan. 2002. Handbook for Thermal and Nuclear Power Engineers, 6th Edition.

[8] Marshal, M. 1996. Development of Nuclear Technologies, Chikuma-Shobou.

[9] Pomper, M. 2009. "The Russian Nuclear Industry: Status and Prospects", The Centre for International Governance Innovation, Nuclear Energy Futures Paper No. 3.

[10] Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı. 2004. Status of Advanced Light Water Reactor Designs, Tecdoc-1391.

ÖZGEÇMİŞ

Benan BAŞOĞLU

benan.basoglu@euas.gov.tr

1967'de Ankara'da doğdu. Hacettepe Üniversitesi Nükleer Enerji Mühendisliği Bölümü'nden 1988 yılında mezun oldu. Yüksek lisansını ABD'de Tennesee Üniversitesi Nükleer Enerji Mühendisliği Bölümü'nde 1992 yılında ve doktorasını aynı bölümde 1995 yılında tamamladı. Bu dönemde Oak Ridge Ulusal Laboratuvarı'nda araştırma görevlisi olarak çalıştı.

1997-2000 arasında TEAŞ Nükleer Santraller Dairesi'nde Akkuyu İhale Değerlendirme Komisyonu Üyesi olarak görev yapmıştır. 2007 yılından bu yana EÜAŞ Özel Kalem Müdürlüğü Karar Destek Sistemleri'nde Başuzman olarak görev yapmaktadır. Bu dönem zarfında 2001-2012 yılları arasında TAEK Danışma Kurulu Üyeliği yapmıştır.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi ve Nükleer Enerji Mühendisleri Derneği üyesi olan Başoğlu'nun ulusal ve uluslararası bilimsel veya mesleki dergilerde ve kongre kitaplarında yayımlanmış çok sayıda ortak veya tekil makalesi mevcuttur.

TÜRKİYE'DE KÖMÜR VE BİYOKÜTLE POTANSİYELİ

9. YERLİ KÖMÜRE DAYALI TERMİK SANTRAL POTANSİYELİ, DARBOĞAZLAR VE ÇÖZÜM ÖNERİLERİ

Dr. Nejat TAMZOK
Dr. Maden Yüksek Mühendisi

9.1 Giriş

Günümüzde, kömür, elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. 2014 yılında dünya toplam elektrik üretiminin % 41'i kömürden elde edilmiştir. En yakın rakibi olan doğal gazın payı ise neredeyse bunun yarısı düzeyindedir.

Kömürün elektrik üretiminde en yüksek oranda kullanılan yakıt olma niteliğinin öngörülebilir bir gelecekte de değişmeyeceği tahmin edilmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, mevcut politikaların gelecekte de değişmeden devam edeceği varsayımıyla yapılan tahminlere göre, kömürün elektrik üretimindeki kullanım payı 2040 yılına kadar yaklaşık aynı düzeyde kalacaktır. Aynı kuruluşun, kömür karşıtı politikaların söz konusu olduğu senaryo çalışmalarında dahi, bu alanda ne doğal gazın ne de nükleer enerjinin kömürün yanına yaklaşabilmesi, en azından önümüzdeki yirmi yılda mümkün görünmemektedir.

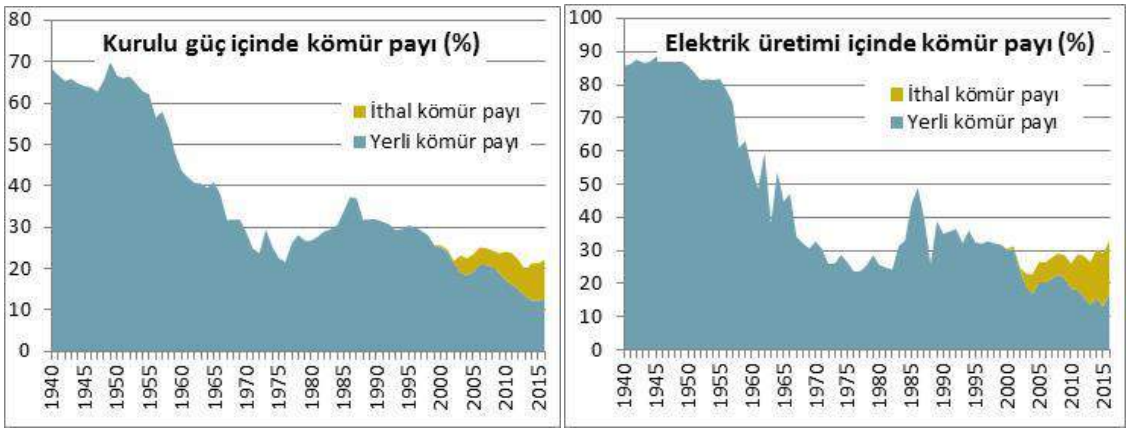
Elektrik üretiminde kömürü yüksek oranda kullanan çok sayıda ülke bulunmaktadır. Bunlar arasında, 2013 yılı itibarıyla; Güney Afrika Cumhuriyeti (% 92,6), Polonya (% 83,7), Kazakistan (% 81,3), Çin (% 74,7), Hindistan (% 72,7), Avustralya (% 64,6), İsrail (% 54,7), Endonezya (% 51,2), Çek Cumhuriyeti (% 47,9), Almanya (% 44,6), ABD (% 39,7) ve Japonya (% 28,5) sayılabilir. Türkiye ise 2015 yılında ürettiği elektriğin % 29,1'ini kömürden elde etmiştir.

9.2. Türkiye'de Kömüre Dayalı Santraller

Ülkemiz elektrik üretiminde kömür, ilk defa geçtiğimiz yüzyılın başlarında İstanbul'da Silahtarağa Santralinde kullanılmıştır. Zonguldak'tan getirilen taşkömürlerinden elektrik üreten söz konusu santral, 1914 yılında Osmanlı Anonim Elektrik Şirketi tarafından tamamlanmış ve aynı yıl bu santralden İstanbul'a elektrik verilmeye başlanmıştır. Bu tarihten itibaren ülkemiz elektrik üretiminde yerli kömürlerin kullanımı her zaman öncelikli bir konu olmuştur. İthal kömür santralleri ise 2000'li yıllardan itibaren kurulmaya başlanmıştır.

9.2.1 Yerli Kömür Santralleri

Ülkemizin elektrik üretimi içerisinde kömürlü santrallerin payı, 1960'lı yıllara kadar son derece yüksektir. Ancak, 1950'li yılların sonlarından itibaren yüksek kapasiteli hidrolik barajların ve 1967 yılından itibaren ise petrol ürünlerinin elektrik üretiminde yoğun şekilde kullanılması, kömürlü santrallerin payını 1970'li yıllar boyunca önemli ölçüde geriletmiştir. Bununla beraber, özellikle 1970'li yıllarda yaşanan iki büyük petrol krizinin etkisiyle elektrik üretiminde kömür kullanımı tekrar sıçrama yapmış ve 1986 yılında kömürlü santrallerin payı % 50'ler düzeyini tekrar yakalamıştır (Grafik 9.1).



Grafik 9.1 Kömür Yakan Termik Santrallerin Kurulu Gücü ve Toplam Elektrik Üretimi İçindeki Payı

Özellikle büyük kentlerde ortaya çıkan hava kirliliği nedeniyle artan çevre duyarlılığı ve petrol krizleri nedeniyle ağırlık verilen petrol aramaları sırasında geniş doğalgaz rezervlerinin bulunması ile bu gelişme paralelinde birleşik gaz çevrim türbin (CCGT) teknolojisindeki gelişmeler, ülkemizde 1986 yılından itibaren kömürün karşısına yeni bir rakip ortaya çıkarmıştır: Doğalgaz. Bu tarihten sonra doğalgazın elektrik üretimindeki payı sürekli artış gösterirken, yerli kömürlerin payı ise aynı oranda azalmıştır. 2000 yılından itibaren yerli kömüre bir diğer rakip ise ithal kömür olmuştur. Söz konusu yıldan itibaren ithal kömür santrallerinin elektrik üretimindeki payı hızla yükselmiş ve 2015 yılında yerli kömürün payını geçmiştir.

Ülkemiz elektrik üretiminde kullanılan yerli kömürler, ağırlıklı olarak düşük kaliteli ve linyit olarak ifade edilen kömürler olup, taşkömürünün kullanımı oldukça sınırlıdır. Taşkömürü kullanan santraller arasında 1948 yılında işletmeye giren ve 1980'lerin sonlarına dek çalışan Çatalağzı A Santrali ile 1989 yılında devreye alınan 300 MW kurulu gücündeki Çatalağzı B Santrali'nin önemli ağırlıkları olmuştur.

Linyite dayalı termik santraller ise, 1973 yılına kadar genellikle çok küçük ölçekli otoprodüktör santraller şeklinde kurulmuştur. Bunun iki istisnası, 1956 yılında işletmeye giren 65 MW gücündeki Tunçbilek A Santrali ile her biri 22 MW gücündeki iki ünitesi sırasıyla 1957 ve 1958 yıllarında çalışmaya başlayan Soma A Santralidir (Tablo 9.1).

Linyite dayalı büyük kapasiteli termik santrallerin asıl yaygınlaşması ise, 1973 yılından itibaren olmuştur. Bu tarihte, 600 MW gücündeki Seyitömer Santralinin her biri 300 MW gücündeki ilk iki ünitesi işletmeye alınmıştır. Bu tarihten sonra 2000 yılına kadar, yerli kömüre dayalı büyük ölçekli termik santraller ardı ardına kurulmuştur. Bunlar arasında; Tunçbilek B, Soma B, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Afşin-Elbistan A, Çayırhan, Kangal ve Orhaneli santralleri bulunmaktadır.

Bununla beraber, elektrik üretimi alanında oluşturulmaya çalışılan serbest piyasa modeli çerçevesindeki düzenlemeler, yerli kömürlere dayalı santral yatırımlarını önemli ölçüde aksatmıştır. Söz konusu modelde, doğalgaz çevrim santralleri yerli kömürlere dayalı santrallere tercih edilmiştir. Dolayısıyla, 2000 ile 2005 yılları arasında yerli kömüre dayalı herhangi bir termik santral işletmeye alınamamıştır. Beş yıllık bir aradan sonra, 2005–2006 yıllarında 1.440 MW kurulu gücündeki Afşin-Elbistan B Santrali ile 320 MW kurulu gücündeki akışkan yatak

teknolojisine sahip Çan Santrali, yine kamu tarafından yapılan yatırımlar ile işletmeye alınabilmiştir.

Tablo 9.1 Yıllar İtibarıyla İşletmeye Alınan Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Termik Santraller

Yıl	Santral ünitesi	Güç (MW)
1956	Tunçbilek A 1	65
1957	Soma A 1	22
1958	Soma A 2	22
1973	Seyitömer 1 ve 2	300
1977	Seyitömer 3 Tunçbilek B 1	150 150
1978	Tunçbilek B 2	150
1981	Soma B 1	165
1982	Soma B 2	165
1982	Yatağan 1	210
1983	Yatağan 2	210
1984	Afşin-Elbistan A 1 ve 2 Yatağan 3	680 210
1985	Soma B 3	165
1986	Soma B 4 Afşin-Elbistan A 3 Yeniköy 1	165 340 210
1987	Afşin-Elbistan A 4 Çayırhan 1 ve 2 Yeniköy 2	335 300 210
1989	Seyitömer 4 Çatalağzı 1 Kangal 1	150 150 150
1990	Kangal 2	150
1991	Çatalağzı 2 Soma B 5	150 165
1992	Orhaneli 1	210
1993	Soma B 6 Kemerköy 1	165 210
1994	Kemerköy 2	210
1995	Kemerköy 3	210
1997	Çayırhan 3	160
1998	Çayırhan 4	160
2000	Kangal 3	157
2005	Afşin-Elbistan B 1 Çan 1 ve 2	360 320
2006	Afşin-Elbistan B 2, 3 ve 4	1.080
2009	Ciner Silopi Elektrik Asfaltit 1	135
2015	Ciner Silopi Elektrik Asfaltit 2 ve 3 Aksa Enerji Göynük 1	270 135
2016	Enerjisa Tufanbeyli 1, 2 ve 3 Aksa Enerji Göynük 2 Naksan – Adularya Yunus Emre 1	450 135 145

Son yıllarda, çeşitli girişimlerde bulunulmasına karşın yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda önemli bir gelişme sağlanamamıştır. 2006 yılı sonrasında işletmeye giren yerli kömüre dayalı santral kapasitesi yaklaşık 1.450 MW düzeyindedir. Bunlar arasında; Ciner Grubu şirketlerinden Silopi Elektrike ait 3x135 MW gücündeki Silopi Asfaltit Santrali, Aksa Enerjiye ait 2x135 MW gücündeki Bolu Göynük Termik Santrali, Enerjisaya ait 3x150 MW gücündeki Tufanbeyli Santrali ve Naksan Holdingin bağlı ortaklıklarından Adularya Enerjiye ait 2x145 MW gücünde Yunus Emre Santrali bulunmaktadır.

Bugün, ülkemizde, yerli kömür kullanan 51 adet elektrik santrali işletmededir. Bunlardan 16 adedinin kurulu kapasitesi 100 MW'ın üzerinde olup, diğerleri küçük kapasiteli otoprodüktör santrallerdir. 1 adet taşkömürü ve 1 adet asfaltit santrali dışındakilerin tamamı linyite dayalı santrallerdir.

Yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı otoprodüktör santraller dışında bu santrallerin tamamı 2013 yılına kadar kamunun mülkiyetinde idi. Bununla beraber, 2013 yılından itibaren gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı Santralleri "varlık satışı" yoluyla özel sektöre devredilmiştir.

2016 yılı Ekim ayı sonu itibarıyla kömürlü santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı % 22,2 düzeyindedir. Bu oranın, % 12,6'lık kısmı yerli kömür (taşkömürü, linyit ve asfaltit) ve % 9,6'lık kısmı ithal kömüre aittir. Kömürlü santrallerin elektrik üretimindeki payı ise 2015 yılında % 29,1 olmuştur. Bu üretim içerisinde yerli kömürün payı % 13 ve ithal kömürün payı ise % 16,1 olarak gerçekleşmiştir. Yerli kömürün ülkemiz elektrik kurulu gücü ve brüt elektrik üretimi içindeki payı hızla düşmektedir.

2016 yılı Mayıs ayı itibarıyla yerli kömüre dayalı toplam 58 adet üretim lisansı yürürlüktedir. Ayrıca, yürürlükte olan 9 adet (2.641 MW) ve değerlendirmede olan 3 adet (2.405 MW) ön lisans başvurusu bulunmaktadır. İnşa halinde olan yerli kömür yakıtlı santral sayısı 10 olup toplam gücü 2.835 MW düzeyindedir.

9.2.2 İthal Kömür Santralleri

Son yıllarda, yerli kömüre dayalı santral yatırımları konusunda beklenen gelişme sağlanamamakla beraber, ithal kömüre dayalı santral kapasitesi giderek artmaktadır. 2000 yılına kadar elektrik sistemimizde ithal kömür santrali bulunmazken 2016 yılı sonu itibarıyla söz konusu santrallerin kurulu güç kapasitesi 7.474 MW düzeyine ulaşmıştır. Mevcut gelişmeler, ithal kömür santral yatırımlarının önümüzdeki yıllarda da artarak süreceğini göstermektedir.

Tablo 9.2 Yıllar İtibarıyla İşletmeye Alınan İthal Kömüre Dayalı Termik Santraller

Yıl	Santral adı, ünitesi ve yeri	Güç (MW)
2000	Çolakoğlu Kocaeli-Gebze	145
2003	İsken Sugözü Adana Yumurtalık 1 ve 2	1.320
2004	Çolakoğlu Kocaeli	45
2005	İçdaş Çelik Biga 1 İskenderun Demir Çelik Kahramanmaraş Kağıt Sanayi	135 220,4 6
2009	İçdaş Çelik Biga 2 ve 3	270
2010	Eren Enerji Zonguldak 1 ve 2 ve 3	1.360
2011	İçdaş Çanakkale Bekirli	600
2012	Eren Enerji Zonguldak Göknur Gıda Niğde	30 1,5
2014	İzdemir Enerji Aliağa İçdaş Çanakkale Bekirli Atlas Hatay 1 ve 2	350 600 1.200
2015	Kipaş Kağıt Kahramanmaraş	7,6
2016	Kahramanmaraş Kağıt Sanayi Eren Enerji Zonguldak 4 ve 5	9,7 1.400

Ülkemizde işletmede olan 10 adet ithal kömür santrali bulunmaktadır. Bunlardan 3 adedi küçük kapasiteli otoprodüktör santraldir (Tablo 9.2).

Son yıllarda sayıları artan ithal kömür santralleri, buhar kömürü ithalatını önemli ölçüde arttırmıştır. Henüz resmi olmamakla beraber, 2016 yılı kömür ithalatının 40 milyon ton civarında olacağı tahmin edilmektedir. Söz konusu eğilim devam ettiği takdirde, ithalatın önümüzdeki yıllarda da artarak süreceği ve kömür ithalat faturasının doğal gaz faturasına yakın düzeylere yükselebileceği anlaşılmaktadır.

İthal kömür yakıtlı elektrik üretim tesislerine ilişkin olarak, 2016 yıl ortası itibarıyla; 14.748 MW gücünde 17 adet üretim lisansı ile 4.860 MW gücünde yürürlükte olan 5 adet ve 14.025 MW gücünde değerlendirmede olan 14 adet ön lisans bulunmaktadır. İnşaat halindeki ithal kömüre dayalı santral toplam gücü ise 8.685 MW düzeyindedir.

9.3 Kömüre Dayalı Termik Santral Potansiyeli

Son yıllarda, yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanımının arttırılması hususunda istenilen mesafe alınamamıştır. 2006 yılı sonrasında yerli kömüre dayalı olarak devreye alınan santral kapasitesi toplam kurulu gücümüzün ancak % 1,7'si kadardır. Bunun sonucu olarak, yerli kömürlerimizin toplam elektrik üretimindeki payı % 13'lere kadar gerilemiştir. Bununla beraber, ülkemizde elektrik üretimi amaçlı kullanılabilecek önemli kömür kaynakları bulunmaktadır.

9.3.1 Türkiye Kömür Kaynakları

Ülkemizde, doğal gaz ve petrol rezervleri oldukça sınırlı olmasına karşın, 500 milyon tonu görünür olmak üzere yaklaşık 1,3 milyar ton taşkömürü ve 14 milyar tonu görünür rezerv niteliğinde yaklaşık 15 milyar ton linyit kaynağı bulunmaktadır.

Taşkömürü kaynaklarımızın tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumunun ruhsatında bulunmaktadır. Havzada bugüne kadar yapılan rezerv arama çalışmalarında, -1200 m derinliğe kadar tespit edilmiş toplam jeolojik rezerv 1,3 milyar ton olup, bunun % 39'u görünür rezerv olarak kabul edilmektedir. Havza kömürlerinin alt ısıl değeri 6.200 - 7.250 kcal/kg arasında değişmektedir.

2005 yılına kadar 8,3 milyar ton olarak hesaplanan linyit kaynaklarımızın çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuş, bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları yapılamamıştır. 2005 yılından itibaren Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü sorumluluğunda başlatılan linyit aramaları ile önemli kaynak artışları sağlanmıştır. Söz konusu çalışmalar kapsamında; Trakya, Manisa-Soma-Eynez, Eskişehir-Alpu, Afşin-Elbistan ve Konya-Karapınar'da ilave linyit kaynakları tespit edilmiş, böylelikle linyit kaynaklarımız toplam 15 milyar tona ulaşmıştır. Bununla beraber, ülkemiz linyit rezervlerinin ısıl değerleri oldukça düşüktür. Genel olarak 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişiklik göstermekle birlikte yaklaşık % 90'ının alt ısıl değeri 3.000 kcal/kg'ın altındadır.

Linyit rezervlerimizin % 90'a yakını Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu ve Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü olmak üzere üç kamu kuruluşunun ruhsatında bulunmaktadır. Türkiye linyit rezervlerinin yaklaşık % 10'una sahip olan özel sektörün uhdesinde 400 civarında ruhsat vardır. Ancak, söz konusu sahaların sadece 31 adedinde kömür rezervi 10 milyon tonun üzerindedir.

9.3.2 Elektrik Üretimi Amacıyla Kullanılabilecek Kömür Kaynakları

Türkiye'de, yerli kömüre dayalı büyük ölçekli santrallerin kullandığı kömür rezervleri yakın zamana kadar kamu tarafından işletilmekteyken, özellikle 2013 yılından itibaren yapılan özelleştirmeler neticesinde, kömür sahalarının işletme hakları çok büyük ölçüde özel firmalara geçmiştir. Söz konusu santraller ve ilgili kömür sahaları Tablo 9.3'te özetlenmektedir.

Tablo 9.3 Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Santrallerin Kullandığı Kömür Sahaları

Santral Adı	Güç (MW)	Santral Mülkiyetine Sahip Kuruluş	Kömür Sahası ve Ruhsat Sahibi Kuruluş
Afşin-Elbistan B	1.440	EÜAŞ	Afşin-Elbistan Çöllolar Linyit Sahası (EÜAŞ)
Afşin-Elbistan A	1.355	EÜAŞ	Afşin-Elbistan Kışlaköy Linyit Sahası (EÜAŞ)
Soma B	990	Konya Şeker	Soma Linyit Sahaları (TKİ)
Yatağan	630	Bereket Enerji	Yatağan Linyit Sahaları (Bereket Elsan, İHD)
Kemerköy	630	IC İçtaş	Milas-Yatağan Linyit Sahaları (IC İçtaş, İHD)
Çayırhan	620	EÜAŞ (Park Termik, İHD)	Çayırhan Linyit Sahaları (EÜAŞ'nden İHD ile Park Termik)
Seyitömer	600	Çelikler	Seyitömer Linyit Sahası (Çelikler, İHD)
Kangal	457	Konya Şeker	Kangal Linyit Sahaları (Konya Şeker, İHD)
Tufanbeyli	450	Enerjisa	Tufanbeyli Linyit Sahası (Enerjisa)
Yeniköy	420	IC İçtaş	Milas-Yatağan Linyit Sahaları (IC İçtaş, İHD)
Silopi	405	Ciner Grubu	Silopi Asfaltit Sahaları (TKİ)
18 Mart Çan	320	EÜAŞ	Çan Linyit Sahası (TKİ)
Tunçbilek B	300	Çelikler	Tunçbilek Linyit Sahaları (TKİ)
Çatalağzı	300	Bereket Elsan	Zonguldak Taşkömürü Sahaları (TTK)
Yunus Emre	290	Naksan Holding Adularya Enerji	Eskişehir Mihalıççık Koyunağılı Linyit Sahası (EÜAŞ)
Göynük	270	Aksa Enerji	Bolu Göynük Linyit Sahası (TKİ)
Orhaneli	210	Çelikler	Orhaneli Linyit Sahası (Çelikler, İHD)

*İHD: İşletme Hakkı Devri

Özellikle 2005 yılı sonrasında gerçekleştirilen kömür aramaları sonucunda ortaya çıkarılan yeni kömür kaynakları da dikkate alındığında, yukarıda sıralanan santrallere ilave olarak kurulabilecek yeni bir santral potansiyeli ortaya çıkmıştır (Tablo 9.4). Büyük ölçüde kamunun ruhsatında bulunan söz konusu kaynakların toplam kurulu güç potansiyelinin ise 20.000 MW'a yakın olduğu, resmi olanlar da dâhil pek çok kaynakta ileri sürülmektedir. Bununla beraber, söz konusu rakamın, detaylı ve kapsamlı mühendislik raporlarına dayandırıldığını söyleyebilmek mümkün değildir.

Tablo 9.4 Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanılabilecek Önemli Kömür Sahaları

Kömür sahası	Kaynak (bin ton)	Ruhsat Sahibi
Afşin-Elbistan Havzası	4.800.000	EÜAŞ
Çayırhan Havzası	422.000	EÜAŞ
Konya Karapınar	1.800.000	EÜAŞ
Afyon Dinar	940.000	EÜAŞ
Eskişehir Alpu	1.450.000	TKİ
Adana Tufanbeyli	320.000	TKİ
Bingöl Karlıova	100.000	TKİ
Manisa Soma	700.000	TKİ
Kütahya Tunçbilek	250.000	TKİ
Tekirdağ Saray	280.000	TKİ
Tekirdağ Çerkezköy Havzası	495.000	MTA
Pınarhisar Vize	140.000	MTA
Isparta Sahası	300.000	MTA

9.4 Potansiyelin Önündeki Darboğazlar ve Çözüm Önerileri

Bir önceki bölümde belirtilen yaklaşık 20.000 MW büyüklüğündeki yararlanılmayı bekleyen kurulu güç potansiyelinin, bugün mevcut toplam kurulu gücümüzün yaklaşık dörtte birine karşılık geldiği dikkate alındığında, ülkemizin her geçen yıl daha da artan enerji bağımlılığını azaltmada yerli kömürün önemli bir rol oynayabileceği söylenebilir. Bununla beraber, söz konusu potansiyeli harekete geçirebilmek bakımından son derece ciddi engeller bulunmaktadır.

İlk engel, rezervlere ilişkindir. Son yıllarda yürütülen kömür arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda önemli bir kaynak artışı sağlanabildiği doğrudur. Ancak, söz konusu kaynak miktarı, aslında brüt kömür varlığına işaret etmektedir. Bu miktar, önemli ölçüde kanıtlanmış ve işletilebilir rezervi de içermekle beraber, tamamı işletilebilir nitelikte değildir. Bir kısmı, ekonomik olarak işletilemeyecek kadar derindedir. Bir kısım kaynağın, üzerinde yerleşim yerleri ya da altyapı tesisleri bulunduğundan işletilebilmesi son derece zordur. Bir bölümü içinse, yerelde ciddi çevresel sınırlamalar söz konusudur. Kömür kaynaklarımızın ne kadarının teknik, ekonomik, politik ve çevresel olarak üretilebilir olduğu ise maalesef detay mühendislik çalışmalarıyla ve uluslararası kabul gören akreditasyon kuralları çerçevesinde tam olarak ortaya konulmuş değildir.

Kömüre dayalı santral projeleri, termik santral işletmeciliği ile kömür işletmeciliğinin bir arada bulunduğu bütünleşik projelerdir ve kömür işletmeciliği boyutu söz konusu projelerin en kritik ve riskli bölümünü oluşturur. Bu nedenle, mühendislik çalışmalarının varlığı, yüksek risk alacak olan kömür yatırımcısı için son derece önemlidir. Arama çalışmalarının, jeomekanik, hidrojeolojik etüt gibi mühendislik çalışmalarının, laboratuvar testlerinin gereği gibi yapılarak tamamlanmadan kömür sahalarında yatırıma girişilmesi, işletme döneminde ciddi sorunlara yol açmaktadır. Son yıllarda yapılan önemli hatalardan biri de budur. Kamunun elindeki kömür

sahaları yeterince ve tüm yönleriyle araştırılmadan özel sektöre ihale edilmiş, ancak ihale sonrası yapılan çalışmalarda yatırımcının karşısına kömür sahalarıyla ilgili pek çok sorun çıkmış ve bu nedenle projeler gerçekleştirilememiştir.

Kömür yatırımlarının önündeki ikinci önemli engel ise sermaye sorunudur. Yerli kömür potansiyelinin harekete geçirilmesi ve 10 yıl sonra elektrik üretebilecek noktaya getirilebilmesi için yaklaşık 30-35 milyar dolar, yani yılda 3-3,5 milyar dolar yatırım ihtiyacı bulunmaktadır. 70'li yıllardaki yatırımlar kamu tarafından finanse edilebilmiştir. Günümüzdeyse, kamunun bu alanda yatırım yapmasına imkân tanınmamakta ve yatırımların özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi beklenmektedir. Ancak, özel sermaye, -içerdiği büyük ölçekli riskler nedeniyle- yerli kömüre yatırım yapma konusunda son derece çekingen davranmakta olup, mevcut işletmelerin özelleştirilmesi ya da redevans yöntemiyle kamu adına kömür üretimi söz konusu olduğunda çok daha atak olan yerli sermaye, iş yeni yatırım gerektiren projelere sermaye koymaya geldiğinde, kömür madenciliğinin risklerini göze almaya yanaşmamaktadır. Yabancı sermaye ise bu alana neredeyse hiç girmemektedir.

Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası ya da Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası gibi pek çok kuruluş, istisnai durumlar dışında kömür yakıtlı enerji santral yatırımlarına finansman sağlamayacaklarını duyurmuşlardır. Özel bankaların da bunları izlemesiyle kömür projelerinin finansman maliyetleri çok daha yüksek seviyelere gelmiş durumdadır. Dolayısıyla, Türkiye, yerli kömüre dayalı santral yatırımlarına yurt dışından finansman bulabilme konusunda uzun zamandır zorlanmaktadır. Küresel piyasalarda bol para döneminin kapanmakta olduğu da dikkate alındığında, finansman maliyetlerinin kömür projelerini yapılabilir olmaktan tamamen çıkarma riski son derece büyüktür.

Kömüre dayalı ilave 20.000 MW büyüklüğünde bir kurulu güç oluşturma hedefinin gerçekleştirilmesi teknik, ekonomik, finansal, çevresel ya da politik parametreler dikkate alındığında son derece güç olacaktır. Bununla beraber, sorunların bir şekilde aşılıp hedefin gerçekleştirilmesi durumunda ise Türkiye'nin kömür üretimi en az 4 kat, tüketimi ise 3 kat artış gösterecek ve bu durumda Türkiye, dünyanın en fazla kömür tüketen ilk 4-5 ülkesi arasına girecektir. Türkiye'nin kömür üretimi, örneğin tüm bir Zonguldak Havzası'ndaki üretimin yaklaşık 180 katına, Soma Havzası'ndaki üretimin ise yaklaşık 20 katına çıkacaktır. Kömür üretiminde bu kadar kısa sürede bu düzeyde yüksek bir sıçrama, dünya tarihinde de pek rastlanılır bir durum değildir. Dolayısıyla, böylesi bir hedefi gerçekleştirmek için yola çıkıldığında, beraberinde pek çok sorunla karşı karşıya kalınacağının da bilinmesi gerekir.

Bir diğer önemli engel ise çevresel sorunlardır. Çevresel etkileri nedeniyle, kömür projeleri, bir taraftan hem yerel hem de küresel düzeyde ciddi tepki görürken, diğer taraftan yasa yapıcılar ya da idare tarafından da pek çok sınırlamaya tabi tutulmaktadır. Kömüre dayalı santraller söz konusu olduğunda küresel ya da yerel çevre hareketlerinin tepkilerini küçümsemek ya da göz ardı etmek büyük hata olur. Çünkü bunların şiddeti, bir şekilde finansman maliyetlerine yansımaktadır.

Kömüre dayalı ilave 20 bin megavat gücündeki santrallerin elektrik üretimi, yılda en az 150 milyon ton düzeyinde bir ilave karbondioksit emisyonu yaratacaktır. Bu miktar, Türkiye'nin elektrik üretimine bağlı mevcut karbondioksit emisyonunun neredeyse yarısına karşılık gelmektedir. Dolayısıyla, söz konusu emisyon, bir taraftan küresel ölçekte itirazlara neden olurken, diğer taraftan Türkiye'nin Birleşmiş Milletlere sunmuş olduğu emisyon azaltım

hedefleri bakımından da önemli sorunlara yol açabilir. Bununla beraber, kömüre dayalı santral projelerinin çevresel etkileri sadece karbondioksit emisyonlarıyla sınırlı değildir. Hava kalitesinden gürültü sorununa, su kaynaklarından ekosistemler üzerine olan etkilerine kadar pek çok sorun, yatırımlarla eş zamanlı olarak Türkiye'nin gündemine gelecektir. Geçtiğimiz yüzyılda bir ölçüde hoşgörülebilen (katlanılan) bu sorunlar, içinde bulunduğumuz yüzyılda yatırımların önünde ciddi ayak bağları oluşturmakta, ülkeler için önemli imaj sorunlarına neden olabilmektedir.

Dahası, yüksek ölçekli kömür üretimleri, doğrudan çevresel olanların dışında başka etkilere de yol açacaktır. Yatırım yapılacak olan bölgelerin bir kısmında, yerleşim yerlerinin değiştirilmesi ya da istihdam biçimlerindeki farklılaşma nedeniyle bir takım küçük çaplı göç olaylarının yaşanabilmesi son derece olasıdır. Bu bölgelerde; nüfus artışı, hızlı kentleşme, barınma, sağlık ve iş güvenliği sorunları yanında, üretim ilişkilerinin farklılaşmasından kaynaklanan ciddi sosyoekonomik sorunlar da hızla yatırımcının karşısına çıkacaktır.

Ancak, kömür madenciliğine dayalı elektrik üretim faaliyetlerinin sadece olumsuz taraflarını görmek, bu konuda eksik değerlendirmelere yol açabilir. Söz konusu faaliyetlerin, elbette, ekonomik ve toplumsal kalkınmaya son derece önemli katkıları da bulunmaktadır. Öncelikle, bu faaliyetlerin, genellikle kırsal alanlarda yapılıyor olmaları bakımından, ekonomik ve toplumsal eşitsizlikleri giderici etkileri ve dışsal fayda sağlama kapasiteleri son derece yüksektir. Bu faaliyetlerin gerektirdiği altyapı hizmetleri, kalkınmanın da temel unsurlarındandır. Kömür madenciliğinin, doğrudan yüksek istihdam yaratma kapasitesinin yanında, diğer bölgesel sanayileri de geliştirmek suretiyle dolaylı istihdam yaratma özelliği de bulunmaktadır. Büyük ölçekli kömür madenleri, yapıldıkları bölgeler için her zaman son derece önemli gelir kaynaklarını oluştururlar. Üstelik Türkiye'nin, tüm bir ekonomisini son derece olumsuz etkileyen ciddi bir enerji arz güvenliği sorunu bulunmaktadır. Dolayısıyla, gerek enerji sorununu bir ölçüde hafifletmek, gerekse faaliyetlerin sağladığı katkılardan yararlanabilmek amacıyla, bu kaynaklarını kullanabilme hakkı da olmalıdır.

Türkiye'de, kömür sektöründe söz sahibi tek bir otoritenin oluşturulmamış olması, bu sektördeki en büyük sorun alanlarından birini oluşturmaktadır. Bu alanda son derece karmaşık bir yapı söz konusudur. Dolayısıyla, kömür endüstrisini bütünsel olarak kavrayıp yönetebilecek, sektördeki proje stokunu geliştirebilecek ve "genel havza planlaması" temelinde kömür sahalarını geliştirebilecek idari bir yapının oluşturulması pek çok sorunun çözümü bakımından son derece önemlidir. Kömür rezervlerimizden en yüksek ekonomik yararın elde edilmesini sağlamak amacıyla, kömür üretim faaliyetleri devam etmekte olan sahalarda mevcut proje ve planlamaların güncellenerek geliştirilmesi, henüz herhangi bir işletme projesi bulunmayan sahalarda işletme proje ve planlamalarının ortaya konulması, havza niteliği taşıyan bölgelerde ise havza madenciliğinin gerektirdiği orta ve uzun dönem planlamaları içeren ana master planlarının hazırlanması uygun olacaktır.

Bununla beraber, yerli kömür kaynaklarından elektrik üretiminde yararlanmada geçmiş dönemlerde yapılan hataların tekrarlanması ve "Havza Planlaması"na dayanmayan anlayışlarda ısrar edilmesi; kaynak kayıplarına, verimsizliğe, iş güvenliği ve çevre sorunlarına yol açacaktır.

"Genel Havza Planlaması", içi boş bir kavram değildir. Kömür havzaları; elektrik üretim tesisleri, kömür madenleri, yöre sanayisi, tarımı, ormanları, su kaynakları, toplumsal-ekonomik durumu bir arada dikkate alınarak bir bütün olarak projelendirilmelidir. Söz konusu havzalarda; yöre

sanayi sektörleriyle bütünleşik, yörenin toplumsal kalkınması ve yoksulluğun azaltılarak gelir dağılımının düzeltilmesi hedeflerine yönlendirilmiş bir planlama esas olmalıdır. Çevre ve iş güvenliği alanlarında "mevcut en iyi standartlar" tatbik edilmelidir. Yerli makina-ekipman sanayisinin, yerli teknolojilerin, mühendislik yeteneklerinin ve nitelikli istihdamın geliştirilmesi, bu projelerin öncelikli hedefleri arasında yerlerini almalıdır. Ve eğer mümkünse, bu havzalar, yenilenebilir enerji çeşitlerini de kapsayan enerji havzaları şeklinde tasarımlandırılmalıdır. Böylesi bir havza planlamasının ise, bu konuda yetkinlik düzeyi yüksek kamu idareleri ve kadrolar vasıtasıyla yapılabileceğinin, ayrıca bilinmesi gerekir.

Bununla beraber, böyle yapılmayıp, kömür havzaları içerisindeki sahaların yapay olarak yaratılmış parçalar halinde – kurumsallaşmamış, sermaye yapıları güçsüz bir takım firmalara işlettirilme düşüncesi, telafisi mümkün olmayan olumsuz sonuçlara yol açacaktır. Böylesi bir işletmecilik tercihi, yukarıda değinilen bütünsel planlama anlayışıyla elde edilecek toplumsal yararın oluşumunu engelleyecek olup, sürdürülebilir doğal kaynak yönetimine de tamamen aykırıdır. Yakın tarihlerde yaşadığımız Soma ya da Elbistan faciaları, bu tarz işletmecilik anlayışlarının en bariz sonuçlarıdır ve söz konusu facialardan artık bir ders çıkarılmış olması gerekir.

Sonuç olarak; Türkiye, enerjide dışa bağımlılığını bir ölçüde olsun azaltabilmek amacıyla yerli kömürlerinden daha fazla yararlanabilme imkânlarını, yeni bir yapılanma ve planlama anlayışıyla bulabilir. Böylelikle, yerli kömürler, belki Türkiye'nin ithal enerji bağımlılığı için artık tam bir kurtarıcı olamaz, ama en azından zor günlerimizde önemli bir alternatif olabilir.

ÖZGEÇMİŞ

Dr. Nejat TAMZOK
nejattamzok@yahoo.com

Bartın-Amasra doğumludur. Lisans ve yüksek lisans derecelerini Orta Doğu Teknik Üniversitesi Maden Mühendisliği Bölümü'nden, doktora derecesini ise Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Siyaset Bilimi ve Kamu Yönetimi Bölümü Yönetim Bilimleri Kürsüsü'nden almıştır. Yüksek lisans tezi Afşin-Elbistan Linyit Üretim Projesi'nde uygulanan madencilik sistemleri, doktora tezi ise elektrik enerjisine ilişkin kamu politikalarının analizi üzerinedir.

1985 yılından itibaren Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) Kurumu Genel Müdürlüğü'nde çalışmakta olup, meslek yaşamı süresince çok sayıda kömür üretim projesinin yapımında proje mühendisi olarak görev almıştır. Halen TKİ Planlama Müdürlüğü ile Stratejik Planlama ve İç Kontrol Sistemleri Koordinatörlüğü görevlerini yürütmektedir.

Yakın zamanda Türkiye 23. Uluslararası Madencilik Kongresi Başkanlığı görevini üstlenen Dr. Nejat Tamzok, halen Bilimsel Madencilik Dergisi Başeditörlük görevini de yürütmektedir.

Enerji ve madenciliğe ilişkin çok sayıda çalışması çeşitli dergi ve gazetelerde yayınlanmış olup, Maden Mühendisleri Odası, Dünya Madencilik Kongresi Türk Milli Komitesi, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi ve ODTÜ Mezunları Derneği'ne üyelikleri bulunmaktadır.

10. ÜLKEMİZİN ORMAN VE TARIMSAL BİYOKÜTLE POTANSİYELİ

Dr. Mustafa TOLAY
Dr. Kimya Yüksek Mühendisi

10.1 Giriş

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı olan Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün hazırlamış olduğu "*Türkiye'nin Biyokütle Enerji Potansiyeli Atlası*"nda biyokütle, aşağıdaki gibi tanımlamıştır [1]:

Şekil 10.1 Biyoyakıt Çevrimi

"Hızlı bir artış gösteren nüfus ve sanayileşme enerji ihtiyacını da beraberinde getirmiştir. Enerjinin çevresel kirliliğe yol açmadan sürdürülebilir olarak sağlanabilmesi için kullanılacak kaynakların başında ise biyokütle enerjisi gelmektedir. Biyokütle enerjisi tükenmez bir kaynak olması, her yerde elde edilebilmesi, özellikle kırsal alanlar için sosyo-ekonomik gelişmelere yardımcı olması nedeniyle uygun ve önemli bir enerji kaynağı olarak görülmektedir.

Biyokütle için mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkiler, otlar, yosunlar, denizdeki algler, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıkları, evlerden atılan tüm organik çöpler (meyve ve sebze artıkları) kaynak oluşturmaktadır. Petrol, kömür, doğal gaz gibi tükenir nitelikte olan enerji kaynaklarının kısıtlı olması, ayrıca bunların çevre kirliliği oluşturması nedeni ile, biyokütle kullanımı enerji sorununu çözmek için giderek önem kazanmaktadır. Bitkilerin ve canlı organizmaların kökeni olarak ortaya çıkan biyokütle, genelde güneş enerjisini fotosentez

yardımıyla depolayan bitkisel organizmalar olarak adlandırılır. Biyokütle, bir türe veya çeşitli türlerden oluşan bir topluma ait yaşayan organizmaların belirli bir zamanda sahip olduğu toplam kütle olarak da tanımlanabilir.

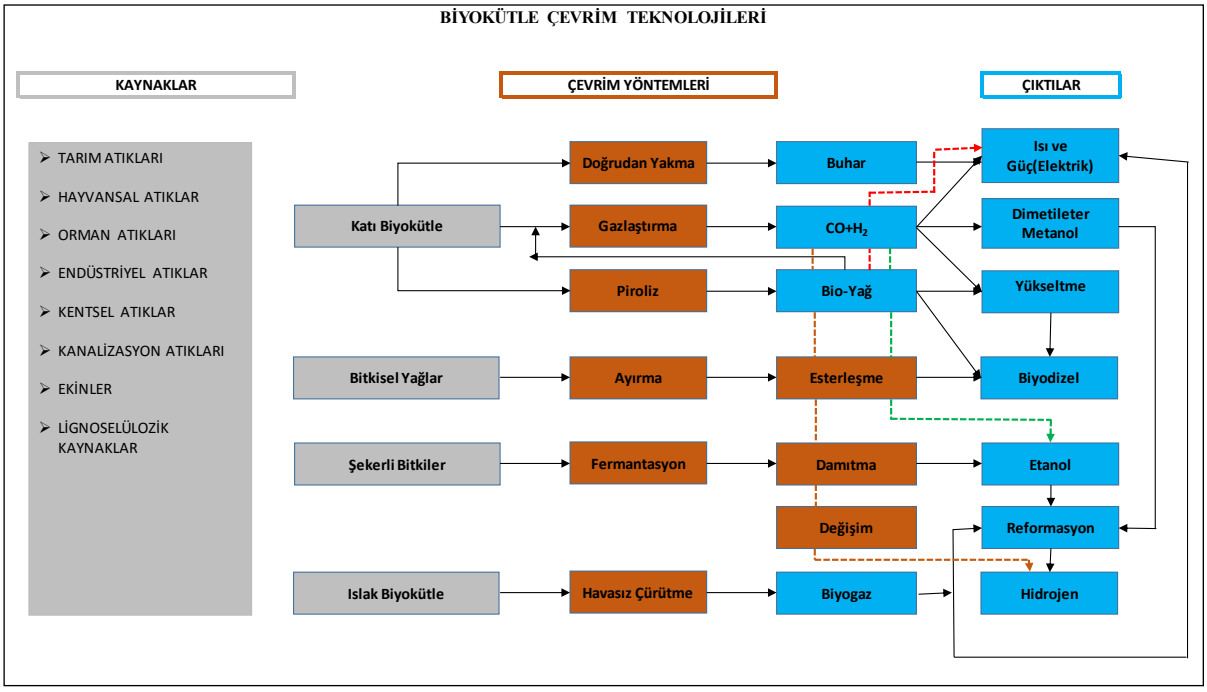
Fotosentez yoluyla enerji kaynağı olan organik maddeler sentezleşirken tüm canlıların solunumu için gerekli olan oksijeni de atmosfere verir. Üretilen organik maddelerin yakılması sonucu ortaya çıkan karbondioksit ise, daha önce bu maddelerin oluşması sırasında atmosferden alınmış olduğundan, biyokütleden enerji elde edilmesi sırasında çevre, CO_2 salımı açısından korunmuş olacaktır. Bitkiler yalnız besin kaynağı değil, aynı zamanda çevre dostu tükenmez enerji kaynaklarıdır.

Bitkilerin toprak altında milyonlarca yıl kalmasıyla oluşan fosil yakıtlar, aslında yukarıda tanımlanan biyokütle ile aynı özellikleri taşımalarına karşın yer altındaki sıcaklık ve basınçla değişime uğradıklarından, yakıldıklarında havaya birçok zararlı madde atarlar.

Ayrıca, milyonlarca yılda oluşan bu birikimin kısa süre içinde yakılması havadaki karbondioksit dengesinin bozulmasına yol açar ve bu da küresel ısınmaya neden olur."

Türkiye'nin enerji tüketim hızı, enerji üretim hızından daha fazladır. Bu da, Türkiye'yi bir enerji ithalatçısı yapmaktadır. Enerji, ekonomik ve sosyal gelişim için gerekli olup, Türkiye'deki yaşam kalitesinin arttırılması için şarttır. Türkiye'deki başlıca enerji kaynakları linyit, su, jeotermal, rüzgar, güneş ve biyokütle enerjisidir. Biyokütle doğrudan yakılarak veya çeşitli süreçlerle yakıt kalitesi arttırılıp, mevcut yakıtlara eşdeğer özelliklerde alternatif biyoyakıtlar (kolay taşınabilir, depolanabilir ve kullanılabilir yakıtlar) elde edilerek enerji teknolojisinde değerlendirilebilir. Atık biyokütle (tahıl kalıntıları, orman ve orman endüstrisi atıkları, hayvan dışkıları vs.) geleneksel olarak dünyanın birçok yerinde yemek pişirmede ya da ısınmada doğrudan kullanılmaktadır. Dünya enerji tüketiminin yaklaşık % 15'i, gelişmekte olan ülkelerde ise enerji tüketiminin yaklaşık % 43'ü biyokütleden sağlanmaktadır [2]. Hayvan atıkları, zirai kalıntılar ve meyve çekirdekleri gibi biyokütle kaynakları yakıt olarak doğrudan kullanılabilecekleri gibi biyogaz, biyokarbon ve biyodizel üretimi için de oldukça elverişli ve yüksek potansiyele sahip ürünlerdir [2,3].

Biyokütle kaynakları, çevrim teknikleri ve elde edilen ürünler Şekil 10.2'de özetlenmiştir.



Şekil 10.2 Biyokütle Kaynakları, Çevrim Teknikleri ve Elde Edilen Ürünler [4]

10.1.1 Dünyada Biyokütle Kullanımı

Brezilya biyokütlenin geniş çapta kullanılması yönünden dünyadaki en iyi örneklerden biridir. Bu ülkede yaklaşık 5 milyon taşıt, 1989'dan beri yakıt olarak benzin yerine şeker kamışı veya benzeri ürünlerden elde edilen saf biyoetanol, yine birçok araç da benzin/etanol karışımını kullanmaktadır. Ülke ekonomisine büyük katkı yapan bu program için yatırım ise sadece 6,97 milyar dolar olup, birim üretim maliyeti 1979'dan beri hala her yıl yaklaşık % 4 dolayında düşmektedir. Şeker üretimi sonrasında geri kalan biyokütle artık posası da enerji üretim kaynağı olarak kullanılabilir. Hindistan'da halen çeşitli büyüklükte bir milyondan fazla biyogaz üretim tesisi bulunmaktadır. Çin'de 1 milyarın üzerindeki nüfusun büyük çoğunluğu yakıt olarak biyokütle kullanmakta olup daha çok yemek pişirmek ve aydınlanmak için kullanılan biyogaz üretimi için 5 milyondan fazla küçük tesis yaklaşık 25 milyon insan tarafından işletilmektedir. Sayıları 10.000 dolayında olan orta ve büyük ölçekli tesislerden üretilen biyogaz ise elektrik üretimi ve büyük fabrikaların enerji gereksinimi için kullanılmaktadır. Çin'de büyüklüğü 10 kW ve üzeri olan yüzlerce biyogaz üretim tesisi bulunmaktadır. İsveç, enerjisinin % 16'sı gibi büyük bir kısmını biyokütleden elde etmektedir. Avusturya'da 11000 den fazla biyokütle ile çalışan enerji üretim sisteminin toplam gücü 1200 MW'a ulaşmıştır. Bu ülke de enerjisinin % 13'ünü biyokütleden sağlamaktadır. ABD'de biyoenerji kaynaklı elektrik üretim gücü 9000 MW'ı geçmiş durumda olup, bu ülke de toplam enerjisinin % 4'ünü biyokütleden sağlamaktadır.

10.1.2 Türkiye'de Biyokütle Kullanımı

Türkiye'de klasik biyokütle, yani odun ve tezek, enerji üretiminde önemli bir orana sahiptir. Ancak, son yıllarda azalan ormanlar ve hayvancılıkta görülen gerileme ile doğal gaz ve kömür gibi ithal ürünlerin artması bu oranları azaltmaktadır. Yaklaşık 129 milyon TEP olan 2015 yılı

Türkiye birincil enerji arzının yaklaşık 3 milyon TEP'lük kısmı (% 2,3) biyokütle ve atıklardan sağlanmıştır.

Modern biyokütle enerjisi kullanımına geçilmesi, ülke ekonomisi ve çevre kirliliği açısından önem taşımaktadır. Birçok ülke bugün kendi ekolojik koşullarına göre en uygun ve en ekonomik tarımsal ürünlerden alternatif enerji kaynağı sağlamaktadırlar. Türkiye de bu potansiyeli ile, ekolojik yapıya sahip ülkeler arasındadır. Türkiye'de enerji ormancılığı yönünden ekonomik değeri yüksek ve hızlı büyüyen yerli ağaç türleri arasında, akkavak, titrek kavak, kızılağaç, kızılçam, meşe, dişbudak, fıstık çamı, karaçam, sedir ve servi ağaçlarını saymak mümkündür. Türkiye ortamında yetişecek yabancı kökenli ağaçlar arasında ise okoliptüs, papulus euramericana, pinus pinaster, acacia cynophilla gibi türleri saymak mümkündür. Burada kavak, söğüt gibi oldukça fazla su isteyen ağaçların yanı sıra, oldukça kurak alanlarda yetişebilecek ağaçlara da önem verilmesi gerekmektedir. Enerji üretimine yönelik olarak, modern biyokütle çevrim teknolojilerinin de kullanıldığı çalışmalar küçük ölçekli olarak, 1993 yıllarından sonra başlamıştır. Bunlara örnek olarak mischantus ve tatlı sorgum gibi enerji bitkileri üzerinde yapılan çalışmalar gösterilebilir. Ayrıca, hava kirliliğinden büyük ölçüde etkilenen birçok şehirde, biyokütle ve bunlardan türetilen yakıtların kullanılması ile kükürt dioksit ve benzeri zararlı gazların büyük ölçüde azalacağı da açıktır. Bu kapsamda 10.01.2008 tarihli ve 00158 sayılı yazıya istinaden Tarım ve Köyişleri Bakanlığı Tarımsal Araştırmalar Genel Müdürlüğü tarafından "*Enerji Bitkileri Tarımı Araştırma Merkezi*" kurulmuş ve ülke genelinde araştırma ve temel projeler yürütmekle görevlendirilmiş ve 2010 yılına kadar bu enstitünün alt yapısının bu konuda tamamlanarak faaliyete geçtiği belirtilmiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı olan Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, uzun yıllar süren bir çalışma sonucu Türkiye'nin biyokütle enerji üretim kapasitesini belirlemiş "*Türkiye'nin Biyokütle Enerji Potansiyeli Atlası*"nı hazırlamış ve "www.bepa.yegm.gov.tr" başlıklı web sitesinde yayımlamıştır. Tablo 10.1'de detayı verilen 2016 yıl sonu verilerine göre atıkların toplam enerji eşdeğeri 20,307,069.02 TEP/yıl (94,000 GWh/yıl) olarak saptanmıştır. Çok emniyetli bir yaklaşımla bu potansiyelin yaklaşık 1/3'üne yönelik olarak toplam 12,000 MWe gücünde % 40 verimli santral kurulması halinde 35,000 MWh/yıl elektrik enerjisi üretilebilir. Ancak 31.12.2016 EPDK verilerine göre üretim lisansına sahip biyokütle enerji santrallerinin toplam kurulu gücü işletmede olanlar 261,34 MWe, inşa halinde olanlar 110,20 MWe olmak üzere sadece 371,57 MWe'dir.

Tablo 10.1 YEGM-BEPA Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlasına Göre Enerji Değerleri [5]

	TEP/Yıl
Hayvansal Atıklar	1.323.714,67
Bitkisel Atıklar	15.941.321,26
Kentsel Organik Atıklar	2.186.228,09
Orman Atıkları	855.805,00
TOPLAM	20.307.069,02

Bu makalede ülkemizin bitkisel-orman atıkları ve enerji bitkileri kaynaklı biyokütle potansiyeli irdelenecektir.

10.2 Odunsu Biyokütle

Odun mükemmel bir biyokütle kaynağıdır. Odun doğrudan yakılarak kullanılabildiği gibi çeşitli işlemler sonucunda pelet, briket haline getirilerek de konutlarda ve iş yerlerinde ısıtma amacıyla kullanılabilmektedir. Odun tek başına ya da kömür ve diğer biyokütle yakıtlarıyla birlikte kalorifer kazanlarında, elektrik santrallerinde ve gazlaştırma kazanlarında yakıt olarak kullanılabilir. Modern teknolojiler odundan daha fazla enerji almamızı mümkün kılmaktadır. Geleceğin teknolojileri ise odun artıklarının işlenerek içten yanmalı motorlarda, yakıt hücrelerinde ya da doğalgaz tesislerinde kullanılmak üzere yapay gaz üretilmesine olanak sağlamaktadır. En nihayetinde daha gelişmiş yakıt üretim teknolojileriyle, odunda bulunan selülozik maddelerden biyobenzin, biyomotorin gibi çeşitli sıvı yakıtlar üretilebilmektedir.

10.2.1 Orman Ürünlerinin Özellikleri

Odun diğer yakıtlara göre daha kısa zamanda yanma ve çabuk ısı verme özellikleriyle üstünlük taşımaktadır. 1 kg taş kömürü veya linyit için 15-17 m^3, 1 kg iyi kurutulmuş odun için ise 7-9 m^3 havaya ihtiyaç vardır. Yanma sonunda, odunun bıraktığı kül miktarı daha az olup ağırlığının % 3'ü kadardır. Bu değer linyit için % 15-25, kok ve antrasit için % 5'tir. Ağaç türü, özgül ağırlığı, rutubet, kül ve ekstratif madde miktarları kalori değerine etki eden etmenlerdir. Yanma sonucunda oluşan ısının bir kısmı odun içerisindeki suyun buharlaşmasına harcandığı için, rutubet miktarının artmasıyla kalori değeri azalmaktadır. Ağaçların gövde odun kalori değerleri ortalaması yaklaşık 5.000 kcal/kg, yapraklı ağaçların ise 4.660 kcal/kg'dır. Ağaç türleri arasında en yüksek kalori değeri 5.274 kcal/kg ile sarıçama aittir. Yapraklı ağaçlarda ise en yüksek değer 4.894 kcal/kg ile okaliptusun, en düşük değer ise 4.500 kcal/kg ile çınarındır. Dal odunda iğne yapraklı ağaçlarda ortalama kalori değeri 5.018 kcal/kg, yapraklılarda 4.620 kcal/kg olup iğne yapraklı ağaçların dal odunlarının kalori değeri yapraklı ağaçlardan % 8 daha fazladır. İğne yapraklı ağaçların ortalama dal odun kalori değerlerinin gövde odunu ortalamasından daha fazla olduğu, yapraklılarda ise bu iki değer arasında fazla bir fark olmadığı görülmektedir. Gövde kabuk kalori değerleri iğne yapraklı ağaçlarda 5.300-4.400 kCal/kg, yapraklı ağaçlarda ise 5.200-3.300 kCal/kg arasında değişmekte olup, iğne yapraklı ağaçlarda ortalama değer 4.850 kcal/kg, yapraklı ağaçlarda ise 4.250 kcal/kg'dır [6].

10.2.2 Odunsu Biyokütle Kaynakları

Odunsu biyokütle kaynakları altı alt bölüm altında toplanabilir:

10.2.2.1 Orman Artıkları

Ormanlarda yapılan üretim sonucu, sanayi odunu ya da yakacak odun olarak değerlendirilemeyen ve ormanda terk edilen kök, dip kütüğü, gövde ucu, tepe ve ince yan dallar, devirme ya da taşıma sırasında parçalanan ağaçlar; ormanlarda biriken kuru yapraklar, kozalaklar, küçük dallar ve dal parçacıkları; ağaçlandırma için saha temizliği, sıklık ve sırıklık bakımı gibi ormancılık uygulamaları sonucunda sahadan çıkarılan ince malzeme ile ormanda ekonomik olarak değerlendirilemeyen ağaç, ağaççık, orman gülü, sandal ağacı, kocayemiş gibi çalılar, devrikler orman artığı olarak nitelendirilmektedir [7]. Bu artıkların enerji üretiminde kullanılabilmeleri için yapılan ön işlemler; yerinde parçalanarak taşınma hacimlerinin minimum seviyeye indirilmesi, tesis sahasına gönderilmeleri, tesis sahasında bir süre güneşte serili bırakılarak kurumalarının

sağlanması, gerekirse pelet presleri ile sıkıştırılarak pelet haline getirilmeleri ve depolanmaları olarak sayılabilir (Fotoğraf 10.1).

Fotoğraf 10.1 Orman Rehabilitasyon Çalışmaları ve Üretim Sonucunda Ortaya Çıkan Artıklar

10.2.2.2 Testere Artıkları

Kent ağaçlarının budanması sırasında ortaya çıkan artıklar, marangozhane artıkları, hurda tahtalar, kereste fabrikası artıkları, testere talaşı bu bölümde yer alır. Bunlardan, ormanlardan elde edilen odundan daha değişik yöntemlerle enerji üretilir (Fotoğraf 10.2).

Fotoğraf 10.2 Testere Artıkları ve Hurda Tahtalar

10.2.2.3 Kimyasal Olarak Geri Kazanım Yakıtları (Siyah Likör)

Kağıt endüstrisinde kağıt hamuru üretiminde kullanılan kimyasallardan elde edilen yakıtlardır [6].

10.2.2.4 Tarımsal Artıklar

Mısır koçanı, kesilen otlar, ekin sapları, bağ ve meyve ağaçlarının budanmasından elde edilen artıklar, potansiyel biyoenerji kaynaklarıdır. Bu artıklardan enerji üretilmesi için yapılacak ön işlemler hasat atıklarının süratle toplanması, hacimleri nakliyeye uygun hale getirildikten sonra tesis sahasına gönderilmeleri, tesis sahasına gelen artıkların bir süre güneşte serili bırakılarak

kurumalarının sağlanması, bilahare pelet presleri ile sıkıştırılarak pelet haline getirilmeleri ve depolanmalarıdır.

10.2.2.5 Şehir Ağaçları ve Yeşil Alan Artıkları

Belediyelerin park ve bahçelerinden toplanan artıklar, kullanılmış tahta eşyalar, inşaat tahtaları biyoenerji üretme tesislerinde kullanılabilir.

10.2.2.6 Enerji Ormanları ve Enerji Bitkileri

Belirli ağaçlar ve ot türleri enerji bitkileri olarak değerlendirilebilir. Enerji ormancılığında, hızlı büyüyen söğüt, kavak, yalancı akasya, okaliptüs, çınar, kızılağaç gibi ağaç türleri ve meşe yaygın olarak kullanılmaktadır.

10.3 Orman Artıklarının Kapasitesi

Türkiye'de henüz odunsu biyokütleden ticari olarak elektrik enerjisi ya da ısı enerjisi sağlayan güç üretme tesisi olmamakla birlikte bu konuda deneme çalışmaları devam etmektedir. Çaycuma'da faaliyet gösteren OYKA kağıt fabrikası, tesisin elektrik ihtiyacını karşılamak üzere 10 MW'lık bir buhar türbini kurmuştur. Sistem yakıt olarak kağıt hamuru yapımında değerlendirilemeyen odun talaşını kullanacaktır. Odunsu biyokütleden elektrik ve ısı üreten termik santraller konusunda gerek devletin gerekse özel sektörün çalışmaları yetersizdir. Endüstriyel orman ürünleri sektöründe faaliyet gösteren fabrikalar, güç üretme merkezlerinin odunsu biyokütle yakmaya uygun olmaması, çevre yönetmeliklerine uygun baca gazı değerlerini sağlayamamaları, yeterince odunsu biyokütle temin edememeleri, odunsu biyokütlenin taşınmasındaki zorluklar gibi nedenlerle elektrik enerjisi ihtiyaçlarının çoğunu doğalgazla çalışan çevrim santrallerinden karşılamaktadır. Bu tür fabrikalarda odunsu biyokütleden sadece ısı enerjisi üretiminde faydalanılmaktadır.

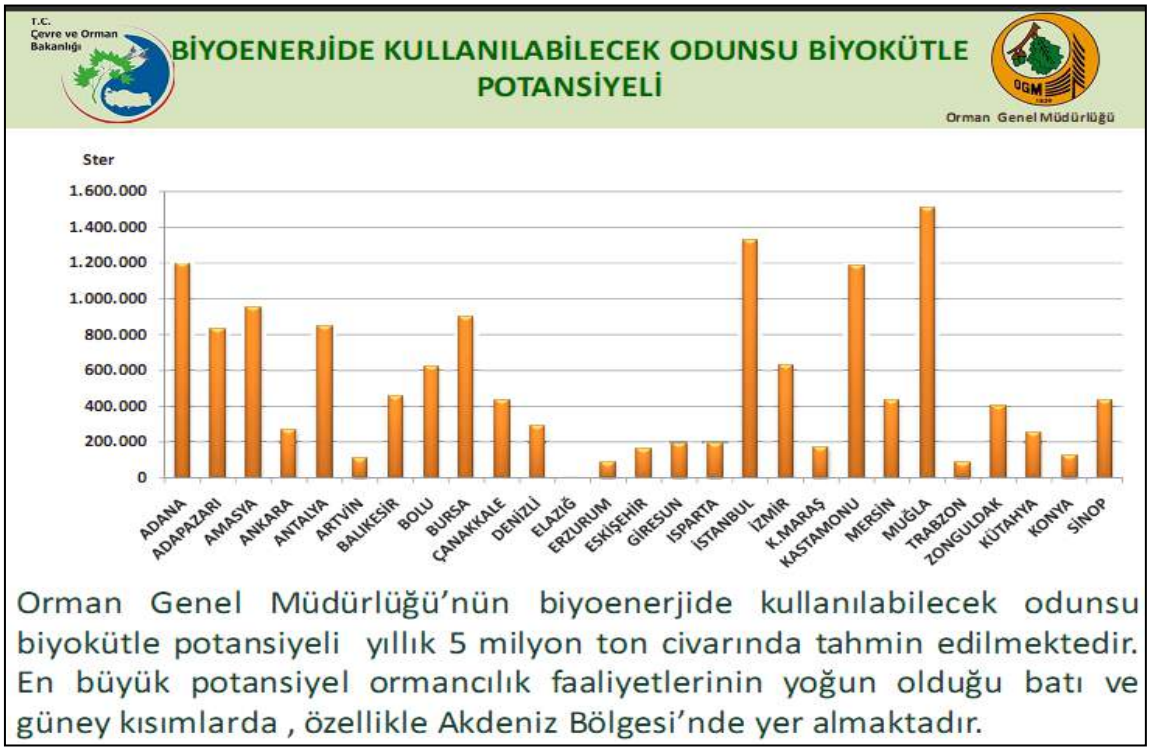
Ülkemizde 6831 sayılı Orman Kanunu'nun 34. ve 37. maddeleri uyarınca orman artıkları çeşitli amaçlar için kullanılabilir. Bu atıklardan enerji üretimi amacı ile mutlaka faydalanılmalıdır. Son yıllardaki biyokütle çalışmalarının büyük bölümü, orman yangınlarını önleme ve orman işletme faaliyetlerinin artması nedeniyle orman artıkları üzerinde yoğunlaşmıştır. Orman bölge müdürlüklerinin faaliyetleri arasında ormanlarda biriken tehlikeli yakıtların ormandan uzaklaştırılması, diri örtü temizliği ve orman bakım çalışmaları önemli bir yer tutmaktadır. Orman işletmeleri, yangın tehlikesi oluşturan orman içi artıkları daha çevreci yaklaşımlarla, değişik şekilde değerlendirebilir. Orman işletmeleri açısından en iyi çözüm orman artıkları için bir pazarın yaratılmasıdır.

Düşünülen pazar, orman işletmelerinin, ormancılık faaliyetleri yatırım programlarında ihtiyaç duyulan genişlemeyi karşılayabilecek kadar gelir getirmelidir. Ormanlarımızda bir biyokütle projesini desteklemek için gerekli olandan çok daha fazla miktarda orman artığı bulunmaktadır. Ancak orman içi artıklarının temininin değişken olması, toplama, taşıma ve depolama maliyetleri gibi bir takım güçlükler orman içi artıklarının yakıt olarak kullanılması konusunda yapılması gereken çalışmaları geciktirmektedir. Orman artığı teminindeki değişmeler ormancılık faaliyetlerinin dönemsel yapısından, orman endüstrisi sektöründeki eğilimlerden ve ormancılık faaliyetleri için ayrılan bütçe ödeneklerinin değişmesinden kaynaklanmaktadır.

Tablo 10.2 Türkiye'de Dönemler İtibarıyla Odun Üretimi [8]

ODUN ÜRETİMİ	YAKACAK ODUN ÜRETİMİ	ENDÜSTRİYEL ODUN ÜRETİMİ	TOPLAM ODUN ÜRETİMİ
YILLAR	m^3	m^3	m^3
1925-1937	11.600.000	6.440.000	18.040.000
1938-1949	38.133.702	6.601.263	44.734.965
1950-1962	103.951.626	19.550.732	123.502.358
1963-1973	127.198.000	46.185.000	173.383.000
1974-1984	44.539.000	25.558.000	70.097.000
1985-1990	38.590.000	75.960.000	114.550.000
1991-1995	25.706.000	34.978.000	60.684.000
1996-2000	22.635.000	35.882.000	58.517.000
2001-2006	30.000.000	49.670.000	79.670.000
2007-2012	26.788.300	73.582.490	100.370.790
2013-2015	10.270.400	45.228.794	55.499.194

Tablo 10.2'de Türkiye'de dönemler itibarıyla odun üretimi gösterilmiştir. Türkiye'deki orman endüstrisi son yıllarda yükselme eğiliminde olup sektörün talebini karşılayabilmek amacıyla endüstriyel odun üretimi son 4 yılda % 35 artırılmıştır. Yakacak odun üretiminde azalma vardır. 2015 yılında yakacak odun üretimi 3,4 milyon m^3'e gerilemiştir. Dikili kabuklu gövde hacmi 21,2 milyon m^3'e ulaşmış ve bunlardan elde edilen endüstriyel odun üretimi 16,6 milyon m^3 olmuştur. Ormanda hasat sonrası kesilen ağaçların 5,4 m^3'lük kısmı endüstriyel ürün olarak değerlendirilememiştir. Bu artığın bir kısmı toprak zenginleştirme amacıyla ormanda bırakılmaktadır. Ancak önemli bir miktarı da değerlendirilemeyen artık olmaktadır. Ormanlarımızda Orman Genel Müdürlüğünün yakacak odun üretimi dışında; ormanların ıslahı, bakımı ve hasat sonucu oluşan üretim artıkları, orman yangınları açısından tehlike oluşturan odunsu malzemeler ve bozuk baltalık ormanların belli bir ölçüde iyileştirilerek verimli hale dönüştürülmesiyle elde edilecek emvâl; kırsal kesimde yakacak olarak değerlendirilen odunlar ve özellikle Karadeniz Bölgesi'nde yaygın olan Şüceyrat odun olmak üzere, yıllık kabaca 5 milyon tonluk odunsu biyokütle potansiyeli olduğu tahmin edilmektedir [6]. Ülkemiz ormanlarının yıllık biyokütle potansiyeli Grafik 10.1'de verilmiştir.



Grafik 10.1 Türkiye Ormanları Yıllık Biyokütle Potansiyeli Grafiği [9]

10.4 Türkiye'de Tarımsal Biyokütle Potansiyeli

Türkiye'de değerlendirilemeyen birçok tarım atığı bulunmaktadır. Bunun başlıca nedenleri arasında, dağınık şekilde bulunan bu atıkların taşıma ve işçilik maliyetleri gelmektedir. Tarımsal atıklar üç grupta incelenebilir:

1. Bitkisel üretim sonucunda arta kalan atıklar
2. Hayvansal üretim sonucunda arta kalan atıklar
3. Tarım ürünlerinin işlenmesi sonucunda çığa çıkan atıklar

Türkiye'nin toplam tarımsal alanı yaklaşık 26.350 milyon hektardır. Bunun % 38,4'ü ekili alan, % 44,1'i orman, % 10,4'ü nadas alanı, % 7,1 meyve ve sebze ekili alandır. Tahıllar, yağlı tohumlar ve yumrulu ürünler Türkiye'de en yaygın ürünlerdir. Tahıllar Türkiye'nin orta, doğu ve güney bölgelerinde yaygın olarak yetiştirilmektedir. Ayçiçeği tarımı, Trakya'da yaygındır. Pamuk ve mısır tarımı ise Güney, Güney Batı ve Güney Doğu Anadolu bölgelerinde ve Ege bölgesinde yaygın olarak yetiştirilmektedir. Yumrulu bitkiler tarımı Marmara (patates) ve İç Anadolu (patates ve şeker pancarı) bölgelerinde yaygındır. Tahminen en yüksek atık miktarı buğday ve arpa yetiştiriciliğinden açığa çıkmaktadır. Bununla birlikte, mısır ve pamuk yetiştiriciliğinden de önemli miktarda atık oluşmaktadır. Atıklar tarımsal üretimden sonra tarlada bırakılır. Tahıl samanı çeşitli amaçlar için, örneğin hayvan yemi ve hayvan altlığı olarak, kullanılır. Endüstriyel tarımsal ürünlerin üretiminden kalan başlıca atıklar tarlaya bırakılır. Bunlar; pamuk sapı, mısır sapı, ayçiçeği sapı, saman ve tütün sapı vb. atıklardır.

10.5 Enerji Bitkileri

Biyokütle kaynakları olarak organik artıklar, enerji bitkileri, enerji ormanları ve bunlardan türetilen yakıtların kullanılması ile ayrıca, hava kirliliğinden büyük ölçüde etkilenen birçok şehirde, kükürt dioksit ve benzeri zararlı gazların büyük ölçüde azalacağı da açıktır. Bu çerçevede biyokütle, birincil enerji kaynakları arasında çevre kirliliği oluşturmayan alternatif yakıt olarak görülmektedir.

Belirli ağaçlar ve ot türleri enerji bitkileri olarak değerlendirilebilir. Enerji ormancılığında, hızlı büyüyen söğüt, kavak, yalancı akasya, okaliptüs, çınar, kızılağaç gibi ağaç türleri ve meşe yaygın olarak kullanılmaktadır. Son yıllarda, özellikle Avrupa Birliği ülkelerinde, hızlı büyüyen bazı bitkilerden enerji sağlamak için son derece yoğun çalışma sürmektedir. Enerji tarımı üretimine yönelik olarak, gerek Avrupa'da gerek ülkemizde modern biyokütle çevrim teknolojilerinin de kullanıldığı çalışmalar, küçük ölçekli olarak uzun yıllar önce başlamıştır. Bunlara örnek olarak mischantus ve tatlı sorgum, arundo donax bitkileri üzerinde yapılan çalışmalar gösterilebilir. Enerji tarımında ülkemizde henüz çok tanınmayan dünyada ise yavaş yavaş yaygınlaşmaya başlayan C4 enerji bitkileri arasında en çok yetiştiriciliği yapılan Fil Çimeni (Miscanthus), Tatlı Sorgum (Sweet sorghum), Dallı Darı (Switchgrass)'dır. Bu bitkiler arasında, Sweet Sorghum (Tatlı Sorgum) en umut verici bulunmuştur. Yapılan ön denemelerden elde edilen sonuçlara göre, Türkiye'de diğer yakıt kaynaklarından çok daha ekonomik olarak, ülkenin tüm enerjisini bu bitkiden elde etmek mümkündür. Özellikle tatlı sorgum çeşitli iklim şartlarında yetiştirilebilmesi, özel bir toprak isteğinin bulunmaması ve 4.000-4.200 kcal/kg kalorifik değere sahip olması bakımından yurdumuz açısından ümit vaat eden bir enerji bitkisi olarak görülmektedir (Fotoğraf 10.3). Başta orman ve tarım atıkları olmak üzere ayrıca tatlı sorgum ve benzeri enerji bitkilerinin enerjiye dönüştürülmesi için önerilen teknolojiler ile ülkemiz koşullarında yapılacak yatırımların fizibil olduğu görülmektedir. Bugünkü ekonomik koşullarda bu tür yatırımların geri ödeme süresi dört veya beş yıl olarak saptanmıştır [10].

Fotoğraf 10.3 Enerji Bitkileri ve Odunsu Biyokütleler

Tatlı sorgum ve benzeri enerji bitkilerinin enerji kaynağı olarak kullanılması durumunda getireceği faydalar aşağıda şöyle açıklanabilir: Isıl değerleri 4.000 kcal/kg civarındadır. Gazlaştırıldığında atmosfere kükürt dioksit ve azot oksitler gibi zararlı gazlar vermez. Özellikle tatlı sorgumda, bitki içinde yaklaşık % 15 civarında şeker bulunmakta olup, bu, da daha verimli gazlaşmasını sağlamaktadır. Katı yakıt olarak maliyeti, yerli linyit ve ithal kömürlerden çok daha düşüktür. Kül miktarı (% 2) çok düşüktür. Temiz syngaz yakıt elde etmek mümkündür. Enerji bitkilerinin yaygın olarak kullanılması durumunda, özellikle kırsal kesimde büyük bir iş potansiyeli yaratılacaktır.

Ülkemiz enerji konusunda kesinlikle dışa bağımlı olmayacaktır. Hava kirliliği azalacaktır. Tarımın gelişmesine ve erozyonun engellenmesine neden olacaktır.

Enerji bitkilerinin yetiştirilmesi için gerekli şartları ve avantajları ise şu şekilde özetlemek mümkündür: 1-Özel bir toprak ihtiyacı yoktur ve hemen her bölgede yetişebilir. Güney bölgelerde senede iki defa mahsul almak mümkündür. 2- Hızlı büyüyen bu bitkinin yetişme süresi üç aydır. (Örneğin tatlı sorgum haftada yaklaşık 40-60 cm büyümekte olup, üç ay içinde boyları 3-3,5 metreye ulaşmaktadır). 3-Özellikle tatlı sorgum mısıra benzemekle beraber, su ve gübre ihtiyacı mısırın yarısı kadardır. 4- İkincil ürün olarak birçok bölgede yetiştirmek mümkündür.

KAYNAKÇA

[1] www.yegm.gov.tr.
[2] Başçetinçelik, A., Öztürk, H. H., Cengiz, K., Kaçıra, M., Ekinci, K. 2003. Exploitation of Agricultural Residues in Turkey, LIFE-03.TCY/TR/000061.
[3] Güler, C., Akgül, M. 2002. "Bazı Odunsu ve Otsu Bitkilerin Enerji Üretiminde Kullanılması", Harran Üniv. Müh. Fak. GAP IV. Mühendislik Kongresi (Uluslararası katılımlı), Bildiriler Kitabı, Cilt II, s. 1653-1658, 6-8 Haziran 2002, Şanlıurfa.
[4] IEA Energy Technology Essential. 2007. "Biomass for Power Generation and CHP", www.iea.org/techno/essentials3.pdf. son erişim tarihi: 21.12.2016.
[5] www.bepa.yegm.gov.tr, son erişim tarihi: 20.02.2017.
[6] Orman Genel Müdürlüğü. 2009. Türkiye'de Odunsu Biyokütle'den Temiz Enerji Üretimi. Ankara.
[7] Ar, F (Editör). 2010. "Biyoyakıtlar", Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
[8] OGM, 2009; OGM Ormancılık İstatistikleri, 2015.
[9] http://uludaglarenerji.com.tr/img/PeletveElektrikUretimi.pdf, OGM, 2009, son erişim tarihi: 21.12.2016
[10] Tolay, M., Karaca, C, Terzioğlu, F. 2010. "Feasibility Study of Energy Production Processes from Agricultural Waste in GAP Region/Turkey", UNDP GAP.

FAYDALANILAN DİĞER KAYNAKLAR

[1] Akdağ, F. 2016. "Türkiye'de Biyoyakıtların Mevcut Durumu ve Vizyonu", 2. Ulusal Biyoyakıtlar Sempozyumu, 27-30 Eylül 2016, Samsun.
[2] Ekinci, K. 2005. "Türkiye'de Tarımsal Atıkların Değerlendirilmesi", TÜBİTAK, 25 Kasım 2005, Kavaklıdere, Ankara.
[3] Gärtner, S. 2008. "Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Biomass CHP Plants", IFEU, IER-RS 1a D13.2, New Energy Externalities Developments for Sustainability; Project no: 502687, 9 April 2008.
[4] Karaca, C. 2009. "Energy Conversion Possibilities of Agricultural Industry Wastes in Çukurova Region", PhD Thesis, Çukurova University, Adana.
[5] Koopmans, A., Koppejan, J. 1997. Agricultural and Forest Residue; Generation, Utulization and Availability. RWEDP; www.rwedp.org. Pp:21, son erişim tarihi: 21.12.2016.
[6] Orman Genel Müdürlüğü Rapor ve Yayınları, 1991, 1992, 1996, 1998, 2005, 2007.
[7] Orman Genel Müdürlüğü Ormancılık İstatistikleri, 2015.
[8] Sözer, B. S. 2016. "Türkiye'de Biyoenerji Potansiyeli", EIF 9. Uluslararası Enerji Kongresi, 3-4 Kasım 2016, Ankara.
[9] Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK), 2010, Bitkisel Üretim İstatistikleri 2009. www.tüik.gov.tr.
[10] Tolay, M. 2007. "An Agricultural and Forest Waste's Recycling Methods: Gasification of Solid Waste", Recycling Magazine, Issue 3, July 2007, İstanbul.
[11] US-EPA. 2007. "Biomass Combined Heat and Power Catalog Technologies", USAEPA CHP, Sept. 2007, USA,
[12] Ünlü, N. 2016. "Biyoyakıtlardan Elektrik Üretim Teknolojileri ve Ekonomisi", 2. Ulusal Biyoyakıtlar Sempozyumu, 27-30 Eylül 2016, Samsun.
[13] www.epa.org/chp.
[14] www.eie.gov.tr.
[15] www.worldbioenergy.org.
[16] www.biyoder.org.tr.
[17] www.eqtec.es.
[18] www.ogm.gov.tr.

11. YERLİ KÖMÜR KAYNAKLARI ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KULLANILMALI MI, NEDEN?

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

Türkiye, yüklü miktarda dış borcu olan, her sene ciddi miktarda dış ticaret açığı veren, geçtiğimiz yıllarda fosil yakıt enerji hammaddeleri ithalatına yılda yaklaşık 60 milyar dolar ödeyen ve enerji ithalatının dış açığın en büyük sorumlusu gösterildiği bir ülkedir. Türkiye'nin dışa bağımlılığı elektrik üretiminde % 50'yi geçerken, birincil enerji tüketiminde % 75 düzeyindedir. Petrol ve doğal gaz kaynakları sınırlıdır ve yerli üretimin tüketim içindeki payı, doğal gazda % 1, petrolde % 8 mertebesindedir. Bugün konjoktürel olarak gerilemiş olsa da, geçtiğimiz yıllarda fiyatı 500 USD/1000 m³'e kadar yükselen doğal gazda, sınırlı sayıda kaynağa bağımlılık; siyasi çatışma ve gerilimlerin yaygınlaştığı günümüz koşullarında, ülkeyi arz sıkıntıları ile karşı karşıya bırakabilir.

Elektrik üretimi kaynaklı dış açığın bir diğer unsuru da son yıllarda hızla artan ithal kömür kullanımıdır. İthal kömür santralleri, cari açığı artırmalarının yanı sıra, sosyal ve doğal çevrede de geri döndürülemez tahribatlar yaratmaktadır. Bu santrallerin liman gereksinimi nedeniyle deniz kıyısına kurulmaları gerekmektedir. İnşa halindeki ve proje aşamasındaki santrallerin üç bölgede yoğunlaşmış olması, bu santrallerin yapım ve işletme dönemlerinde denizde ve karada doğal çevreye olan etkilerini artırmakta, bu etkilerin kümülatif olarak değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu yatırımlar, bölgesel yığılmaların da etkisiyle yerel halkın ve çevreye duyarlı tüm vatandaşların tepkisine sebep olmaktadır. Zonguldak, Çanakkale ve Yumurtalık bölgelerinde yoğunlaşan termik santraller ile ilgili basında yer alan bazı haberlere ilişkin kaynaklar ektedir. Zonguldak civarındaki ithal kömür santrallerine ilaveten Amasra gibi ender coğrafi yapısı olan bir turistik ilçede yerli kömür (yeterli olmaz ise ithal kömür de kullanabilecek) santrali projesi ise bu tepkileri çoğaltmaktadır.

Türkiye, büyük bölümü düşük kalorifik değerli, kül ve su oranı yüksek olan nitelik olarak düşük nitelikte ama nicelik olarak kayda değer bir linyit potansiyeline sahiptir ve bu potansiyelin, daha da artma olasılığı da yüksektir. Linyit kaynaklarının büyük bölümü Kangal'dan güneye önce Afşin-Elbistan'a, sonra Adana-Tufanbeyli'ye uzanan, oradan Konya-Karapınar, Afyon-Dinar ve Eskişehir'e kıvrılan bir yay üzerindedir. Bu grup linyitler; düşük kalorili, kül ve nem oranı yüksek linyitlerdir ve yalnız elektrik üretimi için değerlendirmeye uygundur. Son yıllarda yeni sondajlarla hızla artan kaynak rakamları ise sorunludur ve ciddi bilimsel çalışmalarla güncellenmesi ve teyit edilmesi gerekmektedir.[1]

İklim değişikliğinde önemli rolü olan fosil yakıtların, enerji arzındaki payının azaltılması konusunda; uluslararası ölçekte görüş birliğine varılması için adımlar atılmakla birlikte,

[1] Yerli kömür potansiyelimiz, *Yerli Kömüre Dayalı Termik Santral Potansiyeli, Darboğazlar ve Çözüm Önerileri* başlıklı yazıda, detaylı olarak ele alınmıştır.

sağlandığı öne sürülen mutabakatların uygulanabilirliği ve sürekliliği tartışmalıdır. Birçok gelişmiş ülke, halen elektrik üretiminin kayda değer bir bölümünü kömüre dayalı santrallerle karşılarken, başta Hindistan olmak üzere birçok ülke, yeni santraller inşa etmektedir.

Türkiye, enerji arzında ve elektrik üretimi içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını (biyokütle dahil[2]) hızla arttırmakla yükümlüdür. Bununla birlikte Türkiye, dışa bağımlılığı azaltmak ve ithalat faturalarını düşürmek için, yeni doğal gaz santrallerinin yapımını ve ithal kömür santralleri furyasını durdurup; bir süre daha, yerli fosil kaynaklarından yararlanmak alternatifini de düşünebilir, değerlendirebilir.

Geçtiğimiz dönemlerde, uzunca bir süre yakıt fiyatının ucuz, santral tesis süresinin kısa ve yatırım bedellerinin çok yüksek olmaması nedeniyle; doğal gaza dayalı elektrik santral projelerine ağırlık verilmiş ve linyit potansiyeli yeterince harekete geçirilememiştir. Son yıllarda iktidar, büyük linyit sahalarını, uluslararası anlaşmalarla yabancı yatırımcılara toptan devretme ya da sahaları yüksek alım garantili fiyatlarla, özel yatırımcılara santral kurulması için tahsis etme peşinde koşmuştur. Bunlar doğru değildir, kabul edilemez. İktidarın bu alandaki politikasının diğer bileşeni de, kalan sahaların özel sektöre açılması ve santral kurularak rödovans usülüyle elektrik üretimi için; TKİ tarafından ihale edilmesidir. Bu politika da, bugüne değin bir sahanın dışında, sonuç vermemiştir. Sahalarla ilgili teknik, ticari, çevresel konular yeterince araştırılmadan, çıkılan ihaleleri üstlenen firmalar da, iyice etüt etmeden verdikleri tekliflerle, üstlendikleri projeleri sonuçlandıramamıştır. Şimdi de siyasi iktidar, yerli kömüre destek iddiasıyla ve yüksek elektrik alım fiyatları garantisiyle, kamulaştırma, imar planlarında düzenleme, ÇED vb. aşamaları kamu eliyle aşıp, sahaları "kılçıksız" olarak özel şirketlere devretmeyi planlamaktadır.

Kömür santrallerinin çevreye zararlarını biliyoruz. Bu konu, bu çalışmanın Dr. Çağatay Dikmen tarafından kaleme alınan "*Kömür Yakıtlı Termik Santrallerin Çevreye Olumsuz Etkileri ve Bu Etkilerin Bertarafi*" başlıklı bölümünde ayrıntılı olarak ele alındığı için, değinmiyoruz.

Kömür santrallerinin olumsuz etkilerini bilerek ve bu etkileri asgariye indirerek kömür santrali yapmayı öngörüyorsak; ne yapmalıyız, nasıl yapmalıyız?

Yerli linyitleri verimli bir şekilde değerlendirebilmek ve ileri teknolojili bir yerli imalat hedefi için, santral tasarım ve imalatında yerli potansiyeli değerlendirecek ve geliştirecek, mevcut nitelikli imalatçıların bir takım ruhu içinde işbirliği yapmalarını sağlayacak, üniversite/akademinin bilimsel desteğine sahip, kamu-özel yatırımcı-sanayi-üniversite işbirliği tesis edilmelidir.

MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Haluk Direskeneli'nin aşağıda yer alan saptamaları önemlidir:

"*Yerli kömür yakan termik santraller yapalım. Şu anda yürüyen yatırım politikalarında, tasarım seçimlerinde büyük yanlışlıklar var. Onların hızla düzeltilmesi lazım. Kömür yakan bir termik*

---

[2] Biyokütle potansiyeli bu çalışmada *Ülkemizin Orman ve Tarımsal Biyokütle Potansiyeli* başlıklı yazıda ele alınmıştır. Ayrıca *Biyokütle (Orman ve Tarım Atıkları) Yakıtlı Termik Santraller ve Hayvansal, Tarımsal ve Kentsel Atıklardan Enerji Üretimi* bölümlerinde biyokütle enerji santralleri konusunda bilgiler aktarılmıştır.

santral kazanı işletmeye önce sıvı yakıt ile başlar, buhar kazanı yavaş yavaş yanma odasına kömür almaya başlar. Belirli bir süre içinde sıvı yakıt yavaş yavaş azaltılır, tümüyle katı yakıt kömür besleme başlar ve öyle devam eder. Başta kullanılan ilave yakıt -sıvı yakıt- fueloil sadece ilk ateşleme için kullanılır. Buhar kazanının sadece kömür yakarak çalışmaya devam etmesi gerekir- beklenir. Bizde öyle olmuyor, özellikle yeni CFB kazanlar ilave yakıt kullanmak suretiyle işletmeye devam ediyorlar, hiç durmadan sıvı yakıt kullanıyorlar. Halbuki sistem sadece katı yakıt- kömür kullanmak üzere tasarlanmalıydı. Demek tasarımlar yanlış. Yabancıların, olsa olsa metoduyla gerçeklerle bağdaşmayan, uyuşmayan, kervan yolda düzülür, tasarım işletme sırasında yolunu bulur, işi alalım sonrasını nasıl olsa hallederiz, mantığı ile yapılan tasarımlar daha ilk geçici işletmede yolda kalıyor. Dönüşümlü akışkan yatak (circulating fluid bed) kazan tasarımları, bizim bünyesinde % 40-55 su bulunan siyah kartopu gibi yerli linyite uyumlu değil. Bu tasarımlara kömür ön ısıtma, susuzlaştırma, kurutma sistemleri eklemek lazım. Kışın donmuş buz halinde kömür bantlara ulaşıyor, kırıcılara kömür değil, buz giriyor, yanma odasına ulaşmıyor, ulaşamıyor, bu yakıtı yakabilmek için devamlı ilave sıvı yakıt gerekiyor. Devamlı kömür besleme ile sistemi çalıştırmaya imkan yok. Kazan tasarımları yanlış. Bu tasarımlara milyon-milyar ABD doları paralar ödeniyor, olmayacak tasarımlar üstünde ısrar ediliyor, neden çünkü fiyat ucuz, çünkü kolay finansman var, çünkü anahtar teslimi, çünkü kim uğraşacak uzun zorlu mukaveleyle, atıyorsun 3-5 sayfa mukaveleye imzayı bitiyor. Bu iş böyle değil.

Bir siparişi vermek için uzun, kapsamlı teknik ve ticari şartname hazırlamak gerekir. Satıcının verdiği kendisi için uyumlu, alıcı için uyumsuz, teklif evrakını şartname olarak kullanmak doğru değildir. Alıcı daha ilk anda duvara toslar. Bu kömür bu tasarımlarla yanmaz. Doğru tasarımları yabancılar değil, yerli mühendisler yapar. Santralin 20-30 yıl çalışma ömründe satıcı alıcının yanında emre amade durur. Üzülerek görüyorum, yatırımcı hala yabancı tasarım peşinde, çok ucuz malı istiyor. Almanlar, Amerikalılar kendi tasarımları olmayan termik santralleri kullanmazlar, kullananlara iyi gözle bakmazlar, kamu kurumları, kontrol firmaları her şeyi çok sıkı elekten, kontrolden geçirirler. Bizde ki kontrol yok, bizde yabancı ne getirirse aynen geçiyor, sonra ortalık, çalışmayan problemli endüstriyel tesislerle doluyor, satın alma kararında payı yetkisi olmayan genç mühendisler sonra ot yoluyorlar, zorlanıyorlar, işler yürümüyor. Buhar kazanı dediğiniz tasarım uzay teknolojisi değildir, uzay teknolojisi olsa ne fark eder, bu teknolojiyi ne pahasına olursa olsun yerli mühendislik ile çözmek zorundayız."

Buradan hareketle, linyit kaynaklarının değerlendirilmesi için;

- Sağlıklı rezerv tespiti, toplumsal ve fiziki çevreye olumsuz etkileri asgari düzeye düşürülmüş kömür madenciliği planlaması,
- İşçi sağlığına ve iş güvenliğine özel ağırlık ve öncelik veren, güvenli ve sürdürülebilir bir maden işletmeciliği,
- Santraller için doğru yer seçimi, yerleşim planlaması ve imar düzenlemelerinin yapılması,
- Santral tasarımında verimliliğin azami, çevreye verilen zararın ise asgari düzeyde olmasının hedeflenmesi, bu amaca yönelik ileri teknoloji seçimi, geliştirilmesi ve uygulanması,
- Geliştirilen ileri teknolojiyle imal edilecek olan santral ekipmanlarının, yurt içinde yerli kuruluşlar eliyle, tasarımı, imalatı, tesisi,
- Üretilecek elektriğin ulusal iletim şebekesine aktarılması vb.

tüm uygulamaların, kurgulanmasını, planlanmasını; ilgili ve yetkili kuruluşlar eliyle gerçekleştirilmesini öngören bir Kömür Strateji Belgesi, Eylem Planı ve Yol Haritası, Enerji ve Kalkınma Bakanlıklarının koordinasyonunda, ilgili tüm kuruluşların katılımlarıyla, katılımcı ve demokratik anlayışla hazırlanmalıdır.

Kuşkusuz bu çalışmaya egemen olması gereken bakış açısı, yalnız santrallerin tekil ve yerli kömüre dayalı elektrik üretiminin toptan ekonomik fizibilitesine ağırlık veren değil; fayda maliyet analizi vb. çalışmalarla, linyite dayalı olarak kurulması öngörülen elektrik santral yatırımlarının kümülatif çevresel ve toplumsal etkilerini inceleyecek; bu yatırımlarda toplum yararının olup olmadığını, ayrıntılı bir şekilde irdeleyecek ve belirli kişi, grup ve kuruluşların değil, toplumun yararını gözetecek olan bir bakış açısı olmalıdır. Bu tür kapsamlı çalışmaların sonuçları, linyite dayalı santral projelerinde toplum yararının olduğunu belirlerse, ancak o zaman yatırımların gerçekleşmesi doğrultusunda adımlar atılmalıdır.

Düşük kalorili linyitlerin gazlaştırılarak değerlendirilmesini de hedefleyen ileri teknoloji geliştirme, uyarlama, uygulama çalışmaları, bu alanda yurt dışında çalışan bilim insanlarının da katılımıyla, ilgili akademik, mesleki, kamu ve özel sektör kuruluşlarının aktif destek ve katkılarıyla, bir "Milli Takım" organizasyonu olarak planlanmalı ve hayata geçirilmelidir.

Kurumların uzmanlık alanları ile ilgili konularda, planlama, değerlendirme, organizasyon, denetim ve doğru karar alma deneyim ve birikimlerine önem verilmelidir. Toplum yararını gözetecek bir planlama kapsamında, santral yatırımları için bünyesinde TKİ'nin, EÜAŞ'ın, yerel yönetimlerin, yerel yönetim birliklerinin, yerel kamu kuruluşlarının, yerel katılımcılarla birlikte kuracağı şirketlerin yer alacağı yeni yatırım modelleri kurgulanmalıdır.

Konu, yalnızca bir madencilik/enerji üretimi projesi olarak görülmemeli, Kömüre Dayalı Kalkınma İdaresi vb. gibi yeni bir toplumsal kalkınma atılımını organize edebilecek nitelikte bir kamusal organizasyon öngörülmelidir. Hazırlanacak ciddi fizibilite raporlarıyla, bünyesindeki kamu varlığı ile, kamunun önderliği ve kamunun yanı sıra yerel kuruluşlar üzerinden yerel halkın da içinde yer alacağı katılımcı ve şeffaf yapısıyla, bu büyük enerji yatırımlarına finans bulmak ve gerçekleştirmek mümkün olabilir.

EK. İNŞAA HALİNDE OLAN VEYA BAŞLANILMASI PLANLANAN TERMİK SANTRALLER İLE İLGİLİ BASINDA YER ALAN BAZI HABERLER

Zonguldak Bölgesindeki Termik Santraller ile İlgili Basında Yer Alan Haberler

"Zonguldak Ereğli'den başlayarak Amasra sahiline kadar 78 km'lik bir alanda 13 yeni termik santral yapımı planlanıyor. Üstelik bölgede halihazırda var olan santrallere ek olarak.

Zonguldak'ın Kilimli ilçesine bağlı Çatalağzı beldesi, bu santraller yapılırsa neler olacağının göstergesi adeta. 2.5 km uzunlukta, 800 metre genişlikteki beldede, Eren Enerji ve Elsan Holding'e ait üç santral var, dördüncüsü de yolda. Toplam kurulu güçleri 1660 megavat, beş ünite faal. Mesela beldenin orta yerinde evlerin arka bahçesinde Eren Enerji'ye ait devasa bir santral bulunuyor."

http://www.diken.com.tr/arka-bahcenizde-termik-santral-hayal-edin-catalagzina-hosgeldiniz/
http://bianet.org/bianet/toplum/169270-komurlu-termik-santraller-zonguldak-in-nefesini-kesiyor
http://www.birgun.net/haber-detay/beyazsiz-yasayan-kent-zonguldak-95325.html

Çanakkale Bölgesindeki Termik Santraller ile İlgili Basında Yer Alan Haberler

https://350ankara.org/karaburun-termik-santraline-itiraz-ediyoruz/
www.birgun.net/.../kopyala-yapistir-termik-santral-raporlari-sehvenmis-109344.html
https://www.evrensel.net/.../yarginin-durdurdugu-termik-santral-khk-ile-devam-edece.
www.birgun.net/haber-detay/karabiga-nin-komur-kabusu-bitmiyor-99764.html
www.gercekgundem.com/yurttan-haberler/186446/chpli-vekilin-termik-isyani

Yumurtalık Bölgesindeki Termik Santraller ile İlgili Basında Yer Alan Haberler

https://www.evrensel.net/haber/104075/ayni-koye-ucuncu-termik-santral
https://adanaekoder.wordpress.com/yenilenebilir-enerji/cukurovada-komur-santralleri/
https://gaiadergi.com › Ekoloji › Enerji
www.sozgazetesi.org/index.../3435-yumurtal-k-a-14-termik-santral-tbmm-guendemin...
www.cevremuhendisligi.org/index.../761-yumurtalikta-termik-santrale-protesto.html
www.iskenderunses.net ›
www.birgun.net/haber-detay/herkes-oluyorken-siz-neredesiniz-103936.html

TÜRKİYE'DE MEVCUT TERMİK SANTRALLERİN DÖKÜMÜ VE GENEL DURUM

12. TÜRKİYE'DE TERMİK SANTRALLERİN DETAYLI DÖKÜMÜ (ENVANTERİ) VE SANTRALLER HAKKINDA GENEL BİLGİLER

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

12.1 Yerli Kömür Santralleri (Taş Kömürü, Linyit ve Yerli Asfaltit)

EPDK verilerine göre Türkiye'de üretim lisansı almış olup, işletmede olan yerli kömürlü santraller; biri asfaltit, biri taş kömürü, diğerleri linyit yakıtlı santral olmak üzere toplam 34 adettir. 6 adet de yapım aşamasında olan santral bulunmaktadır (EK-1 A ve B Üretim Lisansı Olan Yerli Kömür Santralleri). Yerli kömür, linyit ve asfaltit yakıtlı termik santrallerin toplam kurulu gücü TEİAŞ verilerine göre 2016 sonu itibarıyla 9.842 MW'dır. 2016 yılında linyit yakıtlı santralerde 38.460.314.490 kWh elektrik üretilmiştir.[1]

Türkiye'nin büyük kapasiteli yerli kömür yakıtlı termik santralleri ile ilgili genel bilgiler, kurulu güç büyüklük sırasına göre, aşağıda yer almaktadır.

1- Afşin-Elbistan B Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Afşin/KAHRAMANMARAŞ
Kurulu Güç	: 4x360 = 1.440 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 9.360.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: MHI-MITSUBISHI CORPORATION BABCOCK-ENKA-GTT
İşletmeci Firma	: EÜAŞ
İşletmeye Alınış Tarihi, 1. ünite	: 03.03.2006
2. ünite	: 18.09.2006
3. ünite	: 23.06.2006
4. ünite	: 14.11.2006
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
KömürünAlt Isıl Değeri (Tasarım Değeri)	: 950–1500 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 2.250 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 15- % 48

Kazan Tasarımı: Tek geçişli ve tek ön ısıtıcılı, toz linyit yakmalı, gaz geçirmez kaynaklı, dış tüplü ve emişli benson tipidir. Kazan yüksekliği 125 m'dir. Her kazanda yanma sonucu yaklaşık maksimum 55 t/h cüruf, maksimum 240 t/h uçucu kül oluşmaktadır.

[1] EPDK verileri ile TEİAŞ verileri arasında farklılıklar mevcut olup, ekteki tablolar EPDK web sayfasından 5 Ocak 2017'de alınan bilgilerle derlenmiştir.

Afşin - Elbistan B Termik Santrali yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK-1C'de verilmiştir.

Afşin Elbistan-B Santrali'nin iki ünitesi kitabımızın *Türkiye'de Termik Santrallerde Yaygın Arızalar ve Duruşlar; Nedenleri, Sonuçları* bölümünde de belirtildiği gibi arıza nedeniyle uzun süre hizmet dışı kalmış, ancak 2016 yılı içinde yeniden devreye alınmıştır. Çalışan ünitelerin emre amadeliği istenen seviyede değildir. Çöllolar kömür üretim sahası, heyelan dolayısıyla hâlâ kapalıdır.

2- Afşin- Elbistan-A

Bulunduğu Yer	: Afşin/KAHRAMANMARAŞ
Kurulu Güç	: 3x340 + 1x335 = 1.355 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 8.800.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: ABB- VKW-FOSTER WHEELER KUTLUTAŞ-ÇARMIKLI
İşletmeci Firma	: EÜAŞ
İşletmeye Alınış Tarihi 1. ünite	: 07.07.1984
2. ünite	: 03.03.1985
3. ünite	: 25.01.1986
4. ünite	: 13.06.1988
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri (Tasarım Değeri)	: 1.050 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 2.500 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 18- % 50

Afşin Elbistan A Termik Santrali yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

3- Soma–B Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Soma/MANİSA
Kurulu Güç	: 6x165= 990 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 6.435.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: SESTLMACE-SKODA GAMA
İşletmeci Firma	: Konya Şeker San. ve Tic. AŞ
İşletmeye Alınış Tarihi 1. ünite	: 29.09.1981
2. ünite	: 02.08.1982
3. ünite	: 26.05.1985
4. ünite	: 20.02.1985
5. ünite	: 02.08.1991
6. ünite	: 25.03.1992
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri (Tasarım Değeri)	: 2400 ±% 10 kcal/kg (1–4. ünite) 1550 ±% 10 kcal/kg (5–6. ünite)
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 1.467 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 41- % 21 (1–4. ünite)
Kömürün kül / nem oranı	: % 51- % 21 (5–6. ünite)

Kazan Tipi	: Tabii sirkülasyonlu–radyasyonlu
Türbin Tipi	: Üç Kademeli Kondenserli
Nominal Yükte Buhar Tüketimi	: 525 t/h
Buhar Giriş Sıcaklığı	: 535 ºC
Buhar Giriş Basıncı	: 136 kg/cm²
Jeneratör Tipi	: Hidrojen soğutmalı - Statik ikazlı

Soma B Termik Santrali'nin özelleştirilme kararı 23 Eylül 2014 tarihinde Resmi Gazetede yayınlandı. 19 Aralık 2014 tarihinde Soma B Termik Santrali'nin özelleştirilmesi ihalesine Alsim Alarko, Kalyon İnşaat, Konya Şeker ve Bereket Enerji teklif verdi. 13 Ocak 2015 tarihinde Özelleştirme İdaresi tarafından gerçekleştirilen Soma B Termik Santrali özelleştirme ihalesini 688,5 milyon dolar teklif veren Konya Şeker kazandı. 22.06.2015'te Soma B Termik Santrali'nin Konya Şeker San. ve Tic. AŞ'ye devri gerçekleştirildi.

Soma B Termik Santrali özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

4- Kemerköy Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Milas /MUĞLA
Kurulu Güç	: 3x210 = 630 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 4.095.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: ELEKTRİM-ENKA
İşletmeci Firma	:Yeniköy-Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. (Limak Enerji /IC İçtaş Enerji ortaklığı)
İşletmeye Alınış Tarihi	
1. ünite	: 04.03.1994
2. ünite	: 20.08.1994
3. ünite	: 17.02.1995
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)	: 1750± 200 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 1462 g/kWh
Kömürün kül/nem oranı	: % 33- % 30
Tam yükte günlük kömür tüketimi	: 21.000 ton

EÜAŞ tarafından inşa edilip işletilen Kemerköy Termik Santrali özelleştirildikten sonra Yeniköy Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. tarafından işletilmekte olup 630 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 30., Muğla'nın ise en büyük enerji santralidir.

23.11.2013 tarihinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı Kemerköy Termik Santrali, Yeniköy Termik Santrali ve Kemerköy Limanı'nın özelleştirilmesi ile ilgili ihale ilanına çıkmış olup, 10.04.2014 günkü son teklif verme gününde; Park Holding A.Ş., Çelikler Taahhüt İnşaat ve Sanayi A.Ş., Kalyon İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş. Ortak Girişim Grubu, Limak İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş. - Elsan Elektrik Gereçleri Sanayi ve Ticaret A.Ş., IC İçtaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. ve Konya Şeker Sanayi ve Ticaret A.Ş. olmak üzere 6 firma teklif vermiştir. 18 Nisan 2014 günü yapılan pazarlık görüşmesi sonucu Kemerköy ve Yeniköy Termik Santralleri ile bu santrallere ait taşınmazlar için yapılan özelleştirme ihalesini 2 milyar 671 milyon dolar ile IC

İçtaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. kazanmış ve 23 Aralık 2014'te Kemerköy Termik Santrali'nin IC İçtaş Enerji ve Limak Enerjinin ortaklığı ile kurulan Yeniköy Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.'ye devri gerçekleştirilmiştir.

Kemerköy Termik Santrali özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

5- Yatağan Termik Santrali

Yatağan Termik Santrali, sanayide başka amaçla kullanılamayan Muğla-Yatağan linyit havzasındaki düşük kalorili kömürün değerlendirilmesi ve ulusal enerji sistemimizin ihtiyacının karşılanması maksadıyla 1975 yılında yatırım programına alınmıştır. Santral bu amaçla Yatağan İlçesine 3 km. uzaklıktaki 1.163.000 m²'lik bir alan üzerine kurulmuştur.

Muğla yöresi yurdumuzun en önemli kömür havzalarından biri olup TKİ ve MTA tarafından 800 milyon tonluk kullanılabilir kömür varlığı ifade edilmektedir. Yörede mevcut linyit kömürünün alt ısıl değeri 1750÷2100 kcal/kg'dır.

Bulunduğu Yer	: Yatağan /MUĞLA
Kurulu Güç	: 3x210 = 630 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 4.095.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: ELEKTRIM-ENKA-TOKAR
İşletmeci Firma	: Bereket Enerji
İşletmeye Alınış Tarihi	
1. ünite	: 20.10.1983
2. ünite	: 15.06.1983
3. ünite	: 18.12.1984
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri (Tasarım Değeri)	: 2100 ± 200 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 1099 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 20- % 36
Kazan Tipi	: OB–660
Ana Yakıt Yakıcı Sayısı	: 6 x Ünite
Yardımcı Yakıt Yakıcı Sayısı	: 6 x ünite
Türbin Tipi	: 13 K 215
Nominal Yükte Buhar Tüketim	i: 620 ton/saat
Buhar Giriş Sıcaklığı	: 535 ºC
Buhar Giriş Basıncı	: 130 kg/cm²

Özelleştirme İdaresinin, Yatağan Termik Santrali ile Güney Ege Linyitleri İşletmesi'nin varlık satışı ile özelleştirilmesi için düzenlediği ihale 12 Haziran 2014 tarihinde gerçekleşti. 6 firmanın katıldığı ihaleyi 1 milyar 91 milyon dolar teklif veren Bereket Enerji Grubu şirketlerinden Elsan Elektrik Gereçleri San. ve Tic. A.Ş. kazandı. 1 Aralık 2014'te Yatağan Termik Santrali, Bereket Enerji (Elsan Elektrik) firması altında kurulan Yatağan Termik Enerji Üretim A.Ş.ye devredildi.

Yatağan Termik Santrali'nin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

6- Çayırhan Termik Santrali

Kurulu Güç	: 2x150 + 2x 160 = 620 Mwe
Üretim Kapasitesi	: 3640 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 3.533 GWh
Santralin Yeri	: Nallıhan/ANKARA
İşletmeci Firma	: Park Termik AŞ (Ciner Grubu)

Çayırhan Termik Santrali Türkiye'nin işletme hakkı devri yöntemi ile ilk özelleştirilen termik santralidir. 1. ve 2. ünite ile 1. ve 2. üniteye kömür sağlayan maden sahaları 30.06.2000 tarihinde, 3. ve 4. üniteler ise 04.10.2001 tarihinde firmaya devir edilmiştir. 3. ve 4. ünitelere kömür sağlayan maden sahaları ise 26.08.2011 tarihinde Park Termik tarafından devir alınmıştır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

7- Seyitömer Termik Santrali

Bulunduğu Yer		: Seyitömer/ KÜTAHYA
Kurulu Güç		: 4 x 150 = 600 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi		: 3.900.000.000 kWh
Yapımcı Firma	1–2	: STEIN INDUSTRIE - FRANCO TOSI
	3	: VKW-MHI-TOKAR
	4	: VKW BABCOCK-BBC-TOKAR
İşletmeci Firma		: Çelikler Seyitömer Elektrik Üretim Anonim Şirketi.
İşletmeye Alınış Tarihi	1. ünite	: 10.04.1973
	2. ünite	: 08.11.1973
	3. ünite	: 01.09.1977
	4. ünite	: 16.02.1989
Kullanılan Yakıtın Cinsi		: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri (Tasarım Değeri)		: 1500± 100 kcal/kg (1–2 ünite)
		: 1400 – 2000 kcal/kg (3–4 ünite)
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)		: 1.546 g/kWh
Kömürün kül/nem oranı		: % 40 - % 35
Kazan Karakteristiği		
Kazan Tipi		: Tabii Sirkülasyonlu
Ana Yakıt Yakıcı Sayısı		: 6 x ünite
Yardımcı Yakıt Yakıcı Sayısı		: 6 x 2 ünite – 4 x 2 ünite
Türbin Karakteristiği		
Türbin Tipi		: İki silindirli
Nominal Yükte Buhar Tüketimi		: 500/480 ton/saat
Buhar Giriş Sıcaklığı		: 535 ºC
Buhar Giriş Basıncı		: 136/140 kg/cm²
Jeneratör Tipi		: Yatay milli

Seyitömer Termik Santrali için 2012'nin Aralık ayında yapılan ihalede en yüksek teklif 2 milyar 248 milyon dolar ile Çelikler Elektrik Üretim AŞ tarafından verildi. Santral, resmi olarak 17

Haziran 2013'te EÜAŞ'tan Çelikler'e devredildi. Seyitömer Termik Santrali'nin özelleştirilmesi, santral ve santrale ait taşınmazlar için "varlık satışı", maden sahaları için ise 2054 yılına kadar "işletme hakkı devri" olarak gerçekleştirildi.

Üretim için gerekli olan kömür Çelikler Seyitömer Linyitleri İşletmesinden, su ise 13 km mesafede bulunan Enne Barajı'ndan temin edilmektedir. Çelikler Seyitömer Linyit İşletmelerinde yer alan maden sahalarında 200 milyon tonun üzerinde kömür rezervi bulunmaktadır. Santralde yakılan kömürün ortalama kalorifik değeri 1700 kcal/kg olup Santralin normal üretimine karşılık yılda yaklaşık toplam 6.000.000 ton kömür tüketilmektedir.

Santralin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

8- Kangal Termik Santreli:

Bulunduğu Yer		: Kangal/SİVAS
Kurulu Güç		: 2 x 150 + 1x 157 = 457 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi		: 2.970.500.000 kWh
Yapımcı Firma		: TRANS ELEKTRO-MHI KUTLUTAŞ-ERG ve GAMA
İşletmeye Alınış Tarihi	1. ünite	: 22.12.1989 (Kutlutaş-Erg)
	2. ünite	: 20.12.1990 (Kutlutaş-Erg)
	3. ünite	: 26.10.2000 (Gama)
İşletmeci Firma		: Konya Şeker Enerji
Kullanılan Yakıtın Cinsi		: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)		: 1300 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)		: 2.190 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı		: % 25 - % 40

Santral tarafından kullanılan EÜAŞ ve Hazine mülkiyetindeki taşınmazların "Varlık Satışı"; ilgili maden ruhsatları ve bu ruhsatların kapsadığı maden sahalarının "İşletme Hakkının Verilmesi" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla yapılan ihale sonucunda 14.08.2013 tarihinde imzalanan sözleşme ile 985 milyon dolar bedel ile özelleştirilen santral, Kangal Termik Santral Elektrik Üretim A.Ş.'ye devredildi. Anılan şirketin % 51'lik hissesi Konya Şeker San. ve Tic. AŞ'ye, % 49'luk hissesi Çoban Yıldızı Elektrik Üretim AŞ'ye aittir.

Kangal Termik Santrali, toplam 8 bin 45 hektar alana sahip tek ruhsatta kullanılabilir yaklaşık 92 milyon ton kömür rezerviyle satın alınmıştır. Kömürün ortalama kalorisi 1100 kcal/kg'dır. Santralin günlük kömür ihtiyacı yaklaşık 21 bin tondur. Kangal Termik Santrali'nde yılda yaklaşık 7 milyon ton linyit kullanılmaktadır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

9- Tufanbeyli Termik Santrali

Kurulu Güç	: 450 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 3.375 GWh
Santralin Yeri	: Tufanbeyli/ADANA
İşletmeci Firma	: Enerjisa Enerji Üretim AŞ
Kazan Tipi	: Dolaşımlı Akışkan Yataklı

10 Şubat 2004 tarihinde EPDK, linyit yakıtlı Tufanbeyli Termik Santrali'nin kurulması için Enerjisa'ya üretim lisansı verdi. 2 Aralık 2015'te her biri 150 MWe kapasiteli ilk iki buhar türbini devreye alındı. 25 Mart 2016'da 150 MWe kapasiteli üçüncü buhar türbini de devreye alınarak tesiste tam kapasite ile elektrik üretimi başladı.

10- Yeniköy Termik Santrali

Muğla/Milas-Sekköy-Ekizköy-Karacahisar havzalarındaki toplam 275 milyon ton düşük kalorili linyit kömürünün termik santralde değerlendirilerek, ülkemizin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılaması amacı ile kurulmuştur.

Bulunduğu Yer		: Milas /MUĞLA
Kurulu Güç		: 2x210 = 420 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi		: 2.730.000.000 kWh
Yapımcı Firma		: ELEKTRİM-ENKA-TOKAR
İşletmeci Firma		: Yeniköy-Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.
(Limak Enerji /IC İçtaş Enerji ortaklığı)		
İşletmeye Açılış Tarihi	1. ünite	: 17.09.1986
	2. ünite	: 23.02.1987
Kullanılan Yakıtın Cinsi		: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)		: 1750± 200 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)		: 1352 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı		: % 31 - % 33
Tam yükte günlük kömür tüketimi		: 13.600 ton
Kazan Tipi		: Tekrar kızdırıcılı, tabii sirkülasyonlu,
Ana Yakıt Yakıcı Sayısı		: 8 x ünite
Yardımcı Yakıt Yakıcı Sayısı		: 1x ünite
Türbin Tipi		: 3 silindirli, tekrar kızdırmalı, bileşik kondensasyonlu
Nominal Yükte Buhar Tüketimi		: 636 t/h
Buhar Giriş Sıcaklığı		: 535 ºC
Buhar Giriş Basıncı		: 130 kg/cm²
Jeneratör Tipi		:Yuvarlak kutuplu, senkron

23.11.2013 tarihinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı, Kemerköy Termik Santrali, Yeniköy Termik Santrali ve Kemerköy Limanı'nın özelleştirilmesi ile ilgili ihale ilanına çıkmış olup, 18 Nisan 2014 günü yapılan pazarlık görüşmesi sonucu Kemerköy ve Yeniköy Termik Santralleri ile bu santrallere ait taşınmazlar için yapılan özelleştirme ihalesini 2 milyar 671 milyon dolar ile IC

İçtaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. kazanmıştır ve 23 Aralık 2014'te Yeniköy Termik Santrali'nin IC İçtaş Enerji ve Limak Enerjinin ortaklığı ile kurulan Yeniköy Kemerköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.ye devri gerçekleştirilmiştir.

Santralin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

11- Silopi Termik Santrali

Kurulu Güç : 405 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 1.870 GWh
2015 Yılı Üretimi : 1.040 GWh
Santralin Yeri : Silopi/ŞIRNAK,
İşletmeci Firma : Silopi Elektrik Üretim A.Ş.
(Ciner Grubu ile GSD Holding ortaklığı)

Ciner Enerji (% 85) ve GSD Holding (% 15) ortaklığında kurulan Silopi Termik Santrali, Silopi Elektrik Üretim A.Ş. tarafından işletilmekte olup 405 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 47. Şırnak'ın ise en büyük enerji santralidir. 405 MWe kapasiteye sahip elektrik santralinin maliyetinin 800 milyon dolar olduğu açıklanmıştır. Silopi Termik Santrali, Türkiye'nin asfaltit yakan akışkan yataklı ilk ve tek termik santralidır.

Şırnak Silopi Termik Santrali'nin 135 MWe gücündeki birinci ünitesi 2 Mayıs 2009'da, ikinci ünitesi 8 Mayıs 2015'te, üçüncü ünitesi de 22 Aralık 2015'te devreye alındı. Silopi Termik Santrali'nin 2015 ve 2016 yılları elektrik üretimi tablosu:

Yıl	Üretim (kWh)	Ülke Tüketimine Oranı
2015	1.040.000.000	% 0,39
2016	2.872.070.860	% 1,04

12- Tunçbilek Termik Santrali

Bulunduğu Yer : Tunçbilek/KÜTAHYA
Kurulu Güç : 65 + 2 x 150 = 365 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi : 2.372.500.000 kWh
Yapımcı Firma
1.–2. ünite : DÜRR WERKE – AEG
3. ünite : ELIN
4–5. Ünite : ELEKTRİM – KRAFTWERK UNION – KUTLUTAŞ
İşletmeci Firma :Çelikler Orhaneli Tunçbilek Elektrik Üretim A.Ş.
İşletmeye Açılış Tarihi
3. ünite : 21.02.1966
4. ünite : 15.08.1977
5. ünite : 10.10.1978
Kullanılan Yakıtın Cinsi : Linyit Kömürü

Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)	: 2170 ± 100 kcal/kg (B)
	: 2600 – 3900 kcal/kg (A)
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 1.125 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 40 - % 35

23 Eylül 2014'te, Özelleştirme İdaresi Başkanlığının Tunçbilek Termik Santrali ile Orhaneli Termik Santrali'nin bütün halinde özelleştirilmesi kararı Resmi Gazete'de yayımlandı. 17 Aralık 2014'te gerçekleştirilen ihaleyi 521 milyon dolar ile Çelikler Holding kazandı. 22.06.2015 tarihinde Tunçbilek Termik Santrali'nin Çelikler Orhaneli Tunçbilek Elektrik Üretim A.Ş'ye devri gerçekleştirildi.

Santralin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

13- 18 Mart Çan Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Çan / ÇANAKKALE
Kurulu Güç	: 2 X 160 = 320 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 2.080.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: ALSTOM
İşletmeci Firma	: EÜAŞ
İşletmeye Alınış Tarihi	: 20.10.2003
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)	: 2.600 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 850 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 32 - % 22
Kazan Teknik Bilgileri:	
İmalatçı	: ALSTOM POWER,
Tipi	: Dolaşımlı Akışkan Yataklı
Kapasite:	: 462 ton/saat-buhar
Verim	: % 92
Jeneratör Teknik Bilgileri;	
İmalatçı	: ALSTOM POWER
Tipi	: Senkronize
Güç	: 176 MWA
Soğutma Tipi	: Hava Soğutmalı
Türbin Teknik Bilgileri:	
İmalatçı	: ALSTOM POWER
Tipi	: 3 Basınç Kademeli
Kapasite	: 160 MWe
Isı Tüketimi	: 1907 kcal/kWh
Verim	: % 45
Soğutma Sistemi Genel Özellikleri;	
Tipi	: Kuru Tip (Haller Sistem)
Kapasite	: 15800 m^3/saat sirkülasyonlu
Kule Yüksekliği	: 120 m

Kömür ve Genel Özellikleri:

Isıl Değer	: 2600± % 10 kcal/kg, % 32 kül, % 22 nem, % 4 kükürt
Kömür Bes. Kap.	: 600 ton/saat
Stok Sahası Kap.	: 200.000 ton
Santral Genel Verimi	: % 42

Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) tarafından, Çanakkale'nin Çan ilçesindeki linyitlerin değerlendirilmesi amacıyla, Fransız Alstom Power Centrales firmasının liderliğinde, Alstom Power Boiler, Alstom Power Proje A.Ş.,Gea–Egi (soğutma suyu sistemi ve soğutma kulesi) ve Teknotes (tüm inşaat ve montaj işleri) firmalarının ortaklığıyla Çan Termik Santrali'nin 320 (2 x 160) MWe kapasite ile yapılmasına karar verilmiş ve yılda yaklaşık net 2,25 milyar kWh elektrik enerjisi üretmesi planlanmıştır.

23.10.2000 tarihinde işe başlanılmış olup Santralin geçici kabulü 15.07.2006 tarihinde, kesin kabulü ise 10.09.2008 tarihinde yapılmıştır.

Çan Termik Santrali, pülverize kömürle çalışan termik santrallere alternatif bir teknoloji olan "akışkan yataklı yakma" teknolojisi ile tasarlanmıştır. Kamu santralleri içindeki tek akışkan yataklı santraldir.

Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Raporu'nda belirtilen taahhütler doğrultusunda; Santralin ormanlar üzerindeki etkilerinin izlenmesi için Ege Ormancılık Araştırma Enstitüsü ile İl Çevre Daire Başkanlığı arazi çalışmaları yapmaktadır. Ayrıca TÜBİTAK-MAM ile yapılan sözleşme çerçevesinde, havadaki belirli kirletici parametreler ile yeraltı ve yüzey sularının analizleri de belirli aralıklarda yapılmaktadır.

Santrale Baca Gazı Arıtma sistemi kurulması yönünde hazırlık çalışmaları devam etmektedir.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

14- Çatalağzı Termik Santrali

Kurulu Güç	: 300 MWe
Üretim Kapasitesi	: 1950 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 1.862 GWh
Santralin Yeri	: Kilimli/ZONGULDAK
İşletmeci Firma	: Bereket Enerji
Yapımcı Firma	: TRANSELEKRO – MHI - KUTLUTAŞ
İşletmeye Açılış Tarihi	
1. ünite	: 26.07.1989
2. ünite	: 05.02.1991
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Taşkömürü
Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)	: 3.300 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 827 g/kWh
Kömürün kül/nem oranı	: % 47 - %15

29 Nisan 2014'te gerçekleştirilen özelleştirme ihalesinde en yüksek teklifi 351 milyon dolar ile Demir Madencilik verdi. Demir Madencilik'i 350 milyon dolar ile Elsan Elektrik ve 325 milyon dolar ile Alsim Alarko izledi. 23 Temmuz 2014'te Özelleştirme Yüksek Kurulu, Çatalağzı Termik Santrali'nin 29 Nisan'da yapılan ihale neticesinden özelleştirilmesine onay verdi. Karar Resmi Gazete'de yayımlandı.18 Aralık 2014'teÇatalağzı Termik Santrali, Bereket Enerji'nin bağlı ortağı Elsan Elektrik'e devredildi. Satış ihalesi şartları gereği Elsan Elektrik Termik Santrali Çates Elektrik Üretim A.Ş. şirketi altında işletilmektedir.

Santralin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

15- Aksa Bolu Göynük Termik Santrali

Kurulu Güç	: 270 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 1.152 GWh
2015 Üretimi	: 279 GWh
Santralin Yeri	: Göynük/BOLU
İşletmeci Firma	: Aksa Enerji
Kazan Tipi	: Dolaşımlı Akışkan Yataklı

Aksa Bolu Göynük Termik Santrali Bolu'nun Göynük ilçesi Himmetoğlu Köyü bölgesindedir. Aksa Enerji bağlı ortağı olan Aksa Göynük Enerji Üretim A.Ş. tarafından işletilen santral 270 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 60. Bolu'nun ise en büyük enerji santralidir.

Bolu Göynük Termik Santrali'nde elektrik üretimi amacıyla kullanılacak olan linyit, santrale 2 km mesafedeki açık ocaktan çıkarılmaktadır. Sahada 2450 kcal/kg ısıl değere sahip 37 milyon 952 bin ton linyit rezervi bulunmaktadır. Santralde elektrik üretimi amacıyla yılda 1 milyon 800 bin ton linyit kullanılması planlanmıştır. Buna göre işletmenin 21 yıl boyunca bölge rezervi ile üretim yapabileceği görülmektedir. Santralde yıllık 2 milyar 25 milyon kilovatsaat elektrik üretimi yapılması planlanmaktadır.

Birinci ünite 15 Temmuz 2015'te, 2. ünite 29 Ocak 2016'da devreye alınmıştır. Bolu Göynük Termik Santrali, "akışkan yataklı yakma" teknolojisi ile tasarlanmış olup, baca gazı arıtma sistemi bulunmaktadır.

Santralde kömürünün yakılması sırasında oluşan küllerin bir kısmı çimento fabrikaları ve yol yapım projelerinde hammadde olarak kullanılmak üzere satılmakta, kalanı ise maden sahasındaki kömürü çıkartılmış geçirimsiz alanlara stoklanarak gömülmektedir.

Aksa Bolu Göynük Termik Santrali 2015 ve 2016 yılları elektrik üretimi şöyledir:

Yıl	Üretim (kWh)	İl Tüketimine Oranı	Ülke Tüketimine Oranı
2015	279.350.000	% 25,23	% 0,11
2016 9 Ay	1.043.090.000		

16- Orhaneli Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Orhaneli/ BURSA
Kurulu Güç	: 210 MWe
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 1.365.000.000 kWh
Yapımcı Firma	: STEINMULLER+SUN-TEK TECHNOPROMEXPORT/STFA
İşletmeci Firma	: Çelikler Enerji
İşletmeye Açılış Tarihi	: 05.02.1992
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Linyit Kömürü
Kömürün Alt Isıl Değeri(Tasarım Değeri)	: 1780–2560 kcal/kg
Kömür Tüketimi (Tasarım Değeri)	: 996 g/kWh
Kömürün kül / nem oranı	: % 31 - % 26

17 Aralık 2014 tarihinde Özelleştirme İdaresi tarafından gerçekleştirilen ihalede Orhaneli Termik Santrali, Tunçbilek Termik Santrali ve Bursa Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınmazlar için en yüksek teklif 521 milyon dolar ile Çelikler Holding tarafından verildi. 22.06.2015 tarihinde, Orhaneli Termik Santrali'nin Çelikler Enerji'ye devri gerçekleştirildi.

Santralin özelleştirme öncesi yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 1C'de verilmiştir.

17- Adularya Yunus Emre Termik Santrali

Kurulu Güç	: 145 MWe
Üretim kapasitesi	: 2x145 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 1.050 GWh
Santralin Yeri	: Mihalıççık /ESKİŞEHİR
İşletmeci Firma	: Naksan Enerji
Kazan Tipi	: Dolaşımlı Akışkan Yataklı

Adularya Yunus Emre Termik Santrali her biri 145 MWe gücünde olan toplam 290 MWe kurulu gücündeki iki üniteye, dolaşımlı akışkan yatak kazan teknolojisine ve buna ek olarak yarı-kuru tip baca gazı arıtma sistemine sahiptir. 25 Şubat 2016'da 1. ünite devreye girmiştir.

YAPIM AŞAMASINDAKİ SANTRALLER

İnşa halindeki yerli kömür yakıtlı termik santrallerin (EPDK verilerine göre) tablosu EK-1 B'de verilmiştir. İnşa halindeki santrallerin toplam kapasitesi 3.380 MWe'dir. Yunus Emre Termik Santrali'nin inşaatı tamamlanmış olmakla birlikte 2. ünitesi üretime girememiştir. Soma Kolin Termik Santrali'nin Temmuz 2016 itibarıyla ilerlemesi % 42,94; diğer santrallerin ilerlemesi ise % 16'nın altındadır. Bunlardan bazıları hakkında kısa bilgiler aşağıda verilmektedir.

1- Çayırhan B Termik Santrali

Ankara'nın Nallıhan ilçesi Çayırhan Beldesi, Uluköy Mahallesi'nde yapımı planlanan 720 MWe kapasiteli Çayırhan B Termik Santrali, işletme hakkı Ciner Grubu şirketlerinden Park Termik'e devredilen Çayırhan Termik Santrali'nden sonra bölgede kurulması planlanan ikinci yerli kömür

yakıtlı termik santralidir. Çayırhan B Termik Santrali'nden, Çayırhan 2 linyit sahasında bulunan kaynak değerlendirilerek elektrik üretimi gerçekleştirilecektir. Santralin kurulumuyla ilgili ön çalışmalar EÜAŞ tarafından yürütülmüştür. İlk ÇED Raporu 800 MWe kurulu güç ve 5,6 milyar kWh/yıl elektrik üretim kapasitesi projeksiyonuna göre hazırlanmış, daha sonra ilgili sahada yeterli miktarda kömür olmaması nedeniyle kurulu güç 720 MWe, yıllık üretim kapasitesi brüt 4,68 milyar kWh/yıl, net üretim 4,21 milyar kWh/yıl olarak revize edilmiştir. Aynı zamanda yıllık 7.000 saat olarak planlanan çalışma süresi de 6.500 saate düşürülmüştür.

Termik santralde, bir yılda 2.066 kcal/kg kalorifik değere sahip 3.850.000 ton linyit kullanılacak olup, bu linyitin kalorifik değeri lavvar tesisi ile 2.500 kcal/kg'a çıkarılacaktır.

3 Haziran 2016'da Çayırhan-B Termik Santrali ve Yeraltı Kömür İşletmesi Entegre Projesi Ön Fizibilite Raporu Hazırlanması işi için EÜAŞ tarafından 22.06.2016 tarihinde ihale yapılacağı Resmi Gazete'de duyuruldu. Çayırhan B Termik Santrali'nin kurulması amacıyla bazı taşınmazların Elektrik Üretim Anonim Şirketi tarafından acele kamulaştırılmasıyla ilgili alınan karar 19 Ağustos 2016'da Resmi Gazete'de yayımlandı.06.02.2017 tarihinde açık eksiltme usulüyle yapılan Çayırhan Santrali Özelleştirme ihalesine en düşük teklifi 60,4 dolar/MWh ile Kolin-Kalyon-Çelikler ortaklığı verdi.

Çayırhan B ihalesi, ülkemizde, üretilecek enerji bedeli üzerinden açık eksiltme yolu ile yapılan ilk ihaledir. Ayrıca ÇED Olumlu Kararı, imar planı değişiklik başvuruları vb. tüm izinler yapımcı firma adına kamu idaresi tarafından alınacak olmasıyla da bu ihalede bir ilk yaşanmaktadır. Elektrik piyasasında arz fazlası bulunsa dahi üretim önceliği verilecek olan Çayırhan B Termik Santrali'ne, Devlet tarafından ABD doları üzerinden 15 yıl alım garantisi verilmiştir. Oluşacak ek yük, elektrik satış tarifesi üzerinden tüketicilerden tahsil edilecektir.

2- Konya Ilgın Termik Santrali

Ciner Grubu şirketlerinden Konya Ilgın Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş. tarafından kurulup işletilecek Konya Ilgın Termik Santrali akışkan yataklı süperkritik 500 MW kurulu güce ve yıllık 2 milyar 817 milyon 750 bin kWh elektrik üretim kapasitesine sahip olacaktır.

04.02.2016'da Ciner Grubu Yönetim Kurulu Başkan Vekili Ali Coşkun Duyak basına verdiği demeçte 2016 yılı içerisinde madencilik faaliyetlerine ve santral montajına başlamayı, santral inşaatının da 36 ay içerisinde tamamlanmasını planladıklarını açıkladı.01.07.2016 tarihi itibarıyla Konya Ilgın Termik Santralinde fiili gerçekleşme yüzde 9,23 seviyesine geldi.

3- Soma Kolin Termik Santrali

Kolin Grubu'na bağlı Hidro-Gen Enerji tarafından kurulup işletilecek olan Soma Kolin Termik Santrali'nin yapımı amacıyla Manisa ili Soma ilçesi Yırca Köyü'nde bulunan toplam 109 farklı parselin Maliye Bakanlığı tarafından Hazine adına acele kamulaştırılmasını içeren Bakanlar Kurulu kararı 10.05.2014 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlandı. 08.11.2014'te Yırca Köyü sakinleri adına açılan davada Danıştay 6. Dairesi Bakanlar Kurulunun verdiği acele kamulaştırma kararı için yürütmeyi durdurma kararı aldı. Bu karardan bir gün önce Yırca Köyü'nde köylüler dövülerek, 6 bin zeytin ağacının iş makinaları tarafından sökülmüş olduğu basına yansımış ve kamuoyundan büyük tepki toplamıştı.

Yeri ve projesi değiştirilen Soma Kolin Termik Santrali için EPDK, 10.12.2015 tarihinde Hidro-Gen Enerji'ye 35 yıl süreli elektrik üretim lisansı verdi. Temmuz 2016 itibarıyla Soma Kolin Termik Santrali inşaatında fiili gerçekleşme yüzde 43 seviyesine geldi. 2017 sonunda 1. ünitesinin devreye girmesi planlanıyor.

4- Çan 2 Termik Santrali

Odaş Grubu'nun büyük ortağı olduğu Çan Kömür ve İnşaat A.Ş tarafından kurulup işletilecek, 330 MWe kurulu güce, yıllık yaklaşık 2,5 milyar kilovatsaat elektrik üretim kapasitesine sahip olacak Çan 2 Termik Santralinin 2017 yılının ikinci yarısında devreye alınması planlanmaktadır. Alman bağımsız maden değerleme şirketi Fichtner GmbH'nin, 2013 yılında yapılan uluslararası Joint Ore Reserves Committee (JORC) standartlarına uygun kısıtlı çalışmalarına göre Çan Linyit Santrali'nde kullanılacak rezervin ortalama kalorisinin 3.481 kcal/kg olduğu tespit edilmiştir. Odaş Grubu tarafından yapılan açıklamaya göre tespit edilen bu kalori değeri, Türkiye'de yerli linyite dayalı üretim yapan enerji santralleri arasında en yüksek kalori değerine sahiptir.

28 Ocak 2016'da EPDK, Odaş Grubu'na bağlı Çan Kömür ve İnşaat A.Ş.ye Çan 2 Termik Santrali için 17 yıllık (28 Ocak 2033 tarihine kadar) elektrik üretim lisansı verdi.

5- Amasra Termik Santrali

1100 MWe kapasiteli Amasra Termik Santrali Bartın ili, Amasra ilçesi Çapak Koyu mevkiinde kurulacaktır. Termik Santral, Hattat Holding'in enerji grubuna bağlı Hema Elektrik Üretim A.Ş. tarafından kurulup işletilecek olup şirket bu amaçla 12 Ekim 2006 tarihinde EPDK'dan 49 yıl süreli elektrik üretim lisansı almıştır. Tesiste kullanılacak taş kömürü Zonguldak taş kömürü havzasından temin edilecektir. CED Raporunda Amasra Termik Santrali projesine ait taş kömürü sahasında 573 milyon ton ekonomik rezerv olduğu belirtilmektedir.

12.2 İthal Kömür Yakıtlı Termik Santraller

EPDK verilerine göre Türkiye'de üretim lisansı almış olup işletmede olan ithal kömürlü santrallerin sayısı 10'dur. 7 adet de yapım aşamasında olan santral bulunmaktadır (Bkz. EK-2 Üretim Lisansı Olan İthal Kömür Santralleri) İthal kömür yakıtlı termik santrallerin işletmedeki toplam kurulu gücü EK-2'de EPDK verilerine göre 7.571,4 MWe görülmekle birlikte, TEİAŞ verilerinde 2016 sonu itibarıyla 7.473,9 MWe'dır. 2016 yılında ithal kömür ve taş kömür yakıtlı santrallerde 53.777.704.022 kWh elektrik üretimi yapılmıştır.

Türkiye'nin belli başlı ithal kömür yakıtlı termik santralleri ile ilgili genel bilgilere aşağıda yer verilmiştir.

1- Zonguldak Eren (ZETES) Termik Santrali

Kurulu Güç	: 2.790 MWe
Toplam Kurulu Güce Oranı	: %3.55
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 16.880 GWh
Santralin Yeri	: Kilimli/ZONGULDAK
İşletmeci Firma	: Eren Enerji

Zonguldak ili, Kilimli ilçesi Çatalağzı Belediyesi sınırları içinde bulunan ZETES (Zonguldak Eren Termik Santrali) toplam 2.790 MWe'lık kurulu güce sahiptir. Santral sahasında; 1 adet 160 MWe kurulu gücünde akışkan yatak teknolojisine sahip santral ünitesi, 2 adet 615 MWe süper kritik pülverize kömürlü ve 2 adet 700 MWe süper kritik pülverize kömürlü santral üniteleri bulunmaktadır. Günlük kömür tüketim miktarı (tüm üniteler tam kapasite ile devredeyken) yaklaşık 23.000 tondur. Aylık tüketim ise, 700.000 ton civarındadır. İthal hammadde ihtiyacı kapsamında santral sahasının uzantısındaki Muslu bölgesine Eren Limanı yapılmıştır. Bu liman sayesinde Eren Enerji santralleri kesintisiz şekilde kömür ihtiyacını karşılayabilecektir.

2790 MWe ZETES Santrali'nda kullanılan servis suyu ve demineralize su ihtiyacı için santral sahasında ters osmoz (reverseosmosis) teknolojisi ile deniz suyundan yumuşak su üreten Su Hazırlama (Su Arıtma) Tesisi kurulmuştur. Bu tesise deniz suyu, Limanda kurulu olan su alma yapısında çalışan 2 adet 2250 m/h, 45 mSS pompa ile getirilmektedir. Gelen deniz suyu öncelikle kaba filtreden geçirilmekte ve tanklarda depolanmaktadır. Daha sonra ise filtreleme ve ters osmoz ara kademelerinden geçirilerek servis suyu ve demin suyu üretilmektedir. Ünitelerin ihtiyacına göre servis suyu ve deminarilize su, pompalar vasıtasıyla boru köprüsü üzerinden ünitelere gönderilmektedir.

Kronoloji:

- 28 Eylül 2004: ZETES'in kurulması amacıyla EPDK tarafından Eren Enerji'ye elektrik üretim lisansı verildi.
- 15 Temmuz 2010: 160 MWe güce sahip ilk buhar türbini devreye alındı.
- 1 Kasım 2010: 600 MWe güce sahip ikinci buhar türbini devreye alındı.
- 29 Aralık 2010: 600 MWe güce sahip üçüncü buhar türbini devreye alındı.
- 29 Haziran 2012: 600 MWe kapasitelik iki türbinde 15'er MW'lık güç artışı yapıldı.
- 30 Haziran 2016: 700MWe güce sahip dördüncü buhar türbini devreye alındı.
- 30 Temmuz 2016: 700MWe güce sahip beşinci buhar türbini devreye alındı.

Santral 2016 yılında 10.560.086.000 kWh elektrik üretmiştir.

2- İSKEN Sugözü Termik Santrali

Kurulu Güç	: 2x605= 1310MWe
Üretim Kapasitesi	: 9309 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 9.183 GWh
2015 Üretimi	: 8.722 GWh
Santralin Yeri	: Yumurtalık/ADANA
İşletmeci Firma	: İSKEN İskenderun Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. (Alman Steag ve OYAK ortaklığı)

Kasım 2000'de temeli atılan santral 2004 yılında üretime geçti. Türkiye'nin Yap-İşlet modeli ile kurulan en büyük kapasiteli ve yabancı sermayeli yatırımı olarak bilinmektedir. Santralde ithal taşkömürü kullanılmakta olup, yıllık kömür kullanma kapasitesi 3.300.000 ton'dur (6.000-6.500 kcal/kg).

İSKEN Sugözü Termik Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	Ülke Tüketimine Oranı
2011	9.076.000.000	% 3,94
2012	9.244.446.060	% 3,81
2013	9.507.000.000	% 3,86
2014	9.363.382.610	% 3,65
2015	8.721.966.800	% 3,30

3- İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali

Kurulu Güç : 1.200 MWe
Üretim Kapasitesi : 8640 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 8.640 GWh
Santralin Yeri : Biga/ÇANAKKALE
İşletmeci Firma: : İÇDAŞ ElektrikEnerjisi Üretim ve Yatırım AŞ

İçdaş Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş. tarafından işletilen santral 1.200 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 12. Çanakkale'nin ise en büyük enerji santralidir. Tesis Türkiye'nin 3. büyük ithal kömürlütermik santralidir.

İthal kömüre dayalı elektrik üretimi yapan İÇDAŞ Bekirli Termik Santrali'nin 600 MWe kapasiteli ilk ünitesi 15 Aralık 2011'de, ikinci ünitesi 10 Temmuz 2014'de devreye alındı. Santralda süperkritik kazan teknolojisi kullanıldı.

4- Atlas İskenderun Termik Santrali

Kurulu Güç : 1.200 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 8.500 GWh
Santralin Yeri : İskenderun/HATAY
İşletmeci Firma : Atlas Enerji Üretim AŞ (Diler Holding)

Diler Holding şirketlerinden Atlas Enerji Üretim AŞ'ye ait santral 1.200 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 13. Hatay'ın ise en büyük enerji santralidir. Santralin tasarımında süperkritik kazan teknolojisi uygulanmış olup soğutma suyu olarak deniz suyu kullanılmıştır. İlk ünite Ağustos-2014'te, ikinci ünite Aralık-2014'te ticari işletmeye geçmiştir. Termik santralde yaklaşık 280 personel çalışmaktadır. Kül, alçı çimento sanayi hammaddesi olduğu için ilgili fabrikalara yarı mamül olarak satılmaktadır. Atlas İskenderun Termik Santrali 10 mg/Nm³ değeriyle baca gazı toz emisyonu yönünden Türkiye'nin en çevre dostu santralidir. Klasik elektrostatik filtre yerine torba filtre sistemi kullanılmaktadır. Baca çıkışındaki gazın toz (partikül madde) konsantrasyonu 10 mg/Nm³ olarak projelendirilmiştir. Çevre mevzuatına uygun şekilde yapılan hesaplamalarda baca yüksekliği 100 metre çıkmasına rağmen sözleşme şartnamelerinde ve ÇED Raporu'nda belirtildiği gibi, proje sahası çevresinde (sanayi bölgesi içerisinde kaldığı için) daha iyi gaz emisyon değerleri elde edilmesi için baca 210 metre yükseklikte yapılmıştır.

Baca gazı NOx konsantrasyonu; denitrifikasyon (deNOx) ünitesi vasıtasıyla, SOx konsantrasyonu Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisi Absorplama Kulesinde yaş kireçtaşı metoduyla desülfürizasyon (deSOx) işlemiyle limit değerlere indirilmektedir.

5- İÇDAŞ Biga Termik Santrali

Kurulu Güç	: 405 MWe
Üretim Kapasitesi	: 2885 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 2.885 GWh
Santralin Yeri	: Biga /ÇANAKKALE
İşletmeci Firma	: İÇDAŞ İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım San. A.Ş.

İÇDAŞ Grubuna bağlı olan İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım Sanayi A.Ş. tarafından işletilen santral 405 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 46. Çanakkale'nin ise 2. büyük enerji santralidir. 135 MWe'lık üç üniteden oluşan santralde akışkan yataklı yakma teknolojisi kullanılmıştır.

İÇDAŞ, enerji santrallerinin dahili tüketimlerini karşılamak amacıyla her bir enerji santralinin soğutma suyu geri dönüş hattı üzerine kurduğu HES ler ile Türkiye'de bir ilke imza atmış ve hayata geçirdiği bu verimlilik projesiyle üretim kapasitesini 3,6 MW artırmıştır.

6- İzdemir Enerji Aliağa Termik Santrali

Kurulu Güç	: 350 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 2.562 GWh
Santralin Yeri	: Aliağa/İZMİR
İşletmeci Firma	: İZDEMİR Enerji Elektrik Üretim A.Ş.

İzmir Demir Çelik Sanayi A.Ş'nin büyük ortağı olduğu İzdemir Enerji Elektrik Üretim A.Ş. tarafından işletilen santral 350 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 49. İzmir'in ise 2. büyük enerji santralidir. Santralin 2016 yılı üretimi 2.458.932.000 KWh'dır.

İzdemir Enerji Elektrik Üretim AŞ'nin Aliağa Termik Santrali 4 Nisan 2014'de devreye alındı. İthal kömür ile elektrik üretimi yapılan santral 350 MWe kurulu güce sahip olup yıllık 2 milyon 562 bin kWh elektrik üretimi yapılabilir. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı mevcut santrale ilave olarak kurulacak 350 MWe kapasite için 22 Şubat 2016'da "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumlu" kararı vermiştir.

İzdemir Aliağa Termik Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	İl Tüketimine Oranı	Ülke Tüketimine Oranı
2016	2.485.932.000	% 11,48	% 0,90

7- İskenderun Demir Çelik Termik Santrali

Kurulu Güç : 220,40 MWe
Üretim Kapasitesi : 772 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 767 GWh
Santralin Yeri : İskenderun/HATAY
İşletmeci Firma : İsdemir (Erdemir Grubu)

OYAK'ın iştiraki olan Ataer Holding'e bağlı Erdemir Grubu şirketlerinden olan İskenderun Demir ve Çelik A.Ş. tarafından işletilen santral 220,40 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 70. Hatay'ın ise 3. büyük enerji santralidir.

8- Çolakoğlu Termik Santrali

Kurulu Güç : 190 MWe
Üretim Kapasitesi : 1425 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 1.425 GWh
Santralin Yeri : Gebze/KOCAELİ
İşletmeci Firma : Çolakoğlu Metalurj

Çolakoğlu Metalurji firmasına ait santral 190 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 79. Kocaeli'nin ise 4. büyük enerji santralidir. Santralin 2016 yılı elektrik üretimi 1.157.675.000 KWh'dir.

Çolakoğlu Termik Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	İl Tüketimine Oranı	Ülke Tüketimine Oranı
2015	1.157.576.000	% 7,72	% 0,44
2016	1.157.675.000	% 7,48	% 0,42

YAPIM AŞAMASINDAKİ İTHAL KÖMÜR SANTRALLERİ

İnşa halindeki ithal kömür yakıtlı termik santrallerin tablosu EK-2 B'de verilmiştir. İnşa halindeki toplam kapasite 6210,5 MWe olup, santrallerin Temmuz 2016 ilerlemesi Hunutlu Termik Santrali hariç % 13'ün altındadır. İnşa halindeki bazı santrallere ait özet bilgiler şu şekilde sıralanabilir:

1- Cenal Termik Santrali

Çanakkale ili Biga ilçesi Karabiga bölgesinde ithal kömürle çalışacak 1320 MWe kapasiteli Cenal Termik Santrali için 20 Mart 2013 tarihinde EPDK'dan elektrik üretim lisansı alınmıştır.

Ultra süper kritik nitelikli olarak tanımlanan Cenal Karabiga Termik Santrali, Alarko Holding ve Cengiz Holding ortaklığıyla kurulan Cenal Elektrik Üretim A.Ş. tarafından işletilecektir. Santral yapımında fiili gerçekleşme 01.07.2016tarihi itibarıyla yüzde 12,9 seviyesine gelmiştir.

2- Hunutlu Termik Santrali

EMBA Elektrik Üretim AŞ. (Çin firmasıile 4 Türk yatırımcının ortak olduğu bir şirket) tarafından Adana'nın Yumurtalık ilçesi yakınlarında 1200 MWe kurulu gücünde ithal kömüre dayalı termik santral kurulmaktadır. Projenin ilerleme oranı Temmuz 2016 itibarıyla % 31,7'dir.

3- Selena Termik Santrali

Selena Elektrik Üretim A.Ş. Hatay ili Erzin İlçesi Aşağı Burnaz mevkiinde 936 MWm/900 MWe kurulu güce sahip olacak Selena Kömür Santrali Projesi'ni gerçekleştirmeyi planlamaktadır. Söz konusu proje ile yılda brüt toplam 6.750 GWh elektrik enerjisi üretilmesi hedeflenmektedir. Tesisin ısıl gücü 2.634Mw'dir.

Projenin kaplayacağı toplam alanın 73 ha, tesisin kaplayacağı alanın ise 26 ha olacağı öngörülmektedir. Santralde yakıt olarak, kalorifik değeri 6400 kcal/kg civarında olan ithal kömür kullanılacaktır. Uzun vadeli sözleşmeler ile temin edilecek kömür, yük gemileri kullanılarak deniz yolu aracılığıyla İskenderun Körfezi'ndeki limanlardan birine getirilecek ve santral sahasına konveyörler veya tren vasıtası ile nakledilecektir.

4- Ayas Enerji Santrali

Adana-Yumurtalık bölgesinde İSKEN İskenderun Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş. Sugözü Enerji Santrali'nin hemen yanında, ithal kömür ile çalışacak ve 625 MWe güce sahip olacak termik santralin inşaat çalışmaları devam etmekte olup Temmuz -2016 itibarıyla ilerlemesi % 10,71'dir

12.3 Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralleri

EPDK verilerine göre Türkiye'de üretim lisansı almış olan doğalgaz yakıtlı santral sayısı 326 olmakla birlikte, üretimde olanlar 252 adettir. Bunlardan 104 tanesi 10 MW'ın üzerindedir Üretim Lisansı olan DGKÇ santrallerinden kurulu gücü 130 MWe'nin üzerinde olanlar EK-3A'da verilmiştir. TEİAŞ verilerine göre doğalgaz yakıtlı termik santrallerin toplam kurulu gücü 2016 sonu itibarıyla 22.156 MW'dır. 2016 yılında doğalgaz yakıtlı santrallerin toplam üretimi 87.797.441.063 kWh olmuştur.

Türkiye'nin belli başlı doğalgaz kombine çevrim santralleri ile ilgili genel bilgilere aşağıda yer verilmiştir.

1- Enka Gebze Doğalgaz Santrali

Kurulu Güç	: 1.540 MWe
Üretim Kapasitesi	: 12.884 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 11.311 GWh
2015 Üretimi	: 11.700 GWh
İşletmeci Firma	: Enka Enerji

Enka Gebze Doğal Gaz Santrali Sakarya'nın Adapazarı ilçesi Taşkısığı Mahallesi bölgesindedir. Enka Enerji Grubu şirketlerinden olan Gebze Elektrik Üretim A.Ş. tarafından işletilen santral 1.540 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 4. Sakarya'nın ise en büyük enerji santralidir.

1997 yılında Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından açılan "Yap İşlet" kapsamındaki ihaleyi Enka (% 40) ve InterGen (% 60) ortaklığında kurulan Gebze Elektrik

Üretim A.Ş. kazanmıştır. Santralin inşaatına 2000 yılının Mart ayında başlanmış olup 2002 yılı Ekim ayında elektrik üretimi başlamıştır. Santralin inşaatı Enka'nın % 50 ortak olduğu "Bechtel Enka" tarafından gerçekleştirilmiştir. Elektrik üretimi başladıktan sonra Enka, InterGen firmasının sahibi olduğu % 60 hisseyi satın alarak santralin % 100'üne sahip olmuştur. Enka Kocaeli Gebze Doğalgaz Santrali'nda üretilecek elektrik için Devlet tarafından16 yıl alım garantisi verilmiştir.

26 Ekim 2018 tarihinde Enka Gebze Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'nin üretim lisansı sona erecektir. Tesis bu tarihten itibaren yap-işlet kapsamından çıkacak; üretim lisansının uzatılması durumunda üretilen elektrik Devlet tarafından satın alınmayacak, serbest piyasada satılacaktır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3 C'de verilmiştir.

2- Enka İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç	: 1.520 MWe
Üretim Kapasitesi	: 12682 GWh-yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 11.120 GWh
2015 Üretimi	: 10.370 GWh
Santralin Yeri	: Aliağa, Bozköy/İZMİR
İşletmeci Firma	: İzmir Elektrik Üretim Ltd Şti. (Enka Enerji)

Enka Grubu şirketlerinden olan İzmir Elektrik Üretim Ltd. Şti. tarafından işletilen santral 1.520 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 5. İzmir'in ise en büyük enerji santralidir. 28.03.2003 tarihinde üretime başlamıştır. 26.10.2018'de üretim lisansı sona erecektir. Tesis bu tarihten itibaren yap-işlet kapsamından çıkacak olup üretim lisansının uzatılması durumunda üretilen elektrik Devlet tarafından satın alınmayacak, serbest piyasada satılacaktır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3 C'de verilmiştir.

3- Bursa (Ovaakça) Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Bulunduğu Yer		: Osmangazi ilçesi Ovaakça mevkii/BURSA		
Kurulu Güç		: 4 x 239 + 2 x 238 = 1.432 MWe		
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi		: 10.017.000.000 kWh		
Yapımcı Firma		: MHI – ENKA – MC – ITOCHU		
İşletmeci Firma		: EÜAŞ		
İlk Senkronize Tarihleri	GT 1	: 24.11.1998,	GT 2	: 31.12.1999
	GT 3	: 02.03.1999,	GT 4	: 27.03.1999
	BT 1	: 20.01.1999,	BT 2	: 02.05.1999
Kullanılan Yakıtın Cinsi		: Doğal Gaz – Atık Isı		
Alt Isıl Değeri(Dizayn Değeri)		: 8.100 kcal/ Sm^3		
Yakıt Tüketimi (Dizayn Değer)		: 0,19 Sm^3/kWh		

Kamuya ait olan Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) tarafından işletilen santral 1.432 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 7. Bursa'nın ise en büyük enerji santralidir. Üretim kapasitesi 1400 megavat olan santral, her biri 704,9 megavat gücündeki iki kombine çevrim bloğundan oluşuyor. Her bir kombine çevrim bloğunda, iki adet gaz türbini, iki adet atık ısı kazanı ve bir adet buhar türbini bulunuyor. Yılda yaklaşık 1,7 milyar metreküp doğalgaz tüketilerek 9,5 milyar kWh elektrik

enerjisi üretiliyor. Santral, 154.000 V ve 380.000 V gerilimli iki çıkışının bulunması ve 1.400 MW gücü nedeniyle Türkiye sanayisinin kalbi sayılan Marmara Bölgesi ve Bursa için stratejik bir önem taşıyor.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3 C'de verilmiştir.

4- Ambarlı Doğal Gaz Santrali *(Adı, Ocak 2016 sonunda, İstanbul Doğal Gaz Kombine Çevrim–A Santrali olarak değiştirilmiştir.)*

Bulunduğu Yer	: Avcılar/ İSTANBUL		
Kurulu Güç	: 6 x 138,8 + 3 x 172,7 =1350,9 MWe		
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 9.450.000.000 kWh		
Yapımcı Firma	: KWU – KUTLUTAŞ		
İşletmeci Firma	: EÜAŞ		
İşletmeye Açılış Tarihi	A1: 09.08.1988	A2: 20.08.1988	A3: 20.09.1990
	B1 : 24.09.1988	B2: 17.11.1988	B3:20.01.1991
	C1 : 06.06.1989	C2: 22.06.1989	C3: 27.02.1991
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Doğal Gaz – Atık Isı		
Alt Isıl Değeri(Dizayn Değeri)	: 8050 kcal/ Sm^3		
Yakıt Tüketimi (Dizayn Değer)	: 0,21 Sm^3/kWh		

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu (2013 yılından itibaren doğal gaz yakıtlı üniteleri devreye alınan Ambarlı Fuel-oil Santrali ile birleştirilmiş olarak) EK- 3C'de verilmiştir.

5- Hamitabat Termik Santrali

Bulunduğu Yer	: Lüleburgaz / KIRKLARELİ		
Kurulu Güç	: 1120 MWe		
Gaz Türbini sınıfı	: GT13D2.		
Kombine çevrim verimi	: % 48		
Nominal Yıllık Üretim Kapasitesi	: 7.840.000.000 kWh		
Yapımcı Firma	: CMI-BBC(ABB)-ENKA-EGI		
İşletmeye Açılış Tarihi	A1: 24.11.1985	A2: 05.02.1986	A3:17.04.1987
	B1: 04.04.1986	B2: 15.05.1986	B3:03.08.1987
	C1: 01.12.1987	C2: 17.12.1987	C3:10.02.1987
	D1: 06.04.1988	D2: 01.06.1988	D3:13.04.1989
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Doğal Gaz – Atık Isı		
Alt Isıl Değeri(Dizayn Değeri)	: 8050 kcal/ Sm^3		
Yakıt Tüketimi (Dizayn Değer)	: 0,23 Sm^3/kWh		
Tam yükte günlük yakıt tüketimi	: 5.376.000 Sm^3/gün		

Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali (HDGKÇS) 1985 yılında kurulmuş olan Türkiye'nin ilk doğal gaz ile elektrik üretimi yapan tesisidir. Santral 1 Ağustos 2013 tarihinde, Limak Enerji tarafından devralınmıştır.

Santraldeki yenileme çalışmaları çerçevesinde yüzde 60'ın üzerinde verimliliğe sahip olan 600 MW'lık Siemens SGT5-8000H türbinin montajı 2016'nın yaz aylarında yapılmıştır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3 C'de verilmiştir.

6- Ali Metin Kazancı Antalya Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç	: 1.150 MWe
Üretim Kapasitesi	: 8000 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 5.359 GWh
2015 Üretimi	: 4.919 GWh
Santralin Yeri	: Antalya
İşletmeci Firma	: Aksa Enerji

Aksa Enerji firmasına ait santral 1.150 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 15. Antalya'nın ise en büyük enerji santralidir. Tesis ayrıca Türkiye'nin 6. büyük doğalgaz santralidir.

2 adet 300 MW gücünde SIEMENS SGT5-4000F gaz türbini, 1 adet 300 MW gücünde SIEMENS SST5-5000F buhar türbini, 4 adet 50 MW gücünde GE LM6000 gaz türbini ve 2 adet 25 MW gücünde GE Thermodyne buhar türbini ile 1.150 MW kurulu güce sahiptir. Santral % 59 termal verimlilik ile serbest üreticiler arasında en verimli tesislerden biridir.

Ali Metin Kazancı Antalya Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'nin 43,7 MW gücündeki ilk gaz türbini Eylül 2008'de devreye girmiştir. Eylül 2008-Ekim 2011 arası dönemde devreye giren kısımlar sonrası 7 Ekim 2011'de de 300 MW kapasiteli buhar türbini devreye alınarak toplam kurulu güç 1150 MW'a ulaşmıştır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3C'de verilmiştir.

7- Enerjisa Bandırma Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç	: 930,80 MWe
Üretim Kapasitesi	: 7540 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 6.427 GWh
2015 Üretimi	: 4.200 GWh
Santralin Yeri	: Bandırma/BALIKESİR,
İşletmeci Firma	: Enerjisa Enerji Üretim AŞ

Halihazırda 934 MWe kurulu güce sahip olan santralin elektrik üretim lisansı 7 Şubat 2008 tarihinde alınmış ve Santralin yapımına 1 Haziran 2008 tarihinde başlanmıştır. 7 Ekim 2010 tarihinden beri işletilmekte olan kombine çevrim santrali, her biri 310,3 MW kapasiteli iki gaz türbinine, 500 ton/saat buhar kapasiteli iki ısı geri kazanımlı buhar jeneratörüne ve 310,3 MW kapasiteli bir buhar türbinine sahiptir. Santral Marmara Denizi'ne yakın konumlandırılmış ve deniz suyu 54.000 m^3/saat miktarı ile soğutma amaçlı kullanılmaktadır. Santralin ulusal şebekeye bağlantısı 380 kV şalt üzerinden "Bursa DGKÇS" ve "Karabiga" YG hatları üzerinden gerçekleşmektedir. Ayrıca Temmuz 2014 tarihi itibarıyla da doğalgaz santralinin iç ihtiyacını karşılamak üzere 3,45 MW gücünde bir hidroelektrik santral devreye alınmıştır.

Enerjisa Bandırma Doğal Gaz Çevrim Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	Ülke Tüketimine Oranı
2015	4.200.000.000	% 1,59

8- Erzin Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç : 904 MWe
Üretim Kapasitesi : 7400 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 4.825 GWh
2014 Üretimi : 2.250 GWh
Santralin Yeri : Erzin/HATAY
İşletmeci Firma : Egemer Elektrik Üretim A.Ş. (Akenerji)

Erzin Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Akenerji'ye bağlı Egemer Elektrik Üretim A.Ş. tarafından 2014 yılının üçüncü çeyreğinde devreye alınmıştır. Santral yıllık ortalama 7,4 Twh elektrik üretim kapasitesiyle Türkiye'nin enerji ihtiyacını karşılamada önemli bir rol oynamaktadır. Santral Türkiye'nin elektrik enerjisi talebinin yaklaşık % 2,6'sını karşılayabilecek üretim kapasitesine sahiptir. 904 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 18. Hatay'ın ise 2. büyük enerji santralidir. Tesis ayrıca Türkiye'nin 8. büyük doğalgaz santralidir.

Erzin Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	Ülke Tüketimine Oranı
2014	2.250.000.000	% 0,88

9- OMV Samsun Doğal Gaz Santrali

Kurulu Güç : 886,92 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 6.000 GWh
Santralin Yeri : Terme/SAMSUN,
İşletmeci Firma : OMV Samsun Elektrik

OMV (Avusturya) grubu şirketlerinden OMV Samsun Elektrik firmasına ait santral Haziran 2013'de elektrik üretmeye başlamış olup, 886,92 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 19. Samsun'un ise en büyük enerji santralidir. Tesis ayrıca Türkiye'nin 9. büyük doğalgaz santralidir.

18 Mart 2016'da basında yer alan bilgilere göre şirket yetkilileri, santralde 2 aydır elektrik üretimi yapılmadığını çünkü satın alınan doğal gaz fiyatı ile serbest piyasadaki elektrik fiyatlarının kar etmek için uygun aralıklarda bulunmadığını belirttiler.

10- Yeni Elektrik Doğal Gaz Çevrim Santrali

Kurulu Güç : 865 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi : ~ 6.500 GWh
Santralin Yeri : Dilovası/KOCAELİ
İşletmeci Firma : Unit Elektrik, AnsaldoEnergia
Yapımcı Firma : AnsaldoEnergiaSpA

Ansaldo Energia SpA tarafından Gebze'de EPC Sözleşmesi ile tesis edilmiş, inşaatı 2011 yılında başlayan ve Aralık 2013'te tam kapasite üretime geçen, toplam üretim kapasitesi 865 MWe olan doğalgaz kombine çevrim santrali; iki gaz türbini, iki atık ısı kazanı ve bir buhar türbininden oluşmaktadır. Her bir gaz türbini ve buhar türbini, kendilerine ait olan jeneratörler ve bu

jeneratörlerin bağlı olduğu trafolar üzerinden, ürettikleri elektriği TEİAŞ şebekesine 3 ayrı 380 kV enerji nakil hattı ile iletirler.

Atık ısı kazanları ve buhar türbini 3 basınç kademesine ve ara ısıtma (reheat) sistemine sahip olup, soğutma hava soğutmalı kondenser ile sağlanır. Santral BOTAŞ ulusal gaz şebekesinden gelen doğal gaz ile beslenir. Santralin ihtiyacı olan ham su İzmit Su ve Kanalizasyon İdaresi (ISU) tarafından ve İMES Sanayi Sitesi boru hattı üzerinden sağlanmaktadır. Buna ek olarak, santralin ham su ihtiyaçlarını karşılamak için iki kuyu ve özel bir boru hattı tahsis edilmiştir. Santrale gelen ham suyun büyük bir kısmı demineralizasyon tesisinde saf su üretmek için kullanılmaktadır.

Yeni Elektrik Doğalgaz Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	İl Tüketimine Oranı	Ülke Tüketimine Oranı
2016	972.101.000	% 6,28	% 0,35

11- Cengiz Enerji Samsun Termik Santrali

Kurulu Güç	: 848,90 MWe
Üretim Kapasitesi	: 6822 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 6.822 GWh
Santralin Yeri	: Samsun, Tekkeköy
İşletmeci Firma	: Cengiz EnerjiSan. Tic. AŞ
Yakıt Türü	: Doğalgaz

1. GRUP

Ünite Sayısı	2x101,95 MW + 1x35 MW
Ana Ekipmanlar	2x101,95MW GE LMS 100 Gaz Türbinleri, 1x35MW Buhar Türbini, deniz suyu soğutma sistemi
Ünite Çıkış Gerilimi	154 kV
İşletmeye Giriş Tarihi	2010

2. GRUP

Toplam Kurulu Güç	610 MW
Yer	Samsun
Yakıt Türü	Doğalgaz
Ünite Sayısı	1x401,33 + 1x208,67
Ana Ekipmanlar	1 adet Siemens 8000H Gaz Türbini ve 1 adet Buhar Türbini kombinasyonu
Ünite Çıkış Gerilimi	380 kV
İşletmeye Giriş Tarihi	2014

12- İç Anadolu Kırıkkale Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Gücü	: 840 MW
Yıllık Ort. Elektrik Üretimi	: 6,300 GWh
Ana Ekipmanı	: 2 x 280 MW GT (GE 9F.05) + 1 x 280 MW ST (GE D11)

Lisans Süresi	: 2011 tarihinden itibaren 49 yıl
Tic. İşletmeye Giriş Tarihi	: 2016
Yeri	: Kırıkkale
İşletmeci Firma	: Gama Enerji

İç Anadolu Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali, tek başına Türkiye'de tüketilen elektriğin % 2,5'ini, Ankara'da tüketilen elektriğin ise % 50'sinden fazlasını karşılaması ve yaklaşık 900 milyon Amerikan dolarlık yatırım bedeli ile doğalgaz santralleri kategorisinde son dönemin en büyük projelerinden biri olma özelliğini taşımaktadır.

13- Ambarlı Fuel-Oil Santrali *(Adı, Ocak 2016 sonunda, İstanbul Fuel-oil ve Doğal Gaz Kombine Çevrim-B Santrali olarak değiştirilmiştir.)*

Ambarlı Termik Santrali, İstanbul'un Avcılar ilçesine bağlı Ambarlı mahallesi sahilindedir. Fuel-oil yakıtlı santralin yapımına 1964 yılında başlanmıştır. İlk ünitesi 1967 yılında, diğer dört ünitesi ise 1970 ve 1971 yıllarında hizmete girmiştir. Kurulduğu yıllarda İpraş, Ataş ve Aliağa rafinerilerinden sağlanan fuel-oil ile çalıştırılmış, İstanbul'un elektrik gereksiniminin büyük bir bölümünü karşılamış ve üretilen elektriğin bir bölümü de Trakya Bölgesi kentlerine dağıtılmıştır. Sonraki yıllarda ülkemizin kurulu gücünün artması ve fuel-oil yakıtı kullanımın azalması ile puant santral olarak hizmet vermiştir.

Ardından santralin fuel-oil yakıtlı 4. ve 5. üniteleri ana yakıt doğal gaz, yedek yakıt motorin olmak üzere iyileştirmeve güç artırımı projesi sonucunda çift yakıtlı elektrik üretim tesisi şekline dönüştürülmüştür. Temel tasarımdan başlayarak tamamen yerli mühendislik ve müteahhitlik hizmetleri ile gerçekleştirilen dönüşüm projesi hakkında detaylı bilgi yayınımızın *Termik Santral Kurulumunda Temel Tasarımdan İşletmeye Almaya Kadar; Yerli Mühendislik, Müşavirlik ve Uygulama Kontrolluğu, Olanaklarımız ve Yapılması Gerekenler* bölümünde verilmiştir. Santralin fuel-oil yakıtlı 1, 2 ve 3. Üniteleri hizmet dışı bırakılmıştır. Yeni ünitelere ilişkin bilgiler aşağıdadır:

Bulunduğu Yer	: Avcılar/ İSTANBUL
Kurulu Güç	: 816 MWe
Yapımcı Firma	: EPP İŞ ORTAKLIĞI (EKON End. İnş. Tic. A.Ş.
% 65	- PROKON Müh. ve Müş. A.Ş. % 30 – PROKON
İmalat	ve Montaj A.Ş. % 5 İş Ortaklığı)
İşletmeci Firma	: EÜAŞ
Kullanılan Yakıtın Cinsi	: Doğal Gaz – Atık Isı
Alt Isıl Değeri(Dizayn Değeri)	: 8050 kcal/ Sm^3
Sözleşme Tarihi	: 10.11.2008
Tamamlanma Tarihi	: 21.11.2013

2013 yılında devreye alınmış olan doğal gaz yakıtlı ünitelerin verileri Ambarlı Doğal Gaz Santrali'nin verileriyle birleştirilmiş ve iki komşu santralin toplam yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü EK- 3C'de verilmiştir.

14- Baymina Ankara Doğalgaz Santrali

Kurulu Güç	: 798 MWe
Üretim Kapasitesi	: 6128 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 5.376 GWh
2015 Üretimi	: 5.010 GWh
Santralin Yeri	: Ankara

Ankara Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali, Eylül 2001 ile Aralık 2003 arasında 27 ayda inşa edilmiş ve 5 Şubat 2004 tarihinde ticari işletmeye geçmiştir. Santralin ana müteahhiti VATECH HYDRO (Avusturya) firmasıdır.

Santralde iki adet General Electric 9FAe+ modeli gaz -türbin-jeneratörü, iki adet CMI atık ısı buhar kazanı ve bir adet ALSTOM buhar türbin-jeneratörü bulunmaktadır. Ortalama saha koşullarında santralin net çıkış gücü 770 MW'tır. Santral tam kapasitede çalıştırıldığında yıllık 6,3 milyar kWh elektrik enerjisini Türkiye Elektrik Enterkonnekte Sistemine aktarabilmektedir. Santral yılda yaklaşık 1 milyar m^3 doğal gaz tüketmektedir.

Santralin soğutma suyu, Ankara Evsel Atık Su Arıtma tesisinden 10 km aşağıda bir noktada Ankara Çay'ından alınmaktadır. Ankara Çay'ından alınan suyun direkt olarak proseste kullanılması mümkün olmadığından santralden 2,5 km uzaklıkta nehir kenarında bir ön-arıtma tesisi inşa edilmiştir. Çaydan alınan su arıtılarak santrale pompalanmakta ve burada büyük bölümü soğutma suyu kayıplarını telafi etmek için ve küçük bir kısmı da buhar çevrimi için 'saf su' üreten demineralizasyon tesisinde ham su olarak kullanılmaktadır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3C'de verilmiştir.

15- RWE &Turcas Denizli Doğal Gaz Kombine Çevrim Elektrik Santrali

Kurulu Güç	: 775 MWe
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 6.167 GWh
Santralin Yeri	: Honaz/DENİZLİ
İşletmeci Firma	: RWE&Turcas Güney Elektrik Üretim A.Ş.

RWE Enerji (% 70) ve Turcas Enerji (% 30) ortaklığında kurulan RWE&Turcas Denizli Doğalgaz Santrali, RWE &Turcas Güney Elektrik Üretim A.Ş. tarafından işletilmekte olup 775 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 25. Denizli'nin ise en büyük enerji santralidir. İnşaatına Temmuz 2010'da başlanan santralin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından geçici kabul testleri 2013 Haziran ayı sonunda tamamlandı. Denizli Doğalgaz Kombine Çevrim Elektrik Santrali Ağustos 2013'te ticari faaliyete başladı.

16- Adapazarı Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç	: 770 MWe
Üretim Kapasitesi	: 6439 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 5.658 GWh
2015 Üretimi	: 5.752 GWh
Santralin Yeri	: Adapazarı/SAKARYA
İşletmeci Firma	: Enka Enerji

Enka Enerji (InterGen-ENKA ortaklığı)'ye ait santral 770 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 26. Sakarya'nın ise 2. büyük enerji santralidir.

26 Ekim 2018'de Enka Adapazarı Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'nin üretim lisansı sona erecektir. Tesis bu tarihten itibaren yap-işlet kapsamından çıkacak; üretim lisansının uzatılması durumunda üretilen elektrik Devlet güvencesiyle satın alınmayacak, serbest piyasada satılacaktır.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3C'de verilmiştir.

17- Bandırma II Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Enerjisa Enerji Üretim AŞ tarafından inşaatına 2014 yılında başlanıp, Mayıs 2016'da tamamlanan 607 MWe kapasitesindeki Bandırma II Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali Balıkesir ili Bandırma ilçesi Sirinçavuş köyü Hacıalibey mevkiinde kurulmuştur. Bandırma II Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali projesi ana ekipman olarak, 1 adet Siemens SGT5-8000H model yüzde 60'ın üzerinde verimliliğe sahip gaz turbini, 1 adet Siemens SST5-5000 model buhar turbini,1 adet Siemens Sgen 5-3000W model jeneratör, ortak tek mil (single shaft) olarak ayarlanmış ve 1 adet NEM marka atık ısı kazanı, kapalı çevrim hava soğutma sisteminden oluşan doğal gaz kombine çevrim santralidir.

18- Bursa Doğal Gaz Termik Santrali

Kurulu Güç	: 486 MWe
Üretim Kapasitesi	: 3450 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 1.788 GWh
Santralin Yeri	: Bursa
İşletmeci Firma	: Bis Enerji Elektrik Üretim A.Ş.

Bis Enerji Elektrik Üretim A.Ş.'ye ait santral 486 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 40. Bursa'nın ise 2. büyük enerji santralidir. Santralin kurulu kapasitesi 1993 yılında 48,5 MW, 1999 yılında 179,5 MW, 2008 yılında 410 MW ve 2013 yılında 486 MW olmuştur. Santralde ayrıca yılda 6 bar basınç ve 170 derece sıcaklıkta 450 bin ton buhar ve 5 bar basınca sahip 90-100 derece sıcaklığında 750 bin ton sıcak su üretilmektedir.

19- Unimar Marmara Ereğlisi Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

Kurulu Güç	: 478 MWe
Üretim Kapasitesi	: 3797 GWh/yıl
Yıllık Elektrik Üretimi	: ~ 3.411 GWh
2015 Üretimi	: 3.439 GWh
Santralin Yeri	: Marmaraereğlisi/TEKİRDAĞ
İşletmeci Firma	: Uni-Mar Enerji

Uni-Mar Enerji firmasına ait santral 478 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 42. Tekirdağ'ın ise 2. büyük enerji santralidir. 'Yap–İşlet-Devret' modeli ile elektrik enerjisi üretmek ve satmak üzere kurulmuş olup, Haziran 1999 yılında faaliyete geçmiştir.

Santralin yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörü tablosu EK- 3C'de verilmiştir.

20- Aliağa Çakmaktepe Enerji Üretim Santrali

Aliağa Çakmaktepe Enerji Üretim A.Ş. bünyesinde bulunan 28 adet gaz motoru-jeneratör, 28 adet atık ısı kazanı ve 2 adet buhar türbini ile dünyanın en büyük "gaz motorlu" santrali haline gelmiştir. Santralde WARTSILA marka her biri 8,75MWe gücünde 28 adet 20V34SG modeli gaz motoru-jeneratör grubu, 28 adet atık ısı kazanı ve SKODA marka ve her biri 13 MWe gücünde 2 adet N13-1,7/360 modeli buhar türbini-jeneratör grupları bulunmaktadır. Kurulu gücü 270 MWe olan Aliağa Çakmaktepe Enerji Üretim Santrali'nin yıllık üretim kapasitesi 2,15 milyar kWh'dir.

Santral 154 kV şalt tesisinde bulunan 3 adet yükseltici trafo ile enterkonnekte sisteme bağlıdır. Santralde üretilen elektrik enerjisi ikili anlaşmalar ile toptan satış firmalarına ve ilgili yönetmelikler kapsamında enterkonnekte sisteme satılmaktadır.

YAPIM AŞAMASINDAKİ DOĞALGAZ SANTRALLERİ

İnşa halindeki doğalgaz yakıtlı termik santrallerin tablosu EK-3 B'de verilmiştir. İnşa halindeki kapasite 11.934 MWe'dir. Doğal gaz teminindeki kaynak ve miktar kısıtları, dış ticaret açığını artırıcı etkileri ve yüksek maliyet nedeniyle mevcut serbest üretici doğal gaz santrallerinin düşük kapasitede çalışmakta olduğu, hükümet yetkililerinin ithal kaynakların kullanımının azaltıldığını ve daha da azaltılacağını ileri sürdükleri göz önüne alındığında bu kadar yüksek kapasitede yeni yatırım olmasının ileride birçok sıkıntıya sebep olacağı açıktır.

Yapım aşamasındaki doğal gaz kombine çevrim santrallerinden bazıları:

1-Mersin DKÇS

Akfen Enerji Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi'nin ihale konusu arazi üzerinde, 450 MWe kurulu güce, yıllık 3.262,5 milyar kWh üretim kapasitesine sahip olacak, doğalgaza dayalı bir elektrik üretim santrali (Mersin Kombine Doğal Gaz Santrali) kurmak amacıyla, 11.04.2008 tarihinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumuna yapılan üretim lisans başvurusu mevcut olup, 12.01.2010 tarihinde ÇED Olumlu Kararı, 9 Şubat 2012 tarihinde Lisans Uygunluk Kararı, 8 Mart 2012 tarihinde ise üretim lisansı alınmıştır. 23 Mart 2012 tarihinde kurulu gücün 570 MW'a çıkarılması için lisans tadil başvurusu yapılmıştır. Daha sonra üretim lisansı 1.148 MWe kurulu güce çıkarılmıştır.

2- Komet DKÇS

Komet Enerji, Karaman'ın Ayrancı ilçesinde yaklaşık 5 milyon metrekare alanda 1,4 milyar lira yatırımla 1.108 MW gücünde, doğalgaz kombine çevrim, güneş ve rüzgar entegre enerji santrali kurmayı planlıyor.

3-Acwa Güç Kırıkkale DKÇS

Kırıkkale Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali Projesi; bir **ACWA Power** iştiraki olan ve Samsung Construction and Trading (SCT) şirketinin de hissedar olarak katıldığı ACWA Güç Elektrik İşletme ve Yönetim Sanayi ve Ticaret A.Ş. (**ACWA Güç**) tarafından geliştirildi.

Sözleşmeler kapsamında Alstom, projenin anahtar teslim mühendislik, tedarik ve yapımından (EPC) sorumlu olan Samsung Construction andTrading (SCT) şirketine, iki adet GT26 gaz türbini, iki adet atık ısı kazanı (HRSG), bir adet buhar türbini ve üç adet turbo jeneratör tedarik

etti. Alstom, inşaat aşamasında SCT'ye montaj ve devreye alma alanında süpervizörlük hizmetleri veriyor. Alstom ayrıca "Termal Servis" hizmetleri kapsamında, işletme dönemi için 20 yıla kadar varan uzun süreli bakım ve servis hizmetleri sağlayacak.

12.4 Sıvı Yakıtlı Santraller

EPDK verilerine göre; lisansı devam eden ve işletmede olan fuel-oil yakıtlı santraller Ambarlı Fuel-oil Santrali hariç 24 adet olup, işletmedeki kapasite toplam 1009 MWe'dir. (EK-4 Üretim Lisansı Olan Fuel-oil Santralleri). Ancak TEİAŞ'ın 31.01.2017 verilerinde fuel-oil, nafta ve motorin yakıtlı santrallerin toplam kurulu gücü 368,7 MW, sıvı yakıtlı santrallerin 2016 yılı üretimi ise 2.652.914.420 kWh olarak belirtilmiştir. Fuel-oil yakıtlı santrallerin büyük kısmının üretimini durdurulmuştur. Aşağıda sıvı yakıtlı santrallere birkaç örnek verilmiştir.

1- Petkim Petrokimya Termik Santrali

Buhar üretim ünitesinin kapasitesi 1.200 Ton/h'dir. Proses fabrikalarının ve elektrik üretim ünitesinin ihtiyacı olan buharları üretir ve ortak boru sistemi ile bu üniteleri besler.

Elektrik üretimi için kapasiteleri 80 MVA, 80 MVA, 25 MVA, 27 MVA olan fuel-oil yakıtlı 4 turbo jeneratör ile 68,9 MVA doğal gazlı türbin ve jeneratör mevcut olup toplam kurulu gücü 226 MW'dır.

2- TÜPRAŞ Elektrik Üretim Santralleri

1) TÜPRAŞ Kocaeli Santrali / Kocaeli 36 MWe
2) TÜPRAŞ Aliağa Termik Santrali / İzmir 31 MWe
3) TÜPRAŞ Kırıkkale Santrali / Kırıkkale 46 MWe
4) TÜPRAŞ Batman Termik Santrali / Batman 5 MWe

3- Şırnak Silopi Termik Santrali

1999 yılında Şırnak il sınırlarında kurulan tesis 181 MWe ve 11 MWe kurulu güç ile Silopi ve İdil ilçelerinde üretim yapmaktadır. Santral fuel-oil ile işletilmekte ve serbest üretici olarak çalışmaktadır.

4- Habaş Fuel-oil Termik Santrali

HABAŞ İzmir Fuel Oil Elektrik Santrali 36MWe

HABAŞ Bilecik Fuel Oil Elektrik Santrali 18MWe

12.5 Diğer Yakıtlı Santraller

EPDK'nın verilerinde üretim lisansı olan ""Diğer-1" yakıtlı santraller 19 adet olup, genellikle yakıt olarak linyit ve fuel-oil kullanan Türkiye Şeker Fabrikaları Elektrik Üretim Santrallerini kapsamaktadır. İşletmedeki toplam kapasite 135 MWe'dir.

EPDK'nın verilerinde üretim lisansı olan ""Diğer-2" yakıtlı santraller 19 adet olup, yakıt olarak proses atık ısısı, nafta, motorin ya da LNG veya LPG kullanılmıştır. Listede işletmedeki toplam kapasite 161 MWe olarak gözükmektedir. Üretim lisansı olan işletmedeki diğer yakıtlı santraller tablosu EK-5'de verilmiştir.

12.6 Biyokütle Enerji Santralleri (BES)

Biyokütle enerji santrallerinde; tarımsal ve hayvansal atıklar, orman atıkları, çöp gazı ve atık su çamurundan elde edilen biyogazlar yakıt olarak kullanılır. EK-6'da yer alan tablodan da görüleceği üzere, YEKDEM kapsamında üretim lisansı almış olan biyokütle enerji santralleri 56 adet olup, 80,39 MWe'si inşa halinde, 238,77 MWe'si işletmede olmak üzere 319,15 MWe toplam kapasite vardır. 16 adet serbest üretici de ilave edildiğinde genel toplam kapasite 371,54 MWe'dir. Bu kapasitenin 110 MWe'si inşa halinde, 261 MWe'si ise işletmededir. Aşağıda bu santrallere bir örnek verilmektedir.

Odayeri Çöp Gazı Santrali

İstanbul'un Eyüp ilçesi Odayeri bölgesindedir. Ortadoğu Enerji firmasına ait santral 33,81 MWe kurulu gücü ile Türkiye'nin 300. İstanbul'un ise 7. büyük enerji santrali olup Türkiye'nin en büyük biyogaz tesisidir. Odayeri Çöp Gazı Santrali ortalama 210.930.409 kWh elektrik üretmektedir. 21 adet 1415 kWh'lik, 3 adet 1364 kWh'lik gaz motoru bulunmaktadır.

Odayeri Çöp Gazı Santrali Yıllık Elektrik Üretimi Tablosu

Yıl	Üretim (kWh)	İl Tüketimine Oranı	Ülke Tüketimine Oranı
2012	186.886.099	% 0,48	% 0,08
2013	210.568.059	% 0,53	% 0,09
2014	239.300.114	% 0,57	% 0,09
2015	193.348.184	% 0,45	% 0,07

KAYNAKÇA

[1] MMO. 2010. Türkiye'de Termik Santraller. http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/a9393ba5ea45a12_ek.pdf.

[2] www.enerjiatlasi.com/komur/.

[3] Termik Santral İşletmeci Firma Siteleri.

[4] EÜAŞ Faaliyet Raporları.

[5] EPDK Elektrik Verileri, http://www.epdk.org.tr/TR/Dokumanlar/Elektrik/Lisanslar/,http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml.

[6] TEİAŞ Elektrik İstatistikleri, http://www.teias.gov.tr/istatistikler.aspx.

EK 1-A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ YERLİ KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
1	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Afşin - Elbistan B	KAHRAMANMARAŞ	AFŞİN	1.440,00	1.440,00	0,00	1.440,00
2	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Afşin-Elbistan-A	KAHRAMANMARAŞ	AFŞİN	1.355,00	1.355,00	0,00	1.355,00
3	SOMA TERMİK SANTRAL ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Soma B Termik Santrali	MANİSA	SOMA	1.011,00	990,00	0,00	990,00
4	YENİKÖY KEMERKÖY ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Kemerköy Termik Santrali	MUĞLA	MİLAS	630,00	630,00	0,00	630,00
5	YATAĞAN TERMİK ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Yatağan Termik Santrali	MUĞLA	YATAĞAN	630,00	630,00	0,00	630,00
6	PARK TERMİK ELEKTRİK SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Çayırhan Termik Santrali	ANKARA	NALLIHAN	620,00	620,00	0,00	620,00
7	ÇELİKLER SEYİTÖMER ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Seyitömer TES	KÜTAHYA	MERKEZ	600,00	600,00	0,00	600,00
8	KANGAL TERMİKSANTRAL ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Kangal TES	SİVAS	KANGAL	466,00	457,00	0,00	457,00
9	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Tufanbeyli Termik Santrali	ADANA	TUFANBEYLİ	453,00	450,00	0,00	450,00
10	YENİKÖY KEMERKÖY ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Yeniköy Termik Santrali	MUĞLA	MİLAS	420,00	420,00	0,00	420,00
11	SİLOPİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Asfaltit	Silopi Termik Santrali	ŞIRNAK	SİLOPİ	413,25	405,00	0,00	405,00
12	ÇELİKLER ORHANELİ TUNÇBİLEK ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Tunçbilek	KÜTAHYA	TAVŞANLI	385,90	365,00	0,00	365,00
13	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	18 Mart Çan T.S	ÇANAKKALE	ÇAN	320,00	320,00	0,00	320,00
14	ÇATES ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ (*)	Taş Kömürü	Çatalağzı	ZONGULDAK	MERKEZ	319,60	314,68	0,00	314,68
15	ADULARYA ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİMİ VE MADENCİLİK A.Ş.	Yerli Kömür	Yunus Emre Termik Santrali	ESKİŞEHİR	MİHALIÇÇIK	294,20	290,00	145,00	145,00
16	AKSA GÖYNÜK ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Bolu-Göynük Elektrik Santrali	BOLU	GÖYNÜK	275,00	270,00	0,00	270,00
17	ÇELİKLER ORHANELİ TUNÇBİLEK ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Orhaneli	BURSA	ORHANELİ	212,98	210,00	0,00	210,00
18	ÇOLAKOĞLU METALURJİ ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Çolakoğlu-2 Termik Santrali	KOCAELİ	GEBZE	190,00	190,00	0,00	190,00

(*) EPDK listelerinde "İthal Kömür" sınıfında görülmektedir. Ancak 1989 yılında işletmeye açılmış olan santral esasen yerli taşkömürü kullanımı için kurulmuştur.

EK 1-A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ YERLİ KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
19	KARDEMİR KARABÜK DEMİR ÇELİK SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Karabük	KARABÜK	MERKEZ	79,21	77,50	27,5	50,00
20	POLAT ELEKTRİK ÜRETİM İNŞAAT İTHALAT İHRACAT ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Polat-1 Termik Santrali	KÜTAHYA	TAVŞANLI	52,02	51,00	0,00	51,00
21	ETİ MADEN İŞLETMELERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ	Yerli Kömür	Bandırma	BALIKESİR	BANDIRMA	49,70	46,66	36,00	10,66
22	SOMA ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Soma -A T.S.	MANİSA	SOMA	46,32	44,00	0,00	44,00
23	KONYA ŞEKER SANAYİ VE TİC.A.Ş.	Kömür	Çumra Termik Santrali	KONYA	ÇUMRA	38,10	37,00	0,00	37,00
24	ETİ SODA ÜRETİM PAZ. NAKLİYAT VE ELK. ÜR. SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Beypazarı ETİ-SODA Kojenerasyon Santrali	ANKARA	BEYPAZARI	25,26	24,00	0,00	24,00
25	KONYA ŞEKER SANAYİ VE TİC.A.Ş.	Kömür	Çumra	KONYA	ÇUMRA	23,75	23,75	1,75	22,00
26	ETİ ALÜMİNYUM ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Seydişehir Santrali	KONYA	SEYDİŞEHİR	13,50	12,93	0,00	12,93
27	ADAPAZARI ŞEKER FABRİKASI ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Sakarya	SAKARYA	ADAPAZARI	10,40	10,40	0,00	10,40
28	KÜTAHYA ŞEKER FABRİKASI ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Kütahya	KÜTAHYA	MERKEZ	7,53	7,13	0,00	7,13
29	PETLAS LASTİK SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Petlas Otoprodüktör Tesisi	KIRŞEHİR	MERKEZ	6,10	6,00	0,00	6,00
30	AYNES GIDA SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Denizli İli Acıpayam İlçesi	DENİZLİ	ACIPAYAM	5,79	5,50	0,00	5,50
31	KÜÇÜKER TEKSTİL SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Küçüker Termik Kojen. Tesisi	DENİZLİ	MERKEZ	5,00	5,00	0,00	5,00
32	MED-MAR SAĞLIK HİZMETLERİ GIDA İNŞAAT TURİZM TUZ İŞLETMECİLİĞİ NAKLİYECİLİK VE ELEKTRİK ÜRETİMİ SANAYİ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Çankırı Tuz Fabrikası Kojenerasyon Santrali	ÇANKIRI	MERKEZ	1,71	1,64	0,00	1,64
33	GÖKNUR GIDA MADDELERİ ENERJİ İMALAT İTHALAT İHRACAT TİCARET VE SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Göknur A.Ş. TES	NİĞDE	MERKEZ	1,62	1,55	0,00	1,55
34	ALKİM ALKALİ KİMYA ANONİM ŞİRKETİ	Kömür	Alkim Alkali Kimya A.Ş. Bolluk Tesisi	KONYA	CİHANBEYLİ	0,48	0,39	0,00	0,39
	TOPLAM					**10.402,41**	**10.311,12**	**210,25**	**10.100,87**

EK 1-B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İNŞAA HALİNDEKİ YERLİ KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	Fiili Gerçekleşme Temmuz 2016 (%)
1	HEMA ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ (*)	Taş kömürü	Amasra Termik Santrali	BARTIN	AMASRA	1.116,75	1.100,00	1.100,00	
2	KOLİN-KALYON-ÇELİKLER GRUBU (**)	Yerli Kömür	Çayırhan B Termik Santrali	ANKARA	NALLIHAN	730,00	720,00	720,00	
3	KONYA ILGIN ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Ilgın 500 MW Termik Santrali	KONYA	ILGIN	505,00	500,00	500,00	9,23
4	HİDRO-GEN ENERJİ İTHALAT İHRACAT DAĞITIM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Soma Kolin TES	MANİSA	SOMA	510,00	460,00	460,00	42,94
5	ÇAN KÖMÜR VE İNŞAAT ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Çan-2 Termik Santrali	ÇANAKKALE	ÇAN	340,00	330,00	330,00	
6	TAM ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Kömür	Etyemez KömürTermik Santrali	SİVAS	KANGAL	137,67	135,00	135,00	2,25
7	ŞIRNAK ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yerli Asfaltit	Silopi Elektrik Santrali	ŞIRNAK	SİLOPİ	137,75	135,00	135,00	15,84
	TOPLAM					**3.477,17**	**3.380,00**	**3.380,00**	

(*) EPDK tablolarında yakıt türü olarak "Diğer" sınıfında yer almaktadır. Bu durum yerli kömür yanı sıra ithal kömürün kullanılma olasılığını akla getirmektedir.

(**) İhalesi Ocak 2017'de yapıldığı için 31.12.2016 tarihli EPDK listelerine dahil değildir.

EK 1- C) BAZI YERLİ KÖMÜR YAKITLI SANTRALLERE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

I - EÜAŞ Tarafından İşletilmekte Olan Santraller (Yerli Kömür - Linyit)

	18 Mart Çan (320 MWe)			Afşin-Elbistan B (1440 MWe)			Afşin-Elbistan A (1355 MWe)		
Yıl	**Üretim (MWh)**	**Ülke Tüketimine Oranı**	**Yıllık Kapasite Faktörü**	**Üretim (MWh)**	**Ülke Tüketimine Oranı**	**Yıllık Kapasite Faktörü**	**Üretim (MWh)**	**Ülke Tüketimine Oranı**	**Yıllık Kapasite Faktörü**
2002							2.887.300	2,18%	24,3%
2003							3.081.190	2,18%	26,0%
2004	459.700	0,31%	16,4%	573.500	0,38%	4,5%	1.825.440	1,22%	15,4%
2005	825.200	0,51%	29,4%	4.431.300	2,76%	35,1%	2.512.910	1,56%	21,2%
2006	1.260.800	0,72%	45,0%	4.888.300	2,80%	38,8%	2.761.291	1,58%	23,3%
2007	2.050.800	1,08%	73,2%	6.148.800	3,24%	48,7%	4.157.470	2,19%	35,0%
2008	2.191.500	1,11%	78,2%	7.241.155	3,66%	57,4%	4.198.400	2,12%	35,4%
2009	1.949.700	1,00%	69,6%	7.842.950	4,04%	62,2%	4.114.400	2,12%	34,7%
2010	2.141.100	1,02%	76,4%	7.694.418	3,66%	61,0%	2.041.700	0,97%	17,2%
2011	2.126.600	0,92%	75,9%	5.732.987	2,49%	45,4%	3.251.000	1,41%	27,4%
2012	1.449.500	0,60%	51,7%	4.623.200	1,91%	36,7%	2.960.100	1,22%	24,9%
2013	2.041.721	0,83%	72,8%	2.197.000	0,89%	17,4%	2.128.300	0,86%	17,9%
2014	1.916.852	0,75%	68,4%	3.036.710	1,18%	24,1%	2.336.510	0,91%	19,7%
2015	1.384.486	0,52%	49,4%	1.430.725	0,54%	11,3%	1.028.186	0,39%	8,7%
2016	1.959.169	0,71%	69,9%	428.160	0,16%	3,4%	2.440.228	0,89%	20,6%
ORTALAMA	1.673.625	0,78%	59,70%	4.328.400	2,13%	34,3%	2.781.628	1,45%	23,4%

EK 1- C) BAZI YERLİ KÖMÜR YAKITLI SANTRALLERE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

II – Özelleştirilen Kömür Yakıtlı Santraller (EÜAŞ Tarafından Kurulan)

	Orhaneli (210 MWe)			Tunçbilek (365 MWe)			Soma B (990 MWe)			Seyitömer (600 MWe)			Kangal (457 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2002	1.011.209	0,76%	55,0%	1.292.141	0,97%	40,4%	5.476.643	4,13%	63,2%	3.243.455	2,45%	61,7%	2.083.965	1,57%	52,1%
2003	697.936	0,49%	37,9%	765.370	0,54%	23,9%	4.174.575	2,96%	48,1%	2.801.580	1,98%	53,3%	1.701.450	1,21%	42,5%
2004	1.052.827	0,70%	57,2%	1.251.407	0,83%	39,1%	3.604.295	2,40%	41,6%	2.600.735	1,73%	49,5%	1.491.318	0,99%	37,3%
2005	633.964	0,39%	34,5%	1.210.455	0,75%	37,9%	3.884.732	2,42%	44,8%	3.455.120	2,15%	65,7%	2.049.825	1,27%	51,2%
2006	1.084.486	0,62%	59,0%	1.148.119	0,66%	35,9%	3.327.596	1,91%	38,4%	2.985.850	1,71%	56,8%	2.535.422	1,45%	63,3%
2007	1.159.911	0,61%	63,1%	1.478.058	0,78%	46,2%	4.688.189	2,47%	54,1%	3.121.865	1,64%	59,4%	2.745.000	1,44%	68,6%
2008	1.332.343	0,67%	72,4%	1.607.335	0,81%	50,3%	5.482.204	2,77%	63,2%	4.051.385	2,05%	77,1%	1.811.000	0,91%	45,2%
2009	1.201.970	0,62%	65,3%	1.606.055	0,83%	50,2%	4.795.956	2,47%	55,3%	4.021.980	2,07%	76,5%	1.658.000	0,85%	41,4%
2010	1.173.900	0,56%	63,8%	1.659.300	0,79%	51,9%	3.897.000	1,85%	44,9%	3.623.400	1,72%	68,9%	2.313.000	1,10%	57,8%
2011	1.300.300	0,56%	70,7%	1.791.000	0,78%	56,0%	5.019.500	2,18%	57,9%	3.896.000	1,69%	74,1%	2.970.000	1,29%	74,2%
2012	940.900	0,39%	51,1%	1.547.200	0,64%	48,4%	5.063.000	2,09%	58,4%	3.383.900	1,40%	64,4%	2.391.010	0,99%	59,7%
2013	154.308	0,06%	8,4%	1.436.141	0,58%	44,9%	3.622.549	1,47%	41,8%						
2014	1.298.504	0,51%	70,6%	2.221.677	0,87%	69,5%	5.534.660	2,16%	63,8%						
2015															
2016													2.489.375	0,91%	62,2%
ORTALAMA	1.003.274	0,53%	54,5%	1.462.635	0,76%	45,7%	4.505.454	2,41%	52,0%	3.380.479	1,87%	64,3%	2.159.090	1,19%	53,9%
	22.06.2015'te ÇELİKLER ENERJİ'ye devredildi			22.06.2015'te ÇELİKLER ENERJİ'ye devredildi			22.06.2015'te KONYA ŞEKER ENERJİ'ye devredildi			17.06.2013'te ÇELİKLER ENERJİ'ye devredildi			14.08.2013'te KONYA ŞEKER ENERJİ'ye devredildi		

EK 1- C) BAZI YERLİ KÖMÜR YAKITLI SANTRALLERE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

II - Özelleştirilen Kömür Yakıtlı Santraller (EÜAŞ Tarafından Kurulan)

	Yatağan (630 MWe)			Yeniköy (420 MWe)			Kemerköy (630 MWe)			Çatalağzı (300 MWe)			Çayırhan (620 MWe) (*)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
				2.171.645	0,0169	59,0%	2.922.250	2,28%	53,0%	2.112.272	1,65%	80,4%			
2000				2.271.825	1,79%	61,7%	2.924.650	2,31%	53,0%	1.888.899	1,49%	71,9%			
2001				1.681.325	1,27%	45,7%	3.268.310	2,47%	59,2%	1.777.008	1,34%	67,6%			
2002	2.667.660	2,01%	48,3%	1.594.310	1,13%	43,3%	2.071.670	1,47%	37,5%	1.727.631	1,22%	65,7%			
2003	2.096.970	1,49%	38,0%	1.516.850	1,01%	41,2%	1.723.190	1,15%	31,2%	1.475.745	0,98%	56,2%			
2004	1.516.850	1,01%	27,5%	1.698.340	1,06%	46,2%	1.488.630	0,93%	27,0%	1.856.670	1,15%	70,6%			
2005	3.344.000	2,08%	60,6%	2.011.485	1,15%	54,7%	2.944.150	1,69%	53,3%	1.909.362	1,09%	72,7%			
2006	2.011.485	1,15%	36,4%	2.212.280	1,16%	60,1%	2.906.500	1,53%	52,7%	2.072.541	1,09%	78,9%			
2007	3.068.955	1,62%	55,6%	1.928.910	0,97%	52,4%	3.410.550	1,72%	61,8%	1.882.359	0,95%	71,6%			
2008	3.980.980	2,01%	72,1%	901	0,00%	0,0%	3.011.460	1,55%	54,6%	1.851.120	0,95%	70,4%			
2009	3.266.135	1,68%	59,2%	1.308.346	0,62%	35,6%	2.720.102	1,29%	49,3%	1.882.686	0,89%	71,6%	3.751.646	1,78%	69,1%
2010	2.598.740	1,23%	47,1%	2.611.185	1,13%	71,0%	2.503.137	1,09%	45,4%	2.004.240	0,87%	76,3%	3.823.519	1,66%	70,4%
2011	3.273.705	1,42%	59,3%	2.896.700	1,26%	78,7%	2.826.001	1,17%	51,2%	1.479.072	0,61%	56,3%	3.687.057	1,52%	67,9%
2012	2.982.000	1,23%	54,0%	2.633.156	1,07%	71,6%	2.824.732	1,15%	51,2%	1.386.348	0,56%	52,8%	3.714.629	1,51%	68,4%
2013	2.115.065	0,86%	38,3%	2.527.697	0,99%	68,7%	3.398.514	1,33%	61,6%	1.510.739	0,59%	57,5%	3.521.322	1,37%	64,8%
2014	1.721.520	0,67%	31,2%										2.697.915	1,02%	49,7%
2015													3.532.681	1,48%	65,0%
2016				2.593.000	0,94%	70,5%									
ORTALAMA	2.664.928	1,42%	48,3%	1.978.622	1,08%	53,8%	2.729.590	1,54%	49,5%	1.787.779	1,03%	68,0%	3.532.681	1,48%	65,0%
	01.12.2014'te BEREKET ENERJİ'ye devredildi			23.12.2014'te IC İÇTAŞ + LİMAK'a devredildi			23.12.2014'te IC İÇTAŞ + LİMAK'a devredildi			22.12.2014'te BEREKET ENERJİ'ye devredildi			İlk 2 ünite 30.06.2000 de, diğer 2 ünite 04.10.2001 de CİNER ENERJİ'ye devredildi		

(*) Çayırhan Termik Santralinin varlık satışı yapılmamış, üniteler ve maden sahaları işletme hakkı devri yolu ile belirli bir süre işletilmesi için Ciner Grubuna bağlı Park Termik'e devredilmiştir.
Sarı renkli hücreler EÜAŞ tarafından yapılan iyileştirme çalışmalarından sonraki EÜAŞ dönemi verileridir.
Pembe renkli hücreler özelleştirme sonrası dönem verileridir.

EK 2- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ İTHAL KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap. (MWe)
1	EREN ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	Çatalağzı Termik	ZONGULDAK	MERKEZ	2824,24	2790,00	0	2790
2	İSKENDERUN ENERJİ ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	İskenderun İthal Kömür Santrali	ADANA	YUMURTALIK	1210,00	1210,00	0	1210
3	İÇDAŞ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM VE YATIRIM ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş.	ÇANAKKALE	BİGA	1215,82	1200,00	0	1200
4	ATLAS ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	Atlas Termik Santrali	HATAY	İSKENDERUN	1213,60	1200,00	0	1200
5	İZDEMİR ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	İzdemir Enerji	İZMİR	ALİAĞA	709,20	700,00	350	350
6	İÇDAŞ ÇELİK ENERJİ TERSANE VE ULAŞIM SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	İçdaş Biga Termik Santrali	ÇANAKKALE	BİGA	410,34	405,00	0	405
7	İSKENDERUN DEMİR VE ÇELİK ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	İskenderun	HATAY	İSKENDERUN	220,40	220,40	0	220,40
8	ÇOLAKOĞLU METALURJİ ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	Çolakoğlu-2 Termik Santrali	KOCAELİ	GEBZE	190,00	190,00	0	190
9	KAHRAMANMARAŞ KAĞIT SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	İthal Kömür	Kahramanmaraş	KAHRAMANMARAŞ	MERKEZ	15,95	15,70	9,7	6
	TOPLAM					**8.009,55**	**7.931,10**	**359,70**	**7.571,40**

EK- 2 B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İNŞAA HALİNDEKİ İTHAL KÖMÜR YAKITLI SANTRALLER

Sıra No	Firma Adı	Tesis Adı	Yakıt/Kaynak Türü	Tesis Yeri	Kurulu Güç (MWm)	Kurulu Güç (MWe)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Fiili Gerçekleşme Temmuz 2016 (%)
1	CENAL ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Cenal Termik-Enerji Santrali	İthal Kömür	ÇANAKKALE	1380,00	1320	1320,00	12,9
2	SARIKAYA KARABURUN ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Karaburun Termik Santrali	İthal Kömür	ÇANAKKALE	1340,00	1320	1320,00	0
3	EMBA ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Hunutlu TES	Kömür	ADANA	1334,00	1320	1320,00	31,7
4	SELENA ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Selena Kömür Santrali	İthal Kömür	HATAY	936,00	900	900,00	3,97
5	AYAS ENERJİ ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Ayas Enerji Santrali	İthal Kömür	ADANA	635,10	625,5	625,50	10,71
6	FİLİZ KİRAZLIDERE ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Kirazlıdere Termik Santrali	İthal Kömür	ÇANAKKALE	610,00	600	600,00	0,15
7	TUNAŞ ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCERET AŞ.	Hakan Kömür Santrali	Kömür	ADANA	110,00	100	100,00	11,8
8	KİPAŞ KAĞIT SANAYİ İŞL. ANONİM ŞİRKETİ	Kipaş Kağıt San. İşl. A.Ş.	İthal Kömür	KAHRAMAN MARAŞ	25,8	25	25	0
	TOPLAM				**6.370,90**	**6.210,50**	**6.210,50**	

EK 3- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ (130 MW üzeri)

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap. (MWe)
1	GEBZE ELEKTRİK ÜRETİM LİMİTED ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Gebze Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	SAKARYA	ADAPAZARI	1540,00	1540,00	0,00	1540,00
2	İZMİR ELEKTRİK ÜRETİM LİMİTED ŞİRKETİ	Doğal Gaz	İzmir DGKÇ Santrali	İZMİR	ALİAĞA	1520,00	1520,00	256,00	1264,00
3	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Bursa Doğal Gaz	BURSA		1432,00	1432,00	0,00	1432,00
4	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Ambarlı Doğal Gaz Santrali (İstanbul DGKÇ-A Santrali)	İSTANBUL	AVCILAR	1380,00	1350,90	0,00	1350,90
5	HAMİTABAT ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali	KIRKLARELİ	LÜLEBURGAZ	1185,63	1156,00	0,00	1156,00
6	AKSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Doğal Gaz	Ali Metin Kazancı DGKÇ Santrali	ANTALYA	MERKEZ	1045,50	1025,00	0,00	1025,00
7	ENERJİSA ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Bandırma I ve II Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	BALIKESİR	BANDIRMA	1984,58	1936,18	392,80	1543,38
8	EGEMER ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Erzin Doğalgaz santrali	HATAY	ERZİN	918,00	904,00	0,00	904,00
9	OMV SAMSUN ELEKTRİK ÜRETİM SAN. VE TİC. A. Ş.	Doğal Gaz	OMV Samsun DGKÇS	SAMSUN	TERME	896,69	886,92	0,00	886,92
10	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Ambarlı Fuel Oil Santrali (İstanbul FO ve DGKÇ-B Santrali)	İSTANBUL	AVCILAR	1205,10	870,00	0,00	870,00
11	YENİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Yeni Doğalgaz Çevrim Santrali	KOCAELİ	DİLOVASI	883,00	865,00	0,00	865,00
12	CENGİZ ENERJİ SANAYİİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Cengiz 240 MW ve 610 MW DGKÇ Enerji Santrali	SAMSUN	TEKKEKÖY	872,72	848,90	0,00	848,90
13	İÇ ANADOLU DOĞAL GAZ ELEKTRİK ÜRETİM VE TİC. A. Ş.	Doğal Gaz	İç Anadolu DGKÇ Enerji Santrali	KIRIKKALE	MERKEZ	864,00	840,00	0,00	840,00
14	RWE TURCAS GÜNEY ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Denizli DGKÇ Enerji Santrali	DENİZLİ	HONAZ	806,58	797,40	0,00	797,40
15	BAYMİNA ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Ankara DGKÇ Santrali	ANKARA	SİNCAN	781,72	770,00	0,00	770,00
16	ADAPAZARI ELEKTRİK ÜRETİM LİMİTED ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Adapazarı DGKÇ Santrali	SAKARYA	ADAPAZARI	770,00	770,00	0,00	770,00
17	BİS ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Bursa Doğal Gaz Termik Santrali	BURSA		500,54	486,00	0,00	486,00
18	TRAKYA ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Marmara Ereğlisi Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	TEKİRDAĞ	MARMARA EREĞLİSİ	478,00	478,00	0,00	478,00
19	UNİ-MAR ENERJİ YATIRIMLARI ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Marmara Ereğlisi DGKÇ Santrali	TEKİRDAĞ	MARMARA EREĞLİSİ	478,00	478,00	0,00	478,00
20	ALİAĞA ÇAKMAKTEPE ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Aliağa-İzmir	İZMİR	ALİAĞA	278,17	268,36	0,00	268,36

EK 3- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ (130 MW üzeri)

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap. (MWe)
21	OVA ELEKTRİK ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Gebze-Dilovası DGKÇ Santrali	KOCAELİ	GEBZE	253,40	253,40	0,00	253,40
22	SODA SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Mersin Kojenerasyon Santrali	MERSİN		260,00	252,20	0,00	252,20
23	AGE DENİZLİ DOĞALGAZ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	AGE DGKÇS I	DENİZLİ	SARAYKÖY	209,00	205,50	0,00	205,50
24	EREĞLİ DEMİR VE ÇELİK FABRİKALARI T.A.Ş.	Doğal Gaz	Karadeniz Ereğli-Zonguldak	ZONGULDAK	EREĞLİ	195,00	191,10	0,00	191,10
25	BOSEN ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Bursa	BURSA	MERKEZ	190,34	184,70	0,00	184,70
26	DOĞA ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Esenyurt Termik Santrali	İSTANBUL	ESENYURT	180,00	180,00	0,00	180,00
27	ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Aliağa	İZMİR	ALİAĞA	180,00	180,00	0,00	180,00
28	ALTEK ALARKO ELEKTRİK SANTRALLERİ TESİS İŞLETME VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Kırklareli DGKÇ	KIRKLARELİ		169,30	163,98	0,00	163,98
29	YEŞİLYURT ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Yeşilyurt Enerji Samsun Merkez OSB DGKÇS	SAMSUN	TEKKEKÖY	163,04	157,96	0,00	157,96
30	ENTEK ELEKTRİK ÜRETİMİ ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	İzmit-Köseköy Termik Santrali	KOCAELİ	İZMİT	162,13	157,15	0,00	157,15
31	RASA ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Şanlıurfa OSB Enerji Santrali	ŞANLIURFA	MERKEZ	151,05	147,07	0,00	147,07
32	AKSA AKRİLİK KİMYA SANAYİİ ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Aksa Santrali	YALOVA	ÇİFTLİKKÖY	145,73	142,50	0,00	142,50
33	MOSB ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	MOSB Enerji Kojenerasyon Santrali	MANİSA		144,34	140,33	0,00	140,33
34	ODAŞ ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	ODAS I DGKÇS	ŞANLIURFA	MERKEZ	146,00	140,24	0,00	140,24
35	ZORLU ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Doğal Gaz	Lüleburgaz-Kırklareli	KIRKLARELİ	LÜLEBURGAZ	136,83	133,19	0,00	133,19
	TOPLAM					**22.506,39**	**21.851,99**	**648,80**	**21.203,19**

Üretim lisansı olan doğal gaz santrallarının (ve diğer tüm santrallerin) tam listesine http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml adresinden ulaşılabilir.

EK 3- B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İNŞAA HALİNDEKİ DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ

Sıra No	Firma Adı	Tesis Adı	Yakıt/Kaynak Türü	Tesis Yeri	Kurulu Güç (MWm)	Kurulu Güç (MWe)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Fiili Gerçekleşme Temmuz 2016 (%)
1	HAMİTABAT ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET AŞ.	Hamitabat Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali	Doğal Gaz	KIRKLARELİ	1185,632	1156	1.156,0	68,81
2	Akfen Enerji Üretim ve Ticaret AŞ.	Mersin DGKÇ Enerji Santrali	Doğal Gaz	MERSİN	1160	1148,4	1.148,4	6,5
3	HABAŞ SINAİ VE TIBBİ GAZLAR İSTİHSAL ENDÜSTRİSİ AŞ.	Aliağa DGKÇ Santrali	Doğal Gaz	İZMİR	1132,9	1091,67	849,7	98,5
4	KOMET ENERJİ SANAYİ VE TİCARET AŞ.	Komet Enregre DGÇS	Doğal Gaz	KARAMAN	1107,999	1080	1.080,0	13
5	ACWA Güç Elektrik İşletme ve Yönetim Sanayi ve Ticaret AŞ.	Acwa Power Kırıkkale Doğalgaz Kombine Çevrim Enerji	Doğal Gaz	KIRIKKALE	960	927,4	927,4	84
6	VERBENA ENERJİ VE TİCARET AŞ.	Verbena DGKÇS	Doğal Gaz	KIRKLARELİ	899,37	890,4	890,4	16,6
7	SARP ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Şarköy DGKÇS	Doğal Gaz	TEKİRDAĞ	881,5	870	870,0	4,96
8	TÜTSEL ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET AŞ.	Tütsel DGKÇS	Doğal Gaz	AFYONKARA HİSAR	632	600	600,0	0,15
9	PEGAİ ENERJİ MADENCİLİK TARIM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çine DGKÇS	Doğal Gaz	AYDIN	616,5	600	600,0	0,2
10	RÜZGAR TEPE ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Aşağı Sevindikli DGKÇS	Doğal Gaz	TEKİRDAĞ	616,5	600	600,0	0,41
11	Kanyon Enerji Üretim ve Ticaret AŞ.	Kırşehir DGKÇS	Doğal Gaz	KIRŞEHİR	610	600	600,0	8,28
12	Kırklareligaz Enerji Üretim Sanayi ve Ticaret AŞ.	SEDKO DGKÇS	Doğal Gaz	KIRKLARELİ	519,9	514,2	514,2	7,18
13	MARDE ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Mardin DGKÇS	Doğal Gaz	MARDİN	510	500	500,0	7,19
14	KAZAN SODA ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Kazan Doğalgaz Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	ANKARA	384	379	379,0	49,26
15	BADES ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Taha DGKÇS	Doğal Gaz	MARDİN	213	205	69,0	95,49
16	ÇATALKAYA ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET AŞ.	Büyükefe DGKÇS	Doğal Gaz	AYDIN	145,23	141	141,0	0,72
17	EGE YILDIZI DOĞALGAZ VE ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Ege Yıldızı İzmir Çandarlı DGKÇS	Doğal Gaz	İZMİR	143,5	138	138,0	7,94 (Ocak 2016)
18	Harran Elektrik Üretim AŞ.	Harran KÇDGS	Doğal Gaz	AYDIN	141	135	135,0	1,27
19	IC ENERJİ ÜRETİM VE İŞLETME AŞ.	IC İçtaş Isparta Enerji Santrali	Doğal Gaz	ISPARTA	110,04	106,92	106,9	27,01

EK 3- B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İNŞAA HALİNDEKİ DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ

Sıra No	Firma Adı	Tesis Adı	Yakıt/Kaynak Türü	Tesis Yeri	Kurulu Güç (MWm)	Kurulu Güç (MWe)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Fiili Gerçekleşme Temmuz 2016 (%)
20	KAZOVA ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Yozgat DGKÇS	Doğal Gaz	YOZGAT	109	106,12	106,1	0
21	HATİPOĞLU ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Hatipoğlu Eskişehir Santrali	Doğal Gaz	ESKİŞEHİR	90,786	88,43	88,4	3,38
22	KAYALI ENERJİ ÜRETİM AŞ.	Osmaniye DGKÇS	Doğal Gaz	OSMANİYE	80,99	77,13	77,1	73,83
23	AS ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	AS Çimento Enerji Üretim Santrali	Doğal Gaz	BURDUR	67	65	65,0	0,5 (Temmuz 15)
24	ALES ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET AŞ.	Ales DKÇS	Doğal Gaz	AYDIN	65,6	63	1,0	
25	DELTA ENERJİ ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Delta Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali	Doğal Gaz	KIRKLARELİ	65,3	61	1,0	37,6
26	UĞUR ENERJİ ÜRETİM TİCARET VE SANAYİ AŞ.	Uğur Enerji Çerkezköy OSB Üretim Santrali	Doğal Gaz	TEKİRDAĞ	62,687	61,32	1,1	0
27	R.B. Karesi İthalat İhracat Tekstil Sanayi ve Ticaret AŞ.	"R.B. Karesi Kojenerasyon Tesisi	Doğal Gaz	BURSA	57,24	56,12	47,5	99,83 (Ocak 2016)
28	Öncel Elektrik Üretim LİMİTED ŞİRKETİ	Aksaray DGKÇS	Doğal Gaz	AKSARAY	55	53,55	53,6	
29	HERA ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM AŞ.	Uşak OSB Enerji Üretim Santrali	Doğal Gaz	UŞAK	46,4	45	45,0	2,6
30	Eti Maden İşletmeleri Genel Müdürlüğü	Kırka Koojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	ESKİŞEHİR	28,269	26,94	8,7	98,57 (Ocak 2016)
31	VOLT YATIRIM GAYRİMENKUL ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Volt Elektrik Üretim Tesisi	Doğal Gaz	ADANA	24,747	22,65	22,7	
32	Gülle Entegre Tekstil İşletmeleri Emlak Danışmanlığı Sanayi ve Ticaret AŞ.	Gülle Entegre Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	TEKİRDAĞ	19,282	18,874	4,5	99,86
33	Asaş Alüminyum Sanayi ve Ticaret AŞ.	Akyazı Otoprodüktör Santrali	Doğal Gaz	SAKARYA	17,56	17,2	8,6	
34	GEP GLOBAL ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Güsab Kojenerasyon Tesisi	Doğal Gaz	BURSA	14,775	14,46	14,5	
35	AĞAOĞLU ENERJİ ÜRETİM AŞ.	My World Europe Ayazma Kojenerasyon Tesisi	Doğal Gaz	İSTANBUL	13,17	12,9	12,9	100
36	KORUMA KLOR ALKALİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Kırıkhan Kojen Santrali	Doğal Gaz	HATAY	10,293	10,047	10,0	99,91
37	KORUMA KLOR ALKALİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Koruma Klor Alkali Otop.	Doğal Gaz	KOCAELİ	9,9	9,6	9,6	99,74

EK 3- B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İNŞAA HALİNDEKİ DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİ

Sıra No	Firma Adı	Tesis Adı	Yakıt/Kaynak Türü	Tesis Yeri	Kurulu Güç (MWm)	Kurulu Güç (MWe)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Fiili Gerçekleşme Temmuz 2016 (%)
38	Abateks Tekstil Ticaret ve Sanayi AŞ.	Abateks Kojenerasyon Tesisi	Doğal Gaz	KAHRAMAN MARAŞ	8,78	8,6	8,6	99,56
39	ŞİRECİ TEKSTİL SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Şireci Enerji 1 Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	GAZİANTEP	8,75	8,53	8,5	
40	KAHRAMANMARAŞ KAĞIT SANAYİ VE TİCARET AŞ.	KMK Paper Kütahya Kağıt Fabrikası Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	KÜTAHYA	8,59	8,125	8,1	99,79 (Ocak 2016)
41	KOS Enerji Üretim Teknoloji İnşaat ve Mühendislik AŞ.	KOS Enerji TES	Doğal Gaz	KONYA	6,175	6	6,0	89,09
42	İnegöl Organize Sanayi Bölgesi	İnegöl OSB Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	Bursa	4,14	4,028	4,0	98,73
43	UĞUR DEMİR HALI SANAYİ ve TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Bossan Halı Kojenerasyon Tesisi	Doğal Gaz	GAZİANTEP	3,431	3,349	3,3	97,8
44	DİZAYN TEKNİK BORU VE ELEMANLARI SANAYİ TİCARET AŞ.	Dizayn Teknik Çorlu Trijenerasyon Santrali	Doğal Gaz	TEKİRDAĞ	2,2	2,145	2,1	100
45	BUPİLİÇ ENTEGRE GIDA SANAYİ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Bupiliç Santrali	Doğal Gaz	BALIKESİR	2,056	2	2,0	
46	ACIBADEM SAĞLIK HİZMETLERİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Maslak Hastanesi Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	İSTANBUL	1,654	1,6	1,6	
47	AYTAŞ ALÇI ENERJİ MADEN VE İNŞAAT SANAYİ TİCARET AŞ.	Ankara	Doğal Gaz	ANKARA	1,65	1,6	1,6	99 (Ocak 2016)
48	ABS ALÇI VE BLOK SANAYİ AŞ.	ABS Alçı Yenice Otoprodüktör Santrali	Doğal Gaz	MERSİN	1,605	1,56	1,6	100
49	DOĞANER ALÇI MADENCİLİK ENERJİ İTH. İHR. PAZ. TİCARET VE SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Doğaner Alçı Otop. Enerji Santrali	Doğal Gaz	ANKARA	1,6	1,558	1,6	
50	UÇAL KAĞIT SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Uçal Kağıt Otoprodüktör Santrali	Doğal Gaz	İSTANBUL	1,24	1,2	1,2	0,97 (Temmuz 2015)
51	ACIBADEM SAĞLIK HİZMETLERİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Eskişehir Hastanesi Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	ESKİŞEHİR	0,88	0,849	0,8	
52	ACIBADEM SAĞLIK HİZMETLERİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Fulya Hastanesi Kojenerasyon Santrali	Doğal Gaz	İSTANBUL	0,827	0,8	0,8	
	TOPLAM				**12.860,65**	**12.544,28**	**11.934,33**	

Kaynak : http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml

EK 3- C) BAZI DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİNE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

I - EÜAŞ Tarafından İşletilmekte Olan Santraller (Doğal Gaz)

	Ambarlı (1350 - 2167 MWe)			Bursa (1432 MWe)			Hamitabat (1156 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2002				8.589.123	6,48%	68,5%	6.830.596	5,15%	67,5%
2003				3.097.440	2,19%	24,7%	2.209.596	1,57%	21,8%
2004				764.917	0,51%	6,1%	520.029	0,35%	5,1%
2005	6.275.500	3,87%	50,0%	2.384.187	1,48%	19,0%	1.416.682	0,88%	14,0%
2006	7.669.000	4,35%	61,1%	5.008.734	2,87%	39,9%	2.268.458	1,30%	22,4%
2007	9.524.700	4,97%	75,9%	8.110.871	4,27%	64,7%	5.612.272	2,95%	55,4%
2008	9.370.600	4,72%	74,7%	8.956.300	4,52%	71,4%	7.995.125	4,04%	79,0%
2009	8.441.200	4,33%	67,3%	8.478.400	4,37%	67,6%	6.694.398	3,45%	66,1%
2010	7.940.600	3,76%	63,3%	7.097.600	3,37%	56,6%	5.749.880	2,73%	56,8%
2011	7.316.800	3,19%	58,3%	6.430.700	2,79%	51,3%	5.418.972	2,35%	53,5%
2012	8.151.100	3,40%	65,0%	6.176.200	2,55%	49,2%	6.383.900	2,63%	63,0%
2013	9.954.000	4,14%	79,4%	5.656.667	2,30%	45,1%	4.379.817	1,82%	43,3%
2014	12.572.100	4,99%	66,2%	8.764.270	3,42%	69,9%	1.192.000	0,47%	11,8%
2015	10.241.600	3,94%	54,0%	3.362.607	1,30%	48,8%	1.031.000	0,40%	10,2%
2016				1.683.588	0,61%	13,4%	344.100	0,13%	3,4%
ORTALAMA	8.859.745	4,15%	65,0%	5.637.440	2,87%	46,4%	3.869.788	2,01%	38,2%
	2013 sonunda kurulu güç 2167 MW'a çıkarıldı						01.08.2013 de LİMAK'a devredildi		

EK 3- C) BAZI DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİNE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

II - Yap İşlet, Yap İşlet Devret Santraller

	Baymina (798 MWe)			Ova Elektrik Gebze (253,4 MWe)			Ünimar Marmara Ereğlisi (478 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2005	5.566.600	3,46%	79,6%	1.852.600	1,15%	83,5%	3.728.700	2,32%	89,0%
2010	5.318.163	2,53%	76,1%	1.828.931	1,15%	83,5%	3.277.989	1,56%	78,3%
2011	5.546.756	2,41%	79,3%	1.477.356	0,87%	82,4%	3.332.763	1,45%	79,6%
2012	5.131.361	2,12%	73,4%	1.928.387	0,64%	66,6%	3.505.409	1,45%	83,7%
2013	5.532.622	2,25%	79,1%	1.937.803	0,80%	86,9%	3.385.196	1,37%	80,8%
2014	5.528.544	2,16%	79,1%	1.864.661	0,79%	87,3%	3.206.205	1,25%	76,6%
2015	5.009.765	1,90%	71,7%	1.937.722	0,73%	84,0%	3.438.952	1,30%	82,1%
ORTALAMA	5.376.259	2,40%	76,9%	1.832.494	0,88%	82,0%	3.410.745	1,53%	81,5%

	Enka İzmir (1520 MWe)			Enka Adapazarı (770 MWe)			Enka Gebze (1540 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2005	11.057.300	6,88%	83,0%	5.540.000	3,45%	82,1%	10.930.100	6,80%	81,0%
2010	11.659.562	5,54%	87,6%	5.853.892	2,78%	86,8%	11.659.562	5,54%	86,4%
2011	11.941.420	5,19%	89,7%	5.781.366	2,51%	85,7%	11.352.628	4,93%	84,2%
2012	10.363.279	4,28%	77,8%	5.651.131	2,33%	83,8%	11.420.787	4,71%	84,7%
2013	11.329.212	4,60%	85,1%	5.671.110	2,30%	84,1%	10.898.787	4,42%	80,8%
2014	11.115.989	4,33%	83,5%	5.358.394	2,09%	79,4%	11.216.369	4,37%	83,1%
2015	10.370.375	3,93%	77,9%	5.752.323	2,18%	85,3%	11.699.980	4,43%	86,7%
ORTALAMA	11.119.591	4,96%	83,5%	5.658.317	2,52%	83,9%	11.311.173	5,03%	83,8%

EK 3- C) BAZI DOĞAL GAZ KOMBİNE ÇEVRİM SANTRALLERİNE AİT ELEKTRİK ÜRETİM BİLGİLERİ

III - Serbest Üreticiler Tarafından İşletilmekte Olan Santraller (Doğal Gaz)

	Aksa Antalya (1150 MWe)			Alarko Kırklareli (163,98 MWe)			Aksa Şanlıurfa (146,79 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2009				530.000	0,27%	36,9%			
2010				484.000	0,23%	33,7%			
2011	3.404.900	1,48%	33,8%	729.000	0,32%	50,7%	268.820	0,12%	20,9%
2012	6.723.000	2,77%	66,7%	600.000	0,25%	41,8%	482.000	0,20%	37,5%
2013	5.838.600	2,37%	58,0%	263.000	0,11%	18,3%	587.500	0,24%	45,7%
2014	5.907.600	2,30%	58,6%	263.000	0,10%	18,3%	935.500	0,36%	72,8%
2015	4.919.000	1,86%	48,8%	188.200	0,07%	13,1%	436.600	0,17%	34,0%
2016 İlk 9 Ay	2.400.770		31,8%				410.240		42,5%
ORTALAMA	4.999.021	2,16%	49,6%	436.743	0,19%	30,4%	542.901	0,22%	42,2%

	Odaş Şanlıurfa (140,24 MWe)			Ayen Ostim (40,97 MWe)			Burdur Şeker Fb. (10,96 MWe)		
Yıl	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü	Üretim (MWh)	Ülke Tüketimine Oranı	Yıllık Kapasite Faktörü
2005				323.000	0,20%	90,0%			
2006				274.197	0,16%	76,4%	15.639	0,01%	16,3%
2007				282.254	0,15%	78,6%	11.450	0,01%	11,9%
2008				245.050	0,12%	68,3%	14.297	0,01%	14,9%
2009				191.100	0,10%	53,2%	14.475	0,01%	15,1%
2010				186.100	0,09%	51,9%	17.955	0,01%	18,7%
2011				150.700	0,07%	42,0%	17.695	0,01%	18,4%
2012	125.100	0,05%	10,2%	143.800	0,06%	40,1%	15.012	0,01%	15,6%
2013	529.300	0,21%	43,1%	112.000	0,05%	31,2%	18.994	0,01%	19,8%
2014	583.500	0,23%	47,5%	159.430	0,06%	44,4%	16.118	0,01%	16,8%
2015	534.340	0,20%	43,5%	69.682	0,03%	19,4%	14.595	0,01%	15,2%
2016 İlk 6 Ay	270.230		44,0%	43.409		24,2%			
ORTALAMA	462.540	0,17%	37,7%	185.344	0,10%	51,6%	15.623	0,01%	16,3%

EK 4- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ FUEL-OİL YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap. (MWe)
1	PETKİM PETROKİMYA HOLDİNG ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Aliağa-İzmir	İZMİR	ALİAĞA	228,58	222,04	0	222,04
2	TÜRKİYE PETROL RAFİNERİLERİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	İzmit Rafinerisi Santrali	KOCAELİ	KÖRFEZ	215,90	205,36	0	205,36
3	KARKEY KARADENİZ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Silopi-Şırnak	ŞIRNAK	SİLOPİ	150,77	142,44	0	142,44
4	TÜRKİYE PETROL RAFİNERİLERİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Aliağa-İzmir	İZMİR	ALİAĞA	94,71	92,31	0	92,31
5	TÜRKİYE PETROL RAFİNERİLERİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Kırıkkale	KIRIKKALE	MERKEZ	90,00	86,98	40,984	46,00
6	HABAŞ SINAİ VE TIBBİ GAZLAR İSTİHSAL ENDÜSTRİSİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	İzmir ili, Aliağa ilçesi	İZMİR	ALİAĞA	37,84	36,00	0	36,00
7	RASA ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Dizel Motorlu Termik Santral	MARDİN	KIZILTEPE	35,28	33,00	0	33,00
8	AKSA ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Fuel-oil	Mardin-Kızıltepe Enerji Santrali	MARDİN	KIZILTEPE	34,02	32,10	0	32,10
9	KARKEY KARADENİZ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Silopi II	ŞIRNAK	SİLOPİ	30,50	29,50	0	29,50
10	İDİL İKİ ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Dizel Motorlu Termik Santral	ŞIRNAK	İDİL	26,08	24,00	0	24,00
11	SANKO ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Başpınar Kojenerasyon	GAZİANTEP	ŞEHİTKAMİL	26,01	25,32	0	25,32
12	MOPAK KAĞIT KARTON SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Dalaman Kojenerasyon Tesisi	MUĞLA	DALAMAN	20,90	18,50	0	18,50
13	ETİ MADEN İŞLETMELERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ	Fuel-oil	Kırka Kojenerasyon	ESKİŞEHİR	SEYİTGAZİ	19,07	18,20	0	18,20
14	HABAŞ SINAİ VE TIBBİ GAZLAR İSTİHSAL ENDÜSTRİSİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Bilecik ili, Osmaneli ilçesi	BİLECİK	OSMANELİ	18,90	18,00	0	18,00
15	BAĞFAŞ BANDIRMA GÜBRE FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Bandırma-Balıkesir	BALIKESİR	BANDIRMA	10,75	9,92	0	9,92

EK 4- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ FUEL-OİL YAKITLI TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap. (MWe)
16	ALBAYRAK TURİZM SEYAHAT İNŞAAT TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Albayrak Balıkesir Kojenerasyon Tesisi	BALIKESİR	MERKEZ	10,25	10,25	0	10,25
17	TÜRKİYE ŞEKER FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Muş	MUŞ	MERKEZ	9,60	9,60	0	9,60
18	MONDİ TİRE KUTSAN KAĞIT VE AMBALAJ SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Tire-İzmir	İZMİR	TİRE	8,35	8,00	0	8,00
19	TÜRKİYE PETROL RAFİNERİLERİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Batman	BATMAN	MERKEZ	6,25	5,00	0	5,00
20	TÜRKİYE ŞEKER FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Kars	KARS	MERKEZ	6,00	6,00	0	6,00
21	İZAYDAŞ İZMİT ATIK VE ART.ARITMA YAK.VE DEĞER.A.Ş.	Fuel-oil	İzmit	KOCAELİ	İZMİT	5,80	5,20	0	5,20
22	TÜRKİYE ŞEKER FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Erciş	VAN	ERCİŞ	4,80	4,80	0	4,80
23	ANADOLU EFES BİRACILIK VE MALT SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Kazan-Ankara	ANKARA	KAZAN	3,96	3,96	0	3,96
24	TÜRKİYE ŞEKER FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ	Fuel-oil	Elazığ	ELAZIĞ	MERKEZ	3,60	3,60	0	3,60
	TOPLAM					**1.097,92**	**1.050,08**	**40,98**	**1.009,10**

EK 5- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ "DİĞER-1" TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap. (MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
1	TÜRKİYE ŞEKER FABRİKALARI ANONİM ŞİRKETİ (T.Ş.F.A.Ş)	Diğer	Ilgın Şeker Fabrikası	KONYA	ILGIN	14,40	14,40	0,00	14,40
2	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Turhal Şeker Fabrikası	TOKAT		14,24	14,24	0,00	14,24
3	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Afyon Şeker Fabrikası	AFYONKARAHİSAR		12,80	12,80	0,00	12,80
4	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Burdur Şeker Fabrikası	BURDUR	MERKEZ	11,20	11,10	11,10	0,00
5	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Bor Şeker Fabrikası	NİĞDE	BOR	9,60	9,60	0,00	9,60
6	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Balıkesir Şeker Fabrikası	BALIKESİR	SUSURLUK	9,60	9,60	9,60	0,00
7	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Bahri Dağdaş Ereğli Şeker Fabrikası	KONYA	EREĞLİ	9,60	9,50	0,00	9,50
8	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Elbistan Şeker Fabrikası	KAHRAMANMARAŞ	ELBİSTAN	9,60	9,60	0,00	9,60
9	AŞKALE ÇİMENTO SANAYİ TÜRK ANONİM ŞİRKETİ	Diğer	Erzurum ili, Aşkale ilçesi / Aşkale Çimento Sanayi TAŞ Elektrik Üretim Tesisi	ERZURUM	AŞKALE	7,50	7,50	0,00	7,50
10	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Kastamonu Şeker Fabrikası	KASTAMONU	MERKEZ	7,32	7,32	0,00	7,32
11	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Yozgat Şeker Fabrikası	YOZGAT		6,00	6,00	0,00	6,00
12	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Kırşehir Şeker Fabrikası	KIRŞEHİR	MERKEZ	6,00	5,90	0,00	5,90
13	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Alpullu Şeker Fabrikası	KIRKLARELİ		5,40	5,40	0,00	5,40
14	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Erzurum Şeker Fabrikası	ERZURUM		5,40	5,40	0,00	5,40
15	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Çarşamba Şeker Fabrikası	SAMSUN	ÇARŞAMBA	4,80	4,75	0,00	4,75
16	MOPAK KAĞIT KARTON SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Diğer	Kemalpaşa-İzmir	İZMİR	KEMALPAŞA	4,55	4,55	0,00	4,55
17	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Erzincan Şeker Fabrikası	ERZİNCAN	MERKEZ	4,00	4,00	0,00	4,00
18	T.Ş.F.A.Ş	Diğer	Uşak Şeker Fabrikası	UŞAK		3,72	3,72	0,00	3,72
19	ALKİM ALKALİ KİMYA ANONİM ŞİRKETİ	Diğer	Dazkırı Kojenerasyon Tesisi	AFYONKARAHİSAR	DAZKIRI	3,00	2,50	0,00	2,50
20	AMASYA ŞEKER FABRİKASI ANONİM ŞİRKETİ	Diğer	Amasya Şeker Fabrikası	AMASYA	SULUOVA	7,76	7,76	0,00	7,76
	TOPLAM					**156,49**	**155,64**	**20,70**	**134,94**

EK 5-B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ "DİĞER-2" TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
1	TOROS TARIM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Toros Tarım Samsun Santrali	SAMSUN	TEKKEKÖY	31,06	30,60	0,00	30,60
2	ORTADOĞU RULMAN SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Motorin	Polatlı-Ankara	ANKARA	POLATLI	20,42	19,86	7,74	12,12
3	NUH ÇİMENTO SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Nuh Çimento San. A.Ş. Atık Isıdan Elektrik Enerjisi Üretim Santrali	İSTANBUL		18,00	17,73	17,73	0,00
4	AKÇANSA ÇİMENTO SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Akçansa Çanakkale Atık Isı Enerji Santrali	ÇANAKKALE	EZİNE	16,20	15,20	0,00	15,20
5	TOROS TARIM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Nafta	Toros Tarım Mersin Santrali	MERSİN	MERKEZ	13,55	12,14	0,00	12,14
6	PROKOM MADENCİLİK OTOMOTİV İNŞAAT ELEKETRİK ELEKTRONİK TAAHHÜT İTH. İHR. SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Atık Lastik	Prolitik yağ ve gaz yakıtlı elektrik üretim tesisi	ERZİNCAN	MERKEZ	12,00	11,64	11,64	0,00
7	ETİ MADEN İŞLETMELERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ	LPG	Emet-Kütahya	KÜTAHYA	EMET	11,63	11,00	0,00	11,00
8	ETİ MADEN İŞLETMELERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ	Proses Atık Isısı	Bandırma Prit	BALIKESİR	BANDIRMA	11,50	11,50	0,00	11,50
9	MENSA SINAİ TİCARİ VE MALİ YATIRIMLAR ANONİM ŞİRKETİ	Nafta	Yolgeçen-Adana	ADANA	SEYHAN	10,40	10,40	0,00	10,40

EK 5-B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ "DİĞER-2" TERMİK SANTRALLER

Sıra No	Firma Unvanı	Yakıt Türü	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
10	OYKA KAĞIT AMBALAJ SANAYİİ VE TİCARET A.Ş.	LNG	Çaycuma Santrali	ZONGULDAK	ÇAYCUMA	10,30	10,00	0,00	10,00
11	ÇİMSA ÇİMENTO SAN.VETİC.A.Ş.	Proses Atık Isısı	Çimsa Atıkısı Santrali	MERSİN	MERKEZ	9,80	9,56	0,00	9,56
12	BURSA ÇİMENTO FABRİKASI ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Bursa Çimento Fabrikası Atık Isı Otoprodüktör Santralı.	BURSA	KESTEL	9,00	9,00	9,00	0,00
13	BATIÇİM BATI ANADOLU ÇİMENTO SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Batıçim Atık Isı Santrali	İZMİR	BORNOVA	9,00	9,00	0,00	9,00
14	ASLAN ÇİMENTO ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Aslan Çimento Atık Isıdan Enerji Üretme Tesisi	KOCAELİ	DARICA	7,50	7,50	0,00	7,50
15	TRAKYA YENİŞEHİR CAM SANAYİİ ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Trakya Cam Otoprodüktör Santrali	BURSA	YENİŞEHİR	6,28	6,00	0,00	6,00
16	BOLU ÇİMENTO SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Bolu Çimento Atık Isıdan Enerji Üretme Tesisi	BOLU	MERKEZ	6,10	6,00	0,00	6,00
17	ETİ KROM ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Eti Krom A.Ş. Proses Isısı Kojenerasyon Santrali	ELAZIĞ	KOVANCILAR	5,76	5,50	5,50	0,00
18	BATISÖKE SÖKE ÇİMENTO SANAYİ TÜRK ANONİM ŞİRKETİ	Proses Atık Isısı	Batısöke Atık Isı otoprodüktör Santrali	AYDIN	SÖKE	5,50	5,34	0,00	5,34
19	TOROS TARIM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Nafta	Toros Tarım Ceyhan Santrali	ADANA	CEYHAN	4,95	4,74	0,00	4,74
	TOPLAM					**218,94**	**212,70**	**51,61**	**161,09**

EK 6- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ (BES) - YEKDEM KAPSAMINDAKİLER

Sıra No	Firma Unvanı	Tesis Tipi	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
1	ORTADOĞU ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Odayeri Çöp Gazı Santrali	İSTANBUL	EYÜP	34,67	33,81	0,00	33,81
2	MUTLULAR ENERJİ SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Orman Ürünleri ve Atığı	Mutlular Enerji	BALIKESİR	GÖNEN	30,00	30,00	30,00	0,00
3	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	Mamak Katı Atık Alanı Enerji Üretim Tesisi	ANKARA	MAMAK	26,12	25,43	0,00	25,43
4	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	Sincan Çadırtepe Biyokütle Enerji Sanrali	ANKARA	SİNCAN	23,20	19,82	0,00	19,82
5	ORTADOĞU ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Kömürcüoda Çöp Gazı Santrali	İSTANBUL	ŞİLE	20,31	19,81	5,66	14,15
6	ITC ADANA ENERJİ ÜRETİM SAN. VE TİC.A.Ş	Çöp Gazı	ITC Adana Enerji Üretim Tesisi	ADANA	YÜREĞİR	15,96	15,57	0,00	15,57
7	ZEUS ENERJİ SANAYİ TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Tarımsal, Hayvansal Atık ve Orman Atığı	Zeus Biyokütle Enerjisine Dayalı Elek. Ürt. Tesisi	KIRKLARELİ	MERKEZ	12,50	12,00	12,00	0,00
8	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Biyogaz	ITC-KA Biyokütle Gazlaştırma Tesisi	ANKARA	SİNCAN	10,85	10,85	0,00	10,85
9	ITC BURSA ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	ITC Bursa Hamitler Tesisi	BURSA	OSMANGAZİ	9,99	9,80	0,00	9,80
10	SAMSUN AVDAN ENERJİ ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Samsun Avdan Biyogaz Tesisi	SAMSUN	İLKADIM	8,62	8,40	2,40	6,00
11	KÖRFEZ ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Kocaeli Çöp Biyogaz Santrali	KOCAELİ	MERKEZ	6,68	6,51	0,00	6,51
12	ENFAŞ ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	Aksaray OSB Biyogaz Tesisi	AKSARAY	MERKEZ	6,57	6,40	0,00	6,40
13	ENFAŞ ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	Karacabey 2 Biyogaz Tesisi	BURSA	KARACABEY	6,57	6,40	3,20	3,20
14	MODERN BİYOKÜTLE ENERJİSİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamuru	Modern Biyokütle Enerji Santrali (MOBES)	TEKİRDAĞ	ÇORLU	6,17	6,00	0,00	6,00
15	HER ENERJİ VE ÇEVRE TEKNOLOJİLERİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Her Enerji Kayseri Katı Atık Depo Sahası Biyogaz otoprodüktör Santrali	KAYSERİ	KOCASİNAN	5,95	5,78	0,00	5,78

EK 6- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ (BES) - YEKDEM KAPSAMINDAKİLER

Sıra No	Firma Unvanı	Tesis Tipi	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
16	CEV ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Gaziantep Büyükşehir Belediyesi Katı atık Depolama Alanı	GAZİANTEP	ŞAHİNBEY	5,81	5,66	0,00	5,66
17	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	Aslım Enerji Üretim Tesisi	KONYA	KARATAY	5,80	5,66	0,00	5,66
18	AGMAN OVACIK BİYOKÜTLE ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Ovacık Biyogaz Enerji Santrali	KIRKLARELİ	LÜLEBURGAZ	4,96	4,80	0,00	4,80
19	SENKRON GRUP İNŞAAT MAKİNA MÜHENDİSLİK PROJE ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	Hayvansal ve Bitkisel Atık	Senkron Efeler Biyogaz Santrali	AYDIN	İNCİRLİOVA	4,96	4,80	1,20	3,60
20	ÖZTÜRK ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Piroliz Yöntemi ile Çöp Gazı	Maraş Biokütle Tesisi	KAHRAMAN MARAŞ	ONİKİŞUBAT	4,93	4,80	3,60	1,20
21	ENFAŞ ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	Tire Biyogaz Tesisi	İZMİR	TİRE	4,38	4,27	4,27	0,00
22	ATYA ELEKTRİK ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Hatay Gökçegöz Çöp Santrali	HATAY	MERKEZ	4,35	4,24	4,24	0,00
23	NOVTEK ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	İskenderun Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	HATAY	İSKENDERUN	4,35	4,24	1,41	2,83
24	AFYON ENERJİ VE GÜBRE ÜRETİM TİCARET VE SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal ve Bitkisel Atık	Afyon Biyogaz Santrali	AFYONKARA HİSAR	MERKEZ	4,13	4,02	0,00	4,02
25	AREL ÇEVRE YATIRIMLARI ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Arel Enerji Manavgat Biyokütle Tesisi	ANTALYA	MANAVGAT	3,72	3,60	1,20	2,40
26	GÖNEN YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	Gönen Biyogaz Tesisi	BALIKESİR	GÖNEN	3,72	3,62	0,00	3,62
27	ATLAS İNŞAAT SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Atlas İnşaat Osmaniye Çöp Gazı Elektrik Üretim T.	OSMANİYE	MERKEZ	3,23	3,12	3,12	0,00
28	2M ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Trabzon Rize Çöp Gazı Santrali	TRABZON	SÜRMENE	2,90	2,83	0,00	2,83
29	AREL YENİLENEBİLİR ENERJİ TEKNOLOJİLERİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Arel Yenilenebilir Enerji Isparta Biokütle Tesisi	ISPARTA	GÖNEN	2,90	2,83	0,00	2,83
30	NOV ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Sivas Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	SİVAS	MERKEZ	2,90	2,83	0,00	2,83

EK 6- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ (BES) - YEKDEM KAPSAMINDAKİLER

Sıra No	Firma Unvanı	Tesis Tipi	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
31	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	ITC-KA Elazığ Üretim Tesisi	ELAZIĞ	MERKEZ	2,90	2,83	0,00	2,83
32	KONYA SUKİ ENERJİ YATIRIM SAN.VE TİC. A.Ş.	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Konya Atıksu Arıtma Tesisi Elektrik Santrali	KONYA	KARATAY	2,51	2,44	0,00	2,44
33	DERİN ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİC.LTD.ŞTİ.	Hayvansal Atık	Beypazarı Biyogaz Tesisi	ANKARA	BEYPAZARI	2,48	2,38	1,59	0,79
34	AREL ÇEVRE YATIRIMLARI ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Arel Enerji Biyokütle Tesisi	AFYONKARA HİSAR	MERKEZ	2,48	2,40	0,00	2,40
35	BOĞAZKÖY ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Amasya Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	AMASYA	MERKEZ	2,46	2,40	1,20	1,20
36	DOĞU STAR ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Malatya-1 Çöp Gaz Elektrik Üretim Tesisi	MALATYA	BATTALGAZİ	2,46	2,40	2,40	0,00
37	KÖRFEZ ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Dilovası Çöp Biyogaz Santrali	KOCAELİ	DİLOVASI	2,19	2,13	1,06	1,06
38	TELKO ENERJİ ÜRETİMİ TURİZM İNŞAAT SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	EDİNCİK BES	BALIKESİR	BANDIRMA	2,19	2,13	0,00	2,13
39	SİGMA ELEKTRİK ÜRETİM MÜHENDİSLİK VE PAZARLAMA LİMİTED ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Sigma Suluova Biyogaz Tesisi	AMASYA	SULUOVA	2,04	2,00	1,00	1,00
40	ALBE DOĞALGAZ DAĞITIM VE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Albe-I Biyogaz Santrali	ANKARA	ÇUBUK	1,87	1,81	0,00	1,81
41	PAKMİL ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİM TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Tarımsal atık	Pakmil Biyokütle Santrali	ADANA	YÜREĞİR	1,84	1,76	0,00	1,76
42	POLRES ELEKTRİK ÜRETİM İNŞAAT TARIM HAYVANCILIK SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Polatlı Biyokütle Enerji Santrali	ANKARA	POLATLI	1,55	1,47	0,00	1,47
43	KARMA GIDA YATIRIM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Karma 1 BES (Biyogaz)	SAKARYA	PAMUKOVA	1,53	1,49	0,00	1,49
44	KARAMAN YENİLENEBİLİR ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Karaman Biyogaz Tesisi	KARAMAN	MERKEZ	1,50	1,41	0,00	1,41
45	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	Itc-Ka Çarşamba Üretim Tesisi	SAMSUN	ÇARŞAMBA	1,45	1,42	0,00	1,42

EK 6- A) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ (BES) - YEKDEM KAPSAMINDAKİLER

Sıra No	Firma Unvanı	Tesis Tipi	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
46	ITC-KA ENERJİ ÜRETİM SAN.VE TİC.A.Ş.	Çöp Gazı	ITC Aksaray Üretim Tesisi	AKSARAY	MERKEZ	1,45	1,42	0,00	1,42
47	BİOSUN PAMUKOVA KATI ATIK İŞLEME ENERJİ VE ÇEVRE SANAYİ TİC.ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Pamukova Biyogaz Santrali	SAKARYA	PAMUKOVA	1,45	1,40	0,00	1,40
48	AKINCI ELEKTRİK ÜRETİM ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Akıncı Enerji Sandıklı Biyogaz Tesisi	AFYONKARA HİSAR	SANDIKLI	1,40	1,40	0,00	1,40
49	AFYON BİYOGAZ ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Afyon-1 Biyogaz Santrali	AFYONKARA HİSAR	MERKEZ	1,24	1,20	0,00	1,20
50	CEV MARMARA ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Bolu Çöp Biyogaz Projesi	BOLU	MERKEZ	1,16	1,13	0,00	1,13
51	ZARİF ENERJİ ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Kırıkkale Çöp Gazı Santrali Biyokütle Projesi	KIRIKKALE	BAHŞİLİ	1,03	1,00	0,00	1,00
52	HAYAT ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Bitkisel Yağ Atığı	Hayat Biyokütle Projesi	KOCAELİ	GEBZE	0,99	0,96	0,00	0,96
53	MAS 1 YENİLENEBİLİR ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİMİ SANAYİ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Mas 1 Yenilenebilir Enerji Üretim Tesisi	NİĞDE	MERKEZ	0,86	0,84	0,84	0,00
54	BEREKET ENERJİ ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Kumkısık Lfg Santrali	DENİZLİ	MERKEZ	0,66	0,64	0,00	0,64
55	KALEMİRLER ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM LİMİTED ŞİRKETİ	Hayvansal Atık	Sezer Bio Enerji Biyogaz Tesisi Biyokütle Projesi	ANTALYA	MANAVGAT	0,62	0,50	0,00	0,50
56	İZAYDAŞ İZMİT ATIK VE ART.ARITMA YAK.VE DEĞER.A.Ş.	Hayvansal ve Bitkisel Atık	İzaydaş Biyogaz Enerji Ürt. Tes. Biyokütle Projesi	KOCAELİ	İZMİT	0,34	0,33	0,00	0,33
	TOPLAM					**329,87**	**319,15**	**80,39**	**238,77**

EK 6- B) ÜRETİM LİSANSI OLAN İŞLETMEDEKİ BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ (BES) - SERBEST ÜRETİCİLER

Sıra No	Firma Unvanı	Tesis Tipi	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kap.(MWe)	İşletmedeki Kap.(MWe)
1	ZGC BES ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Tarımsal ve Hayvansal Atık	Zgc Bes Enerji Anonim Şirketi Bolu Üretim Santrali	BOLU	MERKEZ	15,30	14,50	14,50	0,00
2	MAVİBAYRAK ENERJİ ÜRETİM A.Ş.	Tarımsal Atık	Mavibayrak-1 Biyokütle Enerji Santrali	AYDIN	SÖKE	12,60	12,00	12,00	0,00
3	FULL FORCE ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM SANAYİ TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Şanlıurfa Biyokütle Enerji Santrali	ŞANLIURFA	EYYÜBİYE	6,42	6,24	0,00	6,24
4	İSTAÇ İSTANBUL ÇEVRE YÖNETİMİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Çöp Gazı	Hasdal Çöp Gazından Enerji Üretim Tesisi	İSTANBUL	EYÜP	4,02	4,02	0,00	4,02
5	BEL-KA ANKARA KATI ATIKLARI AYIKLAMA DEĞERLENDİRME, BİLGİSAYAR, İNŞAAT SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Tatlar Köyü-Sincan-Ankara	ANKARA	SİNCAN	3,20	3,20	0,00	3,20
6	ESES ESKİŞEHİR ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	ES ES Biyogaz	ESKİŞEHİR	ODUNPAZARI	2,10	2,04	0,00	2,04
7	MERSİN BÜYÜKŞEHİR İMAR İNŞAAT TURİZM OTOPARK ELEKTRİK ÜRETİM REKLAM VE ORGANİZASYON SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Karaduvar Atıksu Arıtma Tesisi Biyogaz Santrali	MERSİN	AKDENİZ	1,90	1,90	0,00	1,90
8	GASKİ ENERJİ YATIRIM HİZMETLERİ İNŞAAT SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Biyokütle	GASKİ Enerji Yatırım Hizmetleri İnşaat San. ve Tic.A.Ş. Üretim Santrali	GAZİANTEP	ŞAHİNBEY	1,85	1,66	0,00	1,66
9	BİOSUN BİLECİK KATI ATIK İŞLEME ENERJİ VE ÇEVRE SANAYİ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Biyokütle	Biosun Bilecik Kojenerasyon Enerji Santrali	BİLECİK	MERKEZ	1,65	1,60	1,60	0,00
10	EKİM GRUP ELEKTRİK ÜRETİM MADEN İNŞAAT TARIM HAYVANCILIK SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Biyokütle	Ekim Grup Biyogaz Tesisi	KONYA	EREĞLİ	1,24	1,20	0,00	1,20
11	EKOLOJİK ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Tehlikeli-tehlikesiz Atık	Kemerburgaz Çöp	İSTANBUL	EYÜP	1,00	0,59	0,00	0,59
12	SÜREKO ATIK YÖNETİMİ NAKLİYE LOJİSTİK ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	Tehlikeli-tehlikesiz Atık	Kula Piroliz Yöntemiyle Atıklardan En. Ürt. Tes.	MANİSA	KULA	0,95	0,91	0,91	0,00
13	YENİ ADANA İMAR İNŞAAT TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Doğu Atıksu	ADANA	YÜREĞİR	0,92	0,80	0,00	0,80
14	YENİ ADANA İMAR İNŞAAT TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Batı Atıksu	ADANA	SEYHAN	0,80	0,80	0,00	0,80
15	EKOLOJİK ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Tehlikeli-tehlikesiz Atık	Karatepe Katı Atık Bertaraf Tesisi	TEKİRDAĞ	ÇORLU	0,80	0,80	0,80	0,00
16	CARGILL TARIM VE GIDA SANAYİ TİC.ANONİM ŞİRKETİ	Su Arıtma Atık Suyu ve Çamurundan Biyogaz	Cargill Bioenerji Tesisi	BURSA	ORHANGAZİ	0,14	0,12	0,00	0,12
	Serbest Üretici Santraller TOPLAMI					**54,90**	**52,39**	**29,81**	**22,58**
	BİYOKÜTLE ENERJİ SANTRALLERİ GENEL TOPLAM					**384,78**	**371,54**	**110,20**	**261,34**

Kaynak : http://lisans.epdk.org.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml

13. TERMİK SANTRALLERİMİZİN KAPASİTE (KULLANIM) FAKTÖRLERİNİN İRDELENMESİ

Budak DİLLİ
Elektrik Yüksek Mühendisi

13.1 Genel

Bu bölümde incelenecek olan termik santral kapasite (kullanım) faktörleri; santrallerin brüt üretim miktarlarının, tam güçle ve günde 24 saat çalışmaları halinde üretebilecekleri enerjiye oranı olarak tanımlanmıştır. Başka bir deyişle:

Kapasite Faktörü (KF)=[Brüt üretim/ (Kurulu güç x süre)

Aylık KF için süre= 24 saat* Aydaki gün sayısı;

Yıllık KF için süre=24 saat* Yıldaki gün sayısı (=8.760 saat)][1]

Doğal olarak, hiçbir üretim tesisinin % 100 KF'ye sahip olma olanağı yoktur. Santraller, incelenen sürenin belli bir bölümünde bakım-onarım gibi nedenlerle emre amade olmayabilirler ve bu süre boyunca çalışamamaları nedeniyle düşen kullanım faktörleri, normal kabul edilmelidir. Normal koşullar altında, kömür yakıtlı santraller için % 75-80, doğal gaz yakıtlı santraller için % 80-85 KF, en yüksek değerler olarak kabul edilebilir.

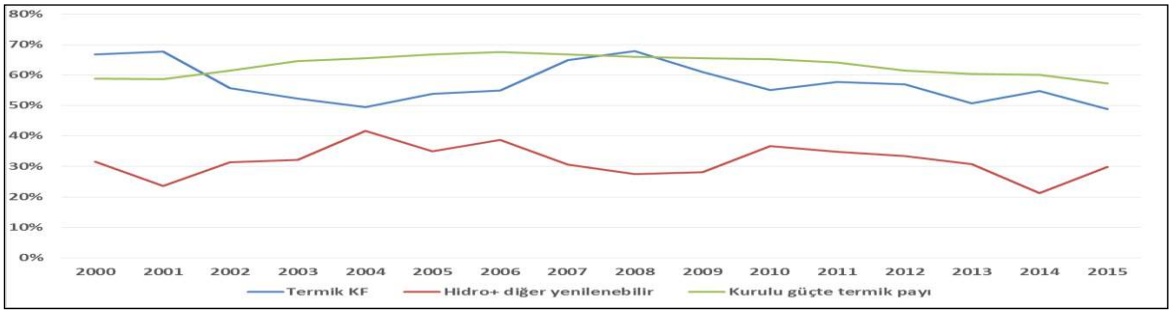
Kapasite (kullanım) faktörlerini belirleyen etkenler, teknik ve/veya ekonomik (ticari) olabilir. Teknik etkenler arasında yakıt teminindeki sorunlar, arızalar, santral işletmesindeki beceri ve etkinlik düzeyi diğer santrallerden temin edilen enerjinin talebi karşılıyor olması ve sistem güvenliği amacıyla sistem işletmecisi tarafından verilen talimatlar sıralanabilir. Ekonomik veya ticari faktör ise, arz-talep durumu ile ilişkilidir. Santral üretim maliyetinin, serbest piyasada oluşan toptan satış fiyatından fazla olmasından, yani işletmenin (yeterince) karlı olmama durumundan kaynaklanabilir.

13.2 Termik Santrallerin Kapasite Faktörlerinin Yıllara Göre Değişimi

Grafik 13.1'de, Türkiye'deki toplam termik ve termik olmayan elektrik üretim tesislerinin yıllık kapasite faktörlerinin 2000-2015 yılları arasındaki değişimleri gösterilmiştir.

---

[1] *Bu makalede yıllık KF(Kapasite Faktörleri) değerleri hesaplanırken ilgili yıl sonu kurulu güç ve o yıla ait üretim değerleri kullanılmıştır. Bu yaklaşım, bazı yıllar için gerçek KF değerinden sapmaya yol açabilmektedir. İşletmeye yeni giren santraller yıl içerisinde çeşitli aylarda devreye alınmakta, Ülkedeki yıl sonu kurulu güç envanterinde gösterilmiş olmakla birlikte yıl içerisinde devreye alındıktan itibaren üretim yapabildikleri için toplam üretimdeki payları az olmakta ve dolayısıyla KF hesabında o yıl için hataya neden olmaktadır. Ancak, bu hatanın etkisi uzun yıllar ortalamasında ihmal edilebilir.*

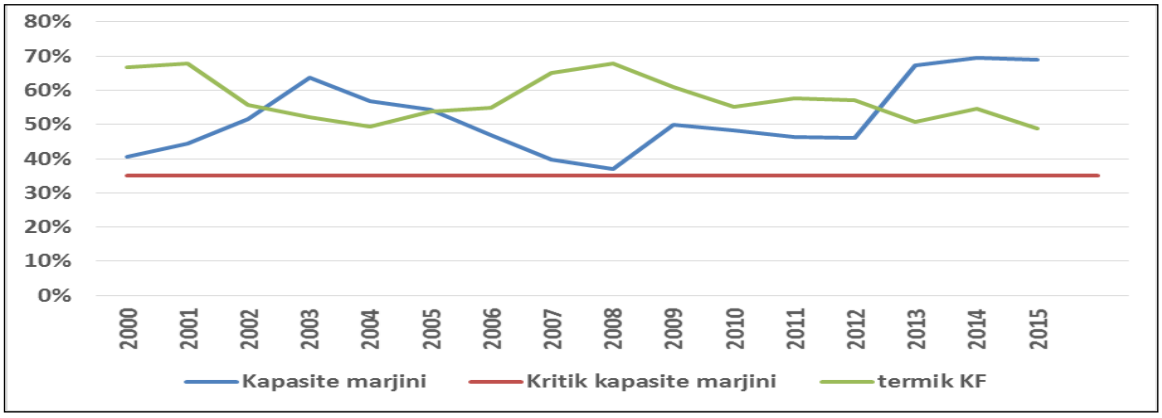


Grafik 13.1 Elektrik Üretim Tesislerinin Yıllık Kapasite Faktörleri (2000-2015)

Grafikten de görülebileceği üzere;

- Termik santrallerin ortalama KF değeri % 55 dolayındadır.
- Toplam kurulu güçte termik santrallerin payı fazla değişmemesine karşın; bazı yıllarda termik dışı üretimler yükseldiğinde (özellikle yağışın fazla olduğu yıllarda hidroelektrik üretimin artması nedeniyle) termik santrallerde KF düşmektedir.
- Termik santrallerin kapasite faktörleri son yıllarda azalma eğilimi göstermektedir.

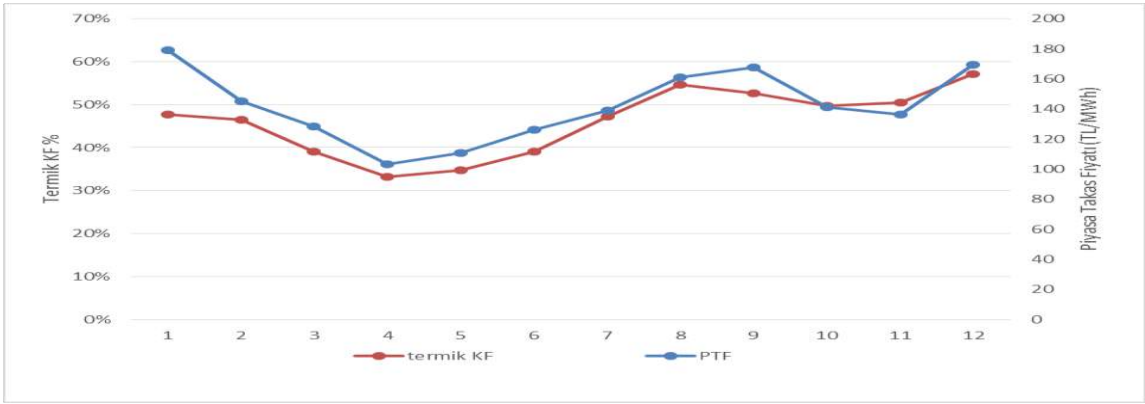
Bu azalmanın çeşitli nedenleri bulunmakla birlikte, en önemli neden son 4-5 yıldır yapılan üretim yatırımlarındaki artışa rağmen talebin beklenildiği gibi artmaması, dolayısıyla arz fazlalığının oluşmasıdır. Bu etki Grafik 13.2'de görülebilmektedir.



Grafik 13.2 Arz-Talep Dengesi ve Termik Santrallerde KF (2000-2015)

Bu grafikteki kapasite marjini, toplam kurulu güç ile anlık puant talep arasındaki oranı göstermektedir ve geçmiş deneyimler bu oranın % 35'in altında olması durumunda talebin güvenilir bir biçimde karşılanmasında sıkıntı olduğuna işaret etmektedir. Bu oran 2014-2015 yıllarında % 70 düzeyine yükselmiş ve arz-talep dengesinde rahatlama gözlenmiştir. Grafikte talebin yüksek, kurulu gücün yetersiz ve özellikle kurak geçen 2000-2001 ve 2007-2008 dönemlerinde termik santral kullanımının arttığı görülmektedir. Ancak kurak yıl olan 2014'te hidroelektrik üretim düşmesine karşın termik santrallerde KF önceki yıllara nazaran fazla yükselememiştir. Kapasite marjininin yükselmesi ile oluşan arz fazlası, özellikle ekonomik nedenlerle termik santrallerin kullanımında azalmaya neden olmuştur.

Termik santrallerin kapasite faktörü yıl içerisinde de değişiklik göstermektedir. Özellikle talebin nispeten düşük, hidroelektrik üretimin yüksek olduğu mart- haziran döneminde termik santral dışı üretim, talebin büyük bir bölümünü karşılayabilmektedir. 2015 yılındaki değişimi gösteren Grafik 13.3'te de görülebileceği üzere bu aylarda Piyasa Takas Fiyatı düşmekte, özellikle doğal gaz santralleri başta olmak üzere termik santraller yıllık bakıma alınmaktadır. Grafik 13.3 ayrıca, gün öncesi toptan satış piyasasında oluşan fiyatlarla termik santral kullanımı arasındaki sıkı ilişkiyi göstermektedir.

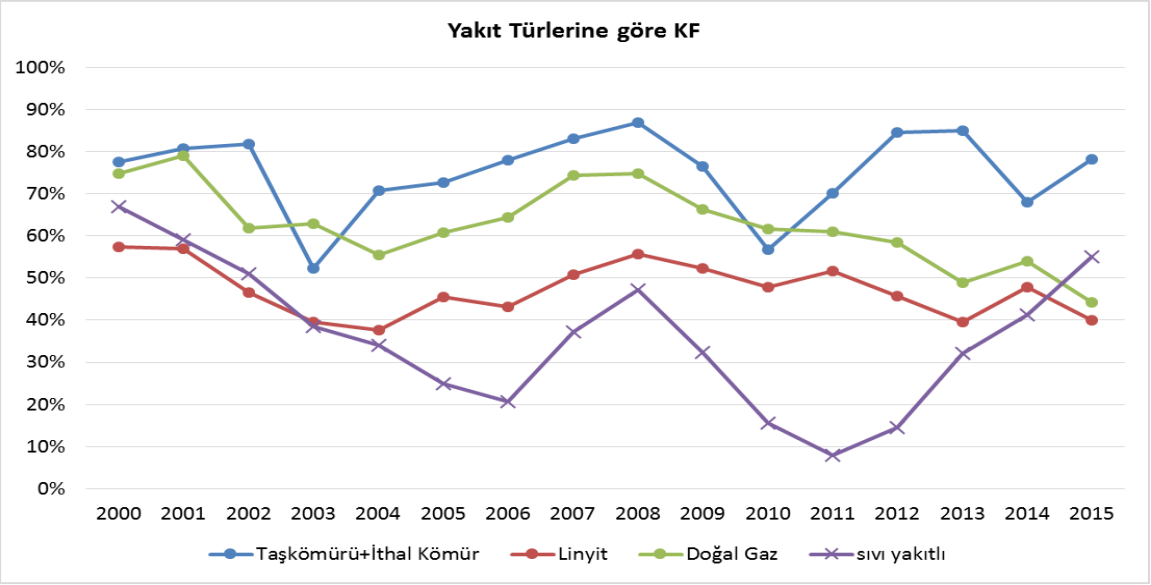


Grafik 13.3 Termik Santrallerde KF ile Piyasa Takas Fiyatı İlişkisi

Burada şu hususu da not etmekte fayda vardır: 2015 yılında toptan satış piyasasında fiyatlar düşmesine rağmen bu düşüş perakende tarifelere yansımamış, tüketici fiyatları toptan satış rekabeti dışındaki yenilenebilir enerji destek maliyeti ve yüksek fiyatlı doğal gaz ile üretimlerine devam eden Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret doğal gaz santrallerinin maliyetleri nedeniyle düşmemiştir.

13.3 Termik Santral KF'lerinin Yakıt Cinslerine Göre İrdelenmesi

Grafik 13.4'teki grafikte, termik santral KF'lerinin 2000 yılından bu yana değişimi gösterilmiştir. Kapasite faktörleri yakıt türlerine göre oldukça farklıdır. Aşağıda her bir yakıt türü için kapasite faktörlerini etkileyen olası faktörler ayrı ayrı incelenmektedir.



Grafik 13.4 Termik Santral KF'lerinin Değişimi (2000-2015)

İthal Kömür Yakıtlı Santraller

İthal kömür yakıtlı santrallerin kapasite faktörleri bazı yıllarda büyük değişiklikler göstermesine karşın, bu santraller en yüksek KF'ye sahip olanlardır (ortalama % 80). 2003 ve 2010 yıllarında gözlemlenen düşük değerler, 2003 yılının 11'inci ayında devreye alınan İSKEN (1200 MW- Yap-İşlet) ve 2010 yılının 11 ve 12'inci aylarında devreye giren EREN (1390 MW- Serbest Üretim) santrallerinin kurulu güç envanterinde yer almasına karşın o yıl içerisinde sadece 1-2 ay üretim yapmış olmaları nedeniyledir. İthal kömür yakıtlı santrallerdeki yüksek KF aşağıdaki faktörlerle açıklanabilir.

- 2015 sonu itibarıyla toplam 6500 MW ithal kömür santral kurulu gücünün 1200 MW'ı alım garantili Yap-İşlet modeli ile tesis edilen İsken Santraline aittir ve bu santral diğer özel sektör santrallerinin aksine piyasa fiyatından, arz-talep dengesinden bağımsız olarak sözleşmelerinde öngörülen üretimi yapmaktadır.
- Bu santrallerin üretim maliyetleri doğal gaz yakıtlı santrallerden daha düşük olduğundan, piyasadaki ekonomik sıralamada genellikle alt sıralamada yer almakta, başka bir deyişle, toptan satış piyasasında neredeyse sürekli olarak kendilerine yer bulabilmektedirler.

Doğal Gaz Yakıtlı Santraller

Doğal gaz yakıtlı santraller, kapasite faktörleri bakımından ikinci sırayı almaktadır. Ancak son yıllarda doğal gaz santrallerinin kapasite faktörlerinin küçüldüğü, % 75 düzeylerinden % 40 düzeyine kadar indiği gözlemlenmektedir. Bu değişimin olası nedenleri aşağıda açıklanmıştır:

- Yukarıda da belirtildiği üzere son 4 yılda işletmeye giren yeni kurulu güç ve geçmişe nazaran düşük olan büyüme hızı ile bağlantılı olarak daha yavaş artan talep nedeniyle arz fazlalığı oluşmuştur. Arz fazlalığını oluşturan üretim kapasitesinin büyük bir bölümünü piyasa dışı (alım garantili) yenilenebilir enerjiye dayanan santraller oluşturmaktadır. Bu

durumda talebi karşılayan tesisler genellikle yenilenebilir enerjiye dayananlar ile nispeten daha düşük maliyetli ithal kömür santralleri olmuş, DG santralleri arzın talebi karşılamada yetersiz olduğu geçmiş dönemde baz yük santrali gibi çalışırken, şimdilerde orta ve/veya pik yük döneminde çalışabilecek duruma düşmüşlerdir.

- 2014 yılı sonundan itibaren doğal gaz ithal maliyeti düşmüş olmasına rağmen BOTAŞ gaz fiyatını düşürmemiş, doğal gaz santral üretim maliyetleri piyasa fiyatının üzerinde kalmıştır.

Linyit Yakıtlı Santraller

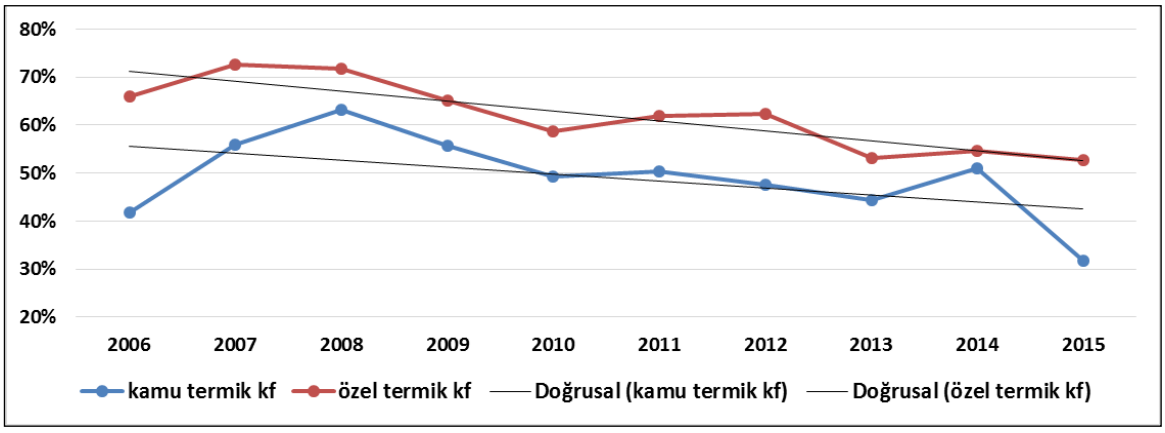
Aslında teorik olarak üretim maliyetleri açısından doğal gaz santrallerine göre daha avantajlı olmaları ve dolayısıyla ekonomik yük tevzi veya maliyet sıralamasına göre çalışan piyasa tabanlı yük tevzi uygulamalarına göre daha yüksek kapasite faktörü beklenen linyit yakıtlı santrallerinin kapasite faktörleri, ithal kömür ve doğal gaz santrallerinin kapasite faktörlerinden daha düşüktür. Bu durumun olası nedenleri aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır.

- Linyit santrallerinin emre amadelik oranları düşüktür. Bunun nedenleri santrallerin eskiliği ve iyileştirilememiş (rehabilite edilememiş) olmaları, sık arıza yapmaları, yakıttaki kalite ve miktar sorunları ile işletmecilik sorunları olarak gösterilebilir.
- Kapasite faktörü hesaplarında kurulu güçlerine göre değerlendirme yapılmasına karşın, kimi santraller tam kapasite ile çalıştırılamamaktadır. Örneğin, toplam linyit yakan santraller kurulu gücünün yaklaşık % 18'ini oluşturan Afşin-Elbistan A Santralinin hiçbir dönemde tam güçte çalıştırılamadığı, özellikle son yıllarda 4 üniteden bir veya en fazla 2 ünitesinin üretimde kullanılabildiği bilinmektedir. Ayrıca, Çöllolar linyit sahasında üretim yapılamamış olması da Afşin-Elbistan A ve B Santrallerinde toplam 2750 MW olan kurulu üretim kapasitesinin yaklaşık yarısını kullanabilme sonucunu doğurmuş, bu santrallerin kapasite faktörü ne yazık ki % 10'lara kadar düşmüştür.
- Linyit yakıtlı santrallerin büyük bir bölümü 2013-2015 döneminde özelleştirilmiştir. Özelleştirme sonrasında yapılması beklenen iyileştirmeler henüz (2016 sonu itibarıyla) gerçekleştirilmemiştir. Özellikle yüksek özelleştirme bedeli ödeyerek santralleri devralan şirketler, yükselen döviz kuru ve beklentilerinden daha düşük kalan toptan satış fiyatları nedeniyle kredi geri ödemelerinde sıkıntıya düştüklerini dile getirmiş, iyileştirme yatırımı yapmak bir yana, fiyatların çok düştüğü dönemlerde santrallerde üretim yapmayı dahi tercih etmemişlerdir. Bu yakınmalara bir çözüm olarak, 2016 yılındaki yasa değişikliği ile mevcut linyit santral üretimlerinden 6 milyar kWh'lik bölümünün TETAŞ tarafından, 185 TL/MWh bedelle satın alınması uygulaması başlatılmıştır. Bu uygulama ile yerli kaynaklara dayanan santrallerde üretimin artması ve linyit yakıtlı santrallerin kapasite faktörlerinde görece bir yükselme beklenebilir. Ancak, bu çözüm 1990'ların alım garantili uygulamalarından kurtulmak, rekabetçi bir serbest piyasa oluşturmak amacına taban tabana zıttır. Şirketlerin geleceği öngöremeyip risk almış olmaları sonucunda oluşan finansman sorunlarının iflaslara, kredi sağlayan yerli bankaların mali yapılarının bozulmasına engel olmak makul bir neden gibi görülse dahi; piyasayı bozmak yerine farklı yöntemlerin kullanılması daha uygun olabilirdi.

- Alım garantisi KF'yi ancak sınırlı ölçüde artırabilir. Ancak, iyileştirme yatırımlarının gerçekleşmesi halinde ve daha verimli bir işletmecilikle orta dönemde linyit yakıtlı termik santrallerin kapasite faktörleri % 60-65 düzeyine yükselebilir.

13.4 Termik Santral KF'lerinin Santral Sahipliğine Göre İrdelenmesi

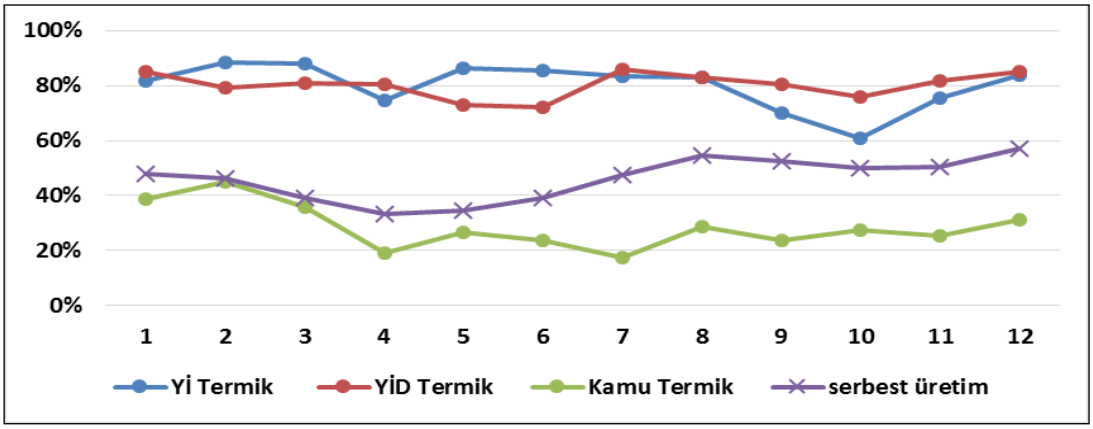
Grafik 13.5'te 2006 yılından itibaren kamu ve özel sektör tarafından işletilen termik santrallerin kapasite faktörlerindeki değişimler sunulmaktadır. Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret santralleri özel sektör kategorisinde yer almaktadır. Kamu santrallerinin daha düşük KF ile işletildiği ve her iki grup için kapasite kullanımının gittikçe düştüğü görülmektedir. Düşme eğiliminin nedenleri yukarıda açıklanmıştır. 2014 yılında kamuya ait santrallerin KF değerindeki ani yükselme, kurak yılda EÜAŞ'nın hidroelektrik üretimi düştüğü için taahhütlerini yerine getirmek ve arzı artırmak üzere kamuya ait termik santrallerin daha fazla çalıştırılmaları ile açıklanabilir. İlginç olan arz fazlasının olduğu ve hidroelektrik üretimin arttığı 2015 yılında özel termik nazaran kamu termik santrallerinin kullanım oranlarında gözlemlenen büyük düşüştür.



Grafik 13.5 Kamu ve Özel Kesime ait Santrallerde KF Değişimi (2006-2015)

Bu düşüşün önemli bir nedeni özelleştirme sonucunda 2015 yılında kamunun elinde kalan termik santral kurulu gücünün büyük bir bölümünün Afşin A-B santrallerinden oluşması ve bir önceki bölümde açıklanmış olan linyit yakıtlı santrallerin KF irdelemesinde belirtildiği üzere, bu iki santralin neredeyse %10'lar civarında gerçekleşen kapasite kullanımıdır. Ayrıca kamu doğal gaz santralleri (Bursa ve Ambarlı) yüksek gaz maliyeti nedeniyle oldukça düşük miktarda üretim yapmışlardır. 2015 yılı aşağıda daha ayrıntılı olarak incelenecektir.

Grafik 13.6'da, termik santral sahipliğine göre 2015 yılında gerçekleşen aylık kullanım faktörleri gösterilmiştir. Yap–İşlet ve Yap-İşlet-Devret modeliyle tesis edilip işletilen termik santrallerin, kamu ve serbest üretim santrallerine göre çok yüksek kapasite faktörü ile çalıştıkları gözlenmektedir. Bu sıralama diğer yıllarda da aynıdır.



Grafik 13.6 İşletmeci Kuruluş Türüne Göre KF (2015)

Alım garantili olan ve arz-talep dengesi, piyasa fiyatı gibi kullanımı etkileyen faktörlerden bağımsız çalışan bu kategorideki santrallerin toplam termik santral güçleri içerisindeki oranı yaklaşık % 18 olmasına karşın 2015 yılı toplam termik üretimdeki payları % 29 düzeyindedir. % 80-85 oranındaki kapasite faktörleri, alım garantileri ve piyasa koşullarından bağımsız çalışma ile açıklanabilir. Bu santrallerin yakıt olarak ithal kömür veya doğal gaz kullanan, oldukça yeni tesisler olması da avantaj sağlamaktadır. Ancak, yine de, bu denli yüksek kapasite faktörüne ulaşmanın ve bu kapasite faktörlerini öngören kontratlardaki üretim şartını yerine getirebilmenin, aynı zamanda iyi bir işletmecilikle santrallerin emre amadeliğini yüksek tutmakla mümkün olabildiği ve bunun başarıldığı da dikkate alınmalıdır.

2015 yılında kamuya ait termik santrallerin kullanım oranları % 20-25 düzeyinde gerçekleşmiştir. Nedenleri yukarıdaki bölümlerde açıklanan bu düşük kapasite kullanımı, talebin artması ve yedek kapasite miktarının azalması halinde artabilecektir. Ancak Afşin-Elbistan santrallerindeki kronik hale gelmiş sorunlar çözülmeden ve kamu işletmeciliğinde iyileşme sağlanmadan, kamuya ait santrallerin kapasite faktörlerinde büyük bir artış sağlanabilmesi mümkün değildir.

ÖZGEÇMİŞ

Budak DİLLİ
budakdilli@gmail.com

1950'de Kars Kağızman'da doğdu. 1972 yılında ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. Yüksek lisansını aynı bölümde 1974'te tamamladı.

1973 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Akköprü Elektronik Laboratuarı'nda çalışma hayatına başlayan Dilli, 2001 yılına kadar TEK'te Mühendis, Başmühendis, Müdür ve TEK'in kapatılmasından sonra yerine kurulan Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.de (TEAŞ) Daire Başkanı ve Genel Müdür Yardımcısı; ardından Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı (ETBK) Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nde 2001-2003 yılları arasında Genel Müdür Yardımcısı ve 2003-2010 arasında Genel Müdürü olarak görev yaptı.

Ocak 2010'da emekli olan Dilli halen sektörde serbest danışmanlık yapmaktadır.

14. ENERJİ PİYASALARINDA TİCARİ MAĞDURİYET NEDİR?

Haluk DİRESKENELİ
Makina Mühendisi

Enerji yatırımlarını sürdürmek, yürütmek, yönetmek, uzun soluklu maraton yarışlarını koşmak gibidir. Bu piyasada 100 m gibi kısa mesafeli koşu yapamazsınız. Bugünden yarına hemen pozisyon değiştiremezsiniz. Yakıt tipini bir anda değiştiremezsiniz. Bu uzun maraton koşusunda tedarik güvenliği tam olan yerli kömürü kullanmaya bakın, deriz. Olaya kısa vadeli bakarsanız çok zorlanırsınız, belki batarsınız.

Bandırma, Gebze-Adapazarı-İzmir, Ovaakça, Temelli santralleri gibi gaz yakan büyük kapasiteli kombine çevrim santralleri halen çalışıyorlar, çünkü yakınlarındaki şehirlere ve endüstri merkezlerine baz santral olarak elektrik veriyorlar. Gebze-Adapazarı-İzmir, Ovaakça, Temelli'deki gaz yakan kombine çevrim santrallerinin çalıştırılma nedenlerinden bir başkası da Yap-İşlet veya Yap-İşlet-Devret sözleşmeleri nedeniyle tam kapasite çalıştırılabilme güvencelerine ve yüksek bedelle satış garantisine sahip olmalarıdır.

Diğer gaz santrallerinin durumu hiç iyi değil. Doğal gaz fiyatlarındaki ucuzlama, henüz iç piyasaya yansımadı. Halen doğal gaz yakan bir büyük kombine çevrim santrali çalışmıyor, elektrik üretmiyor, para kazanmıyor, bir diğeri % 30 kapasitede çalışıyor. Yurtiçinde ve yurtdışında ithal kömür yakan çok sayıda büyük kapasiteli termik santral, "Ticari Mağduriyet" nedeni ile zaman zaman çalışmaya ara verdi. Detaylar ilgili mercilere bildirildi, biz de herkesle beraber duyduk.

İthal kömür fiyatları ton başına 50 ABD dolarının altına inmesine rağmen ithal kömür yakan termik santrallerde üretilen elektriğin maliyeti, piyasa elektrik satış fiyatlarının üstünde kaldı. Sonunda düşük fiyatla piyasaya ürün satmak istemeyen yatırımcıların bazıları doğal olarak ekonomik nedenlerle işletmeyi belirli sürelerde durdurdular. Eskiden "Bu durum sadece kombine çevrim santrallerinde olur", diyorduk. Şimdi ithal kömür santrallerinde de oluyor. Yerli kömürü toprak altında bırakıp bir süre yabancı ithal kömür kaynaklarını kullanacaktık. Peki şimdi ne oldu? Ne değişti?

Avustralya'da büyük gaz yatakları var. Piyasası eskiden yoktu. Hepsini ucuz fiyatla Çin ve Japonya firmaları alıyordu. Avustralya iki büyük tesis kurdu, Wheatstone ve Gorgon. Her bir yatırımın tutarı 60 milyar dolar. Tüm dünyaya LNG satacak. Beş sene önce gaz MMBtu başına 17,50 dolar idi. Şimdi 6,50 dolar. Yatırımlar kâr ediyor, zira önceden gazı satmışlar. Ama şimdi Japonlar bastırıyor ve fiyatta indirim istiyorlar. Bakalım nerede anlaşacaklar.

Avustralya'da artık yeni proje uygulayamazlar. Üçüncü proje, Browse hiç başlamadan iptal oldu. Halbuki 2010-2013 arası tüm detaylar projelendirilmişti. Sadece projelendirme için neredeyse 200 milyon dolar masraf etmişlerdi.

İthal kömüre yatırım yapılabilirliğinin (fizibilitenin) sorgulanması enerji güvenliği (energysecurity) açısından hiç iyi haber değil. Enerji konusunda denenmiş bir model üzerinde ileriye dönük stratejiler yapacak yeni planlar gerek.

Halen genel kabul gören görüş, maksimum oranda yenilebilir enerjiyi sisteme katabilmek yönünde. Ulusal şebekeye besleme (feed-in) destekleri değişiyor, piyasada geriye dönük satışlar (reverse capacity auction) başlayacak. Fosil kaynaklı elektrik üretimi gittikçe azalacak. Yakında karbon vergisi koyulacak. Emisyon ticareti oluşacak. Yani bir süre sonra yerli kömür de piyasa için pahalı gelebilir ve "Ticari Mağduriyet" yaratabilir. Bu yorumlar size çok ürkütücü gelebilir, ama gerçeklerle yüzleşmemiz gerekir. Enerji yatırım teşviklerinin sınırlılığına finans piyasalarındaki global dengesizlikleri de eklersek, yenilenebilir kaynaklar alanında yatırım yapmak daha doğru olabilir görünüyor.

LNG ve CNG konusunda Türkiye çok geride kaldı. LNG hala sıvı petrol yakıtların alternatifi olarak görülüyor. CNG ile çalışılan araçlar Avrupa'da yaygın iken bizde sadece toplu taşıma uygulamalarında kaldı.

İthal kömür fiyatının ton başına santral tesliminin 50 ABD dolarının altına indiği bir dönemde ithal kömür santrallerinin serbest piyasa satış rakamlarında bile olsa kârlı olduğu düşünülebilir. Ama bu çok yanıltıcıdır. Elektrik alım garantisi anlaşma sürelerinin santral ömrüne yakın seviyelere ulaşmadığı sürece, bilinmezlerle dolu olan yerli kömür konusunda santral ve (yeraltı/açık) ocak yatırımı yapma riskli kararı, bugün için çok zor alınabilir. İthal kömür ile çalışan termik santraller için kullanılan kömürde ton başına 15 ABD doları vergi geldi, bu uygulamanın caydırıcılığı olmayacaktır. Eğer elektrik ihtiyacı varsa, fiyatı önemli değildir, fiyatı neyse, ucuz-pahalı, ödenir.

Şu an için en iyi yöntem, linyit konusunda piyasa yatırımcılarının ne yapacaklarına dair ortak görüşe varmaları ve nasıl yatırım yapacaklarına karar vermeleridir. Ülkelerin özel durumları, ekonomik güçleri, bazı istisnalar yaratabilir, ama kömür yatırımlarına finansman bulmak, bundan sonra gittikçe güçleşecek gibi görünüyor.

ÖZGEÇMİŞ

Haluk DİRESKENELİ
halukdireskeneli@gmail.com

1951'de Ankara'da doğdu. ODTÜ Makina Mühendisliği 1973 mezunu olup, 1973-1984 arasında ilk çalışma yeri Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş. Ankara Makina Fabrikası'nda ve ardından 1999 yılına kadar GAMA'da görev yaptı.

Direskeneli mezuniyetinden itibaren, kamu, özel sektör ve ABD – Türk yabancı ortaklıklarda (B&W, CSWI, AEP, Entergy) ağırlıklı olarak termik santral temel/detay tasarım, imalat, pazarlama, teklif, satış ve proje yönetimi konularında çalışmış, bugüne kadar termik santral tasarım yazılımları konusunda yerli piyasaya, mühendislik firmalarına, yatırımcılara ve üniversitelere danışmanlık yaptı. Halen sektörde serbest danışmanlık yapmaktadır.

Blog yazarlığı da yapan, Enerji Günlüğü Sitesi ve Ekonomik Çözüm Gazetesinde yazıları yer alan Direskeneli, TMMOB Makina Mühendisleri Odası ve Oda Enerji Çalışma Grubu ile ODTÜ Mezunları Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

15. TÜRKİYE'DE TERMİK SANTRALLERDE YAYGIN ARIZALAR VE UZUN DURUŞLARIN NEDENLERİ, SONUÇLARI

Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

15.1 Giriş

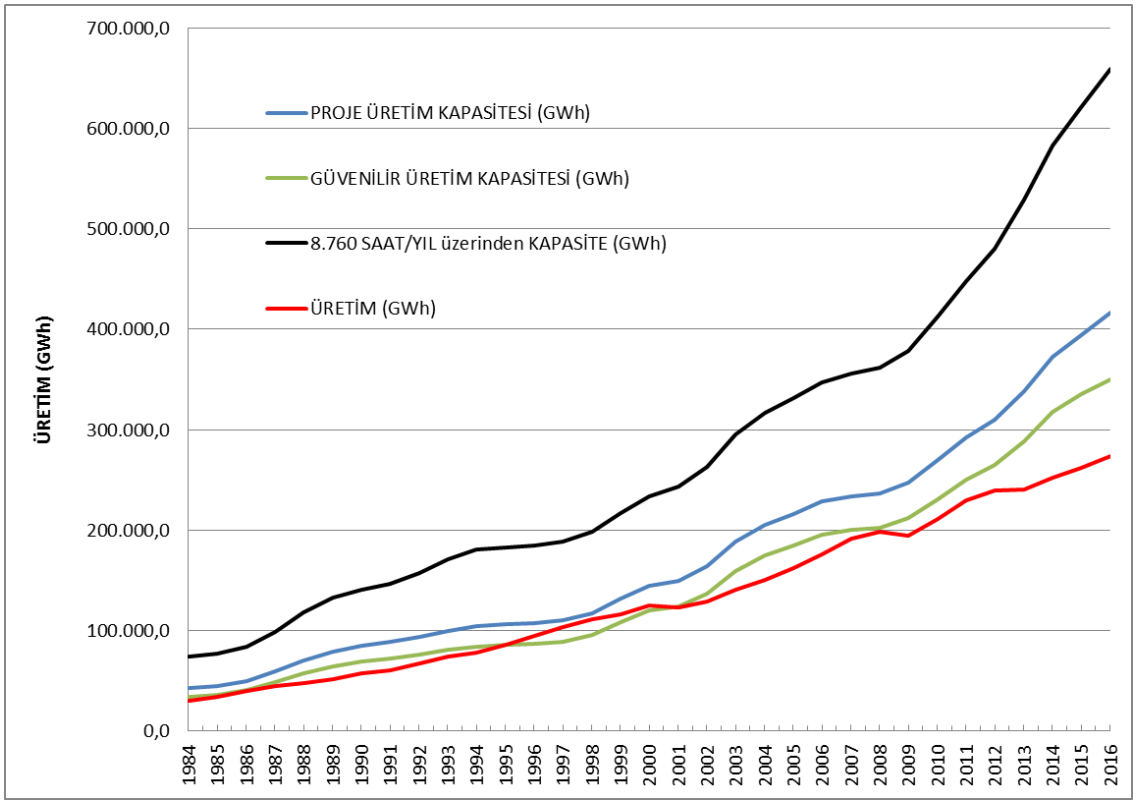
Ülkemizdeki elektrik tüketim, en yüksek kullanım (ani puant) ve kurulu güç verilerini [1] incelediğimiz zaman üretebilme kapasitemizin ihtiyacımızdan daha yüksek olduğu görülmektedir. Ancak bu kapasite fazlası arz güvenliği için tek başına yeterli olmamaktadır. Tesislerin varlığının yanı sıra kaynakların çeşitli, güvenilir, elde edilebilir, ödenebilir olmasına ve bunlara ilaveten de ülke genelinde iyi bir talep, kaynak ve üretim planlamasına ihtiyaç vardır. Ayrıca mevcut Santrallerin gerektiği zamanlarda kullanılabilir durumda olmasının sağlanması da gerekmektedir.

Bu çalışmada santrallerimizin kapasite kullanım oranları ve termik santrallerimizin kapasite kullanım oranını olumsuz etkileyen ancak müdahale edilebilir, azaltılabilir ve bir kısmı önlenebilir bir unsur olan "arıza" çeşitleri ele alınmıştır.

15.2 Santrallerimizin Kapasite Kullanım Oranları

TEİAŞ–APK projeksiyonlarında [2] çeşitli santral tipleri için bir yıl içinde üretebilecekleri elektrik miktarı için öngörülerde bulunulmaktadır. Bu çalışmalarda, santrallerin arıza, bakım, kaynak yetersizliği gibi nedenlerle tam süre çalışamayacağı gerçeğine uygun olarak "proje üretim kapasitesi" ve "güvenilir üretim kapasitesi" kavramları kullanılmaktadır. Bu teknik kapasiteler, çeşitli yakıt türlerine göre, evrensel teknik kabullerin yanı sıra geçmiş yıllardan elde edilen tecrübelerle saptanmaktadır. Ülkemizdeki santrallerin toplam yıllık elektrik üretimleri ve teknik kapasitelerinin yıllık gelişimi[1] Grafik 15.1'de gösterilmektedir.

[1] Teknik kapasitelerin yıllık gelişimi eğrileri TEİAŞ-APK Daire Başkanlığı'nın projeksiyon için kullandığı değerlerin geçmiş yıllar için kullanılması yoluyla elde edilmiştir.



Grafik 15.1 Gerçekleşen Yıllık Toplam Elektrik Üretimi ve Santrallerin Toplam Teknik Kapasitesi (1984-2016)

TEİAŞ–APK projeksiyonlarındaki anlatımla: "*Yıllık üretim miktarı ile toplam kurulu güç ilişkisi mevcut kapasitenin kullanımı hakkında bir fikir vermektedir. Kurulu kapasiteden yararlanma oranını değerlendirmenin değişik ölçütleri bulunmaktadır. Bu ölçütler bir anlamda kurulu kapasitenin kullanılmasında verimliliğin de bir göstergesidir. Bu ölçütlerden en önemli olanları "tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi" ve "kapasite (kullanım) faktörü*"dür.

Tam Kapasite Eşdeğeri Çalışma Süresi: Bir santralin yıllık ürettiği elektrik miktarının santral kurulu gücüne bölünmesi ile elde edilen değerdir. Diğer bir deyişle, santralin kurulu gücünün tamamı seviyesinde sürekli olarak çalışarak bir yılda ürettiği toplam elektrik miktarına ulaştığında çalıştığı saat sayısıdır. Kurulu gücün kullanılmasında verimlilik, bu saat sayısının büyüklüğü ile doğru orantılıdır. (NOT: Bir santralin söz konusu yıl içinde ürettiği elektrik miktarına eşit üretim yapması için tam kapasitede sürekli olarak çalışması gereken süre.)

Kapasite Faktörü: Bir santralin bir yıl içinde gerçekleştirdiği elektrik üretim toplamının, santralin kurulu gücünün tamamı seviyesinde tüm yıl (8.760 saat) çalıştığı varsayılarak hesaplanan teorik değere oranı ile bulunan yüzde cinsinden orandır. Kurulu gücün kullanılmasında verimlilik bu oranın büyüklüğü ile doğru orantılıdır.

*Tam kapasite eşdeğeri çalışma süresi ve kapasite faktörü değerlendirilirken, gerçekleşen üretim değerinin talep değerine bağlı olduğu, dolayısıyla kullanılabilir kapasite olduğu halde talepten fazla üretim yapılamayacağı için kurulu gücün bir kısmının kullanılamadığı göz ön*ünde *bulundurulmalıdır."*

"Kurulu gücün enerjiye dönüştürülebilir kısmının ancak talep kadar olan miktarı üretileceği için kapasitenin bir kısmı üretime hazır ama üretim yapmadan yedek olarak bekleyecektir."

"Bir santral emre amade olsa bile talep durumuna göre bazı zamanlarda çalıştırılmayabilecektir." [2]

Ancak kullanılamayan makulden fazla kapasitenin de hesapsız, plansız, verimsiz yatırımlar yapılmış olduğu anlamına geldiği aşikardır. Tablo 15.1'in ilk iki satırında yakıt tiplerine göre proje üretim kapasitesi ve güvenilir üretim kapasitesi için varsayılan çalışma tam kapasite eşdeğeri saatleri (TEİAŞ-APK projeksiyonlarından çıkarsama ile) ve diğer satırlarında dönemsel olarak gerçekleşmeler verilmektedir. Tablodan son 6 yıllık dönemde, proje üretim kapasitelerine göre, yerli kömür santrallerinin % 64, doğal gaz santrallerinin % 63 oranında, ithal kömür santrallerinin ise tam kapasitede çalıştıkları görülmektedir.

Tablo 15.1 Yakıt/Kaynak Türlerine Göre Santrallerimizin Öngörülen Yıllık Tam Kapasite Eşdeğer Çalışma Süreleri ve Gerçekleşen Tam Kapasite Eşdeğer Çalışma Saatleri

	TAŞKÖMÜRÜ + İTHAL KÖMÜR +ASFALTİT / %20 Katı-Sıvı Çok Yakıtlı	LİNYİT+ %80 Katı/Sıvı Çok Yakıtlı	SIVI YAKITLI	DOĞAL GAZ + Sıvı/Gaz - Katı/Gaz Çok Yakıtlı	TOPLAM TERMİK	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	GENEL TOPLAM
(*) Proje Ü. Kapasitesi için	6.900	6.220	6.500	7.320		3.450	7.120	3.480	
(*) Güvenilir Ü. Kapasitesi için	6.500	5.500	6.000	6.900		2.000	6.700	2.700	
1971-1983					4.087	4.227			4.145
1984-1990	2.005	4.109	3.115	3.933	3.837	3.608	2.781		3.733
1991-2000	5.708	4.472	4.258	5.568	4.816	3.556	4.580	604	4.263
2001-2010	6.928	4.217	3.204	6.057	5.267	2.902	6.170	2.994	4.431
2011-2015	7.014	3.951	3.059	4.820	4.823	2.727	6.437	2.910	4.039
2016	7.220	4.140	6.393	3.437	4.284	2.560	6.650	2.830	3.606

2011-2016 Dönem Ortalaması

Proje Ü. göre %	102	64	56	63	68	78	91	83	71
Güvenilir Ü. göre %	108	72	60	67	73	135	97	107	83

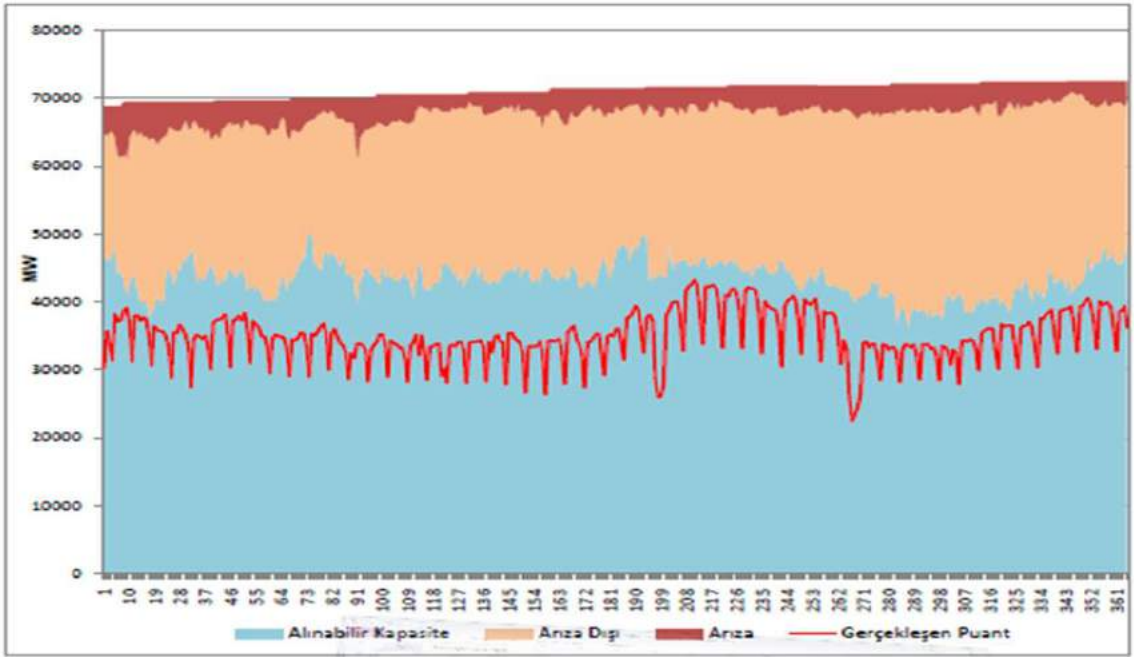
Yakıt tiplerine göre hedeflenen kapasite faktörleri (TEİAŞ-APK projeksiyonlarından çıkarsama ile) ve dönemsel olarak gerçekleşen kapasite faktörleri Tablo 15.2'de verilmektedir. Tablo 15.1 ve 15.2'deki 2016 yılı değerleri yıl sonu geçici verilere göre belirlenmiş olup, verilerin kesinleşmesinin ardından küçük düzeltmeler yapılması gerekebilir.[2]

[2] Termik santrallerimizin kapasite faktörleri *Termik Santrallerimizin Kapasite (Kullanım) Faktörlerinin İrdelenmesi* bölümünde detaylı olarak ele alınmıştır. Bazı santrallere ait kapasite faktörleri *Türkiye'de Termik Santrallerin Detaylı Dökümü (Envanteri) ve Santraller Hakkında Genel Bilgiler* bölümünün eklerinde verilmiştir.

Tablo 15.2 Yakıt/Kaynak Türlerine Göre Santrallerimizin Öngörülen Yıllık Kapasite Faktörleri (KF) ve Gerçekleşen Kapasite Faktörleri

	TAŞKÖMÜRÜ + İTHAL KÖMÜR +ASFALTİT / %20 Katı-Sıvı Çok Yakıtlı	LİNYİT+ %80 Katı/Sıvı Çok Yakıtlı	SIVI YAKITLI	DOĞAL GAZ + Sıvı/Gaz - Katı/Gaz Çok Yakıtlı	TOPLAM TERMİK	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	GENEL TOPLAM
Proje Ü. için KF	**0,79**	**0,71**	**0,74**	**0,84**	**0,71-0,79**	**0,39**	**0,81**	**0,40**	**0,55-0,66**
Güvenilir Ü. için KF	**0,74**	**0,63**	**0,68**	**0,79**	**0,66-0,74**	**0,23**	**0,76**	**0,31**	**0,46-0,56**
1971-1983					**0,45**	**0,46**			**0,45**
1984-1990	**0,23**	**0,47**	**0,36**	**0,45**	**0,44**	**0,41**	**0,32**	**0,00**	**0,43**
1991-2000	**0,65**	**0,51**	**0,49**	**0,64**	**0,55**	**0,41**	**0,52**	**0,07**	**0,49**
2001-2010	**0,79**	**0,48**	**0,37**	**0,69**	**0,60**	**0,33**	**0,70**	**0,34**	**0,51**
2011-2015	**0,80**	**0,45**	**0,35**	**0,55**	**0,55**	**0,31**	**0,73**	**0,33**	**0,46**
2016	**0,82**	**0,47**	**0,73**	**0,39**	**0,49**	**0,29**	**0,76**	**0,32**	**0,41**

Öte yandan TEİAŞ – Türkiye Elektrik Sisteminde Alınabilir Kapasite İncelemesi'nde 2007-2015 yılları arasında arıza nedeniyle kullanılamayan kapasitenin kurulu güce oranının (anlık olarak) en düşük % 0,8 ve en yüksek % 12,5 olduğu belirtilmektedir. Aynı yayındaki 2015 yılı alınabilir kapasite ve günlük puant değerleri (Grafik 15.2) irdelendiğinde alınabilir kapasitenin genelde tüketimden daha fazla olduğu, bunun yanı sıra arıza dışı nedenlerle kullanılamayan büyük miktarda kapasite fazlası olduğu görülmektedir [3].



Grafik 15.2 2015 Yılı Alınabilir Kapasite ve Günlük Puant Değerleri

Kaynak: TEİAŞ – Türkiye Elektrik Sisteminde Alınabilir Kapasite İncelemesi

Yukarıdaki tablo ve grafiklerden, santrallerimizin gerçekleşen üretimlerine bakıldığında, yerli kömür ve doğal gaz yakıtlı santrallerin teknik kapasitelerinin çok altında çalıştıkları, ithal kömür yakıtlı santrallerin ise kapasite kullanım oranlarının yüksek olduğu görülmektedir. Doğal gaz santrallerinin maliyet yüksekliği nedeniyle, elektrik piyasa fiyatlarının düşük olduğu zaman dilimlerinde çalıştırılmadıkları bilinmektedir. Yerli kömür santralleri ise maliyet avantajlarına rağmen istenilen kapasitede işletilmemektedir. Hidroelektik ve rüzgar santrallerimizin kapasite kullanımları ise doğa şartlarına bağlıdır.

15.3 Termik Santrallerde Arıza Çeşitleri

2012 yılının son aylarından itibaren elektrik santrallerinin arıza ve planlı bakım onarım nedenleriyle duruş veya yük düşümlerine ilişkin bildirimlere EPİAŞ web [4] sayfasından ulaşılabilmektedir. Ancak kayıtlar irdelendiğinde bazı işletmelerin bütün olaylar için bildirimde bulunmalarına rağmen birçoğunun ya hiç bildirimde bulunmadıkları, ya da çok az sayıda bildirim yaptıkları görülmektedir. Öte yandan bazı dönemlerde ise bazı işletmelerin başka nedenlerle devre dışı olmalarına rağmen, arıza bildiriminde bulunmuş olabilecekleri kanaati oluşturan verilere de rastlanmaktadır. Ayrıca arıza bildirimleri standartlaştırılmamış, kodlanmamış, ortak lisan oluşturulmamış olduğu için verilerin tasnifinde büyük zorluklar ve belirsizliklerle karşılaşılmaktadır.

Diğer bir husus da, EÜAŞ'ne bağlı olarak üretim yaptıkları dönemlerde yıllık üretim bilgilerine açık kaynaklardan ulaşılan santrallerin özelleştirildikten sonraki üretim bilgilerine ulaşılamamasıdır. Aynı durum özel yatırımcılar tarafından kurulan birçok santral için de geçerlidir. Bu nedenlerle *EPİAŞ–Şeffaflık Platformu* adını alan web sayfasındaki bilgiler tüm arıza, duruş, bakım ve onarımları yansıtmasa da çoğunlukla karşılaşılan arıza cinsleri ve oranları hakkında fikir verebilmektedir. Ancak hem üretim bilgilerinin santral bazında kamuoyuna açıklanmaması, hem de arıza ve bakım bildirimlerinin çok kısmî (ve keyfi) kalması santrallerin tekil olarak ele alınmalarını ve arıza – bakım nedeniyle üretilemeyen elektrik miktarının tarafımızca santral bazında rakamsal olarak (doğru) ifade edilmesini olanaksız hale getirmektedir. (Bu bilgilerin tümü TEİAŞ'ın elinde mevcuttur, ancak özel firmalar "ticari sır" perdesi ile dönem bittikten sonra bile yayımlanmalarına sıcak bakmamaktadır. EÜAŞ santrallerinin bu bilgilerine ise TEİAŞ web sayfasından ulaşılmaktadır. Özelleştirmelerin gerekçelerinden birisi "şeffaflık sağlanacağı" değil miydi?)

Yerli kömür yakıtlı 18 MART ÇAN, ÇAYIRHAN, KEMERKÖY, ORHANELİ, SEYİTÖMER, TUNÇBİLEK, YATAĞAN, YENİKÖY (Toplam 3.795 MW) termik santrallerinin 2013–2016 döneminde ve yeni işletmeye alınan BOLU-GÖYNÜK, TUFANBEYLİ (Toplam 720 MW) termik santrallerinin 2016 yılında EPİAŞ Şeffaflık Platformu'na bildirimlerine göre arıza cinsleri Tablo 15.3'te verilmiştir. Yerli kömür santrallerinin çoğunluğu yaşlı santraller olup, bunlarda kazan boru hasarlarının çok büyük üretim kayıplarına sebep olduğu görülmektedir. Bu ise hem planlı-koruyucu-kestirimci bakım uygulanması, hem kalan ömür testlerinin yapılması hem de büyük iyileştirme (rehabilitasyon) programlarının ivedilikle gerçekleştirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

İthal kömür yakıtlı ATLAS, BEKİRLİ, İÇDAŞ, İSKEN, İZDEMİR (Toplam 4.475 MW) termik santrallerinin 2013–2016 döneminde EPİAŞ Şeffaflık Platformu'na bildirimlerine göre arıza cinsleri Tablo 15.4'tedir. Bunlar yeni santrallerdir. Kömür değirmeni arızalarının çokluğu dikkat

çekicidir. Ancak büyük çoğunluğu Çin firmaları tarafından kurulan bu santrallerde ilerideki yıllarda çeşitli arıza ve uzun tamirat süreleri ile karşılaşılma olasılığının çok yüksek olduğu değerlendirilmektedir.

Taş kömür ve ithal kömür yakıtlı ÇATALAĞZI (2x157,34 MW) ve ZATES 1, 2-A ve 2-B (160+2x615 MW) santrallerinin 2016 yılı arıza ve bakım bildirimleri ile 2013-2015 dönemi bildirimleri arasında çok büyük farklar olduğu için, bunlara ilişkin bilgiler Tablo 4'e dahil edilmemiştir. Önceki yıllarda çok daha az bildirimler varken, 2016 bildirimlerine göre ÇATALAĞZI santralinin üretim kaybı (yıllık tam saat, tam kapasite çalışmaya göre) arızalar nedeniyle % 41,6 ve bakım nedeniyle % 32,5 olmuştur. Üniteleri 1989 ve 1991 yıllarında devreye alınan ÇATALAĞZI santralinin 2016 yılı içindeki arıza giderme ve bakım programları sonucunda önümüzdeki yıllarda kapasite kullanım oranının ve veriminin artacağı ümit edilebilir. 2010 yılı içinde peyderpey devreye alınan ZATES 1, 2-A ve 2-B ünitelerinin 2016 yılı üretim kaybı EPİAŞ Şeffaflık Platformu'na bildirimlerine göre arızalar nedeniyle % 32,2 ve bakım nedeniyle % 26,5'tir. 30 Haziran ve 30 Temmuz 2016'da işletmeye alınan ZATES 3-A ve 3-B (2x700 MW) ünitelerinin arızalar nedeniyle üretim kaybı ise % 55 olmuştur. Öte yandan, ZATES toplam 2016 yılı üretimi 10.560.086 MWsaat olarak verilmektedir. Bu değere göre (8760 saat, tam kapasitede çalışma üzerinden) üretim kaybı ise % 39,7'dir. Arıza-bakım bildirimleri doğru ise, bu üretim kaybının nedeni arıza ve bakımlar olarak ortaya çıkmaktadır. Henüz yeni santral sınıfında olan ZATES'te arıza ve bakım nedeniyle bu kadar yüksek oranda duruşlar olması normal görülmemektedir. Bu durumda, ihale sürecinde seçilen teknoloji ve firma ile yapım sürecindeki proje yönetimi ve kalite yönetiminin sorgulanması gerektiği akla gelmektedir.

Doğal gaz yakıtlı bazı (toplam 17.050 MW) termik santrallerin 2014-2015 döneminde EPİAŞ Şeffaflık Platformu'na bildirimlerine göre arıza cinsleri Tablo 15.5'te görülebilir. Buhar ve gaz türbinlerinde arıza ve duruşlar toplam arızaların yaklaşık % 40'ını oluşturmaktadır. Bunlar işletme mühendisleri tarafından detaylandırılıp, çeşitlerine göre irdelenebilir.

Tablo 15.3 Yerli Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Arıza Cinsleri ve Kayıp Oranları (2013-2016)

	ARIZA CİNSİ	KAYIP ORANI (%)
1	Kazan boru hasarları	51,4
2	Kazan arızaları (boru hasarı haricindekiler)	5,2
3	Türbin arızaları, devreden çıkışları	4,8
4	Kömür nakil sistemi	2,1
5	Cüruf çıkartma ve nakil sistemindeki arızalar	1,9
6	Onarım sonrası yeniden devreye alma aşaması	1,7
7	Kül sevk sistemindeki arızalar	1,6
8	Kömür kalite düşüklüğü ve nem fazlalığı nedeniyle oluşan duruşlar	1,6
9	Cebri fan arızaları	1,5
10	Elektrofiltre arızaları	1,0
11	Baca gazı arıtma sistemindeki arızalar	0,9
12	Detay verilmeyen kayıtlar	2,6
13	Diğer	23,6

Tablo 15.4 İthal Kömür Yakıtlı Termik Santrallerin Arıza Cinsleri ve Kayıp Oranları (2013-2016)

	ARIZA CİNSİ	**KAYIP ORANI (%)**
1	Kömür değirmeni arızaları	19,3
2	Kazan arızaları (boru hasarı haricindekiler)	11,2
3	Kazan boru hasarları	9,3
4	Yüksek basınç ısıtıcıları (besleme suyu) arızaları	8,9
5	Şebeke arızaları	6,9
6	Hava ön ısıtıcıda problem	5,4
7	Soğutma suyu sistemine arıza	3,5
8	Buhar hattındaki arızalar	3,0
9	Türbin arızaları	2,8
10	Onarım sonrası yeniden devreye alma aşaması	2,0
11	Cebri fan arızası	1,9
12	Detay verilmeyen kayıtlar	0,1
13	Diğer	25,6

Tablo 15.5 Doğal Gaz Yakıtlı Termik Santrallerin Arıza Cinsleri ve Kayıp Oranları (2013-2016)

	ARIZA CİNSİ	KAYIP ORANI (%)
1	Buhar türbinlerinde arıza veya devreden çıkmalar	23,3
2	Gaz türbinlerinde arıza veya devreden çıkmalar	18,0
3	Soğutma suyu sistemi arızaları	5,1
4	Atık ısı kazanı boru hasarı dışındaki arızalar	5,0
5	Dahili doğal gaz hatlarında arızalar	4,6
6	Atık ısı kazanı boru hasarları	4,6
7	Vakum bozuklukları	4,2
8	Şebekeden kaynaklı duruşlar	3,2
9	Jeneratörlerde arıza veya devreden çıkmalar	2,9
10	Gaz kısıntısı veya basınç düşüklüğü	2,2
11	Onarım sonrası yeniden devreye alma aşamasındaki kayıplar	2,1
12	Kontrol ve Otomasyon Sistemi arızaları	1,7
13	Doğal gaz basınç düzenleme ve ölçüm istasyonu (RMS) arızaları	1,0
14	Elektrik ve elektronik aksam arızaları	1,0
15	Sıvı Yakıt Sistemindeki arızalar	0,8
16	Kazan besleme suyu hatlarındaki arızalar	0,8
17	Yağ tesisatındaki arızalar	0,8
18	İç ihtiyaç arızaları	0,7
19	Kondenser arızaları	0,6
20	Detay verilmeyen kayıtlar	5,5
21	Diğer	11,7

15.4 Ülkemizde Termik Santrallerde Yaşanmış Olan Uzun Duruşlar

15.4.1 Tunçbilek - 3. Ünite Türbin - Jeneratör Arızası

Tunçbilek 3. ünitesi türbinde meydana gelen vibrasyon nedeniyle 23.04.2007 tarihinde devre dışı olmuştur. Türbo-jeneratörün tamiri için ihale açılmış. Tamirat sonrasında ünite 07.10.2011 tarihinde devreye alınmıştır. Ancak deneme çalışmaları sırasında saptanan olumsuzlukların ardından türbinde meydana gelen arıza nedeniyle ünite 04.02.2012'de tekrar devre dışı bırakılmıştır. Yapılan incelemenin ardından alçak basınç türbini yurt dışına gönderilmiştir. Ünite tamirat ve montaj sonrasında Şubat 2013 yılı başında devreye alınmıştır.

Sonuç olarak, ihale-tamirat-kabul-montaj-devreye alma işleri 5 yıl 9 ay sürmüştür. Devre dışı bırakılan süre içinde 65 MW gücündeki ünitenin proje üretim kapasitesine göre yıllık 404.300 MWsaat, toplamda ise yaklaşık 2.300.000 MWsaat kaybı olmuştur.

İşin en üzücü yanı, santralin 2004 yılı faaliyet raporlarında diğer bazı önerilerle birlikte "*Santralde türbin buhar kaçaklarının önlenmesi ve türbin vibrasyon ayarlarının yapılması*" ve "*Yetişmiş personel istihdam edilmesi*" konularının da dile getirilmiş olmasına rağmen bu arızanın yaşanmış olmasıdır [5].

15.4.2 Afşin-Elbistan B-3. Ünite Türbin Arızası

Afşin-Elbistan B Termik Santrali Müdürünün 3. ünitede meydana gelen ve daha sonra yangına neden olan arıza hakkında 18.01.2013 tarihinde yerel basında yayımlanan açıklaması şu şekildedir [6]:

"*Bilindiği gibi 8 Ekim 2012 günü saat 21.16'da santralin 3. ünitesinde bir arıza yaşandı ve ünite devre harici oldu. Sistemin enerjisiz kalması sonucu türbin koruma sistemi devreye girmediği için türbin şaftının yatakları yüzeysel hasar gördü. Türbin-jeneratör şaftının daha kısa sürede durması nedeniyle yatakların ısınması sonucu yangın çıktı ve anında müdahale edilerek yangın kısa sürede söndürüldü. Arızanın ardından üretici firmalar ile irtibata geçtik ve daha sonra arıza tespitine başladık. Yaptığımız arıza tespitinde önemli bir durumun olmadığını belirledik. Şimdi ise üretici firma olan Mitsubishi'den teknik bir ekip gelecek. Daha sonra ise tahminlerimize göre 2 ay gibi bir süre zarfında üniteyi devreye alacağız. Şu anda büyük bir arıza yok. İnşallah en kısa zamanda 3. ünitede yeniden elektrik üretimine başlayacağız*."

Santral Müdürünün bu iyimser açıklamasının tersine, ihale-tamirat-kabul-montaj-devreye alma işleri 3,5 seneden fazla sürmüş, 3. ünitede ancak 2016'nın ilkbahar aylarında üretime başlanılabilmiştir. Devre dışı olunan süre içinde 360 MW gücündeki ünitenin proje üretim kapasitesine göre yıllık 2.239.200 MWsaat, toplamda ise yaklaşık 8.000.000 MWsaat kayıp olmuştur.

Arızanın türbin yataklarına yağ basılmasını sağlayan sistemin ve yedeğinin çalışmaması sonucunda yatağın işlevini kaybetmesi (yatak sarması) olduğu ve bunun direkt ve dolaylı hasarlara yol açtığı anlaşılmaktadır.

15.4.3 Afşin-Elbistan B – 2. Ünite Toz Kömür Filtresinde Yangın:

Afşin-Elbistan B Termik Santralinin 2. ünite kazanının 50 nolu toz kömür filtresinde 17 Şubat 2013 günü yangın çıkmış ve maddi hasara neden olmuştur. Yangın sonucunda iki adet toz kömür

fitresi kullanılamaz hale gelmiş, bazı ekipmanlar, elektrik donanımının bir kısmı, türbin binasının bir bölümünün çelik yapısı ve kaplamaları zarar görmüştür. Ünite devre dışı kalmıştır.

Üniteyi tekrar devreye almak için yapılan ihale-tasarım-projelendirme-imalat-kabul-tamirat-montaj-devreye alma işleri yaklaşık dört sene sürmüş, 2. ünitede ancak 2016'nın son aylarında üretime başlanılabilmiştir. Devre dışı olunan süre içinde 360 MW gücündeki ünitenin proje üretim kapasitesine göre yıllık 2.239.200 MWsaat, toplamda ise yaklaşık 8.600.000 MWsaat kaybı olmuştur.

Yangına sebep olan olayın arka planında proses güvenliğine dikkat edilmemesi olduğu saptanmaktadır. Fitre içinde yapılan bir bakım onarım çalışmasına, kaynak ve benzeri herhangi bir ateşli çalışma yapmadan önce alınması gereken önlemler alınmadan başlanıldığı için yaşanan bu olay, büyük bir şans eseri can kaybı veya ağır yaralanmaya sebep olmamıştır. Ancak üretim kaybı büyüktür.

15.5 Sonuç

Bazı arızalar engellenemeyebilir. Ancak yukarıda söz konusu edilen büyük arızaların yaşandığı santrallerin işletim şartlarına bakıldığında, iyi bir işletmecilikle ve vasıflı-bilgili-duyarlı personel istihdamıyla, planlı-koruyucu-kestirimci bakım uygulanması, proses güvenliğine özen gösterilmesi, işletme ve bakım kitaplarında tarif edilenlerin dikkatle uygulanması böylelikle gerekli önlemlerin zamanında alınmış olması halinde bunların esasen yaşanmayacak arızalar olduğu görülmektedir.[3]

Öte yandan son yıllarda Afşin-Elbistan B Santrali gerek yukarıdaki uzun süreli arızalar, gerekse kömür üretim sahasında yaşanan acı toprak kayması olayı (Biri mühendis, 11 emekçinin bedenleri hala göçük altındadır) nedeniyle çok düşük kapasite kullanım oranı ile çalıştırılmaktadır. Santralde 2015 yılında proje kapasitesi olarak (6.220 saat üzerinden) 8.956.800 MWsaat üretim yapılabilecekken, sadece 1.430.725 MWsaat elektrik üretilmiştir. Kapasite faktörü ise sadece % 11,3 olmuştur. Aynı yıl Afşin-Elbistan A Santrali de eskime ve işletim aksaklıkları nedeniyle proje kapasitesi olan 8.428.100 MWsaat yerine 1.028.186 MWsaat tutarında üretim yapmıştır. Kapasite kullanım faktörü sadece % 8,7'dir. Yerli kömür Santrallerimizin 2015 yılı toplam proje kapasitesi yaklaşık 55.072.000 MWsaat, gerçekleşen üretim yaklaşık 31.207.000 MWsaat'tir. Bu verilerden hareketle, toplam üretim kaybı 23.865.000 MWsaat olmuştur. Bunun 14.925.989 MWsaati Afşin-Elbistan A ve B Santrallerinden, kalan 8.939.000 MWsaat ise 8 adet diğer eski santralden kaynaklanmaktadır.

Yerli kömür Santrallerinden istenilen ve gerekli üretimi alabilmek için Afşin-Elbistan kömür sahalarının ve Santrallerinin iyi bir planlamayla ve bir an önce iyileştirilmesi ve yenilenmesi gerektiği aşikardır. Bununla birlikte tüm Santrallerde gerekli iyileştirmeler yapılmalı, verimlilik anlayışıyla ve çevre koruma önlemleri dahil teknik kurallara uygun olarak işletilmeleri sağlanmalıdır.

---

[3] Koruyucu-kestirimci bakım ve proses güvenliği konuları ve karşılaşılan aksaklıklar, kitabımızın *Termik Santrallerde Modern Bakım Yöntemleri* ve *Termik Santrallerde Proses Güvenliği* bölümlerinde irdelenmiştir. Santrallerde iyileştirme ve verim artırılması konuları ise *Kömür Yakıtlı Termik Santrallerde Verimlilik Çalışmaları ve Kazanımlar* bölümünde ele alınmıştır.

Öte yandan, işletmeler arası bilgi-veri paylaşımının sağlanması amacıyla ve kamuoyunun doğru bilgiye ulaşma hakkı nedeniyle, Santrallerin EPİAŞ–Şeffaflık Platformu'na arıza ve bakım bildirimleri zorunlu kılınmalı, standartlaştırılmalı, denetlenmeli ve dönem sonunda yıllık üretim miktarları açık kaynaklarda yayımlanmalıdır.

KAYNAKÇA

[1] TEİAŞ–Web Sayfaları.

[2] TEİAŞ–APK Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021).

[3] TEİAŞ–Türkiye Elektrik Sisteminde Alınabilir Kapasite İncelemesi.

[4] EPİAŞ–Şeffaflık Platformu Web Sayfaları.

[5] Terzi, Ümit, Sargın, Şevket. 2006. "Tunçbilek Santralinde Meydana Gelen Kayıplar ve Azaltılmasının Verim ve Kapasite Kullanma Faktörü Üzerindeki Etkileri," Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi / Türkiye 10. Enerji Kongresi, 27-30 Kasım 2006, İstanbul.

[6] http://www.haber3.com/afsin-elbistan-b-termik-santralindeki-ariza-1734005h.htm#ixzz491TmNwWM.

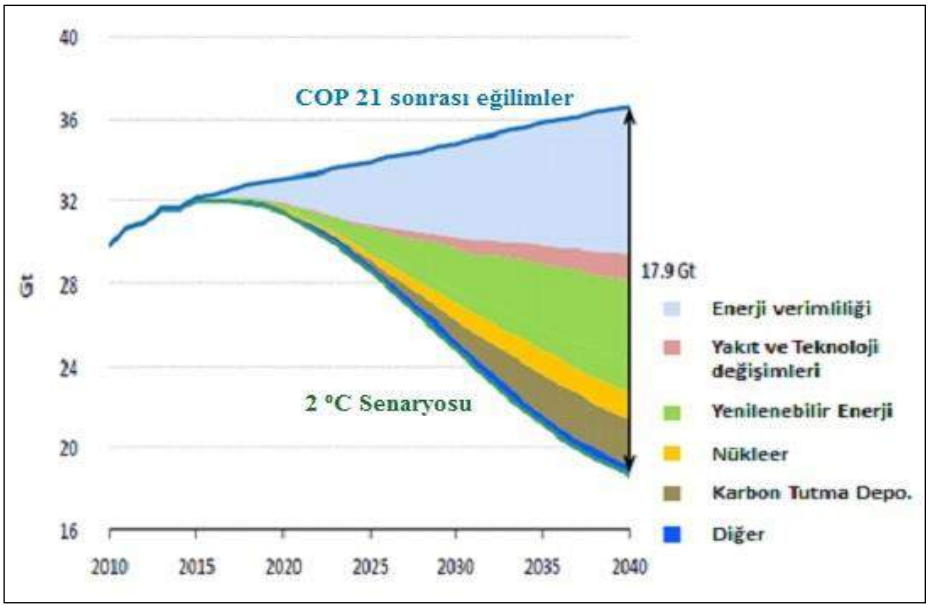
16. KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLERDE VERİMLİLİK ÇALIŞMALARI, İYİLEŞTİRMELER VE KAZANIMLAR

Muzaffer BAŞARAN
Makina Yüksek Mühendisi

16.1 Giriş

Son yıllarda "küresel ısınma" ve "iklim değişikliği" kavramları dünya gündemindeki yerini korumuştur. Aralık 2009 Kopenhag, Aralık 2010 Cancun, Aralık 2011 Durban, Aralık 2012 Doha, Kasım 2013 Varşova, Aralık 2014 Lima Zirvelerinde ortalama küresel sıcaklık artışının (sanayi devrimi öncesine göre) 2^0C ile sınırlandırılması konusunda prensipte mutabakata varılmasına rağmen, ülkelerin yükümlülükleri konusunda yazılı bir anlaşmaya varılamamıştır. Ancak 12 Aralık 2015'teki Paris Zirvesinde ülkeler tarafından alınacak tedbirler ve yükümlülükler yazılı bir metne dökülmüştür.

Paris Anlaşması sonrası, Uluslararası Enerji Ajansı Direktörü Fatih Birol'un 4.04.2016 tarihinde Hague'de "*Enerji, İnovasyon ve Ekonomi konusundaki Parlamentolar Arası Konferans*"ta yaptığı "*Küresel Enerji Görünümü ve AB'de Enerjide Geçiş Dönemine Etkisi*" ve 12.05.2016'da Washington'da "*Enerji Verimliliği Küresel Forumu*"nda yaptığı "*Paris sonrası Enerji Verimliliği*" başlıklı konuşmalarında sunduğu grafikte (Grafik 16.1) sıcaklık artışının 2 ^{0}C ile sınırlandırılması için alınması gereken tedbirler gösterilmektedir.



Grafik 16.1 CO_2 Azaltmak İçin Tedbirler

Referans senaryoya göre 2040'ta 37 Gton'un üzerinde gerçekleşecek olan yıllık CO_2 emisyonu, sıcaklık artışının 2^0C ile sınırlandırılması senaryosuyla 18 Gton'a düşmektedir. Bu düşüşte nükleerin payı % 7, karbon tutma ve depolamanın payı % 12, yakıt ve teknoloji değişiminin payı % 7, yenilenebilir enerji ve biyoyakıtların payı % 30 iken, enerji verimliliğinin payı % 41 olmaktadır.

Burada tüketimde verimin artması yanında elektrik üretiminde verimin artması da önem kazanmaktadır. Bu çalışmada mevcut kömürlü santrallerde (buhar santralleri) verim ve iyileştirmelerle (rehabilitasyonlarla) verim artışı konusu ele alınacaktır.

16.2 Buhar Santralleri

Klasik tip buhar santrallerinde verimin artırılması için iki temel uygulama:

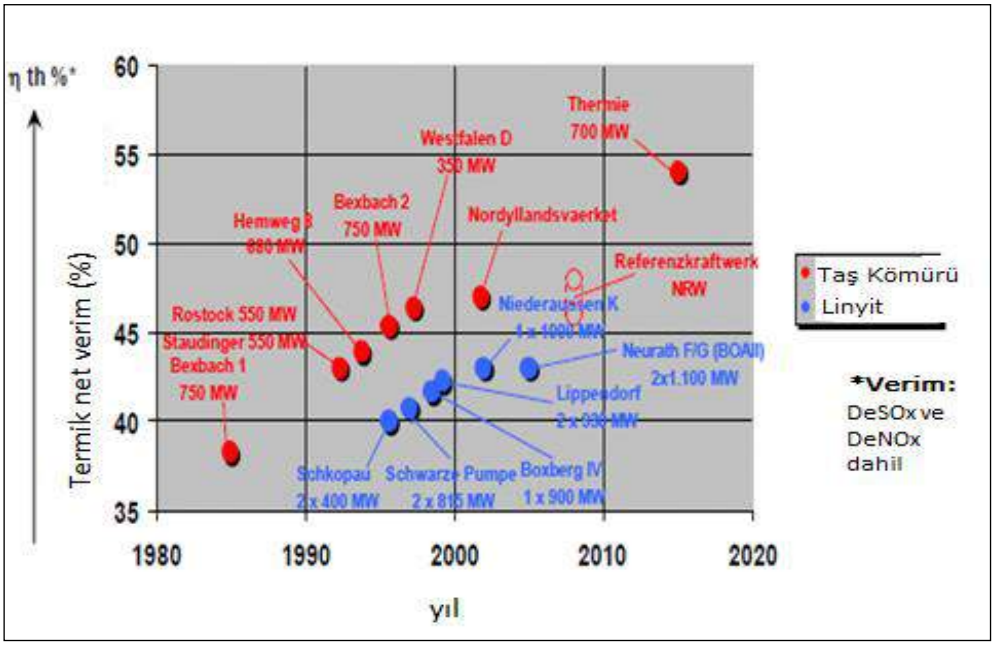
- Kazandan gelen yüksek basınçtaki kızgın buhar (superheated) türbinde genleşip basınç ve sıcaklığı düştükten sonra tekrar kazana gönderilir ve sıcaklığı tekrar yükseltilir. Bu uygulamaya santrallerde "tekrar kızdırma" (reheat) adı verilir.
- Diğer uygulama ise türbinden buhar alıp besleme suyu ısıtıcılarına (feed heating system) gönderilmesidir. Bu işlem santrallerde "türbinden ara buhar almak" olarak adlandırılmaktadır.

Klasik tip buhar çevrimlerinde hem kazanda kızdırıcılardan çıkan kızgın buhar, hem de tekrar kızdırıcıdan çıkan tekrar kızdırılmış buhar 530-540^{0}C civarlarındadır. Kızdırıcıdaki buhar debisi ve basıncı ise santral ünitesinin gücüne göre farklılık gösterir. Tablo 16.1'de Türkiye'deki bazı linyit santrallerinden örnekler verilmektedir.

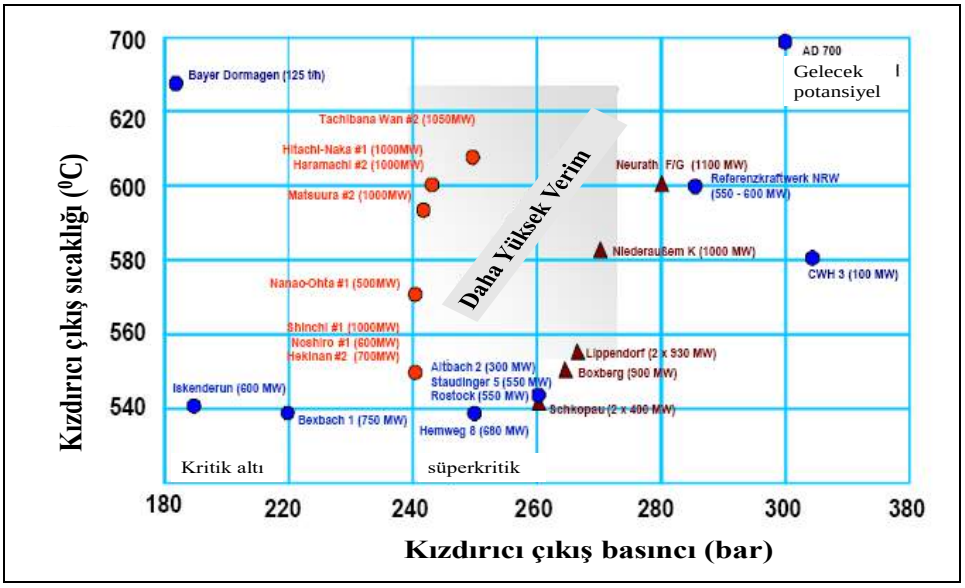
Tablo 16.1 Türkiye'deki Bazı Linyit Santrallerinin Temel Parametreleri

Parametre	Birim	AE-B	AE-A	Yatağan	Soma	Çan	Seyitömer
Kurulu Güç	MW	1.440	1.355	630	990	320	600
Ünite Güç	MW	360	340	210	165	160	150
Üretim Kapasitesi	10^6 kWh/yıl	9.100	8.100	5.518,8	6.435	2.080	3.900
Buhar Debisi	Ton/Saat	1.037	1.020	660	525	462	500
Kızgın Buh. Sıcaklığı	^{0}C	540	535	535	540	543	540
Kızgın Buh. Basıncı	Bar	167	194	139	142	174	140
Tekrar Kızd. Buh. Sıc.	^{0}C	540	535	535	540	542	540
Tekrar Kızd. Buh. Bas.	Bar	38	39	24	32	37	36
Besleme Suyu Sıcak.	^{0}C	250	255	243	234	251	250
Kondense Vakum	Bar	0,07	0,07	0,0726	0,07	0,085	0,06
Santral Verimi	%	38,95	31,27	33,56	30,01	42,00	37,07
Özgül Isı Tüketimi	kCal/kg	2.208	2.750	2.568	2.886	2.048	2.710

Kazan kızdırıcı çıkışında sıcaklığın 540^{0}C'dan 600^{0}C'ın ve basıncın 140-180 bar yerine 250 barın üzerine çıkmasıyla süperkritik kazanlı santrallerde verim % 40'ların üzerine çıkmıştır. Japonya'da Tomatoh-Atsuma Santrali 4. ünitesinde % 44,2'ye ve Şekil 1'de gösterildiği gibi Danimarka'da taş kömürü yakan Nordyllandsvaerket'de % 47'ye, Almanya'da linyit yakan Niederaussen'da % 43'e ulaşılmıştır.



Şekil 16.1 Taş Kömürlü ve Linyitli Santrallerde Verimin Gelişimi



Şekil 16.2 Yüksek Verimli Kömür Santrallerinde Kızdırıcı Çıkış Sıcaklık ve Basınçları

Türkiye'de henüz süperkritik kazanlı linyit santrali yoktur ve ancak yeni ithal kömürlü santrallerin bazılarında süperkritik kazanlar kullanılmıştır.

16.3 Santrallerde İyileştirme (Rehabilitasyon) Kavramı

Santraller genel olarak belli bir süre çalıştıktan sonra tasarlandıkları (dizayn edildikleri) performansın gerisine düşmeye başlarlar. Emre amadelikleri, güvenilirlikleri, verimleri düşer. Santralin bazı parçalarının kalan ömürleri konusunda da tereddütler oluşmaya başlar.

Üretimde, emre amadelikte düşüş yaşanınca elektrik üreten şirketler önemli bir karar vermek zorundadırlar. Ya yeni santral yaparak kurulu güçlerini artırmak ya da mevcut santralde iyileştirmeler yapmak, yani eski santralde yenileştirme yaparak bir taraftan santralin düşen performansını iyileştirirken diğer taraftan da santralin ömrünü uzatmak. Zaten konuyla ilgili literatür taraması yapıldığında "iyileştirme", kelimesinden çok "life extension" (ömür uzatma) kavramıyla karşılaşılacaktır.

16.4 Santrallerin Yaşlanması

Santrallerin performans düşüklüğünün ana nedeni olan yaşlanma, dört temel mekanizmadan birisinin veya birkaçının oluşmasıyla ortaya çıkar.

16.4.1 Sünme (Creep)

Sünme (Creep) katı malzemelerin aşırı stresin etkisiyle daimi olarak şeklinin değişmesidir (deformasyon). Sünme uzun süre sıcaklık ve basınca maruz kalan malzemelerde daha ciddi bir sorundur. Sünme sonucu oluşan deformasyonun hızı, malzeme özelliklerine, aşırı strese maruz kaldığı süreye, sıcaklığa ve uygulanan yapısal yüke bağlıdır. Uygulanan stres ve bunun süresinin boyutlarına bağlı olarak deformasyon o kadar çok olabilir ki artık o parça fonksiyonunu yerine getiremez hale gelir. Örneğin bir türbin kanadındaki deformasyon, kanadın iç silindire sürtmesine yol açar, bunun sonucu kanat kırılabilir.

Kırılganlıktan kaynaklanan kırılmaların aksine sünmeden kaynaklanan deformasyon, stresin uygulanmasıyla aniden oluşmaz, aksine uzun süreli stres neticesi oluşan gerilimin birikmesiyle oluşur. Sünme zamana dayalı bir deformasyondur.

Santrallerde kazanların kızdırıcılarında (superheater), tekrar kızdırıcılarda (reheater), boru peteklerinin kolektörlerinde, türbin rotor ve muhafazalarında, ana buhar borularında, vanalarda, cıvata ve saplamalarda yüksek basınç ve sıcaklıktaki buhar sebebiyle ortaya çıkabilir.

16.4.2 Yorulma (Fatigue)

Periyodik olarak inip çıkan (cyclic) yüklere veya strese tabi olan malzemelerde zamanla ilerleyen, bölgesel yapısal hasarlara yorulma (fatigue) denir. Yorulma hasarı kümülatiftir. Yük ve stres ortadan kalksa da malzeme eski haline dönemez. Yorulma ömrü sıcaklık, yüzeyin işlenme düzeyi, mikro yapı, oksitleyici veya inert kimyasalların bulunması, başka parçalarla temas, parçanın bünyesindeki streslerden de etkilenir.

Bazı tip malzemelerin (örneğin bazı çelikler ve titanyum alaşımları) teorik bir yorulma limitleri vardır. Bu limitin altında devamlı yükleme de olsa hasar meydana gelmez. Yorulmada bölgesel kılcal çatlaklar oluşmaktadır.

Santralin türbin rotorunda, kanatlarda, kazan kolektörlerinde, domda, kazan borularında, pompa ve fan elemanlarında ve jenerator sargı mesnetlerinde (suportlarında) yorulma görülebilir.

16.4.3 Korozyon

Bir malzemenin çevresiyle kimyasal tepkimeye girerek temel özelliklerini kaybetmesine korozyon denir. En çok bilinen şekliyle metallerin elektronlarını kaybederek su veya oksijenle reaksiyona girmesidir. Örneğin demir, oksijenle reaksiyona girerek mukavemeti düşer ve buna paslanma da denir. Korozyon belli noktalara konsantre olup çatlak veya çukurluklar (pitting) oluşturabilir. Korozyonun önlenmesi için metal üzerine ince bir koruyucu film oluşturmaya pasivasyon adı verilir. Ancak pasivasyonun tam olarak uygulanamadığı bölgeler korozyonun hemen başlayabileceği noktalardır.

Çok yüksek sıcaklıklarda metallerde oluşan kimyasal bozulmaya yüksek sıcaklık korozyonu denir. Ancak bunun olabilmesi için ortamda oksijen veya oksitlenmeye yardımcı olacak kimyasalların bulunması gerekir.

Özellikle su bulunan ortamlarda metaller elektrot durumuna geçip elektroliz oluşmaya başlar ve metallerde zamanla eksilmeler başlar. Bunu önlemek için özellikle boru sistemlerinde, tanklarda katodik koruma yapılmalı, eğer varsa kurban elektrotlar periyodik olarak kontrol edilmelidir. Aksi takdirde santrallerde soğutma suyu, yangın suyu hatlarında delinmeler olduğu görülecektir.

16.4.4 Aşınma (Wear, Erosion)

Katı yüzeyler, diğer katı, sıvı veya gaz maddelerin sürtünmesiyle aşınırlar. Aşınmanın boyutu genellikle aşınan yüzeyin hacmi olarak ifade edilir. Bir tesiste çalışan bir parçanın ömrü, boyutlarındaki kayıplar önceden belirlenen tolerans sınırlarını aşarsa, sona erer.

Santrallerde aşınmanın boyutunun büyük olduğu yerler kazan boruları, türbin kanatları ve diskleri, kül tutucular, baca gazı yıkayıcı kuleler, bacalar ve hava ön ısıtıcılarıdır. Baca gazındaki küller, kazan borularında, hava ön ısıtıcılarında, elektrofiltrelerde, cebri çekme fanlarında aşınmaya neden olacaktır.

16.5 İyileştirme Yapmanın Nedenleri

İyileştirme yapmanın sebepleri dört başlık altında toplanabilir.

a. Teknik sebepler
b. Ekonomik sebepler
c. Çevre mevzuatı
d. Şebeke gerekleri

a. <u>Teknik Sebepler</u>

1. Santral ömrünün uzatılması
2. İşletme problemlerinin giderilmesi
3. Bakım işlerinin azaltılması
4. Teknolojik yeniliklerin uygulanması

b. <u>Ekonomik Sebepler</u>

1. Üretilen elektrik enerjisi miktarını artırmak
2. Verimi artırmak
3. Emre amadeliği (availability) ve güvenilirliği (reliability) artırmak
4. Jeneratör ve diğer ekipmanlarda kayıpları azaltmak
5. İşletme süresini artırmak

c. <u>Çevre Mevzuatı</u>

1. Olmayan santrallere Baca Gazı Kükürt Arıtma Tesisi eklenmesi
2. Toz emisyonunu azaltmak için elektrofiltrelerin iyileştirilmesi
3. NO_X arıtma tesisleri eklenmesi
4. Atık sular için arıtma tesisleri yapımı

d. <u>Şebeke Gerekleri</u>

1. Frekans kontrolü
2. Reaktif güç kontrol sistemi kurulması

16.6 İyileştirme Kapsamının Belirlenmesi

İyileştirme kapsamını belirlerken aşağıdaki süreç takip edilmelidir:

- İşletme dönemiyle ilgili verilerin toplanması,
- Kapsamlı saha incelemesi ve test programının belirlenmesi,
- Kazan, türbo-jeneratör, değirmenler, elektofiltreler ve diğer ekipmanlarda performans testlerinin yapılması,
- Test sonuçları ve işletme verileri analiz edilerek güvenilirliği, verimi azaltan, santralin devre dışı olmasına yol açan ve çevre kirliliğine yol açan ekipmanların belirlenmesi,
- Her arıza analiz edilirken şu sorulara cevap aranması,
  - Bu arıza santralin güvenli çalışmasını etkilemekte midir?
  - Arızanın sebepleri nelerdir?
  - Arızanın her bir nedeni için düzeltici aktivite nedir?
- Söz konusu ekipman iyileştirme programına alınmalı mıdır?
- Her düzeltici işlem için fayda-maliyet analizi yapılması
- İyileştirmeye tabii tutulması ihtimali olan ekipmanların güvenirliliğe ve performansa etkisi ve fayda-maliyet analizi sonuçlarına göre öncelik sırası oluşturulması.

İyileştirme kapsamına girip girmeyeceği değerlendirilen işler dört sınıfta toplanabilir.

1. Güvenli bir işletme için gerekli olan veya yasa gereği yapılması gereken işler,
2. Ekonomik olarak çekici görünen ve uygulanması uygun olan işler,
3. Maliyeti düşürücü olmayan ve ekonomik olarak çekici olmayan işler,
4. Daha fazla inceleme ve değerlendirme gerektiren işler.

16.7 Dünyada İyileştirme

Yeni santrallere yatırım yapmak yerine eski santrallerde iyileştirmeler yaparak ömrünü uzatmak artık tüm dünyada kabul görmüş bir uygulamadır. Ancak ömür uzatma, üretimi, verimi, emre amadeliği artırma gibi bilinen nedenlere ilaveten sadece NO_X emisyonlarını düşürme ve su tüketimini azaltma gibi nedenlerle de büyük iyileştirmelerin yapıldığı görülmektedir.

16.7.1 ABD

ABD'deki kömür santrallerinin çoğu yaşlı olmasına rağmen 2015'te tüketilen elektriğin yaklaşık % 33'ü kömürlü santrallerden karşılanmıştır. Buna karşılık elektrik sektörü CO_2 emisyonunun da % 82'si kömürlü santrallerdendir. Kömürlü santrallerin ortalama verimi % 32 olsa da % 20 ve altında verimle çalışan santraller de vardır. 2030 projeksiyonlarında elektrik sektörü CO_2 emisyonlarının % 62'sinin mevcut kömür santrallerinden kaynaklanacağı hesaplanmaktadır.

ABD Enerji Bakanlığının yaptığı bir çalışmada hangi çalışmalarla verimin ne kadar artırılabileceğini gösteren bir tablo (Tablo 16.2) hazırlanmıştır.

Tablo 16.2 Santral Verim Artışı İçin İyileştirmeler

İyileştirme Çalışması	Verim Artışı (%)
Hava ön ısıtıcısı optimizasyonu	0,16-1,5
Kül atma sistemi yenilenmesi	0,1
Kazan hava ısıtıcı yüzeyi artırılması	2,1
Yanma sistemi optimizasyonu	0,15-0,84
Kondenser optimizasyonu	0,7-2,4
Soğutucu sistem performansının iyileştirilmesi	0,2-1,0
Besleme suyu ısıtıcıları optimizasyonu	0,2-2,0
Baca gazı nemi alınması	0,3-0,65
Baca gazı ısısının alınması	0,3-1,5
Kömür kurutma sistemi kurulması	0,1-1,7
Ölçü kontrol sistemi iyileştirilmesi / yenilenmesi	0,2-2,0
Cüruflanma ve yanma odası kirlenmesinin azaltımı	0,4
Kurum üfleyicilerinin optimizasyonu	0,1-0,65
Buhar kaçaklarının azaltılması	1,1
Buhar türbini iyileştirilmesi	0,84-2,6

Ancak ABD'nin 1977'de çıkardığı Temiz Hava Kanunu (Clean Air Act) verim artırıcı çalışmaları ve iyileştirmeleri önleyici bir rol oynamıştır. Bu kanunda yer alan Yeni Kaynak İncelemesi (NSR, New Source Review) mekanizması, yeni kurulacak santraller için sıkı limitler getirmektedir. 1971 öncesi kurulan santraller NSR incelemesinden muaftır. Eski bir santralde

normal bakım onarımın üzerinde yapılacak verim artırıcı çalışma da NSR mekanizmasına tabii olacağından; NSR, bu çalışmaları caydırıcı bir rol oynamaktadır. Bu kanuna dayanarak Çevre Koruma Kurumu (EPA, Environmental Protection Agency) çok sayıda elektrik şirketi aleyhine dava açmıştır. Gerekçeleri de, verim artırıcı çalışmalarla santrallerin emre amadeliklerinin artacağı, maliyetlerinin düşeceği ve sonuçta daha uzun çalışarak daha çok emisyona neden olacaklarıdır.

EPA tarafından aleyhlerine dava açılan şirketlerde biri olan Wisconsin Electric (WE) Power Company, 1990'larda kömürlü santrallerinde bir seri iyileştirmeler yaparak %2 ile %11 arası verim artışı sağlamıştır.

Tablo 16.3'ten görüleceği gibi yaş gruplarına göre ortalama verimle o gruptaki en iyi % 10'un ortalama verimi arasında % 5 civarında bir fark vardır. Yapılacak iyileştirmelerle % 5'lik verim kazanılırsa yapılan hesaplara göre 2030'da aynı miktar üretim için 88 milyon ton daha az kömür yakılıp 250 milyon ton daha az CO_2 emisyonu olacaktır.

Tablo 16.3 ABD'de Santral Verimleri

Tip	Tesis Yılı	Ünite Sayısı	Kapasite (MW)	Yıllık Üretim (10^9 kWh)	Ortalama Verim (%)	Verim Bandı (%)	Üst % 10 Verim Ort.
Subkrit.	1969 öncesi	410	77.789	447	31,3	19,1-40,9	36,3
Subkrit.	1970-1989	273	127.675	824	31,4	20,5-38,7	36,3
Subkrit.	1990-2008	27	7.477	51	29,9	21,1-37,6	35,9
ALT TOP.		710	212.942	1.322	31,3	19,1-40,9	36,4
Superkrit.	1969 öncesi	34	19.467	114	34,6	22,5-40,1	38,8
Superkrit.	1970-1989	74	60.169	398	35,1	29,8-41,0	39,1
Superkrit	1990-2008	1	1.426	10	40,2	40,2	40,2
Alt Toplam		**109**	**81.062**	**522**	**35,1**	**22,5-41,0**	**39,3**
Genel Toplam		**819**	**294.004**	**1.844**	**31,8**	**19,1-41,0**	**37,4**

ABD'de daha güncel bir iyileştirme örneği ise West Virginia'nın Maidsville kasabasındaki 700 MW'lık Longview Santralinde gerçekleştirildi. Santral 2011'de devreye alındığında kazanda, kontrol sisteminde ve jeneratörde sorunlar yaşandığı için emre amadeliği düşüktü. Detaylı bir inceleme ve sonra yapılan iyileştirmelerle (rehabilitasyonlarla) santral verimi en yüksek ve üretim maliyeti en düşük santraller arasına girdi. Emre amadelik % 98,5'e çıktı.

16.7.2 Hindistan

Hindistan elektrik talebi en hızlı artan ülkelerden birisidir ve şu anda elektriğinin % 70-80'i kömürden karşılanmaktadır. 2030 projeksiyonlarında da kömürün payı % 60'ın üzerindedir. Ancak Hindistan'daki kömür santrallerinin çoğu yaşlanmış, verim ve emre amadelikleri düşmüştür. Bu sebeple Hindistan kömür santralleri için kapsamlı bir iyileştirme programı

başlatmıştır. Burada kazanlar, türbin ve kondenserler bu programda iyileştirilmesi planlanan ana ekipmanlardır. Bu çalışma sonucu üretimin % 30, verimin % 23 artması ve çevresel etkilerin % 47 düşürülmesi ve santral ömürlerinin 15-20 yıl uzatılması hedeflenmiştir.

Kazanlarda değirmenler büyütülmüş, basınçlı parçalar değişmiş, hava ön ısıtıcılarda tadilat yapılmış, yakıcılar yenilenmiş, hava sistemi iyileştirilmiş, elektrofiltrelere yeni hücreler eklenmiştir.

Türbinlerde en son tasarım kanatlar takılmış, kondenser borularında yeni malzeme kullanılmış, pompalar ve besleme suyu ısıtıcılarda daha verimli olanlarla değiştirilmiş, vakum sistemi yenilenmiştir.

Bu arada elektrik ve otomasyon sistemlerinde de en son teknoloji kullanılmıştır.

Birinci etapta 13.570 MW'lık 45 santral ve 163 ünitede iyileştirme çalışması tamamlanmıştır. Kapasite kullanım faktörü % 49'dan % 75'e çıkmış ve 10 milyar kWh ilave üretim elde edilmiştir.

İkinci etapta 20.569 MW'lık 194 ünitenin yenileştirilmesi başlatılmış, 5 milyar kWh ilave üretim sağlanmıştır. Üçüncü etapta ise 18.991 MW'lık 127 ünite için iyileştirme programı başlatılmış, 14,5 milyar kWh ilave üretim sağlanmıştır. Dördüncü etapta 3.445 MW'lık 14 ünitede yapılan iyileştirmelerle 2 milyar kWh ilave üretim sağlanmıştır. Beşinci etapta 16.146 MW'lık 76 ünitede yapılan iyileştirmelerle 5,4 milyar kWh ilave üretim sağlanmıştır.

Bu iyileştirmelerle ortalama verim % 29'dan % 33-34'lere çıkarılarak emisyonlar düşürülmüştür.

16.7.3 Polonya

Polonya elektriğinin % 84'den fazlasını kömürden üretmektedir. Santrallerinin önemli bir kısmı da 40 yaşın üzerindedir. Polonya'da santral ömrünü uzatma yanında özellikle NO_X emisyonlarını düşürmek önemli bir iyileştirme nedenidir.

Polonya'da çok sayıda pulverize kazan (PF boiler), sirkülasyonlu akışkan yataklı kazanla (CFB Circulating Fluidised Boiler) değiştirilmiştir. PF kazanlarda yanma odası sıcaklığı 1.100–1.500^{o}C civarında olurken CFB kazanlarda sıcaklık 840–900°C arasındadır, bu sebeple NO_X oluşacak sıcaklığa çıkılmamaktadır.

Polonya'da PF kazanlarının CFB kazanlarıyla değişimine iyi bir örnek Turow Santralidir. Her biri 200 MW gücünde olan ilk üç ünitenin güçleri 235 MW'a çıkarılmış ve teknolojideki hızlı gelişmeler sonucu ikinci üç ünitede ise güçler 261,6 MW'a çıkarılmıştır.

Ancak Polonya'da aynı tip PF kazanla devam etme kararı alındığında düşük NO_X'li kömür yakıcıları kullanmışlardır. Yakıcıların hava debisi kısılarak alev sıcaklığının yükselmemesi sağlanırken yakıcı üstü hava sistemi (OFA, Over Fire Air) geliştirilmiş ve yanma odası sıcaklığı düşürüldüğü için NO_X oluşumu da azaltılmıştır. Sadece yakıcı değişimiyle NO_X seviyeleri 200 mg/m^3'ün altına inmektedir. Yeni yakıcılarla yanma odasında sıcaklığın düşmesi, kazandaki cüruflanma problemini de azaltmaktadır.

Buna ilaveten yeni geliştirilen sulu kurum üfleyicileri, eski kurum üfleyicilerinde olduğu gibi monte edildiği evaporatör (buharlaştırıcı) duvarına değil de karşı duvara su püskürtmektedir. Bu

kurum üfleyicileri bilgisayar kontrollü hareket edebilir kafalarıyla karşı duvarda geniş bir sahanın cüruftan temizlenmesini mümkün kılmaktadır.

Polonya'da bulunan 60'ın üzerindeki 200 MW'lık türbo–jeneratör gruplarında iyileştirmeler yapılarak güç 230–240 MW'lara çıkarılmış ve ısı tüketimleri de % 5 civarında azaltılarak verim yükseltilmiştir.

16.7.4 Çin

Çin'deki esas sorun çok sayıda verimi düşük küçük kapasiteli santrallerdi. 2000'lerin başlarında Çin'deki kömür santrallerinin ortalama verimi % 20'lerdeydi. 2006 yılında Japonya ve Avrupa'da kWh başına 300 gram taşkömürü tüketilirken Çin'de bu rakam 366 gramdı. Dolayısıyla Çin'de ilk etapta düşük verimli küçük santraller kapatılarak yüksek verimli büyük kapasiteli santraller kurulması stratejisi benimsendi. 2010 yılından önce toplamda 50.000 MW küçük kapasiteli santralin kapatılması kararı alındı ve 2007'den önce toplam 14.380 MW gücünde santral kapatıldı.

Ayrıca alınan bir kararla da Çin'deki çalışma öncelik sırası (merit order) santralin verimlerine göre belirlenmeye başlandı. Dolayısıyla yüksek verimli santrallerin sürekli çalışma avantajı oluşturuldu.

Düşük verimli santrallerin kapatılması ve yerine yüksek verimli santrallerin kurularak devreye alınması Çin'deki emisyon artışlarının azaltılmasında da pozitif etkisi oluştu.

Çin'de düşük kapasiteli santraller kapatılırken daha büyük kapasiteli çok sayıda santralde yapılan iyileştirmelere örnek olarak Shandong Elektrik Şirketinin Huangtai Santrali 7. ünitesi için Japon Kyushu Electric Power Şirketiyle yaptığı işbirliği verilebilir. 300 MW'lık bu ünitenin veriminin zaman içinde orijinal tasarım değerinden % 4,5 düştüğü tespit edilmiş ve kazan borularında biriken kül ve cürufu azaltıcı çalışmalar ve yüksek ve alçak basınç türbinlerinde yapılan tadilatlarla verim % 33,17'den % 37,57'e çıkarılmıştır. Bu, yılda 90.000 ton daha az kömür yakılarak, 210.000 ton daha az CO_2 emisyonu anlamına gelmektedir.

16.7.5 Güney Afrika

Güney Afrika'da genel olarak su temininde sorun yaşandığından termik santrallerde su tasarrufuna yönelik iyileştirmeler üzerinde durulmuştur. Tabii sirkülasyonlu ıslak tip soğutma kulelerinde buharlaşma nedeniyle büyük ölçüde su kaybı yaşanmaktadır ve santrale gelen suyun % 85'i buharlaşmaktadır. Örneğin 300 MW'lık bir santralde 900 ton/saat üzerinde buharlaşma nedeniyle su kaybı oluşmaktadır. Soğutma kulelerinin kapalı tipe dönüştürülmesiyle kWh başına 1,9 lt olan su kaybı, kuru tip soğutma kulesiyle 0,1 lt'ye düşmekte ve % 95'e yakın su tasarrufu sağlanmaktadır.

16.8 Türkiye'de İyileştirme

Türkiye'de santrallerin kurulu gücü TEİAŞ verilerine göre 31 Aralık 2016 itibarıyla 78.497,4 MW'dır. Bu kurulu gücün % 22'si olan 17.316,3 MW kömür santralleridir. Kömür santrallerinin %52,7'si (9.122,7 MW) linyit santralleri, % 43,2'si (7.473,9 MW) ithal kömürü santralleri, % 1,8'i (314,7 MW) yerli taşkömürü santralleri ve % 2,3'ü (405 MW) asfaltit santralleridir.

Linyit santrallerinin büyük çoğunluğu EÜAŞ tarafından işletilmekteyken Çan, Afşin Elbistan A ve B dışındakiler özelleştirilmiştir. TEK, TEAŞ ve EÜAŞ tarafından kurulan bu santrallerin çoğu yaşlıdır. Ortalama yaşları 30 yılın üstündedir. Bu nedenle hepsinde aşınmalar olmuş, verim düşmüştür.

Zamanla azalan emisyon limitleri nedeniyle de DeSOx, DeNOx tesislerinin kurulması ve toz tutucu elektrofiltrelerde iyileştirme gerekli hale gelmiştir.

Bu santrallerin özelleştirilmeden önce EÜAŞ tarafından işletildiği dönemdeki 2006-2013 yılları çevrim (termik) verimleri aşağıdaki Tablo 16.4'te verilmektedir.

Tablo 16.4 Kömür Yakan Santrallerin Çevrim Verimleri (%)

Santral	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Afşin Elbistan A	30,22	31,10	30,38	29,71	28,17	29,05	28,77	28,50
Afşin Elbistan B	-	35,65	37,34	35,37	35,13	34,09	33,47	31,79
Çan	-	39,54	39,07	39,12	35,57	34,58	36,37	38,49
Çatalağzı	27,40	28,22	27,62	27,91	30,81	29,76	29,63	34,39
Kangal	29,73	29,54	29,17	31,08	33,64	34,47	32,13	-
Kemerköy	34,96	34,27	32,96	33,53	33,69	33,22	34,08	34,51
Orhaneli	35,94	33,91	35,15	32,93	34,37	34,23	32,04	32,27
Seyitömer	34,12	32,58	34,17	32,05	32,08	31,91	31,78	-
Tunçbilek	31,24	35,62	33,23	32,02	32,13	31,89	30,86	31,44
Soma B	30,44	31,52	30,34	31,75	30,37	31,19	29,90	30,64
Yatağan	33,20	31,60	33,04	32,66	30,49	32,38	33,75	33,20
Yeniköy	39,29	35,81	37,37	33,60	33,63	36,44	36,35	34,09

Santrallerdeki verim düşüklüğünün nedenlerine örnek olarak Afşin Elbistan A Santralinde Japon Chubu Elektrik firmasının yaptığı bir çalışma Tablo 16.5'te özetlenmektedir.

Tablo 16.5 Afşin Elbistan A Santralinde Verim Düşüklüğünün Nedenleri

Nedenler	Isı Tüketimi (Heat Rate, kCal/kg)	Brüt ünite verimi (%)
Dizayn değeri	2.352,0	36,6
Aşırı hava kaçağı	269,8	-3,8
Yüksek baca gazı sıcaklığı	74,5	-0,9
YB Besleme suyu ısıtıcıları devre dışı	73,5	-0,9
Kondenser vakumu yüksek	51,8	-0,5
YB türbininde verim kaybı	32,5	-0,4
Aşırı tekrar kızdırıcı püskürtme suyu	24,1	-0,2
Diğer	46,8	-0,5
İnceleme dönemindeki durum	2.925	29,4

16.8.1 Strateji Belgelerinde İyileştirme

Türkiye'deki santrallerin yenileştirilerek üretimlerinin ve verimlerinin artırılacağı "*Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi*" başlıklı 17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı YPK (Yüksek Planlama Kurulu) kararında yer almıştır.

Başbakan'ın başkanı olduğu YPK'nın bu kararının 6. sayfasının Arz Güvenliği başlıklı bölümünün 1. maddesinde "saptanan rehabilitasyon ve yenileme yatırımı ihtiyaçlarından çok acil olduğu tespit edilenlerin ivedilikle yapılabilmesi için 2005 yılı bütçesinden yeterli ödenek sağlanacaktır" denilmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) "*2010-2014 Stratejik Planı*"nı hazırlamıştır. Bu raporun 21. sayfasındaki 3.2 no'lu hedefte "*Mevcut kamu elektrik üretim santrallerinde yeni teknolojiler kullanılarak verimi yükseltmek ve üretim kapasitesini artırmak için yapılan bakım, rehabilitasyon ve modernizasyon çalışmalarının 2014 yılı sonuna kadar tamamlanması sağlanacaktır*" denilmektedir.

Bu hedefin altında da yenileştirilmesi planlanan 10 termik santral listelenmiş ve Kangal ve Yeniköy Termik Santralleri 1. ve 2. ünitelerinin iyileştirmelerinin (rehabilitasyonlarının) 2010'da tamamlanacağı belirtilmiştir.

16.8.2 Yapılan Çalışmalar

Santrallerin performansını iyileştirmek için EÜAŞ bir program başlatmıştır. Yapılan önemli iyileştirmeler aşağıda özetlenmektedir.

16.8.2.1 Kangal TS 1 ve 2. Ünite

Kangal Termik Santrali 1. ve 2. Ünite Kazanları Rehabilitasyon ve Optimizasyon Projesi için amil-i mütehassıs Transelektro firmasıyla 07.09.2006 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. 1. Ünitede demontaj ve montaj işleri Mart 2008'de başlamış olup geçici kabul 22.12.2009 tarihinde tamamlanmıştır. 2. ünitede ise demontaj ve montaj işleri Mayıs 2009'da başlamış ve deneme işletmesi 08.06.2010 tarihinde başarıyla tamamlanmıştır.

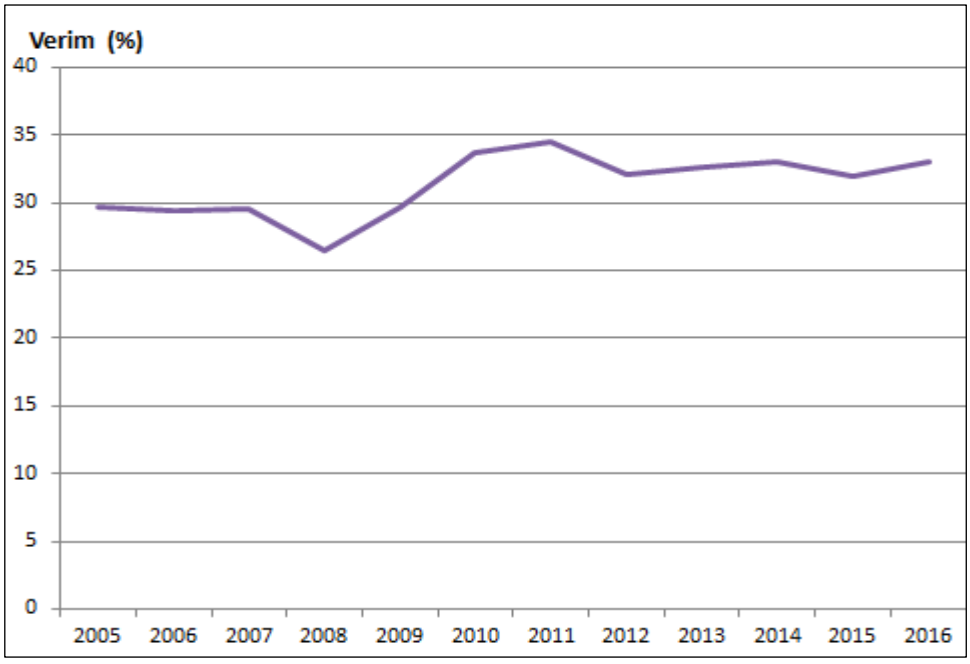
İyileştirme kapsamında yapılan işlemler şöyle özetlenebilir:

- Modifiye edilmiş kömür yakıcıları ve kömür kanalları monte edilmiştir.
- Hava ve baca gazı kanallarında tamirat ve yenilemeler yapılmıştır. Hasarlanan genleşme parçaları (kompansatörler) yenilenmiştir.
- Kömür transportlarının yerleri değiştirilmiş, kömür şutları genişletilmiştir.
- Yanma odasında, kömür yakıcıları, gaz kanalı girişinde, yanma odasıyla cüruf ızgarası arasında sızdırmazlık sağlanmıştır.
- Kömür kalorifik değeri düştüğünden aynı kalori miktarını sağlamak için kömür miktarı artacağından değirmenlerin öğütme kapasitesi 56,3 ton/saat'ten 72 ton/saate çıkarılmıştır.
- Değirmenle gaz ve kömür kanalları arası sızdırmazlık sağlanmış, kömür separatörlerinde modifikasyon yapılmıştır.
- Tasarım değişikliği yapılan bütün kızdırıcı ve tekrar kızdırıcı borularıyla, yakıcılar çevresindeki evaporatör boruları değiştirilmiştir.

- Yanma odasını çevreleyen kuşaklar değiştirilmiştir.
- Döner Hava Isıtıcılarının sızdırmazlığı sağlanmış, üst yatak, tahrik üniteleri ve ısıtma elemanları monte edilmiştir.
- Ateş tuğlaları ve yalıtım yenilenmiştir.
- Mevcut kurum üfleyiciler iptal edilerek 48 adet yeni buharlı kurum üfleyici monte edilmiştir. Bu kurum üfleyiciler için yeni platformlar imal edilerek monte edilmiştir.
- Fuel oil hattındaki valfler ve debimetreler yenilenmiştir.
- Hava ön ısıtıcı uçucu kül hattı ve kazan altı ızgarası yenilemiştir.
- Kızgın buhar hattındaki basınç ölçme cihazları yenilenmiştir.
- YB bypass vanasında bakım yapılmıştır.
- Basınçlı kısımlardaki emniyet ventilleri yenilenmiştir.
- Kazan altı son yanma ızgarasında tahrik üniteleri, rulmanlar, hava dağıtım kanalları, soğutma sisteminin aşınan kısımları, sızdırmazlık elemanları yenilenmiştir.
- Cebri çekme fanları, kapasiteleri %30 fazla olan yenileriyle değiştirilmiş ve taze hava fanlarının sabit ve hareketli kanatları değiştirilmiştir.
- Tüm adam girme delikleri ve damperler tamir edilmiş veya yenilenmiştir.
- Yüksek basınç bypas valfleri tamir edilmiş ve basınçlı kısımlardaki tüm emniyet ventilleri yenilenmiştir.
- Yanma odasına kamera monte edilerek kontrol odasından izleme imkanı sağlanmıştır.
- Buhar ve su boruları ile gaz kanallarının boru askıları tamir edilmiş ve gereken parçalar yenilenmiştir.
- Tüm çelik konstrüksiyondaki paslar temizlenmiş ve temizlenen yerler yeniden boyanmıştır.
- Yukarıdaki değişikliklere paralel olarak elektrik ve ölçü kontrol sistemlerinde tasarım değişiklikleri yapılmış ve gelişen teknolojiye uygun yeni parçalar takılmıştır.

Yapılan işlemler sonrası görülen iyileşmeler şöyle özetlenebilir:

- Yapılan iyileştirmeler sonucunda 1. ve 2. ünitede yük kısıtlamaları kaldırılmıştır.
- Ünitelerin üretim kapasitesi 120-125 MW iken 145-150 MW'a yükselmiştir.
- Termik verim % 28-30 civarında iken % 33-34'e yükselmiştir.
- Özgül ana yakıt tüketimi (başka bir ifadeyle 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için ne kadar kömür tüketileceği) 2,4-2,9 kg/kWh'den 2,1-2,17 kg/kWh'e düşürülmüştür.
- Yardımcı yakıt (fuel-oil ve motorin) tüketimi düşürülmüştür.
- Özgül ısı tüketimi düşürülmüştür.
- İç tüketim yüzdesi düşürülmüştür.



Grafik 16.2 Kangal TS Termik Verim

Bu iyileştirme çalışması son yıllarda dünya gündemindeki en önemli konulardan biri olan iklim değişikliğiyle mücadelede de önemli bir adımdır. Linyit yakan termik santrallerde verimde % 1 artış, CO_2 salınımında % 3 azalma sonucunu doğurur. Kangal Termik Santrali 1. ve 2. ünitelerdeki verim % 28-30'lardan % 33-34'e çıktığına göre, % 4 verim artışı olduğunu kabul edersek, CO_2 salınımı % 12 düşürülmüş olmaktadır.

16.8.2.2 Yeniköy TS 1 ve 2. Ünite

Yeniköy Termik Santrali 1. ve 2. Ünite Kazanları Rehabilitasyon ve Optimizasyon Projesi için amil-i mütehassıs Rafako firmasıyla 22.11.2007 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. Bu kapsamda 2. ünitede demontaj ve montaj işleri 15.09.2008'de başlamış, deneme işletmesi 2010 yılı başında başarıyla tamamlanmıştır. Ayrıca 1. Ünitede de demontaj ve montaj işlerine 1.9.2009'da başlanılmış olup, deneme işletmesi 2010 yılı sonunda başarıyla tamamlanmıştır.

Yeniköy Santralinde iyileştirmede yapılan işler şöyle özetlenebilir:

- Kömür besleyicilere yeni kömür kalınlık ayar sistemi tesis edilmiştir.
- Değirmenlere kömürü dağıtan bant konveyörlere yeni tahrik sistemleri ve hız kontrol üniteleri monte edilmiştir.
- Değirmenlerin separatörleri yenilenmiş ve değirmen yatakları bakımı yapılmıştır.
- Yeni tasarım kömür yakıcıları monte edilmiş ve tüm kömür kanalları yenilenmiştir.
- Yakıcıların üzerine OFA (Over Fire Air) hava nozulları monte edilmiştir. OFA hava nozullarına hava beslemesi için tüm hava kanal sistemi yeniden tasarlanmış ve yeni hava sistemi monte edilmiştir. Hava kanallarındaki tüm klapeler tamir edilmiş ve gerektiğinde yenilenmiştir.

- Taze hava fanlarına yeni şaft, kanatlar ve yataklar monte edilmiştir.
- "Luvo"daki (hava ön ısıtıcı) tüm petekler yenilenmiş, yataklar, flanşlar tamir edilmiştir.
- Yağ yakıcılar daha modern hale getirilmiştir. Kontrol sistemi yenilenmiştir.
- Cebri çekme fanına yeni şaft, kanatlar ve yataklar monte edilmiştir.
- Basınçlı kısımlardan çatı kızdırıcıları tamamen, kızdırıcı ve tekrar kızdırıcılar kısmen değiştirilmiştir.
- Kazan domundaki tüm siklon, su separatörleri ve ayırıcılar değiştirilmiştir.
- Kazan emniyet ventillerinde yeni tasarım susturucu sistemler monte edilmiştir. Kızdırıcı ve tekrar kızdırıcı püskürtme valfleri yenilenmiştir.
- Yeni tasarım sulu kurum üfleyiciler monte edilmiştir.
- OFA nozulları ve sulu kurum üfleyiciler için mevcut çelik konstrüksiyona servis platformları monte edilmiştir.
- Son yanma ızgaraları, yeni tahrik üniteli, frekans kontrollü hale getirilmiştir.
- Yüksek basınç bypass istasyonu yenilenmiştir.
- Hasarlanmış ve bozulmuş kazan askıları ve boru askıları tamir edilmiş ve gerekli olanlar yenilenmiştir.
- Kazan borularında ve yüksek basınç borularındaki çalışmalar tamamlanınca kimyasal temizleme ve arkasından buhar üfleme yapılmıştır.
- Kazan ve yardımcılarıyla yüksek sıcaklıktaki boru ve kanalların yalıtım malzemeleri yenilenmiştir.
- Kömür yakıcıları, yağ yakıcıları, OFA nozulları için refrakter malzemeler yenilenmiştir.
- İyileştirme kapsamında temin edilen yeni elektrik motorları ve korumaları monte edilmiştir.
- Kazan için Dijital Kontrol Sistemi yenilenmiştir.
- Cüruf çıkarıcıdaki sızdırmazlık elemanları yenilenmiştir.
- Malzemeler korozyona karşı koruyucu boyayla boyanmıştır.

Kazanda yapılan iyileştirmeler sonrası gözlenen durum şöyledir:

- Kazanda, cüruflanma problemi giderilmiştir.
- Kazanda yıl içerisinde hiçbir temizlik ihtiyacı kalmamıştır.
- Mevcut durumda yıl sonunda bile herhangi bir temizlik ihtiyacı olmamasına rağmen santralin ve diğer ekipmanların genel bakım ve kontrolleri için üretim durdurulduğunda kazan içerisi basitçe hava tutularak temizlenebilir durumdadır.
- Kızdırıcılardaki boru patlakları durmuştur.
- İyileştirme sonrasında kül kaymasından dolayı trip yaşanmamıştır.
- Çatı kızdırıcıda herhangi bir deformasyon olmayıp kolektör odasına kül geçişi engellenmiştir.
- İyileştirmeler sonrasında 1. ünite 9100, 2. ünite 10300 saatin üzerinde çalışmış olmasına rağmen 210 MW civarında üretimi cüruflanma olmaksızın sorunsuz olarak gerçekleştirebilmektedir.

Tablo 16.6 Yeniköy TS'de Yapılan İşlemler Sonrası İyileşmeler (2 Ünite)

Parametre	İyileştirme Öncesi Ortalama	İyileştirme Öncesi Maks.	İyileştirme Sonrası Maks. (2011)
ÇIKIŞ GÜCÜ (MW)	2x172	185 (1990)	203
KAZAN VERİMİ (%)	84,64	87,05 (1991)	87,13
TOPLAM VERİM (%)	35,28	36,04 (1998)	36,32
KAPASİTE KULLANIM FAKTÖRÜ (%)	56,15	64,49 (1991)	71
YANMA ODASI ÇIKIŞ SICAKLIĞI (^{0}C)	909,30	987 (1994)	825
KAZANDAKİ PROBLEMLER SEBEBİYLE DURUŞ SAYISI	17	38 (1995)	9
KAZAN BORU PATLAK SAYISI	7	33(2002)	1
LUVO ÇIKIŞ SICAKLIĞI (^{0}C)	170,29	179 (1999)	160
PÜSKÜRTME SUYU MİKTARLARI (t/h)	106,37	148 (2003)	65,5
YILLIK ÜRETİM (MWh)	2.034	2.396.610	2.611.185
YILLIK ÇALIŞMA SAATİ	11.686	13.473 (1993)	12.872
YILLIK FUEL OİL TÜKETİMİ (TON)	7.148	12455 (2001)	1.693
TOPLAM DEVREDIŞI KALMA SAYISI	41	56 (2007)	24

16.8.2.3 Diğer Santraller

Yatağan: 3. ünitede yanma optimizasyonu yapılmıştır. Frekans kontrollü teçhizatı kurulmuş ve elektrofiltre iyileştirmesi yapılmıştır.

Soma: 1. ve 2. ünitelerde elektrofiltre iyileştirmesi yapılmış ve 3., 4., 5. ve 6. ünitelerde de yapılacaktır. Frekans kontrol sistemi kurulmuştur. 1. ve 2. ünitelerde kazan iyileştirmesi yapılması planlamıştır.

Seyitömer: Elektrofiltre ve luvo (hava ön ısıtıcısı) iyileştirmesi yapılmış ve frekans kontrol sistemi kurulmuştur. Yağ yakıcılar değişmiştir.

Orhaneli: Elektrofiltre ve luvo iyileştirmesi yapılmış ve frekans kontrol sistemi kurulmuştur. Yağ yakıcılar değişmiştir. 6 kV sistemi yenilenmiştir.

Çatalağzı: Elektrofiltre ve luvo iyileştirmesi yapılmış ve frekans kontrol sistemi kurulmuştur. Yağ yakıcılar değişmiştir.

Tunçbilek: Luvo iyileştirmesi yapılmış ve frekans kontrol sistemi kurulmuştur. Elektrofiltre iyileştirmesi yapılacaktır.

Afşin Elbistan A Santrali iyileştirmesi için Dünya Bankasından alınan 280 milyon €'luk kredi, ihalelerden sonuç alınamadığı için maalesef iptal edilmiştir. Şimdi kısmi iyileştirmeler yürütülmektedir.

EÜAŞ Genel Müdürünün 2004 yılında yaptığı bir sunuma göre iyileştirmeler sonucu kömür santrallerinden elde edilmesi hedeflenen üretim artışı Tablo 16.7'de verilmektedir. Planlanan iyileştirmelerin ancak (yukarıda belirtilen) bir kısmı gerçekleştirilebilmiştir.

Tablo 16.7 İyileştirmeler Sonucu Hedeflenen Yıllık Kazanımlar (Milyon kWh)

Santral	İyileştirmeler Sonu Hedeflenen Yıllık Kazanım (Milyon kWh)
Afşin Elbistan A	4.856
Çatalağzı	201
Kangal	810
Orhaneli	321
Seyitömer	815
Tunçbilek	1.083
Soma –B	2.756
Yeniköy	529
Toplam	**11.371**

16.9 Kojenerasyon

Klasik tip kömür kullanan kazanlı bir santralde verim % 35'lerde, süperkritik kazan kullanan santrallerde verimin % 43-47 olduğu belirtilmişti. Kojenerasyonla verim daha yukarılara çıkarılabilir.

Santralleri kojenerasyon tesisi olarak kurarak buhar ve/veya baca gazının değerlendirilmesi hem daha ekonomiktir hem de sera gazı emisyonlarını düşürücü bir uygulamadır. Santrallerin buharıyla şehir ısıtması Kuzey, Doğu ve Orta Avrupa'da çok yaygın bir uygulamadır.

Türkiye'de de TÜBİTAK, EÜAŞ, EİEİ, Yıldız Teknik Üniversitesi bir proje ortaklığı oluşturarak 2006 yılında EÜAŞ Termik Santrallerinin ısıtma potansiyeli çıkarılmış ve proje sonuçlarına göre ilk prototip uygulama olarak Soma Termik Santrali seçilmiştir. 6 üniteden oluşan 990 MW gücündeki Soma-B linyit santralinin buhar türbininden **ara kademe buhar alışı** ile Soma Belediyesinin kuracağı bir ısı ağının devreye alınması bir protokol kapsamında imzalanmıştır. 2014 yılında Soma Termik Santrali ve Soma Belediyesinin kurmuş olduğu bölge ısıtma ağı birbirine bağlanmış ve devreye alınmıştır. SOMA BÖLGE ISITMA SİSTEMİ İlk aşamada (pilot uygulama olarak) Soma Belediyesi, Hükümet Binası, E.L.İ Müessese Binası, TEİAŞ Eğitim Binası, Öğretmenler Evi, 52 Evler Sitesi, Linyit Lisesi olmak üzere yaklaşık 1000 konut eşdeğerinde olan kamu kurumları ve konutlar santralin sıcak suyuyla (merkezi olarak) ısıtılmaya başlanılmıştır.

16.10 Sonuç

İyileştirmeler ilave kapasite ve daha fazla üretim için en ekonomik çözümdür. Bu sebeple yeni santral yatırımı yapmak yerine eski santrallerin ömürleri uzatılarak emre amadeliği, kapasite kullanım faktörü ve verimi artırmak, santral dahili elektrik tüketimini, su tüketimini ve emisyonları düşürmek daha uygundur.

Verimsiz eski santralleri verimli hale getirmek sürdürülebilir enerji ve temiz kömür teknolojisi olarak kabul edilmelidir; çünkü iyileştirmeler sonrası aynı miktar elektrik enerjisi üretmek için daha az yakıt kullanılmakta ve daha az zararlı gaz atılmaktadır.

Türkiye'de özellikle kamu elindeki santrallerde iyileştirmeler yapılması çok gerekli olmasına rağmen, mevcut ihale sistemiyle, mevcut denetim anlayışıyla, nicelik ve nitelik olarak yetersiz kadrolarla bu çalışmaların tamamlanması mümkün olmamıştır. Hedeflenen iyileştirme işlemleri tamamlanmadan özelleştirilen santrallerde de yapılması gereken iyileştirmeler (yeni sahiplerince) henüz gereğince yapılmamıştır. Bu santrallere çevre mevzuatındaki kısıtlar konusunda 2020 yılına kadar muafiyet tanınması da, çevre koruyucu (elektrofiltre yenilenmesi, baca gazı arıtma tesisi kurulması vb.) önlemlerin ertelenmesine olanak sağlamıştır.

Kojenerasyon da verimi artırmak için en önemli uygulamalardan birisi olup yaygınlaştırılmasında yarar görülmektedir.

KAYNAKÇA

[1] M. J. Taylor, L. C. Fuller. 1986. "Coal fired electric power plant life extension: an overview", Oak Ridge National Laboratory.

[2] A. Kokkinos. 1997. "Improving the combustion process and emissions in utility boilers", ABB tarafından organize edilen "Seminar for services of steam power plants", 13-14.11.1997, The Marmara Hotel, İstanbul.

[3] P. Dobrowolski. 1998. "210 ve 215 MW'lık buhar türbinlerinin modernizasyonu", Elektrim ve Polish Power Plant Society tarafından düzenlenen Polonya Elektrik Sektörünün Kömür ile Çalışan Ünitelerinin Modernizasyonu Alanındaki Deneyimi Sempozyumu, 20-21.10.1998, Bilkent Hotel, Ankara.

[4] J. Wejcman. 1999. "Modernization of coal fired 200 MW units in Poland", Polish Power Plant Society tarafından düzenlenen "Modernization of Polish power plants and transformations leading to power market in Poland" Sempozyumu, 09-10.11.1999, Azka Hotel, Bodrum.

[5] S. Kavidass, D. J. Walker, G. S. Norton Jn. 1999. "IR-CFB Repowering: A Cost Effective Option for Older PC-Fired Boilers", 1999 Power-gen International, 30.11-02.12.1999, New Orleans, Louisiana, ABD.

[6] Başaran, M. 2000. "Az Yatırımla Daha Fazla Üretim Sağlama Yolu Olarak Termik Santralerde Rehabilitasyon", Dünya Enerji Konseyi, Türk Milli Komitesi, 8. Enerji Kongresi, 08-12.05.2000, ODTÜ Kültür ve Kongre Merkezi, Ankara.

[7] Chubu Electric Power Co. Inc. 2004. Turkey Assessment of Afsin Elbistan Rehabilitation Final Report, 10.08.2004.

[8] R. K. Jain. 2006. "Generation Renovation and Modernization", India Electricity.

[9] IEA CIAB International Energy Agency, Coal Industry Advisory Board. 2006. "Case Studies in Sustainable Development in the Coal Industry", Paris.

[10] Başaran, M. 2007. "Termik ve hidrolik santrallerde verim artırıcı çalışmalar", İTÜ Enküs 2007, 4-5.12.2007, İTÜ, Maslak, İstanbul.

[11] DOE, National Energy Technology Laboratories. 2008. Reducing CO_2 emissions by improving the efficiency of the existing coal fired power plant fleet.

[12] A. K. Gupta, Status, "Needs and Issues of R & M in India, Workshop for Rehabilitation of coal power plants", 15-17.09.2008.

[13] Mercados Energy Markets India Private Ltd., 2013. Reduction of Barriers to R and M Interventions in Thermal Power Stations in India.

[14] Başaran, M. 2008. "A systematic approach to rehabilitations in power plants", German Turkish Workshop on sustainable Energy, 12-14.11.2008, Tubitak-MAM, Gebze, Kocaeli.

[15] Çengel, A. Y., Boles, M. 1999. Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik, Mc Graw Hill Yayınları, İstanbul.

[16] Heper, Y. 2001. Buhar Santralleri Teorisi ve Uygulaması, 4. Baskı, ODTÜ Yayınları, Ankara.

[17] Ernst, S. 2005. "Latest Boiler Developments", Babcock Hitachi Presentation, 13.12.2005, Ankara.

[18] International Energy Agency. 2007. Fossil Fuel Fired Power Generation, Paris.

[19] EÜAŞ 2014 ve 2015 Yıllık Faaliyet Raporları.

[20] Başaran, M. 2012. "Kömürlü Santrallerde Verimi Artırma Çalışmalarına İki Örnek, Kangal ve Yeniköy Santralleri", Dünya Enerji Konseyi, Türk Milli Komitesi, 12. Enerji Kongresi ve Sergisi, 14-16.11.2012, ODTÜ Kültür ve Kongre Merkezi, Ankara.

[21] Birol, F. 2016. "The Global Energy Landscape and the Impact on the EU Energy Transition", International Energy Agency, 04.04.2016, Interparliamenary Conference on Energy, Innovation and Circular Economy, The Hague.

[22] Birol, F. 2016. "Energy Efficiency Post Paris", International Energy Agency, 12.05.2016, EE Global Forum, Wasington DC.

[23] World Bank Report on a grant to Peoples' Republic of China for a Thermal Power Efficiency Project, 25.02.2015.

[24] Türkiye Kojenerasyon ve Temiz Enerji Teknolojileri Derneği. "Bölgesel Isıtma", kosano.org.tr/wp-content/uploads/2015/03/sunu3.pdf.

[25] Erdem, H. H. 2014. "Kojenerasyon Paneli", 22.1.2014, www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/ae46f18f573fbb0_ek.pdf?tipi=2...X.

17. KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLERİN ÇEVREYE OLUMSUZ ETKİLERİ VE BU ETKİLERİN BERTARAFI

Dr. A. Çağatay DİKMEN
Dr. Maden Yüksek Mühendisi

17.1 Giriş

Dünya giderek çoğalan enerji talebine çözüm bulmaya çalışırken, enerji üretimi kaynaklı çevresel sorunlar da geri dönülmez şekilde artmaktadır. Ülkelerin ekonomik büyüme çabaları ve nüfus artışları, çevre üzerinde aşırı baskı yaratmaktadır. Çevre değerlerini dikkate almayan serbest ekonomik büyüme süreci, yenilenemeyen doğal kaynakların tükenmesine, alıcı ortamların geri dönülmez şekilde kirlenmesine ve canlı yaşamının devamına ciddi zararlar vermektedir. Çevre sorunları, önceleri yerel veya bölgesel sorunlar iken, günümüzde küresel boyutlara ulaşmış; başta iklim değişikliği olmak üzere, hava ve su kirliliği, biyolojik çeşitlilik kaybı, ormansızlaşma, tarım alanlarınınkaybı vd. sorunlar, tüm insanlığın sorunları haline gelmiştir.

Enerji sektörü, stratejik olmasının yanı sıra küresel iklim değişikliğinin ana nedeni olması sebebiyle, dünyanın en önemli gündem maddelerinden biridir. Enerjinin insanlık için önemi ve tüm yararlarının yanı sıra, üretimi, taşınması, tüketimi ve atıkları ile insan sağlığı ve çevre yönünden çok ciddi riskleri de vardır.

Enerjinin hangi kaynaktan, nasıl sağlanacağı sorunsalı, yani enerji üretiminde kullanılacak kaynaklar ve kullanım oranlarının belirlenmesi ile kullanılacak teknolojinin seçimi, ülkelerin enerji politikasının temelini oluşturmaktadır. Kalkınmanın sürdürülebilirliği ise kaynak optimizasyonu ile kalıcı ortamın devamlılığına bağlıdır.

Kömür, petrol ve doğal gaz gibi birincil enerji kaynakları, enerji üretiminde yaygın olarak kullanılmaktadır. Fosil yakıtlar olarak da bilinen bu kaynaklar, kullanıldıklarında tükenmekte, az veya çok atık çıkartarak çevreye zarar vermektedir.

Fosil yakıtların çevre ve insan sağlığı üzerine olan etkileri, içeriğinde bulunan veya yanma sonucu oluşan maddelerin, su, hava ve toprak gibi çeşitli alıcı ortamlara karışmasından kaynaklanmaktadır. Özellikle kömür, büyük oranda organik maddeden oluşmakla birlikte coğrafi bölgeye ve yatağa bağlı olarak kurşun, cıva, nikel, kalay, kadmiyum, antimuan ve arsenik gibi çeşitli ağır metaller ile radyoaktif element olarak uranyum, toryum ve stronsiyum gibi elementler içerebilmektedir.

Kömür, petrol ve doğalgaz gibi yakıtlarda var olan kimyasal enerjiyi ısı enerjisine, ısı enerjisini mekanik enerjiye, mekanik enerjiyi de elektrik enerjisine dönüştürmek için termik santraller kullanılmaktadır.

17.2 Kömür Yakıtlı Termik Santrallerin Çevre Sorunları

Kömürün türüne ve santral tipine göre çevre sorunları değişiklik gösterse de, genel olarak termik santrallerde; arazi kullanımı, kömürün taşınması, depolanması ve sisteme beslenmesi, kömürün kazanda yakıldıktan sonra oluşan yanma gazı, yakıtın yanması sonucu oluşan külün depolanması ve uzaklaştırılması, çevre sorunlarının başlıca kaynakları arasında sayılabilir.

Termik santrallerde, kül, cüruf, jips, arıtma ünitelerinden çıkan arıtma çamurları, hurda malzemeler, ünitelerin bakımları sırasında oluşan katı atıklar gibi endüstriyel nitelikli katı atıklar; ambalaj atıkları, organik atıklar gibi evsel nitelikli katı atıklar; soğutma suyu, proses atık suları, tehlikeli kimyasallar ve ünitelerin bakımı sırasında oluşan atık yağlar gibi endüstriyel nitelikli sıvı atıklar; evsel nitelikli sıvı atıklar ve SO_X, NO_X, CO, CO_2, HF, HCl, toz emisyonu gibi gaz atıkları, bertaraf edilmesi gereken atıklardır.

Termik santrallerde en geniş yayılımlı çevresel etki, hava kirliliğidir. Avrupa Çevre Ajansı'nın "Avrupa'da Hava Kalitesi–2013 Raporu" nda, hava kirliliğinde etken maddeler ve insan sağlığı üzerindeki etkileri aşağıdaki gibi sıralanmıştır:

- **Partikül Madde (PM):** Kardiyovasküler veya akciğer hastalıkları, kalp krizi ve aritmiye neden olabilir veya bu hastalıkları arttırabilir, merkezi sinir sistemini ve üreme sistemini etkileyebilir ve kansere neden olabilir. Bu etkiler erken ölüme neden olabilir.
- **Kükürt Oksitler (SO_X):** Astımı azdırabilir ve akciğer fonksiyonunu düşürebilir ve solunum yolu iltihabına neden olabilir. Baş ağrısı, genel rahatsızlık ve endişeye sebep olabilir.
- **Azot Oksitler (NOx):** NO_2, karaciğeri, akciğer, dalak ve kanı etkileyebilir. Ayrıca solunum yolu semptomlarına neden olarak ve solunum yolu enfeksiyonuna hassasiyeti artırarak akciğer hastalıklarını azdırabilir.
- **Ozon (O_3):** Akciğerin fonksiyonunu olumsuz etkiler; astım ve diğer akciğer hastalıklarını azdırabilir. Ayrıca erken ölüme de neden olabilir.

Ekosistem üzerindeki etkileri ise Avrupa Çevre Ajansı'nın aynı raporunda şöyle belirtilmektedir:

- **Partikül Madde (PM):** Hayvanları da insanlarla aynı şekilde etkileyebilir. Bitki büyümesini ve ekosistem süreçlerini de etkiler. Binalarda hasara ve kirlenmeye sebep olabilir. Görüş mesafesini düşürür.
- **Kükürt Oksitler (SOx):** Toprağın ve yüzey sularının asidifikasyonunu arttırır. Bitki örtüsünde hasara ve su ve kara sistemlerindeki yerel türlerde kayıplara neden olur. Çevreye etkileri olan partikül maddelerin oluşumuna katkı sağlar. Binalara zarar verir.
- **Azot Oksitler (NOx):** Toprak ve suyun asidifikasyonunu ve ötrofikasyonunu arttırır ve tür çeşitliliğinde değişikliğe neden olur. Çevreye olumsuz etkileri olan ozon ve partikül maddenin öncü maddesi işlevini görür. Binalarda hasara neden olabilir.
- **Ozon (O_3):** Bitkilerin çoğalmasına ve büyümesine olumsuz etki ederek bitki örtüsüne zarar verir ve mahsul verimini azaltır. Ekosistem yapısını değiştirebilir, biyolojik çeşitliliği azaltabilir ve bitkilerin CO_2 alımını azaltabilir.

Termik santrallerde kömürün yanması sonucu meydana gelen atıklar (SO_X, NO_X, CO, CO_2, HF, HCl, toz emisyonu) bacalardan atılarak alıcı ortamlar ve insanlar üzerinde olumsuz etkilere neden olurlar. Bu etkiler, termik santrale yakın mesafede oluşabildiği gibi, rüzgâr hızı ve yönü ile topografyanın özelliklerine bağlı olarak uzun mesafelerde de görülebilir. Kükürt ve azot oksitler, rüzgârla birlikte atmosfere ulaştıklarında, su partikülleri ve diğer bileşenlerle tepkimeye girerek

sülfürik asit ve nitrik asit oluştururlar. Yağmur ve kar ile yeryüzüne ulaşan bu asitler, asit yağmurları olarak adlandırılırlar.

Termik santrallerden kaynaklanan çevre sorunları aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- CO_2 emisyonu atmosferde birikip, sera etkisi yaratmakta, bu da iklim değişikliğine neden olmaktadır.
- Kömürün yanması sonucu, kazan altında biriken cüruf, atık su arıtma tesisinden çıkan arıtma çamurları ve baca gazı desülfürizasyon ünitesinden çıkan alçı taşı (jips) önemli çevre kirliliğine sebep olmaktadır. Açık alanda depolanan kömürün havayla teması sonucu içten yanma olayı meydana gelmekte ve hava kirletici emisyonlar oluşmaktadır.
- Kömür stok sahalarında kömürün düzensiz depolanması, toprak ve yeraltı suyu kirliliğine sebep olmaktadır.
- Doğal çevrede varolan radyoaktif elementler kömürle birlikte yeraltından çıkarılmakta, organik bünyeye bağlı olan U-Th, yanma sonrası kömürün organik bileşenleri (kül) bünyesinde birikmektedir. Dolayısıyla, kömürün yanması sonucu oluşan külün depolanması,, radyoaktif kirliliğe neden olmaktadır. Uçucu küllerde bulunan Fe, Zn, Cu, Pb vb. ağır metaller yağmur sularıyla yer altı suyuna ve içme suyu kaynaklarına ulaşabilmektedir.
- Termik santrallerde soğutma, temizleme vb. işlemler için önemli miktarda su kullanılmaktadır. Kullanılan bu suyunun deşarj sıcaklığının yüksek olması, alıcı ortamdaki yaşamı olumsuz yönde etkilemektedir. Ayrıca, kullanılan soğutma sularının alıcı ortama verilmeden önce arıtılması sırasında (geçici sertlik giderimi, çöktürme) kullanılan kimyasal maddeler, suyun verildiği ortamlarda kirliliğe neden olmaktadır.

Ayrıca, kömürlü termik santraller her yıl 11 milyar ton CO_2 salınımına neden olmakta ve bu miktar fosil yakıt kaynaklı salınımların % 40'ından fazlasını oluşturmaktadır.

Sanayi devriminden bu yana atmosfere salınan toplam insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının % 40'ı, son 40 yıl içerisinde gerçekleşmiştir. 1970-2000 arasında yılda ortalama % 1,3 oranında artış gösteren küresel emisyonlar, 2000-2010 arasında yılda ortalama % 2,2 oranında artmıştır.

Bu artışın ana nedeni fosil yakıt kullanımı ve endüstriyel süreçlerdir. 2010 yılında toplam emisyon miktarı 49 Gt CO_2 olup, bunun % 65'i fosil yakıt kullanımı ve endüstriyel süreçlerden kaynaklanırken, 1970-2010 arasındaki emisyon artışının % 78'inden bu iki etken sorumludur.

17.3 Çevre Sorunlarının Bertarafı

Fosil yakıtlardan kaynaklanan çevresel etkiler, gelişen çevre teknolojileri ve kirliliği azaltmaya yönelik yöntemler ile en aza indirilmeye çalışılmaktadır. Termik santrallerde yanma öncesinde, yanma sırasında ve sonrasında bir dizi yöntem ve teknolojiler kullanılarak çevre sorunları kısmen bertaraf edilebilmektedir.

Yanma öncesinde, düşük kaliteli kömürlerin iyileştirilmesi ve kükürt gibi kirleticilerin uzaklaştırılması amacıyla fiziksel ve kimyasal yöntemler uygulanmaktadır. Yıkama, flotasyon, santrifüjleme, elektrostatik temizleme, manyetik temizleme gibi kömürün zenginleştirilmesine yönelik fiziksel yöntemler, kömürün içerdiği zararlı bileşenlerin uzaklaştırılabildiği yöntemlerdir. Bu tip fiziksel yöntemlere ilave olarak kimyasal yöntemler ve biyolojik yöntemler de kullanılabilmektedir. Fiziksel yöntemlerle, kömürün özelliğine bağlı olarak SO_2emisyonlarının %

10-40 arasında azaltılması mümkün olabilmektedir. Kimyasal yöntemlerle ise SO_2 emisyonları % 90'lara varan oranlarda uzaklaştırılabilmektedir.

Kömürün temizlenmesi, çevre kirliliğini azaltmak ve santral verimini artırmak amacıyla kömürdeki nemin ve külün temizlenmesidir. Kömürde organik ve inorganik olmak üzere iki tip kükürt bulunur. Kömürden yıkama işlemi ile giderilen kükürt, inorganik kükürttür. İnorganik kükürt, genellikle "piritik kükürt" ve "sülfat kükürdü" şeklinde bulunur.

Termik santrallerde kullanılan kömürün zenginleştirilmesi (içeriğindeki zararlı maddelerin uzaklaştırılması) için kuru ve yaş yöntemler uygulanmaktadır. Termik santrallerde yakılan yüksek nem ve kül oranına sahip kömürler için, genellikle kuru yöntemlerle zenginleştirme yapılmaktadır. Kuru yöntemlerle, yüksek kül oranının yarattığı cüruf ve kurum oluşumu, korozyon vb. sorunların azaltılması amaçlanmaktadır. Yaş yıkama yöntemi ile kül oranında azalma sağlanabilirken, yüzey nemindeki artış,elde edilen enerjide azalmaya neden olmaktadır.

Kuru zenginleştirme yöntemlerinin en basiti ve en ilkeli, elle ayıklama yöntemidir. Günümüzde en yaygın kullanılan kuru zenginleştirme cihazları, yoğunluk farkı esasına dayalı zenginleştirme cihazlarıdır. Kuru yöntemle zenginleştirmenin kapsadığı aygıt ve yöntemler şunlardır: Elle Ayıklama, Bradford Kırıcısı, FGX, FX cihazları, Havalı Jig, Manyetik Ayırma, Elektrostatik Ayırma, Optik Zenginleştirme.

Yaş yöntemle zenginleştirmenin kapsadığı aygıt ve yöntemler ise; Ağır Ortam Cihazları, Jigler, Spiraller, Sallantılı Masalar, Hidrolik Ayırıcılar, Modern Gravite Ayırıcılar, Köpük Flotasyonu, Yağ Aglomerasyonu olarak sayılabilir.

Zenginleştirilen kömürün santrale beslenmesi sırasında oluşacak toz problemleri için, rüzgâr perdeleri, toz indirgeme sistemleri, toz tutma ekipmanları kullanılmaktadır.

Proses için gerekli suyun, su hazırlama ve demineralizasyon gibi ünitelerden geçirilerek belirli fiziksel ve kimyasal özelliklere gelmesi sağlanır.

Yakma sistemlerinde, kömürün yanması sonucu oluşan NO_X ve SO_X'lerin yanma sırasında kontrolünün sağlanabilmesi için bazı yöntem ve teknikler geliştirilmiştir. Bu yöntem ve tekniklerin uygulanması öncesinde, kömürün özellikleri ve termik santralin etki alanının belirlenmesi gerekir. Emisyonların merkezinden itibaren tespit edilmiş baca yüksekliklerinin 50 (elli) katı yarıçapa sahip alan, tesis etki alanıdır. Zeminden itibaren emisyonların efektif yüksekliği ($\Delta h+h$) 30 m'den daha az olan tesislerde, tesis etki alanı, bir kenar uzunluğu 2 km. olan kare şeklindeki alandır. Baca dışı emisyon kaynaklarının (alan kaynak) yüzey dağılımı 0,04 km^2'den büyükse, tesis etki alanı, alan kaynak karenin ortasında olmak üzere, bir kenar uzunluğu 2 km olan kare şeklindeki alandır. Emisyon kaynaklarının yüzeydeki dağılımının tespitinde tesisin etki alanı esas alınır.

Termik santrallerin tasarım aşamasında NO_X emisyonlarının ve SO_X emisyonlarının kontrolü için, belirlenen etki alanını kapsayacak uygun teknolojik araçlar seçilmektedir.

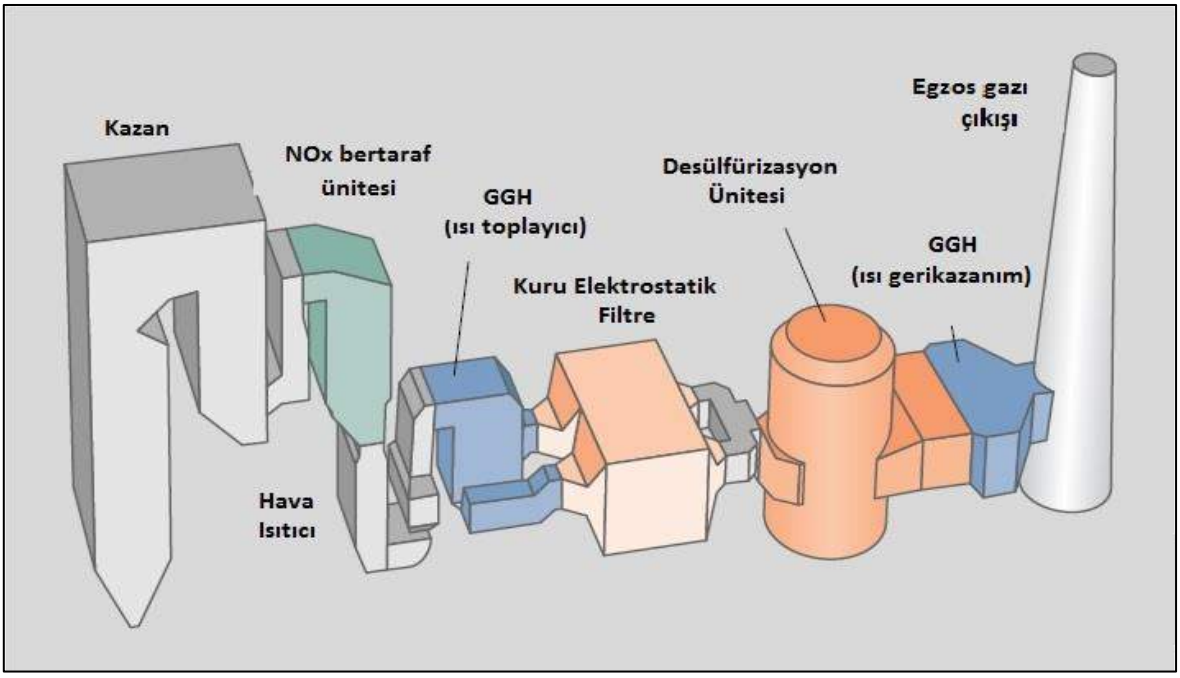
Tasarım öncesinde değerlendirilecek olan başlıca tesis parametreleri şunlardır:

- Yakıt spesifikasyonu ve sonuçta oluşan baca gazı parametreleri (baca gazındaki asit gaz bileşikleri [SO_2, SO_3, HCl, HF ve HBr] dâhil)
- Uçucu kül bileşimi [kalsiyum bileşikleri ve alkaliler dâhil]
- Emici madde parametreleri [tipi, bileşimi ve partikül büyüklüğü]

- Mevcut Baca Gazı Temizleme üst akımı [örneğin; akışkan yataklı kazanlarda fırın içi kireçtaşı enjeksiyonu, SNCR/SCR]
- İşletme modu [temel yükte/dalgalı yükte, yük faktörü eğrisi, vb.]

Santrallerde, yanma işlemi sonrasında oluşması muhtemel atık gazlar; partikül madde, CO_2,,NOx ve SOx'dir. Söz konusu yanma gazlarından SOx'in giderimi için çoğunlukla baca gazı desülfürizasyon (BGD) sistemi, partikül madde giderimi için elektrostatik filtreler ve NOx giderimi için ise Seçici Katalitik Redüksiyon yöntemli (DeNOX) sistemler kullanılmaktadır.

Tipik bir baca gazı bertaraf sistemi akış şeması Şekil 17.1'deki gibidir.



Şekil 17.1 Baca Gazı Bertaraf Sistemi Akış Şeması

17.3.1 SOx Emisyonlarının Bertarafı

SOx emisyonları kontrolünün en kolay yolu, düşük kükürtlü veya kükürtsüz yakıtların kullanılmasıdır. Yakıt olarak kömür kullanılması durumunda, kömürün içerdiği kükürdün giderilmesi, fiziksel,kimyasal veya biyolojik yöntemlerden birinin veya birkaçının birlikte uygulanması ile sağlanabilir.

SOx gazlarının, yanma sırasında kısmen uzaklaştırılması amacıyla uygulanan kimyasal enjeksiyon yöntemi, genel olarak kireç, kireçtaşı, dolomit gibi malzemeler kullanılarak gerçekleştirilir. Yüksek giderme verimliliği sağlamak için genellikle ıslak kireçtaşı sistemleri kullanılmaktadır. Sistem, kazana, yanma sırasında doğrudan veya kömürle karıştırılarak beslenen malzemelerin, yanma odası şartlarında kalsine olarak katı sülfat ve sülfit formları oluşturacak şekilde SOx gazları ile tepkimeye girmeleri esasına dayanır. Kazana bu tür l malzeme besleme uygulamalarında optimum sıcaklık, kullanılan malzemenin yapısına ve reaksiyon kinetiğine bağlı olarak değişmekle birlikte genel olarak 700-1150°C arasında değişmektedir.

SOx gazlarının uzaklaştırılma verimliliği, yanma odası sıcaklığı ve kullanılan malzemenin özelliğinin (tane boyutu, gözenekli oluşu, yüzey alanı) yanı sıra, malzemenin konsantrasyonu, kömürün özelliği, tesisin tasarımı ve uygulamanın gerçekleştirildiği işletme koşullarına bağlı olarak değişir.

BGD proseslerinin seçiminde, prosesin uygulanacağı tesisin kapasitesi ve yük durumu, yakıt türü, yakıttaki kükürt miktarı, külün kükürt tutma özelliği, arıtıcı maddenin teminindeki kolaylık ve fiyatı, proses sonucu oluşan yan ürünlerin özelliği ve pazarlanabilirliği, atıkların depolanması ve çevresel faktörler önem taşımakta olup, proseslerin yatırım ve işletme maliyetleri buna göre değişmektedir. Bu nedenle, proses seçimine karar vermeden önce tüm bu faktörlerin detaylı olarak irdelenmesi gerekmektedir. Öte yandan seçilecek prosesin, benzer tesislerde uygulanabilirliğini ve güvenilirliğini kanıtlamış bir proses olması da dikkate alınmalıdır.

BGD teknolojileri, genel olarak alkali çözeltiler kullanılarak baca gazındaki SOx'in kalsiyum ve sodyum bileşikler halinde tutulması prensibine dayanmakta olup, SOx ile reaksiyona giren bazik maddenin toz veya çözelti halinde gazla temas etmesi kriterine göre Yaş ve Kuru prosesler olarak sınıflandırılırlar.

Yaş Prosesler;

- Kireç/Kireçtaşı ile Yıkama Prosesleri
- Sodyum Bileşikleri ile Yaş Yıkama Prosesleri (Tek Alkali/Çift Alkali)
- Amonyum Sülfat Prosesi
- Wellman-Lord Prosesi
- Magnezyum Oksit ile Yaş Absorpsiyon Prosesi
- Deniz Suyu ile SO_2 Arıtma Teknolojileri
- Püskürtmeli Kurutma (SprayDrying) Prosesleri
- vd.

Kuru Prosesler

- Kuru Püskürtme (Enjeksiyon) Prosesi
- Aktif Kok ile Adsorpsiyon Prosesi
- vd.

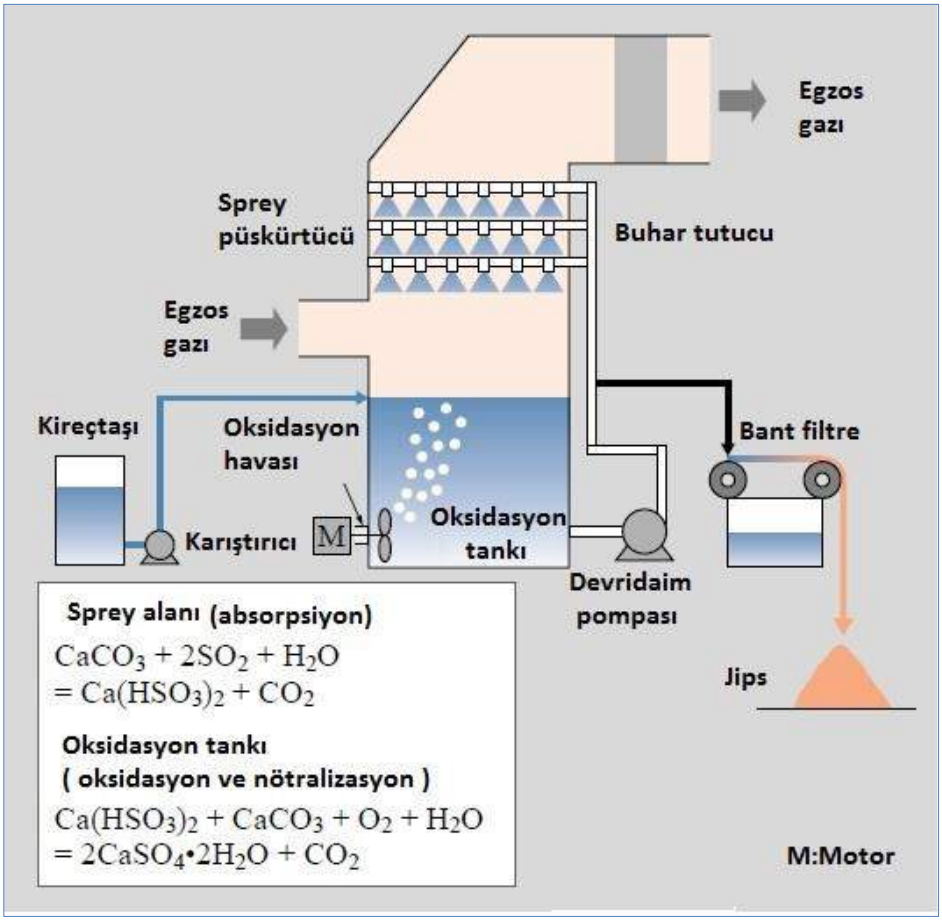
Bunlardan ancak bir kısmı teknolojik yetkinliklerini kanıtlayarak ticari uygulama alanı bulabilmiştir. Çoğunlukla; kuru prosesler, 300 MWe'ye kadar, baca gazı akışı olan, düşük-orta miktarda kükürt içeriğine sahip yakıtların kullanıldığı, küçük-orta büyüklükte iyileştirmeye yönelik yapılacak tesislerde tercih edilmektedir. Yaş prosesler ise, 300 MWe üstü, baca gazı akışı olan, yüksek miktarda kükürt içeriğine sahip yakıtların kullanıldığı, orta-büyük yeni yapılacak tesislerde tercih edilmektedir.

Yaygın olarak uygulanmakta olan baca gazı desülfürizasyon proseslerinden bazılarının, aktif madde ve ürünleri Tablo 17.1'de yer almaktadır.

Tablo 17.1 Yaygın Olarak Uygulanmakta Olan Baca Gazı Desülfürizasyon Prosesleri

Proses ve Kullanılan Malzeme	**Aktif Madde**	**Ürün**
Yaş Sistemler		
• Kireçtaşı	$CaCO_3$ (Atılır)	$CaSO_3$ / $CaSO_4$
• Kireç	$Ca(OH)_2$	$CaSO_3$ / $CaSO_4$(atılır)
• Çift Alkali	Na_2SO_3 (Geri Kazanılır)	$CaSO_3$ / $CaSO_4$
• Sodyum Karbonat	Na_2CO_3 /Na_2SO_3 (Na_2CO_3 /Na_2SO_3 Geri Kazanılır)	$CaSO_3$ / $CaSO_4$
• Mag-Ox	MgO (Geri Kazanılır)	SO_2 (S veya H_2SO_4 üretiminde kullanılabilir)
• Wellman-Lord	Na_2SO_3 (Geri Kazanılır)	H_2SO_4
Kuru Sistemler		
• Kireçtaşı	$CaCO_3$ (Atılır)	$CaSO_4$
• Kireç	$Ca(OH)_2$	$CaSO_4$
• Trona	(Na_2CO_3- $NaHCO_3$)	Na_2SO_4
• Püskürtmeli Kurutma	Kireç, Kireçtaşı, Soda (Trona)	Kuru $CaSO_3$ veya $NaSO_3$

BGD sisteminde kazandan çıkan baca gazının tamamının işlemden geçirilmesi gerekmektedir. Absorber kolonunda püskürtme nozulları aracılığıyla atomize olarak beslenen yıkama sıvısı, çok küçük damlalar halinde dağılarak absorberin tüm kesit alanını kapsaması sağlanır. Baca gazı ile ters akım olarak hareket edecek olan sıvı damlaları, SOx gazlarını soğuracaktır. SOx gazlarını soğuran sıvının oksitlenme ve nötralizasyon reaksiyonları, absorber kolonunda sıvı havuzunun bulunduğu alt bölümünde gerçekleşmekte ve yapay alçıtaşı (jips) oluşmaktadır. Tipik bir BGD akım şeması ve kimyasal tepkimesi aşağıdaki gibidir.



Şekil 17.2 Bacagazı Desülfirizasyon Sistemi Akış Şeması

BGD sistemi şu ünitelerden oluşmaktadır:

- Absorber Sistemi
- Baca Gazı Sistemi(Baca Gazı Isıtma Ünitesi ve İtici Fan)
- Alçıtaşı Deşarj Sistemi
- Kireçtaşı Hazırlama Sistemi (Boşaltma, Depolama, Öğütme ve Bulamaç Besleme Sistemleri)
- Atık Su Arıtma Sistemi
- Yardımcı Sistemler

SOx giderme verimi düşük olan tesislerde (optimum koşullarda % 40-50), kazanlarda cüruflanma eğilimi, toz yükündeki artış nedeniyle elektrofiltrelerde (elektro statik filtrelerde) aşırı yüklenmeye bağlı sorunlar ve performans düşüşleri, katı atık miktarının artması ve bunların uzaklaştırılması problemleri olarak ortaya çıkar.

17.3.2 NO_X Emisyonlarının Bertarafı

Yakma sistemlerinde, yüksek sıcaklıktaki yanma süreçlerinde oluşan NOx, kazan ve yakıcı tasarımına, işletme koşullarına (sıcaklık, hava/yakıt oranı, basınç gibi), yakıttaki kimyasal azot miktarına bağlı olarak değişmektedir. Yakıt özelliklerine bağlı olarak uygun tasarımla ve yanma

sırasında uygulanan tekniklerle, NOx emisyonları kontrol altına alınabilmektedir. Bu teknikler, baca gazının resirkülasyonu, düşük NO_X yakıcılarının kullanımı, kademeli yakma gibi teknikler olup, Baca Gazı Azot Oksit Giderme (DeNOx) Sistemleri NOx gideriminde kullanılmaktadır.

Yanma esnasında, özellikle yüksek sıcaklıklarda yaklaşık % 95 NO ve % 5 NO_2 oranlarında NOx gazları oluşur. Bu gazlar atmosfere zarar vericidir ve emisyonları kontrol edilmelidir. Baca çıkışlarındaki NOx emisyonlarını ulusal mevzuatta belirtilen sınırlara düşürmek için (200 mg/Nm³, % 6 O_2, kuru), sulu amonyak bazlı DeNOx sistemleri uygulanabilmektedir.

Baca gazlarının resirkülasyonu ile maksimum alev sıcaklığı azaltılarak oluşacak termal NOx miktarı düşürülebilmektedir. Az hava ile yakma, kademeli hava beslemesi ve kademeli yakıt besleme yöntemleri uygulanarak, maksimum alev sıcaklığı ve optimum oksijen miktarı ayarlanabilmekte ve NOx gazlarının oluşumu azaltılabilmektedir. NO_X oluşumu, az havayla yanmayı sağlayan yakıcılarla % 0-25, yakma havasını kademeli olarak besleyen yakıcılar ile % 40-65, yakıtı kademeli olarak besleyen yakıcılar ile ise % 50-70 oranında azaltılabilmektedir.

Yanma sırasında uygulanan tekniklerle NO_X emisyonları kontrolünün yeterli olmaması durumunda, yanma sonrası baca gazlarından NO_X'lerin uzaklaştırılması amacıyla değişik teknolojiler geliştirilmiştir. Bu teknolojilerden ticari ölçekte uygulamaya konulmuş olanları, seçici katalitik indirgeme (SCR) ve seçimli katalitik olmayan indirgeme (SNCR) teknolojilerdir.

Seçici katalitik indirgeme teknolojisi, 300-450°C aralığında NO_X'lerin amonyak ve katalizör kullanılarak su ve nitrojene ayrıştırılması prensibine dayanmaktadır. Elekrofiltrelerden önce veya sonra uygulanabilmekle birlikte, kömür yakan santrallerde elekrofiltrelerden sonra uygulanması tercih edilmektedir.

Katalizör katmanları ile birlikte bir Seçici Katalitik İndirgeme Reaktörünün (SCR) NOx bertaraf etme verimliliği % 70'ten daha fazla (% 98'e kadar) olmaktadır. Katalizatör, seçici katalitik indirgeme prosesinin temeli olup, NOx ve amonyak ile tepkiye girerek bir yüzey oluşturur ve SCR'de NOx ikincil kirleticiler oluşturmadan elementer azot ve su buharı oluşturur. Seçici Katalitik İndirgeme (SCR) bu sebeplerden dolayı, DeNOx sistemlerinde kullanılan en yaygın teknolojidir.

SCR`nin kimyasal tepkimesi aşağıda gibidir:

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O$$

$$6NO_2 + 8NH_3 \rightarrow 7N_2 + 12H_2O$$

SCR sistemi genel olarak;

- Amonyak Depolama Sistemi,
- Amonyak ve Hava Karıştırma Sistemi,
- Amonyak Enjeksiyon Sistemi,
- Ekonomizör By-Pass Sistemi,
- SCR By-Pass Sistemi,
- Kontrol Sistemi ve
- Yardımcı Sistemlerden oluşmaktadır.

Seçici Katalitik Olmayan İndirgeme (SNCR) teknolojilerinde ise NO_X'ler, 850-1050°C sıcaklıkta yanma sisteminin üst kısmına beslenen amonyak ile reaksiyona girerek su ve nitrojene ayrıştırılır.

Katalizör kullanılmaması nedeniyle işletme maliyeti daha düşüktür. Ayrıca tesisin az yer kaplaması nedeniyle avantajlı olup, mevcut tesisler için çok az bir teknik değişiklik gerektirir. Düşük NO_X giderme veriminin (% 60-80) yanında stokiometrik değerin üzerinde amonyak beslemesi gerektiği için yüksek miktarlarda amonyak atılmasının söz konusu olması dezavantajlarıdır.

17.3.3 CO_2 Emisyonlarının Bertarafı

İklim değişikliğine neden olması nedeniyle son dönemde çevresel sorunların azaltılması yönünde çok daha fazla üzerinde durulan bir diğer gaz ise CO_2 gazıdır. CO_2bertarafındaCO_2'nin kazan çıkışındaki yanma gazlarından ayrılmasında iki yöntem kullanılmaktadır: (1) alkalin bir absorban içerisinde soğurulupısıtılma sonrasında yüksek konsantrasyonlu CO_2 tutulumunun sağlandığıalkalin soğurma işlemi ve (2) yanma gazlarının (yanma için gerekliokisijenin teminiyle) CO_2ve suya dönüştürüldüğü ve çevrim gazına oksijenteminiyle kömürün yanması ve yanma gazının çevrilmesi sırasında CO_2'ninbaskılanıp tutulduğu oksidasyon yanma yöntemi.

Mevcut alkalin soğurma yöntemleri arasında, doğal gazda var olan CO_2'nin ayrılmasında kullanılan bir yöntem olan amin çözgen kullanımı, başarılı bir yöntem olarak öne çıkmaktadır. Ancak kazan çıkışı yanma gazı, amin çözgenin bozunmasını hızlandıran çeşitli bileşenler ve CO_2'nin yanı sıra, SO_2 gibi asidik gazları dabarındırmaktadır. Pratikteki uygulamalarda, soğurucu maddenin bozunumunu baskılayan bir inhibitör kullanımı da söz konusu olabilmektedir.

17.3.4 Toz Tutma Sistemleri

Toz, çoğunlukla yanan yakıtın küllerinden meydana gelmektedir, fakat kalsiyum tuzu (DeSOx proseslerinde kullanılan) veya aktif karbon (cıva gibi ağır metallerin adsorpsiyonu için kullanılan) Baca Gazı Temizleme artıkları ile karışabilmektedir. Uygulanan birçok toz giderme teknolojisinin arasında etkinlik açısından büyük farklar bulunmaktadır. Eski tesislerde gaz yıkama teknolojilerine ve siklonlara rastlamak mümkündür.

Günümüzde modern kömürlü termik santrallerin tamamı elektro statik filtre (ESF, kısaca elektrofiltre olarak da adlandırılan) veya torba filtre ile donatılmaktadır. ESF, endüklenen elektrostatik yük kuvvetini kullanarak, baca gazından partikülleri temizleyen bir partikülat toplama cihazıdır. ESF'ler gazların cihazdan akışını minimal düzeyde engelleyenyüksek etkinliğe sahip filtrasyon cihazları olup ve hava akımından toz gibi ince partikülatlı maddeleri temizleyebilmektedir. Temel bir çöktürücü, ince dikey tel dizisinin arkasına dizilmiş paralel, düz ve dikey olarak yönlendirilmiş metal plakalar içermektedir. Plakalar arasından geçen baca gazının içindeki parçacıkların statik elektriğin çekim gücüyle plakalara doğru yönelerek, bunlara çarpmasını ve akış yönüne dik olarak, aşağı doğru düşüp bunkerlere dolmasını sağlamaktadır.

Torba filtreler veya kumaş filtre torbaları ise, partikülatları ham gazlardan temizlemek için filtrasyon ortamını kullanır. Bunlar hâlihazırdaki en etkili ve en uygun maliyetli toz giderme teknolojileri olup % 99'un üzerinde toplama etkinliğine ulaşabilmektedir. Baca gazları filtre torbasına girer ve filtre işlevi gören kumaş torbalardan geçer. Bu torbalar çeşitli malzemelerden yapılabilmektedir (tüp veya zarf şeklinde örgü veya keçeli pamuk, sentetik veya cam elyaflı malzemeler) ve prosesin düzgün bir şekilde yürütülmesini sağlamak için periyodik olarak temizlenirler. Toz, hazne içerisinde toplanır ve ekipmandan çıkarılır.

17.3.5 Kül Uzaklaştırma Sistemleri

Termik santrallerde oluşacak küller iki başlık altında gruplandırılabilir. Taban (Yatak) külü ve uçucu kül. Taban külü olarak adlandırılan kül, kazan altından alınmakta olan, nispeten parçacık boyutu büyük olan küldür. Uçucu kül, yanma reaksiyonu sonucunda kazanı üstten terk eden ve genel olarak gaz akışı ile taşınabilecek kadar küçük olan parçacıklardan oluşan küldür.

Her iki kül tipi için, birbirinden bağımsız kül uzaklaştırma sistemleri kurulur. Uçucu kül uzaklaştırma sistemi; ekonomizör ve ESF altında biriken uçucu külü toplayarak kül silosuna taşımaktadır. Taban (Yatak) külü çıkartma ve uzaklaştırma sistemi ise kül bunkeri, daldırma sıyırıcı konveyörü, taşma suyu haznesi, yüksek verimli konsantratör, kül soğutma kulesi, arıtılmış kül soğutma suyu pompaları, geri dönüş su pompaları gibi alt ünitelerden oluşmaktadır.

Termik santrallerden kaynaklanan çevre sorunlarının giderilmesi için, yukarıda sayılan sistem ve yöntemlerden başka, kömür sahasında Islak Toz Giderme Sistemi, Kireçtaşı Hazırlama ve Besleme Sistemi ve Su Hazırlama ve Arıtma Sistemleri de bulunmaktadır.

17.4 Sonuç ve Değerlendırme

Termik santraller, birçok çevre sorununa neden olmaktadır. Bu sorunlar yerel ölçekli olabildiği gibi, iklim değişikliği ve asit yağmurları gibi küresel ölçekte de olabilmektedir.

Bu sorunların giderimi için, termik santrallerin yer seçiminden başlayarak, santralin projelendirilmesi, inşası ve sökümü bir bütün olarak çevresel açıdan planlanmalı, çevresel etki değerlendirme süreci objektif olarak tamamlandıktan sonra, işletme hayata geçirilmelidir.

Su kaynağı olarak kullanılan besleme alanları gibi alıcı ortama deşarj edilmeden önce atık suların arıtılması gerekliliği, mevcut hava kalitesi ve oluşacak kümülatif kirlilik yükü, nesli tükenme tehlikesi altında olan türlerin yaşam alanları, yerleşim merkezlerine olan uzaklık, deprem ve heyelan riski olan alanlar, termik enerji santralleri için yer seçimi sürecinde göz önünde bulundurulması gereken hususlardandır.

Kömürden enerji üretimini sağlayan termik santrallerde, kükürt (SOx), toz, ve azot oksit (NOx) bertarafına yönelik Baca GazıArıtma Sistemleri kullanılmaktadır. Baca Gazı Arıtma Sistemleri de gerek yatırım maliyeti, gerekse santral performansı açısından termik santral teknolojileri içinde önemli bir yer tutmaktadır. Baca Gazı Arıtma Sistemlerinde üç temel bileşen bulunmaktadır. Bunlar kükürt arıtımı için bacagazı desülfirizasyon ($DeSO_X$) tesisi, azot oksit arıtımı için Baca Gazı Azot Oksit Giderme (DeNOx) Sistemleri ve toz tutma sistemleridir.

Çevre ve Şehircilik Bakanlığı (ÇŞB) tarafından gerçekleştirilen bir AB projesinin 2016 yılında yayımlanan bir raporuna göre, 2013 referans yılında Türkiye'de termik santrallerden meydana gelen SO_2, NO_x ve toz miktarları Tablo 17.2'de verildiği gibidir.

Tablo 17.2 Türkiye'de Termik Santrallerden Meydana Gelen Kirleticilerin Miktarı (2013 yılı)

Sektör	Toz (t/y)	SO_2(t/y)	NO_x(t/y)
Enerji	13.325,15	525.429,51	1.442.038,61

1914 yılında Silahtarağa Termik Santralini devreye alan Türkiye'de mevcut durumda termik santrallerin önemli bir kısmında kükürt arıtma sistemi bulunmamaktadır. 2016 yılı itibarıyla

kamu ve özel toplam 9842 MWe gücündeki yerli kömür yakıtlı termik santrallerin % 48'ine karşılık gelen 4780 MWe gücündeki bölümünde kükürt arıtma sistemi yoktur. Durum bu iken, özelleştirilen santrallerin çevreyle ilgili tedbir alma zorunlulukları 2021 yılına kadar ertelenmek istenmektedir.

Mevcut haliyle, kükürt arıtma sistemi bulunan eski santrallerde ise sınır emisyon değerlerinin sağlanmasında büyük sıkıntılarla karşılaşılmaktadır. Bu sorunlar nedeniyle santrallerde elektrik üretim kapasitesi ve santral emreamadeliği düşmekte; sonuç olarak oldukça büyük maddi kayıplar yaşanmaktadır.

2009 yılında yayımlanan "Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği (SKHKK)"ne göre, termik santrallerdeki baca gazı kükürt dioksit sınır değeri 1.000 mg/Nm^3'tür. Bununla birlikte, AB'nin 2001 yılında onayladığı "Büyük Yakma Tesisleri Direktifi (LCP)"ne bağlı olarak Türkiye'de 2010 yılında yayımlanan ve bazı limit değerleri 2019 yılında uygulamaya girecek olan "Büyük Yakma Tesisleri Yönetmeliği" ne göre, emisyon limit değerlerinde lineer azalma olacak ve baca gazı kükürt dioksit için sınır değer 400 mg/Nm^3 olacaktır. Emisyon limitlerinin bu şekilde düşürülmesi de hâlihazırda kükürt arıtma sistemi bulunan termik santrallerin neredeyse tamamında iyileştirme (rehabilitasyon) ihtiyacı doğuracaktır. Ayrıca, AB'nin Büyük Yakma Tesisleri Direktifi'nden sonra 2010 yılında onayladığı Endüstriyel Emisyonlar Direktifi ile endüstriyel emisyonların, tüm alıcı ortamlara etkilerininbirlikte değerlendirildiği entegre yaklaşımı öngören "Entegre Çevre İzin" mevzuatı Türkiye'de yürürlüğe girdiğinde, yeni yapılacak tesisler ve mevcut tesisler için "Mevcut En İyi Teknikler" dokümanında belirlenen değerlere uygun sistemlerin kurulması gerekecektir.

2013 yılında TUBİTAK tarafından yayımlanan Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu 26'ncı Toplantısı sonuçlarına göre, Türkiye'de kömür yakıtlı termik santrallerin hiçbirinde azot oksit arıtma sistemi bulunmamaktadır. Mevcut SKHKK Yönetmeliği'ne göre, santrallerde uygulanan azot oksit emisyonlimiti ise 800 mg/Nm^3'tür. Büyük Yakma Tesisleri Yönetmeliği'ne göre, emisyon limit değerleri düşürülerek, 2019 yılında 200 mg/Nm^3 değerine getirilecektir. Türkiye'deki termik santrallerin önemli bir bölümünde azot oksit azaltım sistemi kurulması ihtiyacı doğacaktır.

Türkiye'de kükürt ve azot oksit arıtma sistemlerinin aksine kömür yakıtlı termik santrallerin tamamında toz tutma sistemleri bulunmaktadır. Ancak baca gazı toz emisyon değerleri düşürülerek 100 mg/Nm^3'ten 50 mg/Nm^3'e getirilmesi ile mevcut santrallerin bir bölümünde de rehabilitasyon ihtiyacı doğacaktır.

ÇŞB tarafından gerçekleştirilen yukarıda bahsedilen projeye göre, Türkiye'deki elektrik ve ısı üretimindeki 2013 yılına ait emisyonların miktarı üzerinden yapılan hesaplamalarda, SOx, NOx ve toz kirleticileri için toplam negatif dışsallıkların (çevresel hasarların) yıllık maliyet tahmini, teorik olarak 100 milyar Türk Lirasıdır. Söz konusu Baca Gazı Arıtma Sistemlerinin devreye girmemesi durumunda, her yıl bu kadar büyük miktarda bir hasar meydana gelecektir.

Ayrıca mevcut termik santrallerin baca gazı arıtma sistemleri açısından önemli ölçüde eksikleri bulunmaktadır ve yönetmeliklerdeki emisyon limitlerinin düşürülmesi nedeniyle büyük rehabilitasyonlara ihtiyaç duyulmaktadır.

Türkiye'nin daha fazla çevre sorununa neden olmaksızın, bir an önce eksikliklerini gidermesi, yerli kömürlere uygun, çevre mevzuatındaki sınır değerleri sağlayabilecek yerli baca gazı arıtma teknolojilerini geliştirmesi ve gerekli yatırımları yapması hayati zorunluluktur.

KAYNAKÇA

[1] Avrupa Elektrik Santrali Tedarikçileri Derneği. 2005. Baca Gazı Temizliğinin İyileştirmesiDeğerlendirme ve Tasarım Önerileri Kılavuzu, EPPSA Raporu, http://www.eppsa.eu/tl_files/eppsa-files/3.%20Publications/Technical%20Brochures/2015.12.01%20-%20FGCFGD_Final_HighRes_Turkish.pdf , son erişim tarihi: 22.09.2016.

[2] Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu 26. Toplantısı. 2013. Termik Santral Baca Gazı Arıtma Teknolojilerinde Yerli Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi (MİLKAS) [2013/205] http://www.tubitak.gov.tr/sites/default/files/2013_205.pdf , (Erişim tarihi: 22.09.2016)

[3] Büyük Yakma Tesisleri Yönetmeliği, www.cygm.gov.tr/CYGM/Files/mevzuat/yonetmelik/BYT%20Yönetmeligi.doc, son erişim tarihi: 10.10.2016.

[4] Çift, B., Okutan, H. 2010. "Baca Gazı Desülfürizasyon Proseslerinin Ekonomik ve Teknik Analizi", İTÜ Dergisi cilt 9, sayı 4, 85-96, http://itudergi.itu.edu.tr/index.php/itudergisi_d/article/viewFile/1186/957 son erişim tarihi: 04.08.2016.

[5] Demirbilek, S. 1987. "Kömür Kullanımı ve İlgili Çevre Kirlenmesi", Madencilik Dergisi, cilt XXVI, sayı 3, Maden Mühendisleri Odası.

[6] DeNOX Sistemleri. http://www.siterm.com/sayfalar.asp?LanguageID=1&cid=4&id=69&id2=70, son erişim tarihi: 04.08.2016.

[7] Dikmen, A. Ç. 2016. "İklim değişikliği", Türkiye'nin Enerji Görünümü içinde, MMO/659, s. 291-311,http://www.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/5a810b69dea7107_ek.pdf , son erişim tarihi: 04.08.2016.

[8] EEA. 2013. European Environment Agency's 'Airquality in Europe – 2013 Report', http://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2013.

[9] Ertürk, F., vd. 2006. Enerji Üretiminin Çevresel Etkileri, TASAM, http://www.tasam.org/files/pdf/raporlar/enerji_uretimi_ve_cevresel_etkileri__cf9b7fbe-48ad-4126-9ee1-f4e93eb1202f.pdf, son erişim tarihi: 22.09.2016.

[10] Gürcan, Z., Güngör, Y., Aytekin, M. 2010. "Katı Yakıtlı Termik Santraller ve Çevresel Etkilerinin Araştırılması", 9. Ulusal Kimya Mühendisliği Kongresi, http://www.ukmk11.ogu.edu.tr/arsiv/ukmk9/S%F6zl%FC%20Sunumlar/7.%20%C7evre%20Dostu%20Teknolojiler/7-471.pdf , son erişim tarihi: 07.07.2016.

[11] Hacıfazlıoğlu, H. 2012. "Kuru kömür zenginleştirme yöntemlerinin tanıtılması ve bazı Türk kömürlerinin temizlenmesi için FGX cihazının denenmesi", Madencilik Dergisi, Cilt 51, sayı 1-2-3, s. 29-42, Maden Mühendisleri Odası, http://www.maden.org.tr/resimler/ekler/c5aa067d11ea64f_ek.pdf.

[12] Heal. 2015. "Ödenmeyen Sağlık Faturası, Türkiye'de Kömürlü Termik Santraller, Bizi Nasıl Hasta Ediyor?", http://www.kmo.org.tr/resimler/ekler/657d4188013ffe4_ek.pdf?tipi=4&turu=R&sube=0 , (son erişim tarihi: 22.09.2016.

[13] Kikkawa, H., vd. 2016. DeNOx, DeSOx, and CO2 Removal Technologyfor Power Plant, http://www.hitachi.com/rev/pdf/2008/r2008_05_104.pdf , son erişim tarihi: 04.08.2016.

[14] Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği. https://www.csb.gov.tr/db/cygm/editordosya/YON-27277SanKayHavKirl.docx, son erişim tarihi: 10.10.2016.

[15] TC Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Kömür Kullanan Büyük Yakma Tesisleri için MET Kılavuzu, http://www.csb.gov.tr/db/ippc/icerikbelge/icerikbelge881.docx, son erişim tarihi: 27.08.2016.

[16] TC Çevre ve Şehircilik Bakanlığı. 2016. Büyük Yakma Tesisleri Direktifinin Uygulanması ile Hava Kalitesinin İyileştirilmesi için Teknik Destek Projesi, Düzenleyici Etki Analizi Raporu, http://byt.cevre.gov.tr/Pictures/Files/Editor/document/Project%20Reports%20-%20TR/RIA%20Report%20(final)%20-%20TR%20-%20public%20version.pdf, son erişim tarihi: 11.11.2016.

[17] TC Çevre ve Orman Bakanlığı. 2009. ÇED Rehberi – Termik Enerji Santralleri, Çevresel Etki Değerlendirmesi Sektörel Rehberler, http://www.csb.gov.tr/gm/dosyalar/belgeler/belge376/Sektorel_rehber_termik.pdf, son erişim tarihi: 22.09.2016.

[18] TÜBİTAK – TTGV, Bilim - Teknoloji - Sanayi Tartışmaları Platformu, Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, http://www.inovasyon.org/pdf/etp.Calisma.Grubu.Raporu.pdf, son erişim tarihi: 07.07.2016.

ÖZGEÇMİŞ

Dr.A.Çağatay DİKMEN
acdikmen@hotmail.com

1975'te Sivas'ta doğdu. İnönü Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Maden Mühendisliği Bölümü'nden 1996 yılında mezun oldu. 1998 yılında ODTÜ Yabancı Diller Yüksek Okulu Hazırlık Bölümünü bitirdi. Yüksek lisansını 2002'de Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Maden Mühendisliği Bölümü'nde, doktorasını 2009'da Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Sosyal Çevre Bilimleri Bölümü'nde tamamladı.

Özel sektörde bir süre çalıştıktan sonra, Çevre Bakanlığı'nda Mühendis olarak çalışmaya başladı. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı ÇED, İzin ve Denetim Genel Müdürlüğü'nde Daire Başkanlığı, Genel Müdür Yardımcılığı, Genel Müdür'lük görevlerinde bulundu. Halen Çevre ve Şehircilik Bakanlığı Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü'nde Uzman olarak çalışmaktadır.

Dikmen, Çevre ve Şehircilik Bakanlığında özellikle madencilik ve enerji sektörlerinin ÇED süreçleri komisyonlarında görev aldı. 2005 yılında Danimarka'da Avrupa Çevre Ajansında uzun dönemli çalışma ziyaretinde bulundu. Avrupa Birliği üyelik sürecinde uzmanlık, Avrupa Çevre Ajansı'nda Ulusal Odak Noktalığı ve Yönetim Kurulu üyeliği görevlerinde bulundu.

TMMOB Maden Mühendisleri Odası üyesi olup, bir dönem yönetim kurulu üyeliği yaptı. Maden Mühendisleri Odası tarafından düzenlenen madencilik ve çevre sempozyumları ile TMMOB tarafından düzenlenen enerji sempozyumlarının düzenleme ve yürütme kurullarında yer aldı.

Gazi Üniversitesi ve Yıldırım Beyazıt Üniversitesi'nde misafir öğretim görevlisi olarak ders vermekte olup, ulusal ve uluslararası endekslerde taranan yayınları ve Yerel Yönetimlerde Çevre Denetimi isimli bir kitabı bulunmaktadır. Uluslararası dergilerde yayın hakemliği yapmaktır.

18. ÇED RAPORLARINI CİDDİYE ALMAK GEREKİR

Haluk DİRESKENELİ
Makina Mühendisi

Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) raporları herkes için geçerlidir, bir gün herkesin ihtiyacı olabilir. Biz makina mühendisleri termik santrallere kategorik olarak karşı olamayız. Çünkü aldığımız eğitimin kapsamında termik santral yapımı da var. Bizler azami yerli tasarımla, yerli mühendislik ve müteahhitlik kuruluşları eliyle, yerli kaynakları kullanan, çevre ile dost, tozu ve NOx, SOx gazlarını tutan, gürültü yapmayan, derin deniz deşarjı, hava/baca temizliği, kül barajı, kömür stok sahası vb. bilime, tekniğe ve uluslararası çevre normlarına uyumlu termik santraller yapmak isteriz.

ÇED onayları, çevre kontrolleri, gelinen noktada, sadece kamu kuruluşlarına bırakılmayacak derecede önemlidir. Yerel ve ulusal sivil toplum örgütlerinin, meslek odalarının kamusal denetimin sağlanabilmesi için ilgili kamu kuruluşlarının yanı sıra düzenleyici, denetleyici ve yönlendirici olarak yerelde ve ülke genelinde mutlaka devrede olmaları şarttır.

Türkiye'nin enerji politikası, mevcut yönetimin ve kamu kurumlarının sahiplendiği ve uyguladığı, "*Ne pahasına olursa olsun daha çok enerji yatırımı, daha çok enerji üretim santralleri inşası*" olmamalıdır. Türkiye'nin enerji politikası, "*Önce enerji verimliliğini arttırmak, daha sonra çevreye saygılı, yerli yakıtlara ve yenilenebilir enerji kaynaklarına uyumlu tasarımları yerli mühendislik ile yapılmış, yerli müteahhit, yerli işgücü ile inşa edilmiş uygun yerlerde konumlandırılmış, daha çok enerji santrali ve daha çok enerji üretimi*" olmalıdır. Mühendislerin görevi, yanlış tasarımlı santral projelerine karşı çıkmanın yanı sıra, termik santrallerin nasıl, hangi teknolojik tasarımlarla, en iyi nerelerde yapılabileceğini ortaya koymak, topluma yön vermek, toplum çıkarlarına sahip olmaktır.

Bizler, mühendisler olarak, bazı görsel ve yazılı medya organlarının, çevre/enerji konularında taraflı, kolaycı, slogan saplantılı tavır aldıklarını düşünüyoruz. Çevre/enerji sorunları tek taraflı bakış açısıyla çözülmez. Bu sorunların çözümleri doğru ve yanlış, siyah ve beyaz gibi net değildir. Arada çok gri tonlar ağır basar.

Termik santralleri doğru tasarımla, çevreye en az zarar verecek şekilde, en uygun yerde, tüm filtreleri ve baca gazı arıtma sistemleri yapılmış ve çalışır şekilde inşa etmek gerekir. Güneş ve rüzgâra dayalı elektrik üretim santrallerinin çalışmadığı sürelerde devreye girecek eşdeğer kapasitede termik santrali sıcak hazır beklemede tutmak zorunluluğu vardır. "*Yalnızca rüzgâr, güneş bize yeter*" ifadesi, bu konuyu yeterince bilmeyenlerin sarf ettiği bir görüştür. Sadece güneş ve rüzgâr değil, termik, hidrolik, jeotermal, biyokütle kullanan her santral türünü uygun oranda, düzgün tasarımlarla, çevreye en az zarar verecek şekilde ve yerli kadrolarla yapmak gerekir.

Ayrıca, termik santrallerde deniz suyu ile santral soğutma sisteminin deniz canlılarına zarar vermesi önlenmeli, derin deniz deşarjı düzgün yapılmalı, deniz suyu sıcaklığı, toz, kül, NOx, SOx emisyonları uluslararası normlar gözetilerek kontrol altında tutulmalı, santrallerin yapılacağı mekân orman ve nitelikli tarım arazisi, ören yeri SİT alanı olmamalıdır. Enerji üretimi şarttır,

elektrik üretimini arttırmak zorunludur. Herkes elektrik ister, daha çok ister, ancak kimse kendi arka bahçesinde termik santral/enerji santrali hatta çok gürültü yapıyor diye rüzgâr santrali bile istemez. Bu açmaz nasıl düzelecek? Bu açmazdan kurtulmak için, enerji yatırımları, doğru ve uygun yerlerde, çevre ile barışık, yerli insanla barışık yapılmalı, filtreler ve arıtma sistemleri çalışmalı, derin deniz deşarjı doğru düzgün olmalı, ortam, hava, su kirlenmemeli, insanlar aldatılmamalı, nitelikli tarım ve orman arazisi yok edilmemeli, komşu tarım arazisinin değer kaybı ödenmelidir.

Biz yatırımların doğru yapılmasını, azami yerli mühendis gücü kullanılmasını, azami yerli yakıt kullanılmasını, yaratılan katma değerin ülke içinde kalmasını isteriz. Aksi durumda, kömür yakan bir termik santral yaklaşık 500 işletme personeli ile, doğalgaz yakan bir kombine çevrim santrali 50 işletme personeli ile çalışırken, yerel insan sadece kapıda ve tel örgü dışında güvenlik personeli olarak çalışabilir.

Yerli insan para kazanmazsa, yatırımlar yerli insana refah getirmezse, sistem sadece tek taraflı olarak yalnızca yatırımcıya çalışırsa bu durum ilelebet devam etmez ve bir yerde mutluluk zinciri kopar. Sonunda kullanılamayan atıl santraller elde kalabilir.

Halkla ilişkiler, yasak savmak için değil, halka daha çok bilgi vermek, bilgilendirmek için yapılmalıdır. Yerli finans kurumlarının hepsi çevreci olduklarını söylüyorlar, hepsi yenilenebilir enerjiye destek veriyorlar. Çünkü halkın parasını, tasarruflarını topluyorlar ve bu kaynağı fiziki ve toplumsal çevre ile sorunsuz yatırımlara yönlendiriyorlar. Aynı politikayı yabancı finansman kuruluşları da yapıyor. KfW, EBRD, IFC, WB[1] hepsi çevreci, hepsi doğru düzgün ÇED istiyorlar.

Peyki bir yatırımcı, çevreyi dikkate almayan, orman ve/veya tarım arazisi üstüne yapılmış, filtreleri küçük/ yetersiz, baca gazı kükürtsüzleştirme tesisleri çalışmayan, tasarımı uyumsuz, devamlı arıza veren bir yatırım yapmaya kalkarsa ne oluyor? Eğer bu yatırımcı bir Avrupa ülkesinden ise kendi yatırım finansman gruplarından eleştiri alıyor, EIA (ÇED) raporu ciddi eleştiriliyor, yatırım ciddi elden geçiriliyor. ÇED onayı almadan, ilgili kurumlardan lisans almadan işe başlanamıyor.

Bizim coğrafyada ise ÇED konuları keyfe kalmış, kamu denetimi konusu ortada, çevre platformlarının denetimi zayıftır. Meslek odaları denetimi de maalesef yetersiz, şubeler ilgilenirlerse giriyorlar, bir zorunluluk yok. Finansman kuruluşlarının, ciddi risk değerlendirmesi yapmaları gerekir. Önlerine gelen yatırım finansman taleplerini ciddi incelemeleri gerekir. Orman arazisine, tarım arazisine, milli parklara, SİT alanlarına, ören yerlerine santral yatırımlarını kabul etmemeleri gerekir.

Yerli imalat, yerli mühendislik kapsamının, yerli istihdamın daha çok olmasını sağlamalılar. Yatırımcı, finansman kurumunca ciddi denetlenmelidir. Yerli finansman kuruluşlarının, teknik denetleme yapabilecek ciddi teknik kadrolara ihtiyaçları vardır.

Bütün bu süreçte, meslektaşlarımızın ve Makina Mühendisleri Odamızın, TMMOB'ye bağlı diğer odaların ve TMMOB'nin etkin bir şekilde devrede olmaları, kamusal denetim sürecinde yer almalarının önünün açılması gerekir.

[1] KfW: Kreditanstalt für Wiederaubau (Alman Yatırım Bankası); EBRD: European Bank for Reconstraction and Development (Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası); IFC: Internatinonal Finance Corporation (Uluslararası Finans Kuruluşu); WB: World Bank (Dünya Bankası)

19. TERMİK SANTRALLERDE MODERN BAKIM YÖNTEMLERİ

Serdar AKYÜZ
Kimya Yüksek Mühendisi

19.1 Giriş

Bakım kelimesinin sözlük anlamı "mevcut durumu korumak veya devam ettirmek"tir. Bakım, bir fiziksel varlığın kullanıcı tarafından istenilen fonksiyonları sürdürmesi olarak da tanımlanabilir.

Günümüz endüstrisi değişken şartların etkisiyle, rekabeti sürdürebilmek ve yeni yatırımlara kaynak sağlayabilmek için operasyonel emreamadeliğini maksimum seviyede tutarak karlılığını arttırmak zorundadır. Bu sebeple endüstriyel işletmelerde güvenirlik ve bakım bölümlerinden, ekipmanların arızi bakım sayılarını asgari seviyeye düşürmesi ve ekipmanların öngörülen süreler içerisinde çalışmasını sağlaması beklenmektedir.

Ekonomik koşullar, rekabet şartları, mevzuat vb. unsurlar termik santral işletmelerinin işletme ve bakım giderlerinde (ve yıllık bütçesinde), güvenilirliklerinde ve emre amadeliklerinde bir azalma olmadan, kısıntı yapılması yönünde bir baskı ortaya çıkarmaktadır.

Bakım maliyeti termik santral işletmelerinde genellikle tek başına büyük ve kontrol edilebilir bir kalem olarak görülmektedir. Bunun sonucu olarak da birçok elektrik işletmesi bakım personeli ve yıllık bakım bütçelerinde küçülmeye teşvik edilmekte ve işletmeler artık yaşlanmaya başlamış olan ünitelerde bakım için ayrılmış düşük kaynaklar ile yüksek verim ve performans hedeflerini gerçekleştirme durumuyla karşı karşıya kalmaktadırlar.

Birçok işletme bu baskı neticesinde uygulamakta oldukları bakım stratejilerini gözden geçirip, yeniden değerlendirme ihtiyacı duymaktadır.

Son yıllarda bakım stratejileri ile ilgili olarak ortaya atılan ve artısı eksisiyle tartışılan Güvenilirlik Merkezli Bakım (Reliability Centered Maintenance / RCM), Kâr Merkezli Bakım (Profit Centered Maintenance), Ekipman Merkezli Bakım (Equipment Based Maintenance), Toplam Üretken Bakım (Total Productive Maintenence), Proaktif Bakım gibi moda kavramlardan sıkça söz edilmektedir. Ancak başlıklar bir parça farklı olmakla beraber genel kavramlar şaşırtıcı derecede benzerlik göstermektedir: **Rekabetçi Bakım.**

Tüm uzmanlar işletmelerde her sistem/ekipman için optimum bir bakım stratejisi belirlemek üzere analitik bir süreç ve uygun durum izleme araçları kullanılmasında hemfikir olmaktadırlar. Açıktır ki işletmedeki tek buhar türbini için geliştirilen ile dört adet olan kimyasal enjeksiyon pompası için geliştirilen optimum bakım stratejileri oldukça farklı olacaktır.

19.2 Bakım Yöntemleri

Bakım stratejilerine ilişkin tartışmalardaki toz bulutu biraz yatıştığında işletmelerde sistem/ekipman bakımları için genelde üç yöntemin olduğu görülmektedir.

Düzeltici Bakım

Düzeltici bakımda ekipman, arıza oluşana kadar işlevini görmeyi sürdürür. Genellikle arıza ve hasarlanma oluştuktan sonra yapılan, daha büyük kayıplara yol açmamak için derhal uygulanan çalışmalar, onarım çalışmasından ibarettir (örneğin bir şaft kaplinden ayrılıp dağıldığında yapıldığı gibi). Düzeltici bakım, bir tesis veya donanımın durmasına veya üretim kalitesinin kabul edilebilir sınırlar dışına çıkmasına neden olan arıza gerekçelerinin belirlenmesi ve giderilme yollarının bulunmasıdır.

Düzeltici bakım faaliyetleri, yüksek oranda zorunlu bakım duruşları, bakım personelinin etkin olmayan kullanımı, yüksek yedek parça envanteri ile göze çarpmaktadır. Bununla beraber bazı ekipmanlar için hala en doğru bakım çözümü olabilmektedir.

Önleyici Bakım

Tesis ve donanımın belirli bir programa göre arıza oluşma koşulu aranmaksızın yapılan muayene, yağlama, ayarlama, yenileme, revizyon yolları ile güvenilirlik ve emre amadelik süresinin arttırılması çalışmalarıdır. Bu tür zamana dayalı faaliyetler ***Planlı Bakım*** olarak da adlandırılmaktadır. Önleyici bakımda ekipmanların var olan durumuna bakılmaksızın, belirlenen bakım adımları, belirlenen zamanlarda gerçekleştirilir. Bu stratejide işletme güvenilirliği artmakla beraber, ekipman kullanılabilir ömrünü tamamlamadan değiştirildiği ya da bakıma alındığı için yüksek maliyet ortaya çıkabilmekte, bakım kaynaklı hasarlanmaların ortaya çıkma ihtimali de artmaktadır. Bu bakım adımları, koruyucu bakımı ve kestirimci bakımı da içerir.

Koruyucu Bakım (Periyodik Bakım)

İmalatçı firmaların talimatlarına göre veya yapılan incelemeler sonucu belirlenen bir bakım programının periyodik olarak uygulanması, bakım anlarında gerekli onarım faaliyetlerinin gerçekleştirilmesidir. ***Sistematik Bakım*** olarak da adlandırılabilmektedir. Bu bakım çeşidi, önleyici bakım kavramından doğmuştur. Koruyucu bakım, plansız bakımdan planlı bakıma geçişi temsil etmektedir. Ekipman hasarlanmalarını azaltmak veya engellemek amacıyla periyodik muayeneler ve bakım çalışmalarının belirlenmiş zaman aralıkları ile planlanmasıdır. Bakım periyoduna bağlı olarak muayene çalışmaları ve bakım faaliyetlerinde önemli bir artışa karşılık gelebilmektedir. Bununla beraber sistem/ekipmanlarda beklenmeyen işgörmezliklerin ortaya çıkmasında da azalma beklenmektedir.

Kestirimci Bakım

İşletmelerin bakım maliyetlerini azaltmak ve ekipmanların etkin işletme sürelerini arttırmanın bir yolu da **Kestirimci Bakım** (Predictive Maintenance) veya **Şartlara Yönelik Bakım** (Condition Based Maintenance) uygulamaları olmaktadır. Bu, koruyucu bakım planlarındaki zaman aralıkları ortadan kaldırılarak, bakımın ekipmanın şartları icap ettirdiği zamana göre planlanması durumudur.

Gerektiğinde özel yöntemler, örneğin tahribatsız muayeneler (NDT), kullanılarak yapılan periyodik gözlem (titreşim-motorlar ve pompalar; yağ analizleri-yatak ve dişli kutuları; termografi–kazan izolasyonu, boru izolasyonları, vana, yatak ve motorlar; sıcaklık ölçümleri-metal ve gaz sıcaklıkları-gaz kanalları, kazanlar vb.) muayene ve kayıt izleme sistemiyle makina, parça ve donanımın bakım-onarım gereksinimlerinin belirlenerek en uygun zamanda bu faaliyetlerin gerçekleştirilmesidir. Sistem incelenerek, potansiyel arıza durumlarında bakım faaliyetleri devreye alınır.

Kısaca tanımlamak gerekirse Kestirimci Bakım; eldeki tüm mevcut muayene ve performans verileri, bakım geçmişine ilişkin veriler, işletme kayıtları ve tasarım verilerini birleştirip bunlardan hareketle, santral ekipmanlarının bakım gerekleri hususunda zamanında karar verilmesini sağlayan bir bakım stratejisidir.

Ekipmanın izlenmesine ilişkin olarak artan maliyet, gereksiz periyodik bakımların ve beklenmeyen işgörmezliklerin azalması ile dengelenebiliyor olmalıdır. Kestirimci bakım zaman alan ve maliyeti yüksek bir yaklaşımdır ve her ekipman bu yatırıma değmez.

Bir işletme için optimum bakım stratejisi genellikle, düzeltici bakım, koruyucu bakım ve kestirimci bakım stratejilerinin uygun bir karışımının elde edilmesidir. Bu optimum karışım genellikle belirli bir ekipman üzerinde uygun bakım şartlarının analizi ile elde edilir. Bu karışım zaman içinde sabit değildir. Ekipman yaşlandıkça ya da "eskidikçe" hata ya da kusurların ortaya çıkma sıklığı artmakta ve ekipman daha yüksek seviyede bir bakım gereksinimine ihtiyaç duymaktadır. Bu nedenle uzun vadeli bir bakım/değiştirme stratejisi oluşturulması gerekmektedir (Örneğin; en basit yaklaşım ekipmanın tamir masraflarının önceden belirlenmiş bir seviyeye ulaşıp geçmesi durumunda değiştirilmesi veya bakımının yapılması olabilir.)

Son yıllarda sıkça sözü edilen **Güvenilirlik Merkezli Bakım (GMB)** işletmelerin bakım programını optimize etmek için geliştirilmiş bir bakım stratejisidir. GMB'nin felsefesi yukarıda belirtilen bakım politikalarının optimum karışımının elde edilmesinde rasyonel ve objektif kriterler oluşturmaya dayalıdır. GMB gerekli güvenilirlik, emre amadelik/kullanılabilirlik ve ekonomiklik şartlarını etkin ve verimli olarak karşılamak için arıza/hasar müdahale politikalarının tanımlanması ve seçimi metodolojisidir. GMB bir bakım stratejisi olup hangi bakım metodunun tercih edileceğine karar verilme sürecini ve izlenecek metodolojiyi tanımlar. GMB herhangi bir fiziksel varlığın kendi çalışma sistemi içerisinde bakım gereksinimlerinin belirlenmesini sağlayan süreçtir. GMB ekipmanın işlevselliği, Arıza/Hasar Türleri ve Etkileri Analizi (İngilizce kısaltmasıyla FMEA) ve arıza sonuçlarının değerlendirilmesi ile gerekli bakım işlemlerinin ve bu işlemlerin yapılması gereken zaman aralıklarının belirlendiği yöntembilimdir. GMB, genel bakım ve üretim stratejisinin mükemmel bir parçası olabilir.

Arıza/Hasar Türleri ve Etkileri Analizi, ürün ve süreçlerde var olan ve/veya olası hatalara ve sorunlara karşı önlem almak için oluşturulan bir yöntemdir. Bu yöntem, sürecin işlevi ve güvenilirliği açısından hataların etkisini ve bunları önlemenin adımlarını saptamaya yarayan sistematik bir yaklaşımdır. Sistem, tasarım, süreç veya hizmette oluşabilecek hataların analizi ile değerlendirmesini ve azaltılmasını hedefleyen bir yöntemdir.

Bu, işletmelerde her arıza/hasarlanma sonrasında belki de farkında olmadan uygulanan bir süreçtir ve ekipmanın/parçanın neden arızalandığının/hasarlandığının belirlenmesi, arızanın/hasarın kök nedeninin araştırılması ve hasarın tekrarlanmasını ya da en azından tekrar oluşma ihtimalini azaltacak önlemleri almak, değişiklikleri yapmaktan ibarettir. Arıza/Hasar Türleri ve Etkileri Analizi sürecinde aynı hat takip edilerek işletme fonksiyonlarında arıza/hasarlanma varsayımları yapılarak akılcı bakım planları oluşturulur.

Aşağıda verilen sıralama ile sistemden hasar türüne ve hasar nedeninden hasar etkisine işletmedeki her sistemin/ekipmanın göreceli önemi anlaşılmaktadır. Bu anlayışla da her sistem/ekipman için hangi oranda koruyucu ve kestirimci (ya da düzeltici/run to failure) bakım icap ettiğine karar verilmektedir.

Örneğin bir kimyasal enjeksiyon pompası arızalana kadar bakım yapılmadan da çalıştırılabilir çünkü hem üretim açısından çok kritik değildir hem de düşük bir maliyete sahiptir. Buna karşılık

kül/kömür zincirli bir tahrik sistemi koruyucu bakım programına günlük yağlama rutini ile dahil edilebilirken bir buhar türbini gelişmiş teknolojik tanı araçları ile izlemeye alınabilir.

Arıza/Hasar Türleri ve Etkileri Analizini kullanırken muhtemel hasar türleri konusunda çok fazla yaratıcı olmaktan kaçınmak, sadece gerçekleşme olasılığı yüksek olanlar üzerinde yoğunlaşmak gerekmektedir.

Güvenilirlik Merkezli Bakımın odaklandığı ana nokta, güvenirliktir. Güvenirlik ise; bir ekipmanın belirlenen koşullarda ve öngörülen süre zarfında öngörülen fonksiyonu yerine getirebilmesi olarak tanımlanır.

Bir işletmenin yüksek güvenilirlikte işletme şartlarını sağlayabilmesi için yerine getirilmesi gereken üç temel faaliyet bulunmaktadır:

- Yüksek güvenilirlik içeren tasarım,
- Gereken güvenirlilikte ekipman satın alınması, ekipmanın güvenilirliği ve kullanılabilirliğinin takip edilmesi ve ekipmanın güvenilirlik ve kullanılabilirlik kaybına uğramasının engellenmesi,
- Korozyon, gerilim ve gerinim oluşumunun izlenmesi ve engellenmesi.

İşletmedeki yaşlanma ve yıpranma ile ilgili çalışma yapılmadıkça "Yüksek Güvenilirlikte" bir işletme olma iddiası havada kalmaktadır. Örneğin RBI (Risk Tabanlı Kontrol) programı bir işletmedeki korozyon, gerilim ve gerinim kaynaklı riskleri azaltmak için geliştirilmiştir.

- Ne tür bir hasar beklenmektedir?
- Hasar nerede aranmalıdır?
- Hasar nasıl aranmalıdır?
- Hasar ne zaman aranmalıdır?

Elektrik, elektronik, mekanik tüm ekipmanlar kaçınılmaz olarak arıza yapar, bu nedenle tamamen güvenilir bir sistem mevcut değildir.

Hiçbir ekipmanın tasarlanırken geliştirilen güvenilirliği bakım ile arttırılamaz, ancak bakım çalışmaları ile ekipmanın emre amadeliği/kullanılabilirliği arttırılabilir.

GMB çalışması ile bir ekipmanın tasarlanırken geliştirilen güvenilirliği korunur ve emre amadeliği/kullanılabilirliği arttırılabilir. Böylelikle kritik sistemlerde işletme sırasında arıza/hasar oluşma olasılığı azalır.

19.3 Kestirimci Bakım, Şartlara Yönelik Bakım

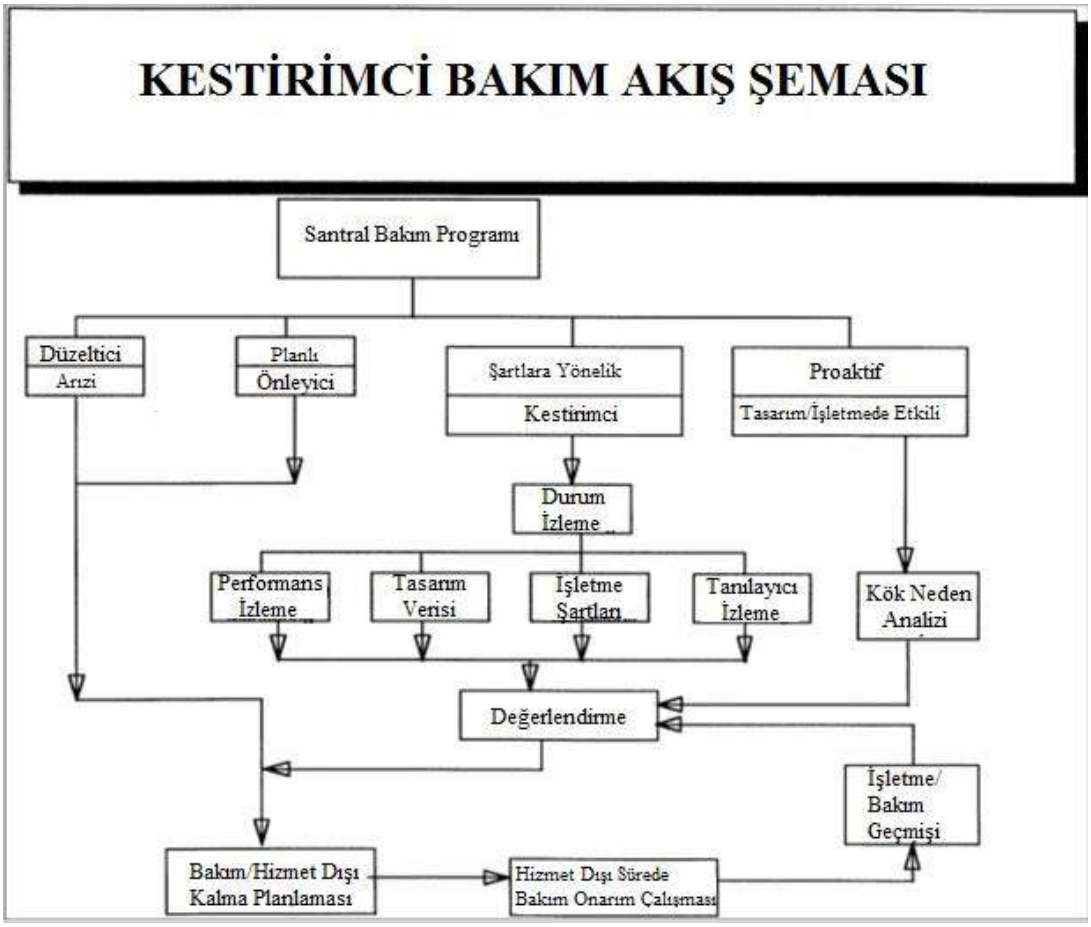
Birçok işletmede bakım programları arızi (düzeltici) bakım ve planlı önleyici bakımdan oluşmaktadır. Önleyici bakım takvim esasına göre planlanmakta ve ekipmanlar mekanik şartları ne olursa olsun bakıma alınmaktadır.

Kestirimci Bakım (İngilizce kısaltmasıyla PdM) anlayışının bakım çalışmalarına yaklaşımı daha farklı olmaktadır. Kestirimci Bakım bir ekipman ya da bileşenin tam olarak ne zaman arızalanacağı ya da hasarlanacağını öngörmez. Öngörebilse dahi gerekli bakım çalışmasının gerçekleştirilmesi için ünitenin tümüyle devre dışı olması gerektiğinden bu bilginin çok anlamı olmayacaktır.

Kestirimci Bakım stratejisi daha ziyade bir ekipman ya da bileşenin planlanmış bakım duruşundan önce mevcut işletme şartlarının değerlendirilerek özgün bakım gereklerinin

belirlenmesini öngörür. Bu değerlendirme ile ekipmanın bir sonraki planlanmış duruşa kadar güvenilir bir şekilde çalışıp çalışmayacağı ve bakım ihtiyacı olup olmadığı kararı verilir. Şayet bakım gerekiyorsa kestirimci değerlendirme hangi özellikli bakım çalışmalarının yapılması gerektiği hususunda yardımcı olur.

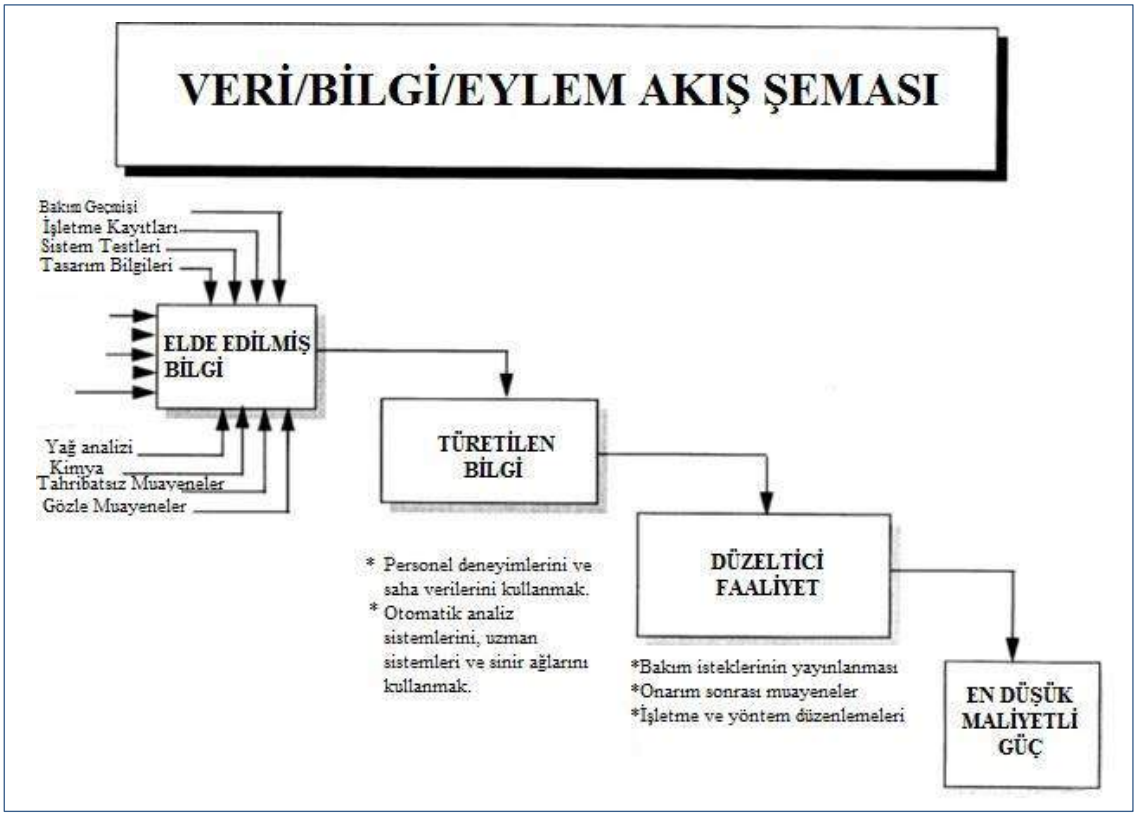
Bir işletme için optimum bakım stratejisi genellikle, düzeltici bakım, koruyucu bakım ve kestirimci bakım stratejilerinin uygun bir karışımının elde edilmesi olduğu yukarıda belirtilmişti. Bu anlayışa uygun Kestirimci Bakım Akım Şeması Şekil 19.1'de verilmiştir.



Şekil 19.1 Bakım Akış Şeması

Kestirimci Bakım, ekipmanlarda ortaya çıkabilecek arıza veya hasarın erken tespiti için gelişmiş izleme ve muayene teknikleri kullanımını öngörür. İleride santraller için açıklanan bu tekniklerin birçoğu işletmelerde halihazırda başarıyla uygulanmaktadır ve etkinlik ve güvenilirlikleri ispatlanmış durumdadır.

Bu teknikler, bakım tarihçesi, tasarım verileri, süreç verileri gibi işletme bilgileri ile birleştirilince birçok olası problemle ilgili önemli ipuçları vermektedir. Kestirimci Bakım stratejisi, ekipmanlarda hasar ve arıza teşhisini destekleyen tüm delil zincirini kapsayan bir yaklaşımdır (Şekil 19.2).



Şekil 19.2 Bakım Çalışmalarında Veri/Bilgi/Eylem Akışı

19.3.1 Hedef

Kestirimci Bakımın hedefi; güvenilirlik ve emre amadeliğin/kullanılabilirliğin artırılması, bakım giderlerinin düşürülmesi ve ekipmanın etkin işletme ömrünün uzatılmasıdır.

Güvenilirlik ve Emre Amadeliğin/Kullanılabilirliğin Artırılması

Kritik ekipmanlarda arıza ya da hasar durumunun önceden tespiti, işletme personeline hasarlanmadan önce düzeltici faaliyet uygulaması imkanı sağlayarak ekipman ya da bileşenlerin (komponentlerin) sistemi çökertebilecek düzeydeki iş görmezliğinin önlenmesi hususunda yardımcı olabilir. Bu, işletmenin ekipmanlarının ve akabinde de tüm tesisin emre amadeliğini/kullanılabilirliğini geliştirebileceği alanlardan biridir. Ancak belirtmek gerekir ki münferit ekipmanların kullanılabilirliğinin artması toplam işletme kullanılabilirliğinin artması anlamına gelmeyebilir. Münferit ekipmanların kullanılabilirliğinin artmasının toplam işletme kullanılabilirliğinin artmasına olumlu etkisi uzun vadelidir.

Kestirimci Bakımın işletmede başarıyla uygulanabilmesi için tüm gerekli verilerin düzenli olarak toplanması gerekmektedir. Bu veriler yıpranmanın belirtileri açısından incelenmeli ve sonuç olarak uygun düzeltici faaliyet alınmalıdır. Verilerin bilgiye dönüştürülmesi ve bu bilgiler ışığında aksiyon alınması süreci Kestirimci Bakımın özünü oluşturmaktadır.

19.3.2 Durum Tespiti ve Değerlendirmesi

Durum tespitini gerektiren unsurlar; tasarlanan servis ömrünün aşılmış olması, hasarlanmalar/iş göremezlik sonrası ekipmanın durumu, emniyet kuralları gereği işletme koşullarının değişmesi, koruyucu bakım, Risk Tabanlı Kontrol (RBI) yöntemi için temel oluşturmaktır. Durum tespiti için stres analizi, risk yönetimi ve hesaplama teknikleri, tahribatsız muayeneler (NDT) kullanılmaktadır. Bunların ardından aşağıdaki **modern bakım ve yenileme teknikleri** uygulanmalı ve tamir prensiplerine uyulmalıdır.

I. Modern Bakım ve Yenileme Teknikleri, Aşamaları

- Kestirimci bakım
- Şartlara yönelik bakım
  - Muayene planlaması
  - Tahribatsız muayene (NDT) programı
  - İzleme yöntemleri
  - Hesaplama metotları (ör. Kırılma mekaniği hesapları)
  - Kalan ömür analizi
  - Hasarlanmış bileşenlerin tamir/değişimi
- Proaktif bakım

II. Tamir Prensipleri

- Hasar mekanizması ve nedeninin belirlenmesi
- Hasara neden olan sebeplerin ortadan kaldırılmasına yönelik karşı önlemlerin belirlenmesi
- Tamir yönteminin (prosedürünün) seçimi ve uygulanması
- Tamir bölgeleri için uygun izleme (tahribatsız muayene ile) programlarının oluşturulması
- Parçanın kalan ömrünün hesaplanması

Durum Tespiti ve Bakım Programına Dahil Edilecek Sistemlerin ve Ekipmanların Belirlenmesi

Kestirimci Bakım temelinde bakım giderlerinin düşürülmesi ve sistemi çökertebilecek iş görmezliğin engellenmesi yattığından etkili bir bakım programı oluşturmanın ilk adımı, ölçülebilir kriterler kullanarak bakım programına dahil edilecek ekipman ve sistemlerin sıralı bir listesinin oluşturulmasıdır.

Büyük termik santrallerde onlarca sistem ve binlerce ekipman olduğu göz önüne alınırsa önemli ekipmanların belirlenmesinde hızlı, tahmini fakat ihtiyatlı bir metot kullanımını gerektirmektedir.

Bakım programı kapsamına dahil edilecek ekipman(lar) detaylandırılmalı ve öncelikliler belirlenmelidir. Bu belirlemede diğer faktörler yanında arıza ve hasarlanmalara ilişkin bakım kayıtlarının analizi ve bakım gereklilikleri esas alınmalıdır.

Yüksek bakım maliyeti olan sistemlerin tanımlanması önemlidir. Bu çerçevede kritik olan ve olmayan sistemlerin belirlenmesi ve hangi bileşenler işletme için hayati önemi haizdir sorularının cevaplanması gerekmektedir. Sistem belirlemesinde kullanılabilecek kıstaslar aşağıda özetlenmiştir:

Yüksek Öncelik Kıstasları

- Sistem arızası güvenlik tehlikesine yol açıyor
- Sistem arızası çevresel tehlikelere yol açıyor
- Sistem arızası zorunlu duruşa neden oluyor

- Kronik problemlere sahip sistemler
- Elektrik üretimi için önemli sistemler

Orta Öncelik Kıstasları
- Tamir maliyetleri yüksek
- Sistemi çökertebilecek iş görmezlik nedeniyle işletme düşük güçte çalışmak zorunda
- İhtiyaç fazlası/yedek sistem mevcut
- Yedek sistemin hasarlanması zorunlu duruşa neden oluyor

Düşük Öncelik Kıstasları
- Sistemi çökertebilecek iş görmezlik zorunlu duruşa neden olmuyor
- Tamir masrafları değiştirme maliyetine eşit ya da daha fazla

Diğer hususlar
- İzleme ve muayene maliyetleri
- Bakım kaynakları
- Hasar türü (hasarın önceden tespiti, ekonomik bir kazanç sağlıyor mu?)

19.3.3 Bakım Yönteminin Belirlenmesi (Kestirimci Bakım mı, Güvenilirlik Merkezli Bakım mı?)

Geçmişte sahadaki veya kardeş ya da benzer işletmelerdeki fonksiyonel iş görmezliklerin tanımlanmasını da içeren bakım geçmişinin gözden geçirilmesi, hasar analizleri veya kök neden incelemesi ekipmanın mevcut durumunu değerlendirmek için en uygun durum izleme tekniklerinin seçiminde yararlı olabilir.

Güvenilirlik Merkezli Bakım (GMB) sistemi, son yıllarda karar verme süreci olarak işletmelerde bakım planlaması sırasında kritik sistem ve bileşenlerin tanımlanmasında yardımcı olmaktadır. GMB süreci bu sistem ve bileşenler için muhtemel iş görmezlik türlerini gözden geçirerek iş görmezliğin sadece sistem ya da bileşenlerin işleyişini ne şekilde etkileyeceğini değil işletmenin genel güvenilirliğini de nasıl etkileyebileceğini incelemektedir.

Bu inceleme tamamlandıktan sonra GMB süreci bu kritik bileşenlerin maksimum güvenilirliklerin sağlanması için seçenekleri [periyodik bakımların sıklaştırılması, şayet uygulanabilirse şartlara yönelik izleme yapılması (condition based monitoring), mevcut bakım etkinliklerinin aynen devam ettirilmesi, vb.] tanımlar.

GMB sistemi demirbaşlar degil, sistem fonksiyonu üzerine odaklanır. GMB'nin temel amacı, sistemin en önemli işlevlerine odaklanarak ve gereksiz bakım işlemlerini ortadan kaldırarak, bakım maliyetlerini en aza indirmektir.

GMB ile ekipman hasarlarını oluşmadan önce belirleyerek, zorunlu duruşları engelleyerek, işletmenin bakım planlamasını optimize ederek bakım giderlerinin düşürülmesi, ekipmanların güvenilirliği ve kullanılabilirliğinin arttırılması sağlanabilir.

GMB sürecinin uygulanmadığı durumlarda genellikle Kestirimci Bakım görev seçimi sürecinin uygulanması en iyi uygulamadır. İmalatçı önerileri, işletme ve bakım tecrübeleri, RP'ler de göz önüne alınarak, başarılı bir Kestirimci Bakım programı uygulaması için uygun durum izleme teknolojilerinin seçimi önemlidir.

Ancak hangi bakım stratejisi benimsenirse benimsensin, bakım programını oluşturmadan önce ilk atılması gereken adım santraldeki kritik ekipmanların durum değerlendirmesinin yapılması ve mevcut bakım prosedürlerinin gözden geçirilmesidir. Ekipmanlara ilişkin bu bilgi olmadan optimize bir bakım programı geliştirmek mümkün değildir.

Termik santrallerde ekipmanların durum değerlendirmesinin yapılmasının temel amacı ekipman ömrünün ünitenin emniyetli, güvenli ve ekonomik işletilmesi hedefleri doğrultusunda yönetilmesi ihtiyacıdır.

Yukarıda da belirtildiği gibi rekabet koşulları ve enerji piyasası düzenlemeleri özellikle son yıllarda ekonomik hedeflere vurgu yapmakta ve santral işletmecilerinin işletme ve bakım giderlerini mümkün olan en düşük seviyeye çekmeye zorlamaktadır.

Hangi bakım stratejisi öngörülürse görülsün bileşenlerdeki ve süreçlerdeki olası hasar ve sorunların bilinmesi, kök nedenin belirlenmesi ve karşı önlemlerin alınması açısından zorunludur.

19.4 Termik Santrallerde Modern Bakım ve Yenileme Teknikleri

Güç santrallerinin ekonomik ömürleri boyunca istenilen performansı en düşük maliyetlerle sağlaması hedeflenmektedir. İşletmecilerden istenenlerin en önemlileri aşağıdaki gibi sıralanabilir.

- Yüksek Emre Amadelik
- Optimum Performans
- Yüksek Güvenilirlik
- Ekonomik Üretim

Güç santrallerinde elektrik enerjisinin ekonomik üretimi büyük oranda, zorunlu duruşlarla sonuçlanan ekipman iş göremezliğini önlemeye yönelik muayene ve bakım çalışmalarına bağlı olup bunlar için yapılması gerekenler aşamalı olarak "Durum Tespiti ve Değerlendirmesi" ve "Kalan Ömür Analizi"dir.

Durum tespiti için sistem çalışırken yapılacak kontroller büyük önem taşımaktadır. Hizmet-içi (in-service) muayeneler olarak adlandırılan bu kontroller termik santrallerde aşağıdaki sistem ve ekipmanlar için uygulanabilir:

- Taşıyıcı Çelik
- Besleme Suyu Sistemi
  - Boru, tank ve pompalar
- Kazan
  - Eko, buharlaştırıcı boruları, dom, SH, RH, kollektör ve dağıtıcılar, attamparatörler
- Buhar Sistemi
  - Ana buhar hatları, T-, Y- parçalar, vanalar
- Alçak ve Yüksek Basınç Isıtıcıları
- Santral Yardımcı Ekipmanlar ve Ortak Tesisler (BoP)
- Jeneratör, Trafolar
- Türbin
  - Buhar Giriş Bağlantıları
  - Kontrol vanaları ve nozullar
  - Rotor mili ve hareketli kanatlar, yataklar

  - Gövde (casing) ve sabit kanatlar
  - Yataklar
- Ana Soğutma Suyu Sistemleri
- Kondenserler ve Kondensat Sistemi
- Kömür, Kül Sistemleri
- Motorlar, Elektrik Panoları, Kesiciler/Ayırıcılar, Kablolar

Ülkemizde yayımlanmış olan yeterli ve güvenilir veriler olmamakla beraber dünyada ünitelerin zorunlu duruş nedenleri arasında kazanların başı çektiği ve bakım bütçelerinin önemli bir kısmını oluşturduğu görülmektedir.

Bu nedenle işletme personelinin kazanlardaki kritik bileşenler ve bunlarda ortaya çıkabilecek işgörmezliğe neden olabilecek hasar türleri ve nedenleri hakkında detaylı bilgi sahibi olmaları gerekmektedir. Bu, ünitenin etkili ve verimli bir biçimde işletilebilmesi için personelin kısa ve uzun vadeli önleyici tedbirler almasını kolaylaştıracaktır.

Kazanlarda ortaya çıkabilecek hasar türleri ve muhtemel konumları ile tespit metotları ileride Tablo-19.1'de özetlenmiştir. Etkin bir bakım programı için önce hasar analizi yapılmalıdır.

19.4.1 Durum Tespiti ve Değerlendirmesi

19.4.1.1 Hasar Analizi

Hasar analizi, kazan su/buhar çevrimindeki bileşenlerde hasar türleri ve muhtemel sebeplerinin belirlenmesine yönelik gerçekleştirilen, kırılma mekaniği ve korozyon hasar analizi çalışmalarını içermektedir. Kazan ekipmanlarında ortaya çıkan hasarlar, neden-sonuç zinciri sergilemektedir. Zincirin sonunda da genellikle "problem" olarak nitelendirilen düşük performans yer almaktadır. Hasar analizi ile sebep-sonuç zinciri içindeki elementler tanımlanarak, en olası hasar nedeni problemin kök nedeni ile ilişkilendirilir.

Hasar analizinin amacı olayı önlemek veya tekrar oluşum ihtimalini asgariye indirmek, ekipmanın ömrü süresince emniyetli ve güvenilir işlemesini sağlamaktır. Termik santrallerde **hasar nedenleri;**

- Tasarım ve mühendislik problemleri,
- Malzeme özelliklerindeki belirsizlikler ve sapmalar,
- İmalat toleransları,
- Montaj pratiği,
- İşletme şartları / yanlış işletme,
- Bakım yetersizliği (ihmal, saptanmış yöntemleri takip etmeme),
- Aşınma, erozyon, korozyon, yorulma, sürünme ve diğer hasar mekanizmaları,
- Kazalar,

olarak sıralanabilir.

Kazanlarda karşılaşılan hasarlar istisnasız bu belirtilen bir ya da daha fazla kategori içine girmektedir. Hasar nedenleri, genellikle bir ya da daha fazla hasar türü ile ilişkilendirilmesiyle belirlenir. Kazan kritik bileşenlerinin durumlarının bilinmesi hangi bakım stratejisinin (izle/periyodik muayene/tamir /değiştir) uygulanacağının belirlenmesi açısından da gereklidir. Durum değerlendirmesi aşağıdaki başlıkları içerir:

- Mevcut hasarın büyüklüğü
- Hasar oluşum hızı
- İşgörmezliğe neden olacak hasar seviyesi

Kazanlarda zorunlu duruşların olasılığı iyi planlanmış **muayene ve bakım** programları ile azaltılabilir.

Program Basamakları

- Kök nedenin belirlenmesi
- Tahribatsız muayene uygulamaları
- İş görmezlik öncesi tamir/değişim uygulamaları
- Borulardaki hasarların gözlenmesi

İşletmenin istenilen performansı belirli bir maliyet çerçevesinde elde edebilmesi, ekipman ve hasar mekanizmasına bağlı olarak uygun muayene tekniklerinin seçimi ve uygulanmasını güvenli ve sürekli bir işletme için zorunlu kılmaktadır. Tahribatsız muayeneler (NDT) kazanın basınçlı kısımlarında gelişmekte olan hasarların tespit edilmesinde ve oluşabilecek işgörmezlik durumlarının önlenmesinde önemli bir araç olarak kullanılabilir. Zamanında yapılan tahribatsız muayeneler işletmelere aşağıdaki avantajları sağlamaktadır:

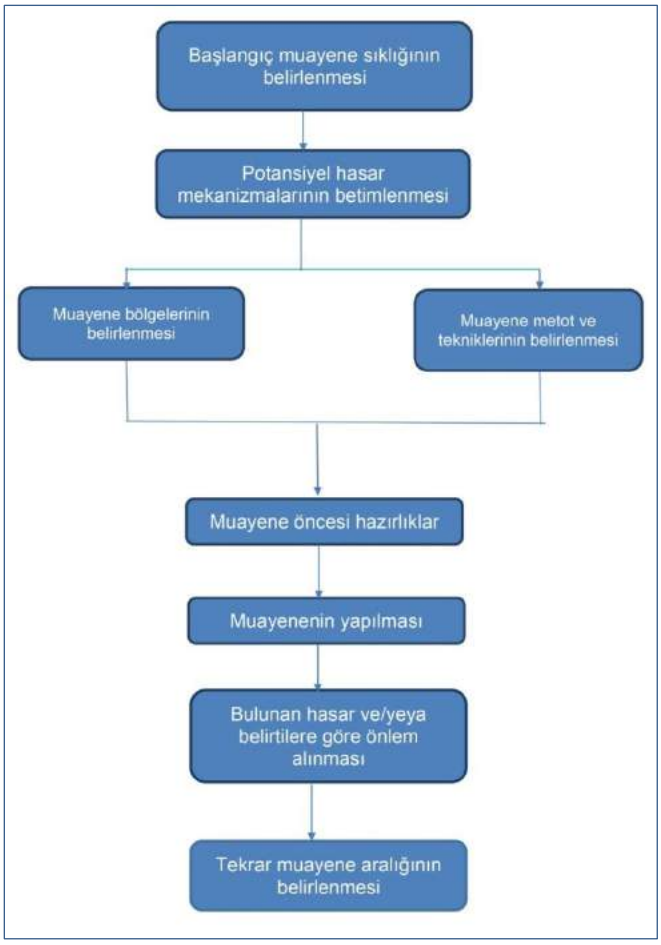
- Problemli bölgelerin gözlenerek henüz başlamakta olan hasar işaretlerinin/ipuçlarının alınması
- Gelişmekte olan hasarın yavaşlatılması/durdurulması için işletme ve bakım prosedürlerinin değiştirilmesi imkanı
- Proaktif bakım planlaması ile gelişmekte olan problemlerin plansız duruşlara sebep olmaksızın engellenmesi
- Alınan tedbirlerin etkinliğinin değerlendirilmesi

Hizmet içi (in-service) muayene programı oluşturulması kazan hasarlarının önceden belirlenmesi ve önlenmesi açısından kritik bir adımdır. Bu programın oluşturulmasında tahribatsız muayene (NDT) öncelikleri göz önüne alınmalı ve muayene programının detaylarının belirlenmesinde aşağıdaki hususlara dikkat edilmelidir:

Hizmet İçi Muayenenin Planlanması

i) Muayene periyodunun belirlenmesi
ii) Potansiyel hasar mekanizmalarının tanımlanması
iii) Muayene bölgelerinin belirlenmesi
iv) Kullanılacak muayene metotlarının tanımlanması, hasarlar için kabul seviyeleri
v) Muayenenin yapılması
vi) Bulunan belirtiler ve/veya hasarların yorumlanması, karşı tedbirlerin alınması
   - Muayenelerden elde edilen bilginin proaktif kullanımı
   - Ünitenin durumunun belirlenmesi
   - Tasarım şartlarına göre hasar birikim oranının belirlenmesi
   - Tamir ve diğer önleyici tedbirlerin performansının gözlenmesi
vii) Bir sonraki muayene aşamasının belirlenmesi
   - Ünitenin tasarım ve işletme geçmişi göz önüne alınarak belirlenmelidir.
   - Muayene sıklığı genellikle puant ünitelerde çevrim sayısına, temel yük ünitelerinde ise işletme saatine bağlı olarak belirlenir.
   - Kalan ömür analizlerinde ayrıca devreye giriş/çıkış sayısı soğuk/sıcak yol vermeler göz önüne alınmalıdır.

Şekil 19.3 hizmet içi muayenelerin planlanması ve gerçekleştirilmesine yönelik genel basamakları göstermektedir. Öncelikle bir muayene aralığı belirlenmektedir. Daha sonra aranan hasar tipleri bilgisinden hareketle muayene bölgeleri ve kullanılacak muayene metot ve teknikleri saptanmaktadır.



Şekil 19.3 Hizmet İçi Muayenelerin Genel Basamakları

Nerelere Bakılmalı?

Periyodik muayene programları sırasında nerelere bakılması gerektiğinin belirlenmesinde çeşitli yollar olmasına karşın önceliğin aşağıda belirtilen konumlara verilmesi gerekmektedir:

- Önceki endüstriyel tecrübelerden hareketle hasar oluşma olasılığının yüksek olarak belirlendiği bölgeler
- Daha önce problem oluşan ve tamir yapılan bölgeler
- Daha önceki muayenelerde henüz başlayan veya ilerleyen hasarların tespit edildiği bölgeler
- Ölçüm sistemlerinin (sıcaklık sondası, akustik emisyon vd) gelişmekte olan bir problemi işaret ettiği durumlar
- "Kardeş" veya benzer ünitelerde problem oluşumu için potansiyel bölge olarak tanımlanan yerler
- Problem tespit edilen bölgelerle benzer özellikler (gerilim seviyesi, kaynak tasarım detayları, işletme sıcaklığı, malzeme, akış hızı, periyodik gerilmeler vb.) gösteren bölgeler

Hizmet içi muayeneler sırasında herhangi bir hasar tespit edilmesi durumunda aktif mekanizmanın tespiti, kök nedenlerin belirlenmesi, hasar kapsamının belirlenmesi (hasar başka bölgeleri de etkilemiş mi, belirtilerin boyutları ya da derinlikleri, diğer kazan bileşenlerine de yayılmış mı vs.), tamir uygulamaları ve problemin tekrar oluşumunun engellenebilmesi için çözümleri içeren bir sürecin başlatılması gerekmektedir.

19.4.1.2 Boru Hasarları

Boru hasarları termik santrallerde zorunlu devre dışı kalmalarda başlıca nedeni oluşturmaktadır. Yıllık boru hasarı kayıpları % 2-3'ün üzerinde olan santrallerdeki hasar analizleri "tekrarlanan" hasarları işaret etmektedir. Fosil yakıtlı kazanlardaki işletme koşulları mühendislik, imalat, montaj, işletme ve bakım aşamalarındaki insan hataları ile birlikte boru hasarına bağlı "rastlantısal" zorunlu duruşlara neden olmaktadır. Seyrek olarak ortaya çıkan bu oluşumlara;

- Yanlış veya hasarlı boru malzemesi,
- Uygun olmayan montaj kaynakları örnek olarak verilebilir.

Rastlantısal (tesadüfi) boru hasarlarına bağlı maliyetler, tekrarlanan boru hasarlarının yanında oldukça küçük kalmaktadır.

Tekrarlanan boru hasarları sıklıkla aynı bölgede, aynı akış devresi ile, aynı hasar mekanizması ve kök nedene bağlı çoklu hasarlanmalar olarak nitelendirilir. Tekrarlanan boru hasarları genellikle çok sayıda zorunlu duruşlar ve nihayetlerinde boru değişimleri için uzun ve masraflı devre dışı kalmalarla sonuçlanmaktadır.

Tekrarlanan boru hasarlarının temel nedenleri;

- Gelişmiş işletme, bakım ve mühendislik uygulamalarının takip edilmemesi,
- Uygun boru hasar analizi yapılmaması ve kök nedenin doğrulanmaması,
- Geçici ya da uzun dönemli düzeltici/önleyici faaliyetlerin doğru seçilmemesi,
- Ayrıcı/tanımlayıcı boru hasar raporlaması yapılmaması ve sürekli gözlem eksikliği

olarak özetlenebilir.

Kazanların yaşlanması ile birlikte işletmeler artan boru hasarları ile karşılaşmaya başlamaktadır. Kazan borularında;

- Hangi tip NDE yapılmalı?
- Nerede yapılmalı?

soruları önem kazanmaktadır.

Kazanın basınçlı kısımlarında ortaya çıkan hasarlar, emre amadelik kayıplarında en yüksek orana sahiptir. Hedef, kazan boruları hasarlanmalarının azaltılması ve bundan dolayı emre amadelik kayıplarını (EAL Equivalent Availability Loss) % 1'in altına düşürmek olmalıdır.

Yurt dışı termik santrallere ait istatistik verilere göre, kazanlarda oluşan boru hasarlanmalarının yaklaşık olarak % 40'ının buharlaştırıcı borularında; % 30'unun kızdırıcı borularında; % 15'inin tekrar kızdırıcı borularında; % 10'unun eko borularında; % 5'inin diğer borularda meydana gelmekte olduğu görülmektedir.

Kömür ve fuel-oil yakan kazanlardaki işletme koşullarına bağlı olarak ortaya çıkan bu hasarlar, gerilim, sıcaklık, korozyon, erozyon ve vibrasyonun ayrı ayrı ya da birleşik etkisine bağlı olarak boru malzemesinin zayıflaması sonucu oluşmaktadır.

Boru Hasarları: Temel Hasar Mekanizmaları

Kazan borularında işgörmezliğe neden olabilecek otuzdan fazla hasar mekanizması söz konusudur. Bu hasar mekanizmaları altı ana sınıf içinde toplanmıştır (EPRI-Manual for Investigation & Correction of Boiler Tube Failures)

Gerilim Kopması

Kısa süreli aşırı ısınma; Sürünme (creep); Farklı malzemelerin kaynaklı bağlantıları

Su-Tarafı Korozyonu

Kostik korozyonu; Hidrojen hasarı; Karıncalanma (pitting); Gerilimli-korozyon çatlaması

Ateş- Tarafı Korozyonu

Düşük sıcaklık korozyonu, Buharlaştırıcı boruları, Kül

Erozyon

Uçucu kül, Cüruf düşmesi, Kurum üfleyici, Kömür parçacıkları

Yorulma

Vibrasyon, Termal, Korozyon

Yetersiz Kalite Kontrol

Bakım/temizlik hasarları; Malzeme hataları; Kaynak hataları

Bu hasar mekanizmalarının birçoğunun kök nedeninde su kimyası, kömür kalitesi, yanma koşulları bulunur. Bunların çoğu doğru bir işletme pratiği/uygulaması, etkin bir bakım programı ile kontrol edilebilir.

Boru Hasarları: Muayene Bölgeleri – Kazan Bileşenlerinde Olası Hasar Tipleri

Çeşitli kazan bileşenlerinde oluşması muhtemel hasar mekanizmaları aşağıda özetlenmiştir

Eko Boruları

Asit çiğlenme noktası korozyonu, Korozyon yorulması, Akışla hızlandırılmış korozyon (FAC), Uçucu kül erozyonu, Düşük sıcaklık sürünme çatlaması, Karıncalanma, Termal yorulma.

Tekrar Kızdırıcı Boruları

Kimyasal temizleme hasarı, Farklı malzeme kaynağı hasarları, Ateş tarafı korozyonu, Uçucu kül erozyonu, Grafitleşme, Uzun süreli aşırı ısınma, Düşük sıcaklık sürünme çatlaması, Karıncalanma, Kısa süreli aşırı ısınma, Kurum üfleyici erozyonu, Gerilim Korozyon çatlaması, Termal yorulma; Vibrasyon temelli yorulma

Kızdırıcı Boruları

Kostik korozyonu, Kimyasal temizleme hasarı, Farklı malzeme kaynağı hasarları, Ateş tarafı korozyonu, Uçucu kül erozyonu, Grafitleşme, Uzun süreli aşırı ısınma, Düşük sıcaklık sürünme çatlaması, Karıncalanma, Kısa süreli aşırı ısınma, Kurum üfleyici erozyonu, Gerilim Korozyon çatlaması, Termal yorulma, Vibrasyon temelli yorulma.

Buharlaştırıcı Boruları

Kostik korozyonu; Kimyasal temizleme hasarı; Kömür parçacıkları erozyonu; Korozyon yorulması; Cüruf düşmesi erozyonu; Ateş tarafı korozyonu; Uçucu kül erozyonu; Hidrojen hasarı; Kısa süreli aşırı ısınma; Termal yorulma; Vibrasyon temelli yorulma
Yukarıdaki bilgilerle birlikte

Tablo 19.1 potansiyel hasar tiplerini ayırmak için kullanılabilir. Tablo 19.1'de olası tüm hasar tipleri özetlenmekte ve hasarın genellikle oluştuğu bölgeler hakkında bilgi ve özgün konumlara ilişkin örnekler yer almaktadır. Tablo 19.2'de kazan boru hasarlarını etkileyen faktörler verilmektedir.

Tablo 19.1 Hasar Mekanizmaları Özeti, Muayene Bölgeleri ve Muayene Teknikleri

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları-Yorulma			
Hasar Mekanizması	**Hasar Oluşum Bölgesi (Genel)**	**Örnek Bölgeler**	**Muayene Tekniği**
Korozyon Yorulması (Korozif ortam ve tekrarlanan yüklerin birleşik etkisine bağlı olarak oluşan hasarlanma ve çatlak oluşumu)	• Su ile temas eden yüzeyler-özellikle buharlaştırıcı boruları, eko boruları • Buharla temas eden yüzeyler-geçiş rejiminde kondensat içeren borular • Yüksek termal yüklere ve eğme momentine maruz kaynaklı birleşimler, dirsekler ve ataşmanlar • Önemli kalınlık farklılığı olan bölgeler	• Kollektör/besleyici-boru kaynak dikişleri • Drenaj hattı-U dirsek bağlantıları • Riser ve dom düşme boruları • Askı çubuğu ve mesnet (Tie-bar, buck-stay) kaynak bağlantıları • Eko boruları dirsek veya kaynak IEB'si	• VT (içten videoskop, boroskop) • UT-kalınlık (içten döner prob) • UT-PA • RT (DRT, CRT) • Boru numunesi incelemesi-nicelik belirlemesi
Termal-Mekanik Yorulma	• Kazanın tüm bölgelerinde, büyük ihtimalle kaynaklı bağlantılar, ataşmanlar, zaman zaman dirseklerde • Önemli kalınlık farklılığı olan bölgeler • Cüruf birikimi, alev yalaması, yüksek ısı akışı olan bölgeler • Çevrimsel termal gerilmelerin yüksek olduğu bölgeler	• Kollektör/besleyici-boru kaynak dikişleri • Kollektör/besleyici-girişlerindeki dirsekler • Kül bunkeri yakınlarında düşük eğimli bölgeler • Ateş tarafı buharlaştırıcı boruları ve membran boruları • Eko giriş kollektörü boru kaynak dikişleri • Külsuyu ile temas eden borular	• VT • MT • ET • UT, ACPD, taşlama ile nicelik belirlemesi
Akış Kaynaklı Vibrasyon Yorulması	• Tüm devreler, özellikle SH ve RH • Kaynaklı bağlantılar, dirsekler, ataşmanlar	• Düşey ekran boruları • Yatay "rear pass" boruları • Mesnet (support) ve borulara kaynaklı ataşmanlar	• VT • MT • PT • UT, ACPD, taşlama ile nicelik belirlemesi

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları-Gerilim Kopması			
Hasar Mekanizması	**Hasar Oluşum Bölgesi (Genel)**	**Örnek Bölgeler**	**Muayene Tekniği**
Kısa Süreli Aşırı Isınma	• Aşırı ısınmanın kuvvetle muhtemel olduğu bölgeler • Borularda akışın kısmen veya tamamen engellenme ihtimali olan bölgeler • Buharlaştırıcı boruları yanma seviyesi ve üzeri	• Dirseklerin oksit, kondensat, birikinti, vb. ile bloke olma ihtimali olan akıntı yönündeki uçları • SH devreleri alt dirsekleri	• VT • VT (içten videoskop, boroskop) • Boru numunesi ile nicelik belirlemesi
Sürünme	• Sürünme rejiminde çalışan komponentler- özellikle SH ve RH • Dirsekler, ataşmanlar ve kollektör/besleyici'ler kaynaklı birleşimleri	• SH / RH Kollektör/besleyici'leri • Kollektör/besleyici-boru kaynak dikişleri	• VT • MT • PT • Replik • UT, ACPD, taşlama ile nicelik belirlemesi
Farklı Malzeme Kaynak Dikişleri	• SH/RH boruları		• RT • UT
Grafitleşme	• 450-700ºC sıcaklık aralığına uzun süre maruz kalan malzemeler	• SH ve RH'ın düşük sıcaklık bölgeleri • Kaynak dikişleri IEB	• Çekme testi • Eğme testi
Düşük Sıcaklık Sürünme Çatlaması	• İmalat / montaj aşamasında kalıntı gerilimlerin yüksek olduğu bölgeler	• Kaynak dikişleri • Kollektör/besleyici	• MT • ACPD veya UT ile nicelik belirlemesi

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları -Su Tarafı Korozyonu			
Hasar Mekanizması	**Hasar Oluşum Bölgesi (Genel)**	**Örnek Bölgeler**	**Muayene Tekniği**
Karıncalanma	• Eko borularında oksijene bağlı karıncalanma • Tüm yaş yüzeyler, özellikle tam drene edilemeyen yatay yüzeyler • Kimyasal temizlemeye maruz yüzeyler (uygun olmayan kimyasal temizleme sonrası) • Kondensat oluşup ve devre dışı süresi boyunca sıvı fazda kalan bölgeler	• Pendant devrelerin alt kısımları • Sehim yapmış yatay borularda dip noktalar	• VT (içten videoskop, boroskop) • UT-kalınlık • UT-kalınlık, boru numunesi, düz borularda "guided wave" yöntemi ile nicelik belirlemesi
Gerilim Korozyon Çatlaması	• Kontaminant konsantrasyonunun ve gerilimin yüksek olma ihtimali olan bölgeler • SH / RH	• Kondensat toplanma noktaları (kontaminant konsantrasyonu) • Dirsekler, kaynak dikişleri, supportlar, ataşmanlar	• VT • MT • PT • ET
Kostik Korozyonu	• Buharlaştırıcı boruları yakıcı seviyesi ve üzeri	• BB'de yüksek ısı akısı olan bölgeler • Yatay borular	• RT • UT-kalınlık
Hidrojen Hasarı	• Buharlaştırıcı boruları yakıcı seviyesi ve üzeri	• BB'de yüksek ısı akışı olan bölgeler • Yatay borular	• RT • UT-kalınlık
Akışla-Hızlandırılmış Korozyon (FAC)	• Besleme suyu sistemi yüksek basınçlı kısımları • 280-300ºC sıcaklık aralığında suyla temas eden komponentler	• Eko giriş kollektörü boruları, besleme suyu girişine yakın • Yüksek basınçlı kondensat hatları	• VT (içten videoskop, boroskop) • UT-kalınlık • Darbeli ET (izoleli borular için) • UT-kalınlık, RT(teğetsel) ile nicelik belirlemesi

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları -Ateş Tarafı Korozyonu			
Hasar Mekanizması	**Hasar Oluşum bölgesi (genel)**	**Örnek Bölgeler**	**Muayene Tekniği**
Asit Çiğlenme Noktası Korozyonu	• Gaz ile temas halinde olan ve sıcaklığı asit çiğlenme noktası altında olan yüzeyler	• Eko boruları • Gaz kanalları • Baca	• VT • UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi
Ateş Tarafı Korozyonu	• Buharlaştırıcı boruları aleve bakan yüzeyler • SH / RH boruları • Metal sıcaklığının 600°C'ı aştığı bölgeler	• Dizi dışına kaymış borular • Spacer ve soğutulmayan askı boruları • Gazla temas boyu uzun olan borular	• VT • UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları – Erozyon			
Hasar Mekanizması	**Hasar Oluşum Bölgesi (Genel)**	**Örnek Bölgeler**	**Muayene Tekniği**
Uçucu Kül Erozyonu	Lokal düzensiz yüksek gaz akışı oluşan bölgeler Eko, SH, RH boruları	Buharlaştırıcı back pass bölgesi RH borularının giriş bölgeleri	VT UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi
Kurum Üfleyici Erozyonu	Buharlaştırıcı boruları SH / RH boruları	Duvar üfleyicilerin dairesel hattı Geri çekilebilir kurum üfleyicilerin hareket hattı üzerindeki SH / RH boruları	VT UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi
Kömür Parçacıkları Erozyonu	Buharlaştırıcı boruları aleve bakan yüzeyleri, yakıcı seviyesi	Buharlaştırıcı borularını örten refrakter Yakıcıların uçlarındaki aşınma gömlekleri	VT UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi
Cüruf Düşmesi Erozyonu	Buharlaştırıcı boruları yakıcı seviyesi altında	Kazan altında, eğimli duvarlarda	VT UT-kalınlık ile nicelik belirlemesi

Kazan Boruları Hasar Mekanizmaları -Yetersiz Kalite Kontrolü

- Kimyasal temizleme hasarları
- Bakım temizlik hasarları
- Kaynak dikişi hataları
- Malzeme hataları

Tablo 19.2 Kazan Boru Hasarlarını Etkileyen Faktörler

Hasar Türü / Su ile Temas Eden Borular	**Tasarım**	**İşletme**	**Bakım**
Korozyon yorulması	3	2	
Uçucu kül erozyonu	1	3	2
Hidrojen hasarı		3	
Asit fosfat korozyonu		3	
Kostik korozyonu		3	
Ateş tarafı korozyonu (kömür santralleri)		3	
Termal yorulma (süper kritik buharlaştırıcı)	3	2	
Termal yorulma (eko giriş kollektörü)	2	3	
Erozyon korozyon (eko giriş kollektörü)		2	
Kurum üfleyici erozyonu	1	2	3
Kısa süreli aşırı ısınma		2	2
Düşük sıcaklık sürünme çatlaması	2		
Kimyasal temizleme hasarları			3
Yorulma (Su püskürtme hatları)	3	3	
Karıncalanma (Su soğutmalı borular)	1	3	
Kömür parçacıkları erozyonu		1	2
Curuf düşmesi hasarları	1	2	1
Asit çiğlenme noktası korozyonu		2	
Hasar Türü / Buhar Boruları			
Sürünme	2	3	
Ateş tarafı korozyonu (kömür santralleri)	3	2	
Farklı malzeme kaynak dikişleri	3	1	
Kısa süreli aşırı ısınma		3	3
1: Zayıf etki	2: Orta düzeyde etki		3: Şiddetli etki

19.4.1.3 Hizmet İçi Muayene Metotları

Hizmet içi muayene metotları, sistemler ve uygulanabilecek yapı-ekipmanlar aşağıda belirtilmektedir.

Tahribatsız Muayeneler

- VT Gözle muayene
- PT Penetrant muayenesi
- MT Manyetik parçacık muayenesi
- UT Ultrasonik muayene
- ET Eddy akımları muayenesi
- RT Radyografik muayene
- IR Kızılötesi termografi
- MR Metalografik replik
- PMI Malzeme tanımlama
- HT Sertlik testi
- TD Tan-delta testi

- HV Yüksek gerilim testi (Hipot)
- DM Boyutsal kontroller

Tahribatlı Muayeneler
- Metalografik testler
- Sürünme kopması testleri
- Mekanik testler
- Malzeme analizi

Sistemler
- Bakım el kitaplarının gözden geçirilmesi
- Kayıtların gözden geçirilmesi
- İşletme geçmişi
- Sıcak ve soğuk gözlem ve izlemeler ("walk-down" muayeneleri)

Uygulanabilecek Yapılar ve Ekipmanlar
- İnşaat, beton ve çelik yapılar
- Kazan
- Santral yardımcı ekipmanlar ve ortak tesisler (BoP)
- Jeneratör, trafolar
- Türbin
- Motorlar, elektrik panoları, kesiciler, kablolar, UPS, paratoner, şalt sahası

19.4.1.3.1 Tahribatsız Muayene Yöntemleri

Yukarıda belirtilen tahribatsız muayene metotlarının en yaygın olanlarının kullanım yerleri şu şekilde açıklanabilir.

A) Gözle Muayene (VT): Doğrudan/Dolaylı

Yardımcı Araçlar

- Fiberoskop
- Boroskop
- Video kameralar
- Portatif mikroskop
- Büyüteç ve aynalar

Kazan Muayenesindeki Kullanımı

- Kazan boruları, kollektörler, su-buhar ayrıştırıcıları (dom) vb'nin, imalat, montaj ve işletme aşamalarında incelenmesi
- İç ve dış yüzeylerin incelenmesi
- Ateş tarafı erozyon, korozyon problemleri
- Boroskop, fiberoskop, videoskop ile karıncalanma, su tarafı korozyonu, depozit oluşumu, çatlak tespiti

B) Manyetik Parçacık Muayenesi (MT)

Kazan muayenesindeki kullanımı

- Ferromanyetik malzemelerde malzeme yüzeyindeki ya da yüzeyin hemen altındaki süreksizliklerin tespit edilmesi amacıyla periyodik kontrollerde.

- Genellikle termal-yorulma, sürünme yorulması, akışkan kaynaklı vibrasyon yorulması mekanizması ile oluşan çatlakların ve gerilim korozyon çatlaklarının tespiti.

C) Penetrant Muayenesi (PT)

Kazan Muayenesindeki Kullanımı
- Yüzeye açık süreksizliklerin tespiti.
- Genellikle termal-yorulma, sürünme yorulması, akışkan kaynaklı vibrasyon yorulması mekanizması ile oluşan çatlakların tespiti.

D) Eddy Akımları Muayenesi (ET)

Uygulama Alanı
- Çatlak tespiti
- Kalınlık ölçümleri
- Kaplama kalınlığı ölçümleri
- İletkenlik ölçümleri

Kazan Muayenesindeki Kullanımı
- Isı değiştirici boruları
- Kondenser boruları
- Diğer borular

Düşük Frekanslı Elektromanyetik Teknik (LFET)
- Kanatlı (finli) borularda korozyon ve çatlak tespiti
- Buharlaştırıcı boruları kalınlık ölçümü

Darbeli Eddy Akımları (PEC)
- İzolasyonu kaldırmadan korozyon tespiti
- Yüzeyle temas gerektirmiyor, yalıtım, boya, bitüm kaplama üzerinden kalınlık ölçümü
- Ölçüm bölgesinde ortalama kalınlık değeri
- Sıcak yüzeylerde uygulama imkanı

E) Radyografik Muayene (RT)

Kazan Muayenesindeki Kullanımı
- İmalat, montaj aşamalarında kaynak dikişi hatalarının tespiti, sınıflandırılmasında günümüzde de birincil teknik
- İşletme aşamasında, tamirlerin kalite kontrolü
- Bakım çalışmalarında korozyon tespiti, VT, UT, MT, PT yöntemlerini destekleyen ikincil yöntem

F) Ultrasonik Muayene (UT)

Geleneksel Teknikler
- Hataların tespiti, sınıflandırılması, boyutlandırılması
- Et kalınlığı ölçümleri
- İç yüzeydeki çatlakların belirlenmesi (korozyon yorulması, termal yorulma vs.)

UT-Kalınlık Ölçümü
- Borularda erozyon ya da korozyona bağlı incelmenin tespiti

UT-PA / UT-ToFD

- İmalat, montaj ve işletme aşamalarında hataların tespiti, sınıflandırılması ve hassas hata boyutu belirleme.
- İşletme şartlarında ortaya çıkan çatlakların tespiti.
- Hızlı muayene.
- RT yerine kullanım.

EMAT

- Ölçüm yüzeyine temas gerektirmez, dolayısı ile minimum ya da hiç yüzey hazırlığı gerekliliği
- Esas olarak kazan borularında erozyona/korozyona bağlı et kalınlığı azalma haritasının çıkarılması
- Spot kontrol yerine %100 muayene

UT-Oksit Kalınlığı Ölçümü

- Uzun süreli aşırı ısınmanın niceliksel olarak ölçülmesi

G) Replik İncelemesi

- Sürünme hasarı boyutlarının belirlenmesi
- Hasar analizi

H) Kızılötesi Termografi (IR)

- Termografik kameralar elektromanyetik spektrumun kızılötesi bölümündeki elektromanyetik ışınımı tespit ederler ve bu ışınımdan resimler oluştururlar
- Oksit ve depozit oluşumu taraması, düzgün olmayan akışkan sirkülasyonu tespiti

19.4.1.3.2 Tahribatlı Muayene Yöntemleri

Tahribatlı muayene yöntemleri parça veya malzemeden numune alınarak yapılan testlerden oluşmaktadır. Örneğin boru numunesi incelemesinde yapılan işlemler aşağıdadır:

- Sürünme hasarı boyutlarının belirlenmesi
- Hasar analizi
    - Metalurjik ve mekanik değerlendirme
    - Kök neden belirlemesi
- Korozyon doğrulaması
- Gerilim kopması
- Kimyasal temizlik

19.4.1.3.3 Kalan Ömür Analizi

Sürünme olgusunun söz konusu olduğu uygulamalarda kullanılan malzemelerin tasarımları, belli bir işletme süresi göz önünde bulundurularak yapılmakta ve işletme şartlarına bağlı olarak da (tasarımda öngörülen süreden önce veya sonra) er geç bu parçaların değiştirilmesi yoluna gidilmektedir.

Belirli bir işletme süresi sonunda, o ana kadarki işletme koşulları da göz önüne alınarak malzemelerin (parçaların) kullanılabilirliği konusunda karar vermek gerekmektedir. Bu amaçla parçaların emniyetli koşullar altında ne kadar süre çalışabileceklerinin saptanması ve malzeme cinslerine ve işletme koşullarına bağlı olarak tasarım değerleri ile işletme verilerinin arasındaki

farklardan ortaya çıkan ilave ömür kapasitelerinin kullanımını sağlamak üzere "kalan ömür analizi" yapılır.

Ömrün Uzamasını Sağlayan Etkenler

- Tasarımda malzeme özelliklerine ilişkin minimum değerlerin kullanılması
- Tasarımdaki emniyet katsayısı
- Malzeme özelliklerine ilişkin verilerin dağılımı
- Tesisin korumacı anlayışla (konservatif) işletimi

Erken İş Görmezliğe Sebep Olan Etkenler

- Öngörülmeyen gerilimler (Örneğin: Kalıntı gerilimler, sistem gerilimleri, bölgesel gerilim yoğunlukları)
- Tasarım sınırlarının üzerinde işletme koşulları (Örneğin: İşletme sıcaklığının kısa süreli de olsa tasarım değerlerinin üzerine çıkması)
- İşletme koşulları ve çevre etkileri (Örneğin: Öngörülmeyen çevre etkilerine bağlı olarak ortaya çıkan korozyon, karıncalanma, gerilimli korozyon vd.)
- İşletme sırasında malzeme özelliklerinin bozulması (Örneğin: Temper gevrekleşmesi, yumşama vd) olarak sayılabilir. Kalan ömrün değerlendirilebilmesi için temel olarak üç aşamalı bir yaklaşım söz konusudur.
- Bileşenin (ekipman, parça, malzeme) kritik noktalarının tespiti
- Saptanan kritik noktalarda metalürjik inceleme ve tahribatsız muayene çalışmaları
- Gerilme analizleri, kalan ömrün hesaplanması ve öneriler (Toplam ömür tükenmesi, sürünmeye bağlı ömür tükenmesi ile yorulmaya bağlı ömür tükenmesinin toplanması ile saptanır)

Hesaplamalar ve muayene sonuçlarının değerlendirilmesi neticesinde o bileşen ile işletmeye devam edilip edilmeyeceğine veya işletmeye hangi koşullar altında devam edileceğine karar verilir.

19.5 Sonuç

Termik santral işletmelerinin yüksek emre amadelik, optimum performans, yüksek güvenilirlik şartlarını en uygun maliyetle sağlayabilmelerinin çok önemli etkenlerinden birisi olan zorunlu duruşlar, yukarıda açıklanan modern bakım tekniklerinin etkin kullanımı ile azaltılabilir. Ayrıca işletme-bakım-onarım hizmetlerinde en iyi fayda-maliyet ilişkisi, bu tekniklerin kullanılmasıyla elde edilebilir. Bu nedenlerle, kamu ve özel santrallerimizde işletme özelinde, düzeltici bakım, koruyucu bakım ve kestirimci bakım stratejilerinin uygun bir karışımı ile optimum bakım stratejisi belirlenmesinde ve nitelikli, tecrübeli kadrolarla titizlikle uygulanmasında büyük yarar olduğu düşünülmektedir.

ÖZGEÇMİŞ

Serdar AKYÜZ
serdar.akyuz@tuv-sud.com.tr

1955'te İstanbul'da doğdu. 1979 yılında ODTÜ Kimya Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 1982 yılında aynı bölümde yüksek lisansını tamamladı.

1979-1995 yılları arasında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı Merkez Laboratuvarı Tahribatsız Muayene Bölümü'nde önceleri Mühendis, daha sonra Şef Mühendis olarak termik santrallerin montaj ve bakım çalışmalarında tahribatsız muayene (NDT) uygulamalarının yürütülmesinde görev aldı.

1995-1996 yıllarında GÜRİŞ İnşaat ve Mühendislik A.Ş.de Kalite Müdürü olarak 2x160 MW Çayırhan Termik Santrali III & IV Uniteleri ve İzmit Atıksu Tasviye Tesisi yapım projelerinde görev aldı. 1997-2014 yılları arasında TEKKON A.Ş.de Tüpraş Fuel Oil Dönüşümü, SAMIR (Cezayir) Rafinerisi Tevsii (upgrade) işleri ile RWE & TURCAS Denizli Enerji Santrali, ENERJİSA Bandırma Kombine Çevrim Santrali, 2×605 MW Sugözü Termik Santrali yapımı gibi petrokimya ve enerji projelerinde QA/QC (Kalite Güvence/Kalite Kontrol) Müdürü ve QA/QC Koordinatörü olarak görev aldı. Eylül 2014 tarihinde TUV SUD, TEKKON birleşmesinden itibaren TUV SUD Endüstri Hizmetleri Bölümü'nde Teknik Müdür olarak görev yapmaktadır.

2004 tarihinden beri tahribatsız muayene personelinin EN ISO 9712'ye (EN 473) göre eğitim, vasıflandırma ve sertifikalandırma programlarının hazırlanması ve yürütülmesini gerçekleştirmekte olan Akyüz, kimya mühendisliğinin yanı sıra Kaynak Mühendisi diplomasına ve ASNT ve EN ISO 9712'ye göre NDT Seviye-III sertifikalarına sahiptir.

20. KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRALLERDE YANGIN TEHLİKE KAYNAKLARI, RİSKLER VE KONTROL ÖNLEMLERİ

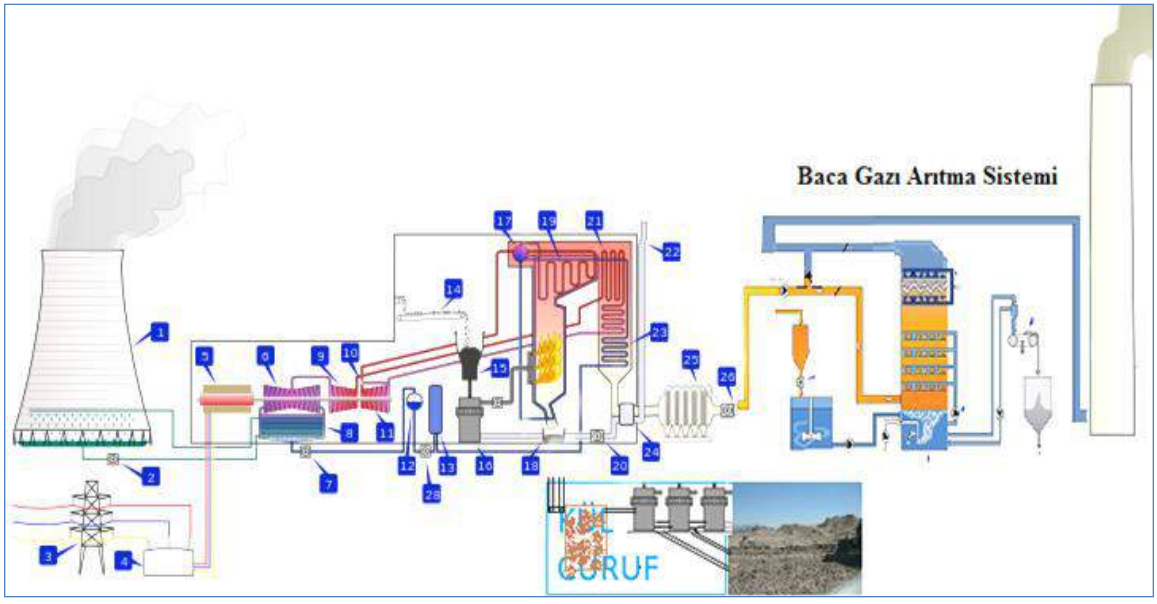
Cemal KOZACI
Yüksek Kimyager

20.1 Giriş

Kömür yakıtlı termik santrallerde yangın güvenliği konusunu incelerken önce üretim süreci, daha sonra bu süreçte karşılaşılan yangın tehlike kaynakları ve olası riskleri, son olarak da alınması gereken önlemler ele alınacaktır.

Önlemler konusunda referans kaynaklar, ülkemizdeki yasal zorunluluk olan "Binaların Yangından Korunma Yönetmeliği" ile uluslararası kabul gören "National Fire Protection Codes" ve "FM Global Data Sheets" uygulama kodlarıdır.

Termik santrallerdeki üretim süreçlerini gösterir çizim Şekil 20.1'de verilmektedir:



Şekil 20.1 Termik Santrallerde Üretim Süreci (Bkz. Kitabımızın Kömür Yakıtlı Santraller Bölümü Şekil 2.3)

20.2 Yangın Tehlikesi Olan Başlıca Tesisler

Kömür yakan termik santrallerde yangın tehlikesi arz eden başlıca tesisler şunlardır:

1. Kömür taşıma bantları
2. Kömür depolama alanları
3. Kömür yakma tesisleri
   3.1. Kömür hazırlama

3.2. Kömür yakma
4. Elektrik üretim tesisleri
4.1. Türbin jeneratörler
4.2. Kablo kanalları
4.3. Trafolar
4.4. Kontrol odası
5. Yardımcı işletmeler

Bu tesislerdeki tehlike kaynakları ve alınması gereken önlemler aşağıdaki bölümlerde verilmektedir.

20.2.1 Kömür Taşıma Bantları

Kömür işletme sahasından hareketli bantlarla (Fotoğraf 20.1) santral sahasına getirilen kömürlerin taşınması sırasında yangın riski oluşmaktadır. Taşıma bantlarının üstleri kapalıdır. Tehlike kaynakları olarak; ısınan rulmanlar, kömür tozlarının düşerek bant sahasında oluşturduğu yığınlar, statik elektrik, ağaçlar ve kuruyan otlar gibi çevresel şartlar sayılabilir. Termik santrale kömür taşınması genellikle uzun mesafelerden ve ulaşılması zor arazilerden geçerek yapılmaktadır. Olası yangını algılamak ancak gözle olmakta ve müdahalede çoğunlukla gecikilmektedir. Yurt dışındaki bir santralin kömür taşıma bantlarında meydana gelen bir yangın olayı Fotoğraf 20.2'de görülmektedir.

Fotoğraf 20.1 Kömür Taşıma Bantları

Fotoğraf 20.2 Kömür Taşıma Bantlarında Yangın

Kömür taşıma bantlarının kötü çevre şartları, ısı ve nem değişimleri, ATEX Zon 22 sınıfı patlayıcı ortam oluşturan özelliği gibi, yangın algılama sistemi tasarımı için zor koşulları vardır. Her şeyden önce yangın algılama ve alarm sisteminin dış etkilere karşı bağışıklığı olması gereklidir. Alarm sistemi yanlış alarm vermemeli ve meydana gelen aşırı ısı ya da dumanın ortadan kalkmasını beklemeden yangının sürekli gözetim altında tutulmasını sağlamalıdır.

Fiberoptik algılayıcılarla çözüm, yüksek derecede hassasiyetle çalışan basit bir fiberoptik kabloyu temel alan koruma konsepti sunarak bu problemleri en aza indirgemeyi hedefler. Algılayıcı (sensör) kablo çok kolay monte edilebilen, bakım gerektirmeyen, çok uzun ömürlü bir kablodur. Çelik zırhlı fiberoptik kablolar (Şekil 20.2) kullanıldığında darbe dayanımı da yüksektir.

Şekil 20.2 Çelik Zırhlı Fiberoptik Kablolar

Fiberoptik algılayıcı kablolar 40 km'ye kadar tek ünite ile uygulanabilmektedir.
Fiberoptik algılayıcı (sensör) kablo ile yangın algılama yapılmasının üstünlükleri:

- Zorlu ortam şartlarında sadece bir sensör kablo bulunur.
- En yüksek derecede EMC (elektro manyetik uyumluluk) güvenliği vardır.
- Kir ve tozdan etkilenmez.
- Bakım gerektirmez.
- Nemden etkilenmez.

20.2.2 Kömür Depolama Sahaları

Madenden taşıma bantlarıyla kırıcılara gelen kömür, açık alanlarda havanın nemine maruz kalarak depolanmaktadır. Daha sonra ihtiyaca göre bunkerlere sevkedilen kömür, buradan bantlarla değirmenlere taşınır.

Depo sahalarında, özellikle, yığın halindeki kömürler adiabatik basınçla ve nemli ortamlarda ekzotermik reaksiyonla okside olur ve kızışarak yanar. Yığınların derinliğine işleyen bu tip yangınların söndürülmesi çok güçtür.

Kömür depolama sahalarında yangın su tesisatı ve hidrantlar bulunmalıdır.Yangına müdahale etmek amacıyla elle veya elektrik / hidrolik kumandayla uzaktan kontrollu uzun menzilli su monitörleri kullanılabilir. Kömür depolama sahalarında taşınabilir termal kamera ile periyodik izleme yapılarak ısı artışları tutuşma öncesinde belirlenebilir.

Fotoğraf 20.3 Kömür Depolama Sahaları

Kırıcı binasında ve bunker sahasındaki toz patlamalarına karşı en tesirli önlem periyodik ve düzenli temizlik yapılmasıdır. Bu amaçla özel toz toplama kanalları ve siklonlar önerilir.

20.2.3. Kömür Yakma Tesisleri

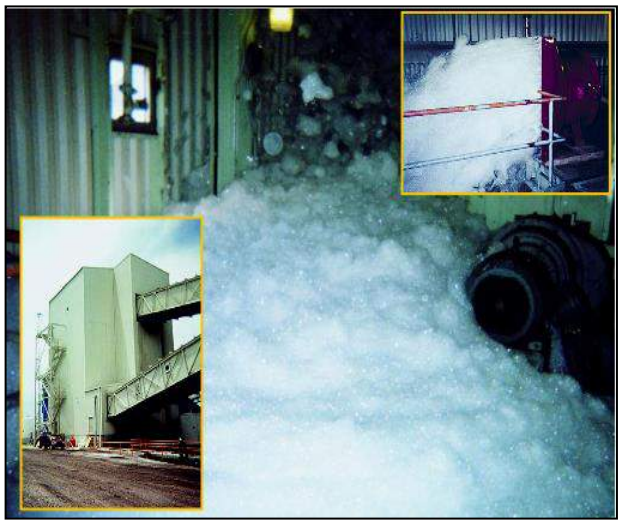
20.2.3.1 Kömür Hazırlama

Bunkerlerden alınan kömür, taşıma bantlarıyla değirmenlere taşınır. 400 mikron ve altı inceliğe kadar öğütülen kömür tozları çok ciddi bir patlama tehlikesidir.

Öğütme değirmeni binasındaki kömür tozlarının tutuşarak yangına neden olması halinde, yüksek genleşmeli köpük jeneratörleriyle müdahale edilebilir. Ancak önemli olan konu, iki aşamalı patlamasıyla tüm tesise zarar verebilen birikmiş kömür tozlarının patlamasının önlenmesidir.

Kırıcılar, değirmenler ve bunkerlerin olduğu bölümler Zon 21 ve Zon 22 olarak tanımlanan patlayıcı bölgelerdir. Buralarda kullanılacak motor, aydınlatma armatürü, açma kapama düğmesi, şalter vb tüm elektrikli donanım ve tesisatın, tanımlanan patlayıcı zonlara uygun olması gerekir.

Fotoğraf 20.4 Öğütme Binasında Çevreye Yayılan Kömür Tozları

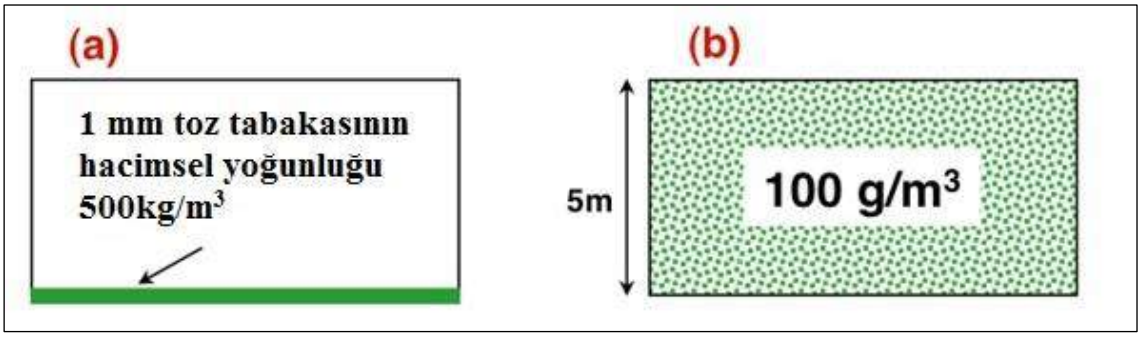


Fotoğraf 20.5 Yüksek Genleşmeli Köpük Sistemi

Kömür tozlarının patlama veya tutuşması sonucu ortaya çıkacak yangınların söndürülmesi, yanan maddenin tane çapının küçüklüğüyle orantılı olarak yanma yüzeyinin artması nedeniyle çok zor olmaktadır. Daha az oksijen ve daha düşük sıcaklıkta dahi yangın başlayabilmekte ve devam edebilmektedir. Örneğin, 1980 yılında Powerton, Illinois ABD termik santralinde toz patlaması sonucunda yanmaya başlayan tonlarca kömürün bantlarla taşınması zorunda kalınmıştır. Bu olaydan sonra Fotoğraf 20.5'te görülen yüksek genleşmeli köpüklü söndürme sistemi uygulanmıştır.

Toz Patlamalarıyla ilgili NFPA 654 Yangın ve Toz Patlaması Önleme Standardı koduna göre, çapı 420 mikron altında ve yüzeydeki birikimi 0,8 mm ve daha fazla kalınlıkta olan veya işletme yüzeyinin % 5'ini kaplamış toz tabakaları, patlayıcı ortam oluşturmaktadır.

Toz patlamaları; önce küçük bir patlama ve bunun sonucunda kapalı alanda zemin ve diğer yerlerdeki tüm toz birikintilerinin havaya karışmasıyla ikinci büyük patlama şeklinde gelişir.



Şekil 20.3 Kömür Tozlarının Ortama Yayılması

Şekil 20.3'te görüldüğü gibi 1mm kalınlığında bir toz tabakası havalandığında bütün hacmi patlatacak toz yoğunluğu yaratabilir.

1999 yılında Michigan USA elektrik santralinde küçük bir doğalgaz patlamasıyla başlayan yangın, ortamda bulunan kömür tozlarının havalanarak hacmi doldurmasıyla büyük bir patlamaya neden olmuş, sonuçta tüm santrali çalışamaz konuma getirmiştir.

Özellikle insansız ve erişimi zor alanlardaki, kablo kanalları, havalandırma kanalları, aydınlatma armatürleri gibi ısınan yüzeylerin periyodik olarak temizliği önemlidir.

NFPA 654'e göre toz tabakalarının temizliğinde mutlaka etrafa dağılmayı önleyici vakumlu cihazlar kullanılmalı, temizlik işlemlerinde basınçlı hava asla kullanılmamalıdır. Tozlu alanlarda kullanılan elektrik ve mekanik donanımlar, ısınma yönünden termal kamera kullanılarak periyodik olarak kontrol edilmelidir.

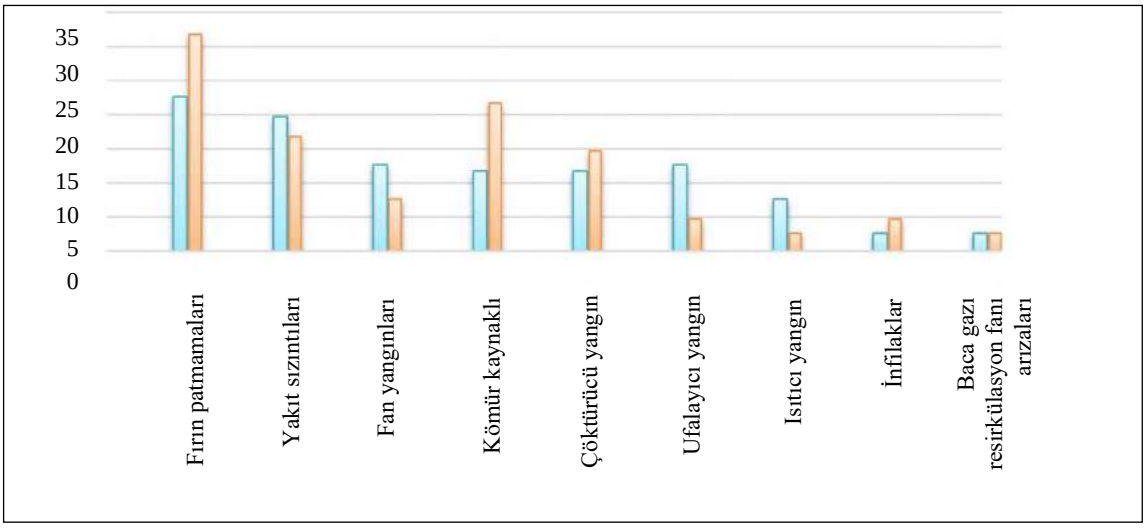
Bunkerlerde patlamaya neden olabilecek karbonmonoksit (CO) gazı çıkışlarını önceden algılayabilecek gaz emisyon dedektörleri kullanılabilir.

Zorunlu olmadıkca tozlu alanlarda kaynak, kesme gibi ateş ve kıvılcım çıkaracak işler yapılmamalıdır. Zorunlu hallerde ise, gerekli tüm önlemler alınarak ve yangına güvenlikli alan oluşturularak işe başlanmalıdır.Bu nedenle, santralin tamamında "Sıcak Çalışma İzin Sistemi" kesinlikle uygulanmalıdır.

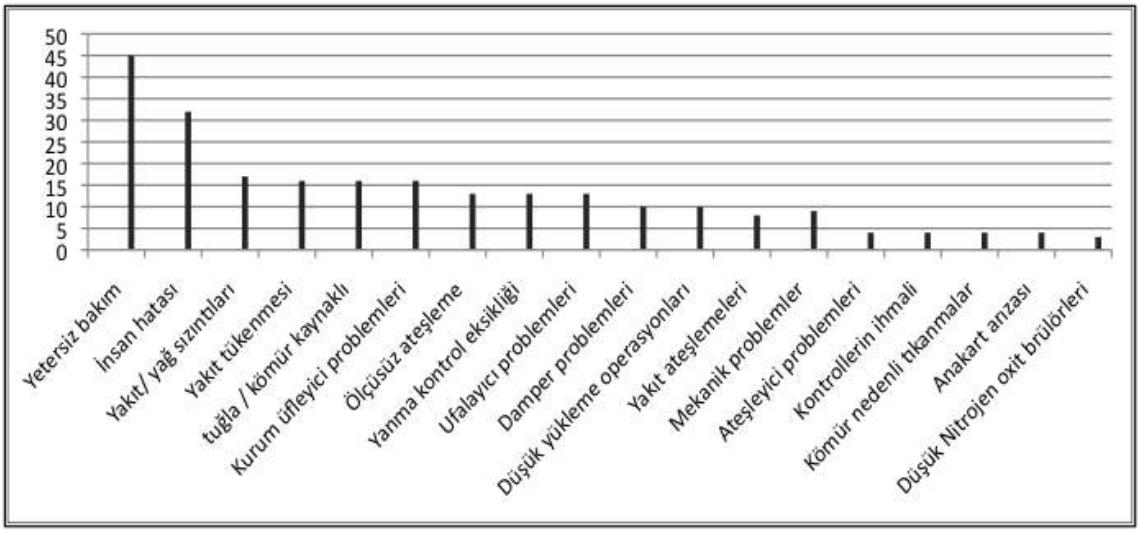
20.2.3.2 Kömür Yakma

Kömür yakma kazanlarında, ilk ateşlemede önce fuel oil ve propan ile kazan yanma odası kömürün tutuşma sıcaklığına kadar ısıtılıp rejime girdikten sonra toz kömür püskürtülmektedir. Kömür yakmakatı, sıvı, gaz gibi üç fazdaki yanıcı maddelerin bir arada kullanıldığı, dolayısıylayangın tehlikesi barındıran bir işlemdir.
Kazanlardaki yakıt patlamaları, kazanın ateşlenmesi ve devreden çıkması sırasında yanmamış yakıt veya tam yanmamış yanıcı maddelerin kazan içinde ve baca gazı geçişlerinde birikmesi sonucunda meydana gelebilir. Kazan içi yanma öncesinde yetersiz süpürme, uygun olmayan oranda yakıt-hava karışımı gibi ateşleme hataları, patlamaların başlıca nedenleridir. Patlama sonrası oluşan yangının büyümesinde ortamda önceden bulunan kömür tozları veya sıvı yakıt birikintileri de başlıca etkenlerdir.

Çeşitli ülkelerde kömür yakan termik santrallerde meydana gelen 31 yangına ilişkin istatistik verilerde nedenler arasında ilk iki sırada kazan patlamaları ve yağlama sistemindeki arızalar yer almaktadır. Sonuçların incelenmesi, alınacak önlemlere yol göstermesi bakımından çok önemlidir."Factory Mutual" sigorta şirketi tarafından 2010 yılında 31 yangın sonucunda hazırlanan Grafik 20.1 ve 20.2'de gösterilen sonuçlar verilmektedir.



Grafik 20.1 Yangının Oluş Yeri ve Zarar Yüzdesi



Grafik 20.2 Yangınlardaki Kök Nedenler ve Diğer Faktörler (%)

20.2.4. Elektrik Üretim Tesisleri

20.2.4.1 Türbin ve Jeneratörler

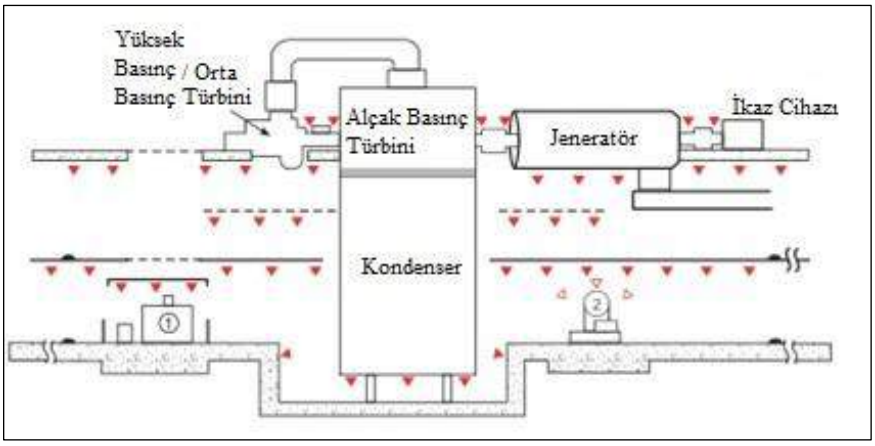
Buhar türbin ve jeneratörlerinin yağlanması amacıyla kullanılan yağ, tesisat boru ve eklentileri, yağ deposu ve pompası, elektrik santrallerinde çıkan yangınların önde gelen tehlike kaynaklarındandır.

Herhangi bir kaçak kaynağından yüksek basınçla püsküren yağın kızgın yüzeye temasıyla başlayan yangın; pompaların bulunduğu alanda, yağ deposunda, türbin katında yağlama boru ve flanşlarında meydana gelebilir. Yangın yatay, dikey veya her iki yönde de gelişebilir. Fotoğraf 6'da görüldüğü gibi, bağlantı yerlerindeki basınçlı yağ kaçaklarının sıcak borulara temasıyla veya sızıntılarının tutuşmasıyla farklı özellikte yağ yangınları meydana gelebilmektedir. 6 bar basınçlı bir sistemde yağ yangınlarında alevler 12 m'ye kadar yükselebilir.

Yağ kaçağından meydana gelecek yangınlarda yapılacaklarla ilgili olarak, aşağıdaki akış şemasında gösterilen çeşitli senaryolar hakkında hazırlıklı olmak gerekir. Bu amaçla:

Türbin içi, ara bağlantılar ve sızıntı olabilecek diğer yerlerde algılama ve su sisi (water mist) söndürme sistemi kurulmalıdır (NFPA 750). Sistem otomatik veya yarı otomatik çalışabilir. Su sisi ile az miktarda suyla çok tesirli söndürme sağlanır ve suyun sıcak yüzeylere verebileceği zararlı etki önlenir. 150-300 mikron çapındaki sis tanecikleriyle 0,2-0,7 litre su beher m^3 hacim söndürmesi için yeterlidir.

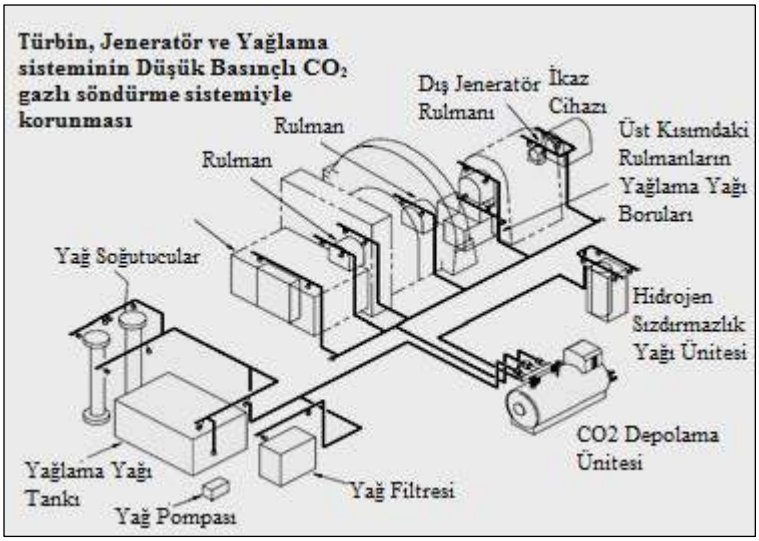
Fotoğraf 20.6 Yağ Kaçağı Sonucu Yangın



Şekil 20.4 Türbin, Jeneratör ve Yağlama Sisteminin Su Sisi Sistemiyle Korunması

Türbin, jeneratör ve yağlama sisteminin su sisi/sprinkler sistemiyle korunması şematik olarak Şekil 20.4'te görülmektedir. Suyun basınçlandırılması pompayla veya tüplere doldurulmuş gazlarla sağlanır. Yangın çıkan yerden gelen algılama ile sektör vanaları açılarak su gereken bölgeye özel nozullarla püskürtülür.

Alternatif olarak, Şekil 20.5'te şematik olarak gösterilen CO_2 gazlı söndürme sistemleri de türbin jeneratör yağlama yangınları korunmasında kullanılmaktadır. Ancak bazı mahzurları nedeniyle günümüzde su sisi sistemleri tercih edilmektedir.



Şekil 20.5 Türbin, Jeneratör ve Yağlama Sisteminin CO_2 Gazlı Söndürme Sistemiyle Korunması

Koruyucu önlem olarak FM Global tarafından hazırlanan tablodaki (Tablo 20.1) periyodlara uyulması yararlı olacaktır:

Tablo 20.1 Buhar Yatakları ve Yağlama Sistemleri İçin Tavsiye Edilen Test ve Bakım Aralıkları

Görev	Periyot
DC Pompa testi	Aylık ve her kullanım öncesi
AC Pompa testi	Aylık
Yağ kalitesi analiz testi	Yılın her çeyreğinde
Tank seviye kontrolü	Her vardiyada
Acil yağlama sistemi için yorgun tankların düşük seviye alarmı	Yılın her çeyreğinde
Yağ tankı/rezervuar, yağlama boruları ve diğer bileşenlerin sızdırma kontrolü	Her gün
Sadece lokal bir belirti durumlarında, yataklarda buharlaşma ve ısı kontrolü	Her gün
DC Batarya kontrolü	Aylık veya gerektiğinde

20.2.4.2 Trafolar

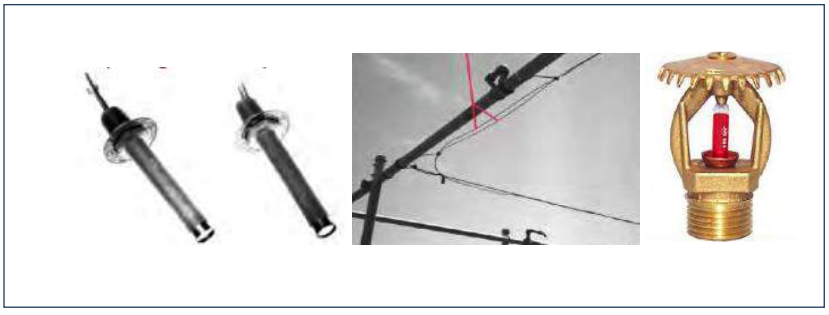
Trafo yangınları nadir görülmekle beraber sonuçları itibarıyla ciddi kayıplara neden olmaktadır. Trafo yağının buharlaşarak yanması ve genleşme tankının patlamasıyla gelişen yangının başlıca nedenleri arasında yağın kalitesi, izolatörlerde arıza, kısa devre, yıldırım düşmesi sayılabilir. 20 yıldan eski trafolarda yangın olasılığı artmaktadır.

Fotoğraf 20.7 Trafo Yangınları

Santrelde mevcut trafoların periyodik bakımlarının ve yıllık testlerinin NFPA 25 standardı kapsamında yapılmalıdır.

Trafo yangınlarına önlem olarak:

1. Trafoların etrafındaki binalara ve diğer trafolara zarar vermemesi için gerekli güvenlik mesafeleri NFPA 850'de verilmiştir. Trafo ile santral binası arasındaki mesafesinin uygunluğu ve 2 saat yangına dayanıklı duvarların varlığına dikkat edilmelidir.
2. Deluj (baskın) sulu söndürme sistemlerinin çalıştırılması noktasal veya doğrusal ısı algılamasıyla veya pilot sprinklerin çalışmasıyla yapılabilir.



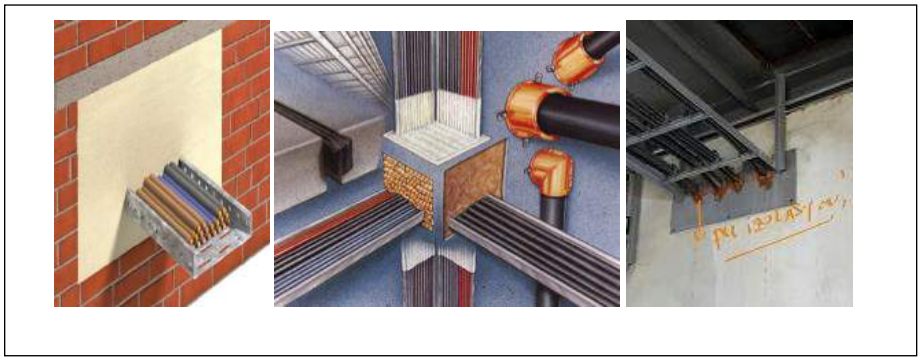
Fotoğraf 20.8 Deluj (Baskın) Sulu Söndürme Sistemi Algılayıcıları

3. Deluj söndürme sistemin çalışır olması aşağıda sıralanan etkili bakım ve test programının uygulanmasıyla mümkündür:
   - Sistem tam olarak çalıştırılarak su dağılımını izlemek (Fotoğraf 9)
   - Su akış alarmını almak
   - Uzaktaki nozulda basınç okuyarak tasarım kriterlerine uygunluğu görmek
   - Boru bağlantılarını test etmek
   - Vanaların temizliğini yapmak
   - Kayıt tutmak

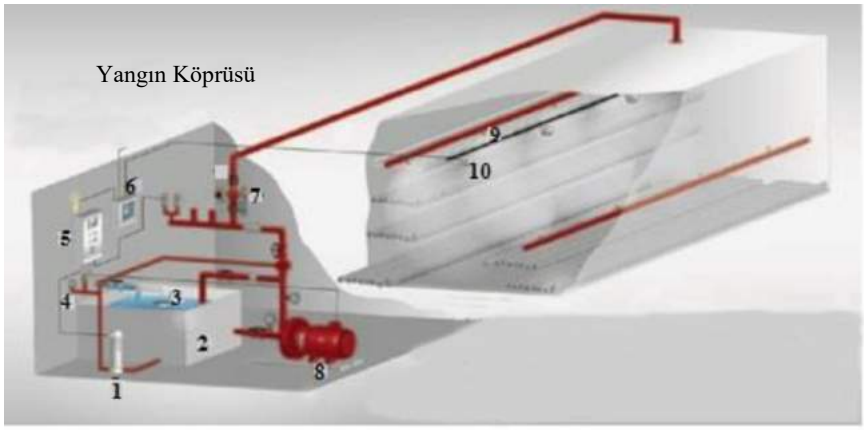
Fotoğraf 20.9 Deluj Sistemi Test Çalıştırması

20.2.4.3 Kablo Kanalları ve Geçişler

Santraldeki kablo kanallarının duvarlardan geçişleri, yatay ve dikey tüm açıklıklar yanmaz mastik, köpük, sıva vb yalıtım (izolasyon) malzemeleriyle kapatılarak duman ve ısının duvar boşluklarından yayılması önlenmelidir. Öte yandan, kablo kanallarında su sisli otomatik söndürme sistemleri de kurulabilir (Şekil 20.6 ve 7).



Şekil 20.6 Yangın Bariyerleri

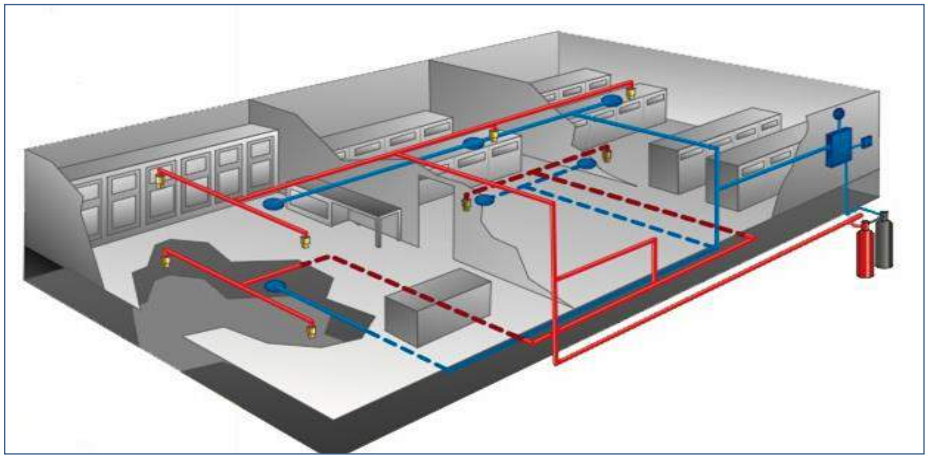


1. Jokey Pompa
2. Besleme Tankı
3. Otomatik Besleme Mekanizması
4. Şebeke Suyu Bağlantısı
5. Pompa Kontrol Kabini
6. Yangın Algılama Kontrol Paneli
7. Su Baskını Valfi Ayar Tipi FSX
8. Sprinkler Pompası
9. İnce Püskürtme Nozulu
10. Yangın Algılama

Şekil 20.7 Kablo Kanallarında Su Sisli Söndürme Sistemi

20.2.4.4 Kontrol Odaları

Santrallerin kontrol odalarında yangın riski yüksektir. Yangın ihbar sistemi ve FM-200 veya Novec söndürücü ile çalışan "preaction" tip otomatik sistem kurulmalıdır (Şekil 20.8).



Şekil 20.8 Kontrol Odası Yangın İhbar ve FM-200 Söndürme Sistemi

Otomatik gazlı sistemlerin kurulumunda korunacak ortamda oksijen oranı belirli seviyeye indirilirken yangını kontrol altına almak fakat aynı zamanda da bu ortamda çalışanların sağlığını tehlikeye maruz bırakmamak gerekir. Söndürmenin gerçekleşeceği hacmin sızdırmazlık kontrolü yapılmadan gereken söndürme maddesinin miktarı belirlenmemelidir. Yapılacak hatalar, muhtemel yangının söndürülmemesi ya da içerde bulunması muhtemel çalışana zarar verilmesiyle sonuçlanabilir. Söndürme maddesinin hacim içinde, asma tavan ve yükseltilmiş zemin altında eşit dağılımın sağlanması temin edilmelidir. Tüm hesaplamalar, sistemin üreticisinin ve onay kuruluşunun belirlediği kriterlere (NFPA 2001) bağlı kalınarak yapılmalıdır.

Diğer önemli bir husus ise gazlı söndürme sistemlerini çalıştıracak algılama cihazlarının doğru seçimi ve yerleştirilmesidir.

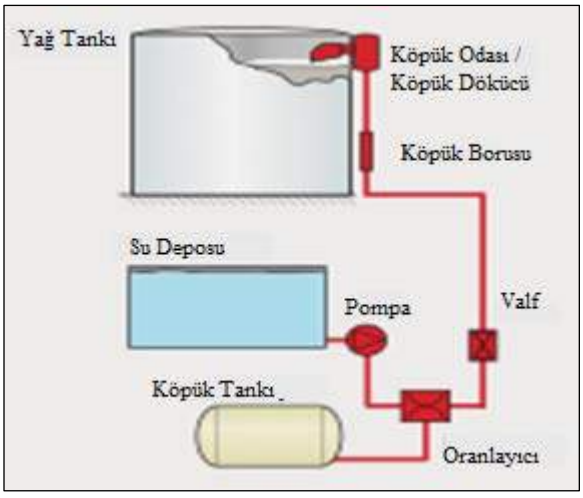
20.2.4.5 Akü Şarj Odaları

Akü şarj odaları Zon 1 ve Zon 2 patlayıcı bölgedir. Buradaki aydınlatma ve havalandırmanın bu sınıflandırmaya uygun olması gerekir.

20.2.5. Yardımcı Tesisler

20.2.5.1 Fuel-Oil Deposu

Termik santrallerde bulunan fuel oil depolarına köpüklü yangın söndürme sistemi yapılmalıdır. (Şekil 20.9).



Şekil 20.9 Fuel-Oil Deposu Köpüklü Yangın Söndürme Sistemi

20.2.5.2 Hidrojen Üretim ve Depolama

Türbinde soğutma amacıyla kullanılan hidrojen gazı, bazı santrallerde elektroliz yoluyla elde edilmekte ve depolanarak boru ve tüplerle santrale gönderilmektedir. Bu bölge Zon 1 patlayıcı bölge olarak tanımlanıp önlemler alınmalıdır.

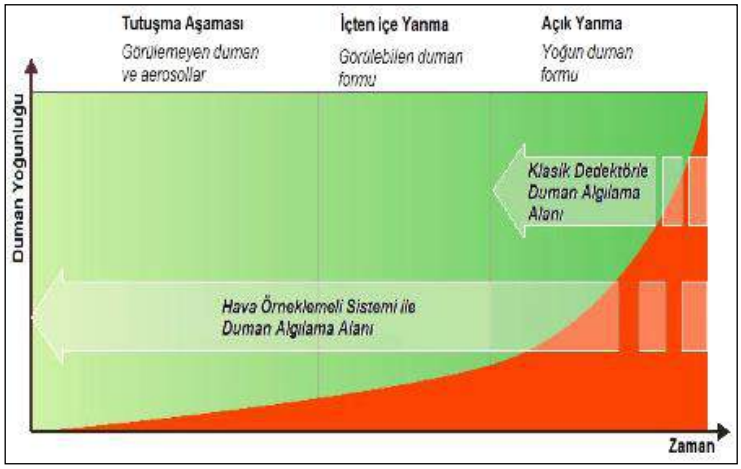
20.3 Yangın Önleme ve Mücadele Tesisleri

20.3.1 Yangın Algılama ve Uyarı Sistemi

Termik santrallerde "Yangın Algılama ve İhbar Sistemi" tasarımı her bölgenin, binanın veya tesisin kendine has özellikleri dikkate alınarak yapılmalıdır. Bu nedenle duman algılamasının genellikle çok zor olduğu endüstriyel tesislerde, yangın alarm sistemi projelerinin çok iyi etüt edilmesinde ve en doğru teknolojilerin seçilerek tesise uygulanmasında büyük fayda vardır.

Yüksek tavanı olan geniş hacimli yerlerde dumanın noktasal tip dedektörlerle algılanmasında gecikmeler olmaktadır.

Bu gibi yerlerde Aktif Hava Emmeli Çok Hassas Duman Dedektörünün kullanılmasıyla yangının başlangıç aşamasında oluşan ilk duman partiküllerinin algılanması mümkün olmaktadır. Aktif hava örneklemesi ve lazer teknolojisi kullanılarak duman partikül yoğunluğu ölçüm prensibi ile çalışacak sistem, klasik noktasal duman dedektörlerine göre 1000 kat daha fazla hassasiyettedir (Şekil 20.10).

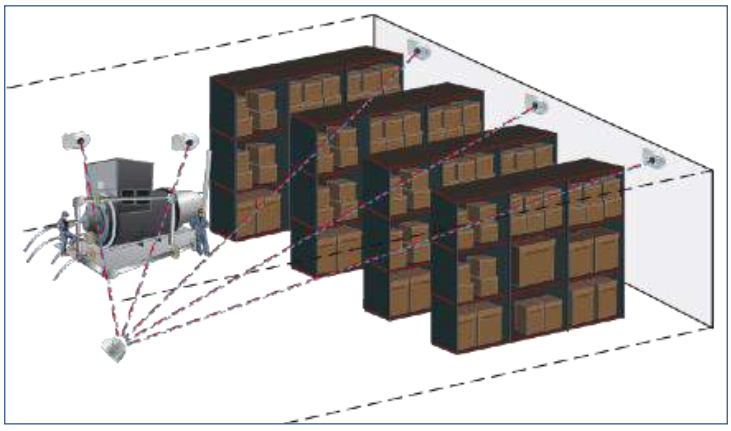


Şekil 20.10 Duman Algılama Sistemlerinin Etkinlik Karşılaştırması

Endüstriyel binalarda tesis edilen yangın alarm sistemi, verimli çalışabilmesi için, periyodik bakıma tabi tutulmalıdır. Yüksek tavanlı yerlerdeki dedektörlerin bakımının zamanında yapılamaması, dedektörlerde kirlenmeye ve dolayısıyla sistem içinde yalancı alarmlara neden olmaktadır.

Yeni nesil ışın dedektörünün, bilinen ışın tipi duman detektörlerinden ayıran en önemli özellikleri şunlardır:

- 150 m'lik menzil içinde dumanı yakalayabilmesi
- Tek alıcı (imager) ile haberleşebilen birden fazla verici (emitter) sayesinde 3 boyutlu hacimsel algılama yapabilmesi (Şekil 20.11)
- Yangının başlangıcında ortaya çıkan duman partiküllerini, toz ve diğer yabancı partiküllerden ayırt edebilme yeteneği sayesinde yalancı alarmı ortadan kaldırabilmesi
- Alıcı ve verici ünitelerinin, binanın yapısına bağlı olarak ortaya çıkan titreşimlere karşı tolerans gösterebilmesi



Şekil 20.11 Yeni Nesil Işın Detektörü ile Hacimsel Algılama

Üniteler arası haberleşme ve iletim amacıyla kullanılan kablo galerilerinde, her metredeki ısı artışına göre çok alternatifli tepkiler verebilen fiberoptik kablo sensörlü doğrusal yangın algılama ve ihbar sisteminin kullanılması doğru bir tercih olacaktır.

Tesisin tamamını tek bir merkezden (Merkezi Kontrol ve İzleme İstasyonu) üzerinden grafiksel olarak bir bilgisayar yazılımı ve bilgisayar ile izleyerek kontrol etmek uygun olacaktır. Ayrıca tesiste bulunan İtfaiye Merkezi, Güvenlik Merkezi gibi birkaç bölgede tekrarlama kontrol panelleri yerleştirilmesi uygun olacaktır. Tekrarlama panelleri sadece izleme yapmayacak, eğer operatöre yetki verilirse tüm kontrolleri yapabilme imkanı da sağlayacaktır. Ana yangın alarm kontrol paneli, yardımcı ağ (network) hattına bağlanacaktır.

20.3.2 Yangın Su Devreleri, Depolama ve Basınçlandırma

Termik santral sahasında açık alanda basınçlı yangın su devresi, hidrantlar ve kesme vanaları bulunmalıdır. Yangın pompa istasyonunda dizel motorla çalışan yangın pompaları, devredeki olası kaçakları beslemek için elektrikli jokey pompa ve kontrol paneli bulunmalıdır.

Tüm yangın vanaları açık durumda ve merkezi yangın ihbar paneline sinyal gönderecek su akış anahtarları (flow switch) ile donatılmalıdır. Yangın pompa odasının sıcaklığı hiç bir zaman + 5 C derecenin altına düşmemelidir.

NFPA 850 Yangından Korunma Koduna göre termik santral için gerekli olan yangın suyu miktarı; en çok su ihtiyacı olan sprinkler sisteminin tasarım gereği ile 1890 litre/dak yangın hortum ihtiyacını birlikte ve 2 saat süreyle karşılayacak şekilde olmalıdır. Ortalama olarak 1500 - 2000 ton suyun yangına ayrılması gerekir. Yangın pompaları kapasitesi dizel ve elektrikli birbirinin yedeği olarak en az 2500 gpm (11.000lt/dak) kapasiteli seçilmelidir.

Bina içi yangın su tesisatı bulunmalı, kolay ve hızlı kullanımı olan TSE EN 671-1 standardına uygun 1" hortumlu yangın dolap sistemleri tercih edilmelidir. Köpük kullanma gereği olan yerlerde, köpük yapıcı ve köpük sıvısının hazır olarak içinde bulunduğu hortum dolapları tercih edilmelidir (Şekil 20.12).

Şekil 20.12 Yangın Dolapları

20.3.3 Sprinkler (Yağmurlama) Sistemi

Binaların Yangından Korunması Hakkında Yönetmelik gereği, kaçış güvenliği sağlanamadığı durumlarda yangının yayılmasını önlenmek, yapı statiğini korumak, kaçış ve müdahale sürelerini yeterli hale getirebilmek için, yağmurlama sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Termik santralde idari binalarda, türbin sahalarında, depo ve ambar gibi alanlarda yağmurlama sistemleri ile korunum gerekmektedir.

Yoğun kablo geçiş galerilerinde ise yangın yayılımının önlenmesi ve açığa çıkan dumanın çalışanların güvenliğine etki etmemesi açısından, su sisi sistemleri ile korunma tercih edilebilir.

20.4 İtfaiye Yapılanması

Termik santrallerin yerleşim yerlerinden uzak olmaları ve hassasiyetleri nedeniyle kendilerine yeterli profesyonel itfaiye birimleri kurulmalıdır.

Ulusal düzenleme olan 6331 sayılı İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası kapsamındaki çok tehlikeli işlerden olması nedeniyle ve NFPA 600 standardı kapsamında tanımlandığı şekliyle, "ileri seviyede bina içi ve dışı yangınları"na müdahale edebilecek personel için aşağıdaki özellikler gerekli görülmektedir:

- Yangına hortumla basınçlı su ve köpükle müdahale edebilecek
- Hava tüplü solunum cihazı ve yanmaz elbiseyle donanımlı olacak
- Can kurtarma yapabilecek
- İtfaiye aracını tanıyacak
- Merdivenle yüksekte çalışma yapabilecek
- Yukarıdaki koşullarda çalışabilecek fiziki yeterlilik ve uygun sağlıklı olmak

İtfaiye teşkilatında görev alacak personelin görev tanımlarına ilişkin talimat hazırlanmalıdır. Bu kapsamda:

1. Her vardiyada mutlaka 3 kişi bulunacak şekilde itfaiye ekibi kurulmalıdır (1 şoför, 2 itfaiyeci-müdahaleci).

2. Her birimden (bölümden) itfaiye ekibine destek verecek "Acil Müdahale Ekipleri" teşkil edilmelidir. Bu ekipler özellikle arama- kurtarma çalışmalarında bölümünü iyi bilen ve donanımlı personelden oluşmalıdır.
3. İtfaiye personeli olarak işe alınanlar teknik bilgisi olan, teknik lise, tercihen İtfaiye Meslek Yüksek Okulu mezunu, yükseklik ve kapalı ortam fobisi olmayan, gözlüksüz, protez kullanmayan ve sağlık durumu iş yeri hekimi tarafından onaylanmış olanlar arasından seçilmelidir.
4. İtfaiye ekibinin günlük görevleri arasında aşağıdakilerin periyodik kontrolleri de bulunmalıdır:

- Yangın uyarı sistemi
- Otomatik söndürme sistemleri
- Taşınabilir söndürücüler
- Yangın hidrantları ve hortum dolapları
- Yangın pompaları
- İtfaiye araçları ve kişisel koruyucu donanımlar

Bu işler için üretici firmalardan bilgiler istenerek talimatlar ve formlar oluşturulmalıdır.

5. İtfaiye teşkilatının her tesis birimine uygun, önceden tasarlanmış müdahale senaryoları olmalıdır. Birimlerin riskleri dikkate alınarak (yüksek voltaj, düşme tehlikesi, kimyasal maddelere maruz kalma, yüksek sıcaklık, patlama vs) farklı senaryolar üzerinde uygulamalı tatbikatlar gerçekleştirilmelidir.
6. Tesis itfaiye teşkilatı ile yerel itfaiye birimi müşterek çalışmalar yapmalı ve muhtemel bir yangına hazırlıklı olmalıdır.
7. İtfaiye personeli santral içinde periyodik "Yangın Güvenliği Denetlemesi" yapmalı ve raporlamalıdır.
8. İtfaiye personeli "Sıcak Çalışma İzin" sisteminin uygulanmasını yapmalıdır.
9. Tesiste kurulacak yangın ihbar santrali itfaiye merkezinden sürekli izlenmelidir.

20.4.1 İtfaiye Araç Gereçleri

1. İtfaiye araçları, teknolojik açıdan doğru bakım ve kontrolleri yapıldığı takdirde uzun yıllar hizmet verebilirler. AB ülkelerinde ve ABD'de birçok itfaiye teşkilatında 30-40 yıllık araçlar hizmet verebilmektedir. Merdivenli, su, toz ve köpük işleyebilen çok maksatlı sanayi tipi itfaiye araçları seçilmelidir.

2. İtfaiye personelinin can güvenliği açısından kişisel koruyucuları olan giysiler ve solunum ekipmanları, tartışmasız en önemli donanımdır. Tercihler yapılırken mutlaka ilgili standartlara sahip ve ergonomik olmalarına bakılmalıdır. Ekipman seçiminde işletmelerin iştigal alanlarına ve uygun tercihlere de dikkat edilmelidir. Konvansiyonel donanım her zaman doğru olmayabilmektedir. Tesis riskleri ve özellikleri dikkate alınmalıdır. Önceliğin her zaman can güvenliğini sağlayabilecek yeterlilikte olmasına önem verilmelidir.

3. İtfaiye personelinin, su ve köpük araçlarının çalıştırılması ve kullanımında yeterli süre ve hız konusunda sürekli eğitimlerle yetenekleri geliştirilmelidir.

20.5 Denetimler

Yangın güvenliğinin sağlanmasında en önemli faktör, işyerlerinde yangına neden olabilecek durumların engellenmesi ve mevcut yangından korunma araç, gereç, donanımlarının her an çalışacak durumda olmasıdır. Bu konular etkin bir denetim sisteminin kurulmasıyla mümkündür. Denetim sisteminin kurulup çalışması, ilgili işyeri talimat ve formlarının hazırlanması, uygulayacak personelin görevlendirilmesi ve sonuçlarının takip edilmesi gereklidir.

KAYNAKÇA

[1] FM Global Veri Tabloları (Data Sheets).

[2] NFPA Yangından Korunma Uygulama Kodları.

ÖZGEÇMİŞ

Cemal KOZACI

ckozaci@gmail.com

Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kimya Bölümü'nden 1974 yılında mezun oldu. 1970'li yıllardaki ismiyle Teknik Emniyet Mühendisliği ve Yangın Mühendisliği konusunda, İngiltere ve Almanya'da çeşitli kurs ve sertifika programlarına katıldı, lisans üstü çalışmalar yaptı. Yeditepe Üniversitesi Sağlık Bilimleri Enstitüsü'nde "İş Sağlığı Güvenliği" Yüksek Lisans derecesini aldı.

Konusunda yaklaşık 40 yıldır çeşitli özel sektör kuruluşlarında kadrolu veya proje bazında çalıştı. FORD OTOMOTİV A.Ş.de Yangın Güvenliği ve Acil Durum Yönetimi Koordinatörü görevinden emekli oldu.

İstanbul Üniversitesi Teknik Bilimler Meslek Yüksek Okulu'nda tam zamanlı öğretim görevlisi olarak "İtfaiyecilik ve Yangın Güvenliği" programını kurdu, başkanlığını yaptı. Maltepe Üniversitesi'nde "Sağlık Emniyet Çevre Kalite Yönetim Sistemleri" dersi; "Yangın Güvenlik Uzmanı" sertifika programı dersleri, İstanbul Aydın Üniversitesi'nde İş Sağlığı Yüksek Lisans Programı'nda "Tehlikeli Kimyasallar" ve "Yangın Güvenliği" dersleri, Bahçeşehir Üniversitesi'nde İş Sağlığı Güvenliği Uzmanlık Sertifika Programı'nda dersler verdi. Türkiye Yangından Korunma ve Eğitim Vakfı TUYAK'ın başkanlığını yaptı.

21. TERMİK SANTRALLERDE PROSES GÜVENLİĞİ

Abdullah ANAR
Makina Mühendisi

21.1 Giriş

Termik santrallerin kurulumunda yabancı ülkelerden uzmanlık alınması devam etmektedir. Santrallerin türbinleri, kazanları, dolaşım pompaları gibi kilit donanımlar ve birçok önemli ekipman yerli yükleniciler tarafından kuruluyor olsa dahi, yabancı ülkelerin uzmanlarının gözetiminde kurulmaya devam ettiği bir gerçek. Ekipmanların büyük bölümü, özellikle anahtar ekipmanlar, başka ülkelerde ve onların uzmanlığı ile üretilmektedir.

Bu durum prosese ve hatta proses kavramına uzak kalmamıza neden olmuş olabilir. Bugün termik santrallere baktığımızda proses güvenliğinin yeni yeni telaffuz edildiğini ve yeterince bilinmediğini ve/veya yönetilmediğini görmekteyiz. Bu yazıda bunun nedenlerini, özellikle yasal ve üretici düzlemindeki eksikleri vurgulayarak, bulmaya çalışacağız.

Proses güvenliğinin kavram olarak yeni olması ve Seveso Direktifi'nin uygulaması olan Yönetmelik [1] dışında yasal düzlemde yer bulmamış olması nedeni ile, önce proses güvenliği kavramını irdeleyeceğiz.

21.2 Proses Güvenliği

Tanımı

Proses güvenliği, tehlikeli madde ve enerjiyi, tasarım sürecinde belirlenen üretme, iletme ve depolama aracında (ekipman, kazan, boru, elektik iletim veya depolama aracı vb.) ve tasarım sürecinde belirlenen koşullarda (basınç, sıcaklık, akış, yoğunluk, akım değeri vb.) tutmaya ve olası sapmaları önlenmeye odaklanan, mühendislik ve yönetim prensiplerinin bileşimi [2], olarak da tanımlanabilir.

Bu tanımı açarsak, kaba veya iletim hattına alınan veya proses esnasında oluşturulan tehlikeli kimyasalın, akımın tasarım değerlerinden sapmasını ve istenmeyen noktalardan boşalmasını engellemek, olası durumlar için sınırlandırıcı (reaktif) hazırlıklar yapmak, proses güvenliğinin işidir.

Bu kazalarda kontrol edilemeyecek olan enerji kaybının durumuna göre büyük maddi kayıplar ve felaketler oluşması olasıdır. Türk Dil Kurumu "Felaket"i, "Büyük zarar, üzüntü ve sıkıntılara yol açan olay veya durum, yıkım, bela" olarak tanımlamış. Hangi zarara kadar durum felakettir gibi bir belirleme yapılmamıştır.

Kapsamı

Proses güvenliği, varsa hammaddenin tesise girmesi ile başlar ve atık yönetimi de dahil tüm süreçleri kapsar. Sadece ürünün oluşma sürecini değil, ürün oluşumu esnasında ortaya çıkan atık (baca veya geçici depolama ile) ve ürünün transferini de kapsar.

Proses güvenliğinde belirtilen tehlikeli kimyasallar, zehirleyici (toksik), reaktif, parlayıcı ve kolay alev alıcı kimyasalların tümünü kapsar.

Amacı

Proses güvenliğinin iş güvenliğinden temel farkı; iş güvenliği sadece insanın ruhsal ve bedensel hasar alması ile ilgilenirken, proses güvenliği prosesin durmasını, büyük ekipman hasarlarını ve ham madde veya mamul madde kaybını da minimize etmeyi hedefler. O nedenle amaç, prosesi oluşturan tüm donanımın sistem bütünlüğünün (system or mechanical integrity) bozulmasını engellemektir. Felakete yol açabilecek olan proses kazalarını engellemek, aynı zamanda tesise komşu diğer işletmeler ve sivil yerleşim yerlerini de korumak anlamına gelecektir.

Proses Güvenliği Yönetimi (PGY)

Yönetim sözcüğünden anlaşılacağı üzere proses güvenliğinin sağlanması ve tehlikeli kimyasal salınımının engellenmesi için sistematik analitik bir uygulamadır. Başka bir tanıma göre; tehlikelerin etkin bir şekilde tanımlandığı, anlaşıldığı ve makul başarılabilir bir seviyeye indirilmesinin sağlandığı yönetim faaliyetleri kümesidir [3].

Yönetmek için bilmek, izlemek ve gerektiğinde müdahale etmek gerekir. Yönetim bir hedefin olduğu yerde ve bu hedefe yönelik tüm alt grupların yönlendirildiği sürece söz konusudur. Aksi halde yönetim değil kapılımdan (örnek akıntıya kapılma) söz edilir ki şans faktörü ile bir süre işler yolunda gitse dahi bir süre sonra proses güvensiz hale gelecektir.

PGY Bileşenleri (Unsurları)

Proses güvenliği bileşenleri farklı kuruluşlar tarafından farklı sayıda ve çeşitte öngörülmüştür.

Bunlar;

- "14 Elements" - CSChE – The Canadian Society for Chemical Engineering [4]
- "20 Elements" - AIChE CCPS – The American Institute for Chemical Engineers Center for Chemical Process Safety [5]
- "14 Elements" – OSHA – US Occupational Safety and Health Administration PSM Rule 1910.119 [6]
- "20 Elements" – EI - Energy Institute [7]

şeklindedir.

Bu bileşenleri ayrı ayrı listeleyelim:

1. Energy Institute' ın Öngördüğü Proses Bileşenleri
    1. Liderlik, taahhüt (politika), sorumluluk
    2. Yasal gereklikler ve endüstriyel standartların belirlenmesi ve uyum
    3. Çalışan seçimi, yerleştirilmesi ve (sağlık durumu dahil) uygunluğu

4. Çalışanların dahil edilmesi, katılımı
5. Paydaşlar ile iletişim
6. Tehlike tanımlaması ve risk değerlendirmesi
7. Dokümanlar, kayıtlar ve bilgi yönetimi
8. İşletme el kitapları ve prosedürleri
9. Proses ve işletme durumu izleme ve el değiştirme (devretme)
10. İşletme ara yüz yönetimi
11. Standartlar ve pratikler
12. Proje yönetimi ve değişiklik yönetimi
13. Operasyona hazır olma ve başlatma prosesi (prosesin başlatılması)
14. Acil durum hazırlık
15. Denetim ve bakım
16. Güvenlik açısından kritik cihazların yönetimi
17. İş kontrolü, iş izni ve görev risk yönetimi
18. Alt yüklenici seçimi ve yönetimi
19. Kaza raporlama ve araştırma
20. Yönetimin denetimi, gözden geçirmesi, teminatı ve müdahalesi.

2. OSHA'nın Öngördüğü Proses Bileşenleri
    1. Proses güvenliği bilgisi
    2. Proses tehlike analizi
    3. İşletme prosedürleri
    4. Çalışan katılımı
    5. Eğitim
        1. Başlangıç eğitimi
        2. Tazeleme eğitimi
        3. Eğitim dokümantasyonu
    6. Yükleniciler (Müteahhitler)
    7. İş başlatma güvenlik gözden geçirmesi
    8. Mekanik bütünlük
    9. Sıcak iş izni
    10. Değişiklik yönetimi
    11. Kaza, olay araştırma
    12. Acil durum müdahale planlaması
    13. Uyum
    14. Ticari gizlilik.

3. AIChE CCPS'nın Öngördüğü Proses Bileşenleri
    1. Proses Güvenliği Taahhüdü
        1. Proses güvenliği kültürü

   2. Standartlara uyum
   3. Proses güvenliği yetkinliği
   4. Çalışanın katılımı
   5. Paydaşlar ile iletişim
2. Tehlike ve Riskleri Anlamak
   1. Proses bilgi yönetimi
   2. Tehlike tanımlama ve risk analizi
3. Risk Yönetimi
   1. İşletme prosedürleri
   2. Güvenli çalışma pratikleri
   3. Tesis bütünlük ve güvenilirliği
   4. Yüklenici yönetimi
   5. Eğitim ve performans güvencesi
   6. Değişiklik yönetimi
   7. Operasyona hazır olma durumu
   8. Operasyonun yürütülmesi
   9. Acil durum yönetimi
4. Deneyimlerden Öğrenmek
   1. Kaza ve olay araştırma
   2. Ölçümler ve ölçü birimler (metrikler)
   3. Denetleme
   4. Yönetimin gözden geçirmesi ve sürekli iyileştirme

Bu bileşen yapısı yerine Türkiye'de ne kullanılacağı ile ilgili tek veri, AB Seveso II Direktifi'nin Uygulama Kapasitesinin Artırılması için Teknik Yardım Projesi ile hazırlanmış olan Rehberdir [8].

Bu Rehberin yasal olarak uygulanacağı yerler ise Büyük Endüstriyel Kazaların Önlenmesi ve Etkilerinin Azaltması Hakkında Yönetmelik ekindeki şartlara göre üst seviyeli veya alt seviyeli olan kuruluşlardır.

Termik santrallerin bu kapsamlara girip girmediği ile ilgili somut bir bilgi yoktur.

O halde bu santrallerde proses güvenliği için sistem oluşturulmasına hizmet edecek bir yasal veya rehber altyapı yoktur.

Bu durumda termik santrallerin proses güvenliği yönetimi yapıp yapmama ve nasıl yapacakları tamamen işleticilerine kalmıştır.

Termik santraller gibi çok tehlikeli olduğu halde Seveso Direktifi kapsamına girmeyen kuruluşlar ve kendisi o kadar tehlikeli olmadığı halde domino etkisi ile bir büyük tesiste felakete yol açabilecek görece küçük bir tesis için de bir yükümlülük veya bir rehber yoktur.

21.3 Termik Santrallerde Proses Güvenliği

Bölümler

Termik santrallerde bölümleri aşağıda şekilde sıralamak mümkündür:

1. Yakıt sistemi
    1. Gaz tedarik (Doğalgaz yakıtlı TS)
    2. Kömür tedarik (Kömür yakıtlı TS)
2. Su sistemi
3. Yağlama sistemleri
4. Su arıtma sistemleri
5. Elektrik üretim ve dağıtım sistemleri.

Olası Tehlike ve Riskler

Termik santrallerde büyük felaket dendiğinde akla trafo yangınları gelir. Büyük felaket tatbikatları bu senaryo üzerinden yapılır. Ancak yaşanmış deneyimlere göre olmuş ve olası büyük riskler aşağıda sıralanmaya çalışılmıştır. Bu sıralamaya girmeyen risklerin tartışmalar ile beraber listeye eklenmesi mümkündür [9].

1. Yangın
    1. Trafo yangınları
    2. Türbin yangını
    3. Kömür stok sahası yangınları
    4. Yağlama yağında yangın
    5. Amonyak depolama tankında yangın
    6. Yakıt tankında yangın
    7. Elektrik yangınları
    8. Kontrol odası yangını
    9. Toz (pulverize) kömür borularında yangın
2. Patlama
    1. Soğutma sisteminde arıza nedeni ile türbinde patlama
    2. Kömür tozu patlaması
    3. Hidrojen sisteminde patlama
    4. Ark patlamaları
    5. Basınç patlamaları
3. Zehirlenme (Toksik)
    1. SCR sisteminde kullanılan susuz amonyağın kaza sonucu açığa çıkması (büyük seviye etki)

   2. Su şartlandırmada kullanılan %25amonyak içerikli karışımın kaza sonucu açığa çıkması (orta seviye etki)

4. Büyük Arızalar
   1. Yağlama sisteminden arıza nedeni ile türbinde yatak sarma
   2. Türbinin serbest kalmasıyla fırlaması
   3. Yağlama sisteminde arıza nedeni ile jeneratörde arıza
   4. Türbinin cebren soğutulması (forced cooling) esnasında kırılması
5. Özel Riskler
   1. Kazan içinde çalışma
   2. Tanklarda çalışma
   3. Vanalara ulaşım
   4. Kimyasallara maruziyet
   5. Elektrikli işler (arc flash-NFPA 70E)
   6. Sıcak yüzeyler
   7. Kontrol dışı sıcak buhar çıkışı
   8. Vent yakınlarında çalışma
   9. Gaz tüpleri ile çalışma ve azot

Olası Sonuçlar

Termik santral işletmesinde risklerin gerçekleşmesi sonucu olası sonuçlar aşağıdaki gibidir.

- İnsan yaralanması veya ölümü
  - Çalışan (tesis çalışanı, yüklenici çalışanı veya kısa süreli iş yapanlar)
  - Ziyaretçi (tanıtım, satış vb.)
  - Yerel halk (tesis yakınında yaşayan insanlar).
- Tesisin tamamının veya bir kısmının kullanılmaz hale gelmesi.
- Çevreye zarar verilmesi (Hava, su veya toprak kirliliği).
- Domino etkisi ile çevredeki tesislerde hasar yaratarak riskin felaket boyutlarına geçmesi.

Önlemler

Bu durumun gerçekleşmemesi için tesisler bir dizi önlem alırlar. Bu önlemlerin yeterliliği veya sürdürümü ise bu yazıda irdeleyeceğimiz bir konu olacaktır.

Önlem, bir bütündür. Kazaların tek bir nedeni olmadığı gibi önlem de tek başına düşünülemez. Önlem, gerek önlem hiyerarşisindeki tüm aşamalar ile irdelenecek, gerekse önleyici (proaktif) ve sınırlandırıcı (reaktif) yönü ile irdelenecektir.

Önlem hiyerarşisine göre önlemler şunlardır:

- Kaçınmak
- Azaltmak
- Mühendislik önlemi

- İdari önlem
- Kişisel koruyucu donanım (KKD)

Bunun dışında olayın olmaması için alınacak önleyici (proaktif) önlemler ve önlemin etkisini sınırlandırmak için sınırlandırıcı (reaktif) önlemler söz konusu olacaktır.

Proses güvenliği açısından bakınca önlemler hiyerarşisi şunlardır:

- Önleme (Prevention): Olayın olmasını engelle (örneğin gaz çıkmasın)
- Algılama-Gösterme (Detection-Indication): Olayın olduğunu algıla ve göster
- Azalt (Mitigation): Olayın etkisini azalt
    - Tutuşmayı engelle – Yayılmayı engelle
    - Patlamayı bastır
    - Domino etkisini yok et veya azalt

Önlemlerin alınması yetmez. Önlemleri başarısız kılacak etkenlerin de araştırılması ve önlemlere ilave edilmesi gerekir. Bu noktada sürdürülemez önlemler de araştırılmalı ve sürdürülmesi önünde engeller ortadan kaldırılmalıdır.

- Önlem güvenilir midir? - Önlem, gazı her zaman algılar mı?
- Önlem uygun mudur? - Bu gazın algılanması için bu algılayıcı bu seviyede uygun mudur?
- Önlem uygulanabilir mi? - Algılayıcı sıcak ortamda uygulanabilir mi?
- Önlem amaca uygun mudur? - Algılayıcı doğal gazı algılama kapasitesinde midir?
- Önlem fonksiyonel midir? - Algılayıcı aktif mi, by-pass edilmiş mi (devre dışı bırakılmış mı), forslanmış mı (alarm değerleri bilerek yükseltilmiş veya düşürülmüş ve algılayıcının çalışması engellenmiş mi?) veya bağlantısı sökülmüş mü?

Önlemin etkinliği, sürdürülebilirliği veya başarısızlığı ile beraber önlem katmanı tamamlanmış olur.

21.4 PGY Bileşenlerinin Değerlendirilmesi

Proses Güvenliği Yönetiminde genel olarak kabul edilen tüm bileşenlerin hepsini açmak yerine tartışmak istediğimiz bileşenleri burada açmaya çalışacağız.

Güvenlik Kültürü

Önlemin alınmasında ve sürdürülmesinde önemli etkenlerden biri de, güvenlik kültürüdür. Güvenlik kültürüne sahip organizasyonlarda işler, kişilere göre değil sisteme göre yürütülürler. Bu anlamda firmada el kitapları, prosedürler, talimatlar ve formlar ile hazırlanmış olan sistem, tüm yönetimi tanımlayacaktır.

Güvenlik kültürünün oluşmasında ana etkenler, çalışanların değerleri, tutumları, algıları, yetkinlikleri ve davranışlarıdır. Bu kültürün gelişmesinde; kuruluşun tüm operasyonlarının gözetilmesi, somut güvenlik hedeflerinin ortaya konulması ve izlenmesi kritik önem taşır [10]

Çalışanların organizasyondaki gelişmeleri bilmeleri, önerilerini verebilmeleri ve bu önerilere değer verilmesi de kuruluş içinde güvenlik kültürünü artıracaktır.

Tartışma 1: Güvenlik kültürü oluşturulması için OHSAS 18001'den (TS 18001) beri kuruluşlara sistem kurulması, çalışanlardan görüş alınması ve sürekli iyileştirme öneriliyor. Bugün geldiğimiz noktada bu konuda çok ciddi mesafe alınmamıştır. O halde güvenlik kültürünü oluşturmak ve yerleştirmek için neler yapılmalıdır? Bakanlıklar, meslek odaları ve sendikal yapılara bu konuda iş düşer mi? Güvenlik kültürünün oluşumu için yasal gerekliliklere eklemeler yapılabilir mi?

Eğer güvenlik kültürü oluşturamaz isek, proses güvenliğinde ilk bariyerde takıldık demektir.

Standartlara ve Yasal Gerekliliklere Uyum

Yasal gerekliliklere uyumu uzun uzun anlatamayacağız. Çünkü bilindiği üzere Türkiye'de proses güvenliği alanında yasal alt yapı, Seveso Direktifi kapsamı dışında yoktur. Seveso Direktifi kapsamı da oldukça eksik ve sınırlıdır.

Standartlara uyarak kendini iyi durumda tutacak işyerleri için proses standartlarının çoğunluğu İngilizcedir. Burada örnek vermek üzere liste yapsak uzun bir liste olacaktır. Sadece patlamadan korunma dokümanı için temel standart olan TS EN 60079 nolu standardın tüm serisinin, proses güvenliği standardı olan TS EN 61511 ve TS EN 61508 standartlarının İngilizce olması bu işin ne kadar başında olduğumuzu göstermektedir.

Bu standartları okuyabilecek ve işyerlerine uyarlayabilecek uzmanlar kendilerini ulema olarak görmektedirler. Hatta tartışmalara İngilizce sözcükler ile katılmaları veya başlatmaları bile bu işin çözümünü değil, güçlüğünü yansıtmaktadır. Yeni başlayacaklara cesaret kırıcı olmaktadır.

O halde doğru olan, Türkçe konuşan Türkiye'nin, standartları derhal Türkçeye çevirmesidir. Bununla beraber derhal uygulama kılavuzları hazırlanmalı ve kullanıcılar standartlara uyum konusunda zorlanmamalıdırlar.

Tehlike Tanımlaması ve Risk Analizi

Proses güvenliğinde çok çeşitli risk analizi ve değerlendirmesinde kullanılan yöntemler vardır. Bunlardan bazıları şunlardır:

- Olsa ne olur (what if)
- Tehlike Tanımlama (HAZID)
- İşletilebilirlik Tehlike Analizi (HAZOP)
- Hata Türleri ve Etkileri Kritiklik Analizi (FMECA)
- Hata Ağacı Analizi (FTA)
- Olay Ağacı Analizi (ETA)
- Papyon (Bowtie)
- Patlamadan Korunma Dokümanı

Risk değerlendirmeleri, İş Güvenliği ve Risk Değerlendirmesi Yönetmeliği'ne göre yapılır. Bu yönetmelik bu iş için işletmede bir ekip kurulmasını şart koşar ve ekibin risk değerlendirmesi yapmasını ister. Buna karşın risk değerlendirmeleri karmaşık modlarda sunulmakta ve mühendislerin zaten çok gönüllü olmadıkları işi yapma eğilimi azalmaktadır.

Risk analizi ve değerlendirmesi bir ekip işidir. Ekip asıl olarak tesisteki kişilerden oluşacak, gerekirse dışardan bir danışmanın kolaylaştırıcılığı ile yapılacaktır. Risk değerlendirmesi sipariş verilerek, yapın getirin, şeklinde çözülecek bir konu değildir.

Tartışma 2: Risk değerlendirmesi bir beyin fırtınası çalışmasıdır. Kendisi doğrudan kullanılacak bir doküman değildir. Sahada kullanımı mümkün olamamaktadır. Bunun yerine, risk değerlendirmesi ile el kitabı, prosedür, form ve talimatlarda eksikler belirlenecek ve bu suretle risk değerlendirmesi sahada faydaya dönüşecektir. Tüm dokümanlarda olduğu gibi kullanılması halinde faydası görülecektir. Aksi halde sadece Bakanlığın denetiminde ceza almama, faydası olacaktır. Tartışma noktası bu görüşün yasal gereklilikler ile desteklenmemesi ve risk değerlendirmesi yaparak güvenli çalışma ortamı yaratıldığının düşünülmesidir.

Makina Emniyeti (Mekanik Bütünlük)

Proses güvenliğinin önemli bir bileşeni mekanik bütünlüktür (Mechanical Integrity). Makinalar hazır bir ekipman (torna tezgahı, tavan vinci vb.) veya bir kaç ekipmandan oluşan bir sistem (Gaz ısıtma sistemi, kömür tedarik sistemi) olabilir.

Bu sistemlerin güvenli çalışması nasıl sağlanacaktır?

İlk aşama tasarımda bu işin doğru yapılmasıdır. Makina Emniyeti Yönetmeliği piyasaya arz edilecek makinalar için bir gereklilik öngörmüştür [11]. Buna göre yapılması gerekenler:

- Yönetmelik Ek I'de yer alan ilgili temel sağlık ve güvenlik kurallarını sağlamak.
    - Risk Değerlendirmesi yapılması (TS EN 12100 ve TS EN 13849)
- Yanlış kullanım sınırlarının tespiti
- Tehlike belirlenmesi
- Tehlikenin, maruz kalacak üzerinde yaratacağı hasarın derecesi
- Önlemler
    - Risk değerlendirmesine göre üretici;
- Riskleri bertaraf edecek,
- Bertaraf edilemeyen riskler için koruyucu tedbirler alacak,
- Kalan riskler için kullanıcıyı bilgilendirecek, eğitim ve KKD önerecek.

Makina Emniyeti Yönetmeliği, makinalar için olması gerekenleri detaylı olarak vermiştir. Buna göre kritik rolleri veya kaza halinde olası sonuçları ile güvenlik öncelikli ekipman veya sistemler için bir performans seviyesi (güvenlik seviyesi) belirlenecek ve ekipman ona göre tesis edilecektir. Tüm bileşenler bu güvenlik seviyesini sağlayacak şekilde seçilecek ve yerleştirilecektir.

Tartışma 3: Ekipmanın güvenlik seviyesi veya performans seviyesi (PL), genellikle kullanıcı tarafından bilinmiyor. Sistemler için böyle bir seviye genel olarak belirlenmiyor veya kullanıcıya iletilmiyor veya iletilse dahi kullanıcı bunun öneminin farkında olarak bunun sürdürümünü hedeflemiyor ise, üretimde ve kurulumdaki güvenlik seviyesi, kullanımda ve bakımda (O&M) derhal düşecektir. Bunu önlemek için bir program veya yasal alt yapı var mıdır? Yasal alt yapı olarak, Büyük Endüstriyel Kazaların Önlenmesi ve Etkilerinin Azaltılması Hakkında Yönetmelik haricinde bir yasal gereklilik olmadığını biliyoruz. Bu yönetmelik içinde de bu anlamda bir gereklilik önermesi göremiyoruz.

Kullanım Kılavuzları ve Talimatlar

Makina üreticileri temel riskleri yukarıda sayılan standartlar ile çözecekler ve engelleyeceklerdir. Engellenemeyen riskler için kullanıcıya bilgiler, yönergeler verilecek ve kullanıcının takip etmesi halinde kaza olasılığını kabul edilebilir seviyeye indiren bir yap-yapma listesi verilecektir. Bunu kullanım kılavuzlarında bulmamız beklenmektedir.

Termik santraller çok sayıda makina içermektedir. Bilindiği üzere bu makinaların hemen hepsi yabancı ülkelerden alınmaktadır. İlk sorun makinaların üzerindeki etiketler ve kullanım talimatları ile başlamaktadır. Santrallerde bulunan birçok mekanik aksamın etiketleri ve/veya kullanım kılavuzları İngilizce ve hatta Çince olabilmektedir. İngilizceyi, standartları İngilizce olarak basan TSE nedeni ile biraz kanıksanmış olmakla beraber, İngilizce bilen azlığı (çok olması da gerekmiyor) ve Çince bilen sayısı çok çok az olan ülkemizde, bu durum sorun yaratmaktadır.

Bütün makinalar için, Türkçe hazırlanmış talimatlar bulunmalıdır [12]. Burada kastedilen kullanım talimatı veya kullanım kılavuzudur. Böyledir ki, İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, "Bu talimat, imalatçı tarafından iş ekipmanıyla birlikte verilen kullanım kılavuzu dikkate alınarak hazırlanır." der. Burada kast edilen ise talimattır ve çalışana anlatılmak ve benimsetilmek üzere hazırlanacaktır.

Sahada durum böyle olmamaktadır. Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı denetimlerinden bir şekilde geçen kocaman santraller, Çinli üreticiler tarafından Çince etiket ve kullanım kılavuzları ile teslim edilebilmektedir.

Daha sonra ise gerek iş güvenliği uzmanları gerekse ilgili mühendisler makina ile ilgili talimatları hazırlamakta zorluklar yaşamaktadır. Bu kısımda da Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı (ÇSGB) denetimleri istenen etkinlikte olmadığı için sorunun takibi yapılamamaktadır.

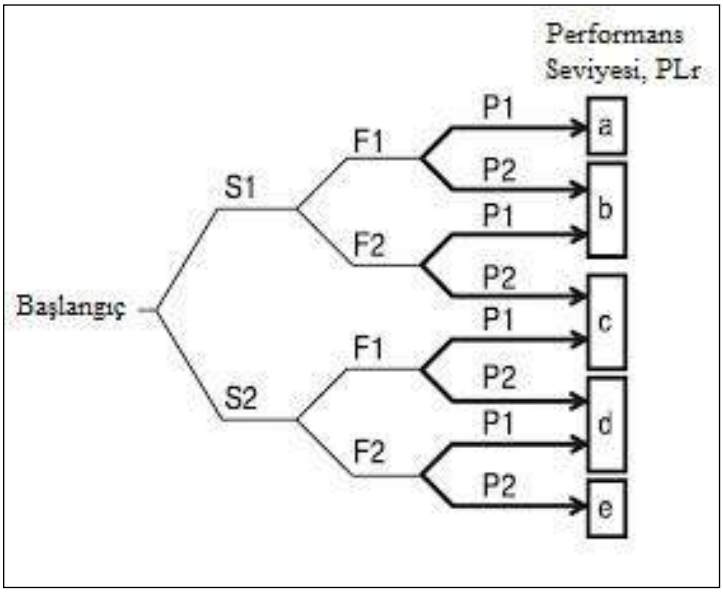
Tartışma 4: Santrallerde ekipmanın yanlış kullanımından doğacak iş kazalarında, bu kazaların kök nedeninde, ekipman yönergelerinin olmaması veya farklı bir dilde olması var mı? Kusur oranı belirlenirken bu durum göz önüne alınıyor mu?

Tartışma 5: Bilim, Teknoloji ve Sanayi Bakanlığı bu üretimleri ve/veya kurulumları denetliyor mu? ÇSGB saha denetimlerinde kullanım kılavuzlarını görmek istiyor mu?

Güvenlik Bütünlük Seviyesi (SIL-Safety Integrity Level)

Makina Emniyeti Yönetmeliği'ne göre, makina üreticilerinin risk değerlendirmesi yapması gerekiyor. Buna göre normal kullanım ve yanlış kullanım nedeni ile oluşacak riskli durumlar dikkate alınacak ve kullanıcının antropometrik durumu da dikkate alınarak [13] bu tehlikeli durumların olması engellenecektir. Makina beklenmedik şekilde çalışmayacaktır.

Bu da güvenlik seviye risk değerlendirmesi ile (TS EN 13849-1) belirlenecektir.



Şekil 21.1 Performans Seviyesi Belirleme

Bu seviyenin kullanıcı tarafından düşürülmemesi ve mekanik bütünlüğün bozulmaması için kullanıcıyı yönlendirecek bir doküman veya yasal gereklilik olmadığını belirtmiştik. İlave olarak güvenlik seviyesini yakalama araçlarından birisi, ekipmanın hata yapma olasılığıdır (failure probability). Bu seviye, HAZOP ile belirlenen kötü senaryoların LOPA (Layer of Protection Analysis-Koruma Analizi Katmanı) ile analiz edilmesi ve toplam riskin sayısal olarak ifade edilmesi gibi nicel (kantitatif) risk değerlendirme süreci ile de belirlenebilir.

Güvenlik seviyesini veya risk seviyesini düşüren etkenlerden birisi ekipmanların SIL seviyeleridir. SIL seviyesi nedir, nasıl doğrulanır ve ekipmanın bakım ve parça değişimlerinde SIL seviyesi nasıl etkilenir, bilinmemektedir.

Tablo 21.1 Güvenlik Seviyesi Belirleme

Güvenlik Bütünlük Seviyesi	Çalıştırılması Gerektiğinde Arıza Yapma İhtimali	Risk Azaltma Seviyesi
SIL 4	$>=10^5$ to$<10^4$	100,000 to 10,000
SIL 3	$>=10^4$ to$<10^3$	10,000 to 1,000
SIL 2	$>=10^3$ to$<10^2$	1,000 to 100
SIL 1	$>=10^2$ to$<10^1$	100 to 10

Tartışma 5: SIL seviyesi konusunda kullanım süreçlerinde yapılacaklardan sanayiciler (en azından termik santrallerin bakım ve işletme grupları) haberdar mıdır? Türkiye'de risk grubuna, sektörlere vb. göre SIL asgari seviyesi belirlenmiş midir?

Güvenlik Enstrüman Sistemi (SIS-Safety Instrument System)
İşletmede bu büyük riskleri önlemek üzere bir dizi emniyet ekipmanı çalışır. Ekipmanların başarısız olma durumuna karşı algılayıcılar, yedeklemeler, by-pass vanalar, blöf vanaları vb. bir dizi emniyet ekipmanı kullanılır.

Bu ekipmanlar eklendiğinde bir senaryonun gerçekleşmeme olasılığı veya örnek üzerinden anlatmak istersek, gaz hattının patlamasının engellenmesi, hangi olasılığa düşürülmüştür. Bu konunun bilinme mecburiyeti sadece Seveso Direktifi kapsamındaki tesislerde vardır.

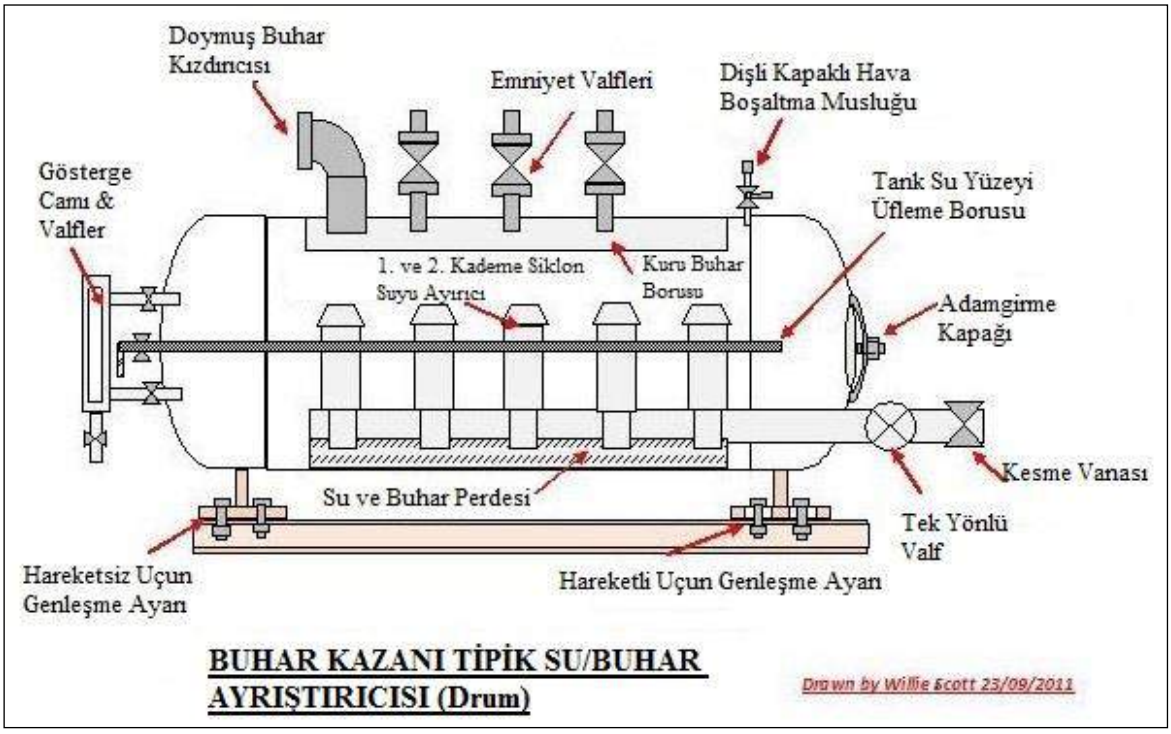
Burada tartışma HAZOP vb. gereklilikler olmayınca LOPA yapılamıyor ve bu durumda SIS kapsamında bir gereklilik veya uygulama sorunu bilenemiyor. Bu nedenle bütünü ile proses güvenliği eğitimi ile kullanıcıların SIS konusunda da bir farkındalığa erişimi önem arz etmektedir.

İş İzni Sistemi
Proses güvenliğinin önemli bileşenlerinden birisi de iş izni sistemidir. Bu sisteme göre tesiste yapılacak her iş için ya bir izin otoritesinden veya bu anlamda görevlendirilmiş olan vardiya amirliğinden izin alınacaktır.

İş izni alma konusunda uluslararası bileşenler ile ayrıldığımız temel nokta, onlar sıcak iş iznini bir bileşen olarak anarken, bizim birçok özel risk grubu için iş izni alınmasının gerekliliğini düşünmemizdir. Bu konuyu bir tartışma başlığı altında ele almasak dahi, tartışmaya açık bir konudur. Tartışmanın beslenmesi için hangi konularda iş izni almanın proses güvenliği açısından önemli olduğunu bir inceleyelim. Özel iş iznine tabi konular;

- Sıcak iş izni
- Kazı izni
- Radyografik test izni
- Kısıtlı alanda çalışma izni
- Yüksek gerilimde çalışma izni
- Kilitle etiketle iş izni.

Bu izinlerin bazıları iş güvenliğini ilgilendirirken, proses güvenliğini ilgilendirmiyor gibi gözükmektedir. Oysa iş güvenliği açısından kritik olan kısıtlı alanda çalışma iş izni, alanda bırakılacak malzemenin proses güvenliğine yaratacağı riskler açısından, proses güvenliğini de ilgilendirmektedir.



Şekil 21.2 Su Buhar Ayırıcısı

Örneğin termik santrallerde su-buhar ayırıcıları ("drum", "dom") bakım süreçlerinde azot ile korumaya alınırlar. İçinde çalışılacağı zaman azotun tahliyesi, belirlenen sürede bir bakım çalışmasının yapılması ve içinde hiçbir yabancı malzeme, parçacık (partikül) bırakılmadan çalışmanın sonlandığından emin olunması, proses güvenliği açısından çok önemlidir.

Sıcak iş izni, özellikle yangın ve patlama risklerini önlemek açısından, kilit bir iş iznidir.

Kazı izni termik santrallerde çok önemsenmeyen bir iş iznidir. Oysa bu izin, alt yapıya zarar verebilecek ve bu zararın anlaşılamadığı durumlarda prosesin gelişimini çok olumsuz etkileyecek çalışmaların kontrol altına alınması için oldukça önemli bir iş iznidir.

İş izni sistemi olmasına rağmen insan yaşamını ve prosesi riske sokacak yaşanmış bazı olaylar, ayrı bir yazı ve panel konusu olabilir. Kazalardan öğrenme sürecini kaza araştırma ve kök neden analizi kısmında ele alacağız.

Alt Yüklenici Yönetimi

Termik santraller veya benzeri endüstriyel tesislerde tesisi, tehlikeleri ve riskleri bilen bilinçli kadrolar vardır. Bu anlamdaki eksikler varsa süreç içinde aşılmıştır veya aşılacaktır.

Ancak bakım süreçlerinde tesise gelen, bazen ilk kez bir termik santralle girmiş yüzlerce çalışan söz konusu olabilmektedir. Bu çalışanlar risk farkındalığı düşük ve tesis risklerine yabancı kişiler olarak birer tehlike kaynaklarıdır.

Alt yüklenicinin el aletleri, iskeleleri, iş makinaları (vinçler vb.) çoğu zaman sahada oluşturulmuş iş güvenliği seviyesini aşağı çekebilmektedir.

Yasal olarak risk değerlendirmesi yapmadan çalışma yapılmasına izin verilmemekte ve bu durum belirlendiğinde idari ceza öngörülmektedir. Ancak bu durumda işin durdurulma yetkisi sadece iş müfettişlerine verilmektedir [14]. Risk değerlendirmesi yapma zorunluluğu alt işverende olacaktır. Bu konu nettir. Asıl işveren bu risk değerlendirmesinin bir kopyasını alacak ve uygulamayı denetleyecektir [15].

Değişiklik Yönetimi

Termik santraller her proses tesisi gibi bir kurgu üzerine çalışır. Buna göre:

Önceden belirlenmiş ekipler bir organizasyon ile bir araya getirilir ve deneyimli oldukları veya eğitildikleri ekipman ve malzemeleri kullanarak, belirlenmiş proses limitleri (basınç, sıcaklık, akış vb.) altında bir üretim gerçekleştirir. Bu üretim, santrallerde tabii ki elektriktir. Ancak özellikle kömür yakıtlı santrallerde yan ürünler de satılabilirliği ölçüsünde işe yarar meta olarak ortaya çıkmaktadır.

Sonuç olarak ne yapacağını bilen bir ekip, ekipmanı kontrol etmektedir. Kullandığı malzeme incelenmiş ve güvenlik bilgi formuna göre gereken önlemler alınmıştır. Ekipman için kullanım kılavuzları okunmuş, talimatlar oluşturulmuş [16] ve çalışanlar bilgilendirilmiştir.

Ancak, çalışan, malzeme, ekipman, çevre şartı veya proses tasarımı değişirse ne olacak? Bu durumda işletme, değişikliğin durumuna bağlı olarak yeni veya daha büyük risklere sahip olacak. O halde değişiklik, yönetilmesi gereken bir durumdur.

İncelediğimiz proses kazalarının çok ciddi bir yüzdesi, değişikliğin yönetilmemesi gibi bir kök nedene sahiptir.

Tartışma 6: Değişiklik yönetimi kaza potansiyelini, yani tehlikeyi artırıyor ise, her değişiklik bir risk değerlendirmesi gerektirir mi? Bu, bir miktar, İş Sağlığı ve Güvenliği Risk Değerlendirmesi Yönetmeliği'nde yazıyor ise de, bunu daha açık belirtmek faydalı olur mu? Değişiklik yönetimi olmayan organizasyonlar, bu konuda nasıl bilinçlendirilir?

Kaza Olay Araştırma ve Raporlama

Termik santrallerde bizim de tanık olduğumuz veya duyduğumuz birçok proses kazası olmaktadır. İnsan yaralanması veya ölmesi söz konusu değil ise, bu durum iş kazası olarak kabul edilmemektedir [17]. Oysa bilinen o dur ki, iş ve proses kazalarında kazanın gerçek sonucu kadar potansiyel sonucu da önemlidir. Hatta kazalar, şiddeti daha yüksek ise, potansiyel sonucuna göre değerlendirilmelidir.

Proses kazalarında ekipman hasarı ile sonuçlanan bir kaza bizim tanımımıza veya uluslararası kabule göre malzeme hasarlı bir kazadır. Bu tip bir kazanın bizim yasal alt yapımızda bir yeri yoktur.

Oysa bu kaza, verdiği ekipman hasarı ile organizasyonun (tesisin) bütçesini de, ülkenin bütçesini de bir biçimde etkilemiştir. Hem doğrudan masraflar ile hem de dolaylı (üretim kaybı vb.) maliyetler ile kaza, tekrarı önlenmesi gereken bir olaydır.

Proses kazası için de, ramak kalalar, iş kazasındaki kadar önemlidir. Ramak kalaların kaydının tutulmasını isteyen yasal gereklilik [18] bu anlamda değerlendirilebilir.

Tartışma 7: Bize göre öncelikle malzeme hasarlı tüm kazalar Sosyal Sigortalar ve Genel Sağlık Sigortası Kanunu açısından iş kazası sayılmasa dahi, iş/proses kazası olarak kayda geçmeli ve araştırılmalıdır. İş veya proses sürecinde ramak kala yaşanması halinde de, bu durum, potansiyel sonucu düşünülerek ele alınmalı ve kaza/olay raporlarında potansiyel sonuç öngörüsü hanesi olmalıdır.

Kazaların araştırılma nedeni, tekrarının önlenmesi içindir. Kaza neden teorilerinden artık en kabul göreni, çoklu neden teorisidir. Bu teoride, kazaya neden olan tüm katmanlar araştırılmalı ve ayrı ayrı önlenmelidir, denir. Bu nedenler şunlardır:

- Direkt neden: Yaralanma nedeni
- Katkıda bulunan faktörler: Yaralanmanın olmasını sağlayan veya etkisini artıran yardımcı faktörler
- Kök nedenler: Sistemde bu kazanın önlenmesi için eksik olan bariyer

Tartışma 8: Kazaların kök neden analizi yapılmalıdır. Bu işi yapacak ekiplere, kök neden analizi yapma ile ilgili bilgi eksikleri varsa, eğitimler verilmelidir. Kök neden analiz becerisi ile risk değerlendirme becerisi, büyük benzerlik gösterir. Bu nedenle, yasal ile, risk değerlendirmesi ile kaza kök neden araştırma teknikleri, zorunlu eğitim olarak, en azından risk değerlendirme ekibi ile kaza araştırma ekibine verilmelidir.

Kök neden yukarda belirttiğimiz gibi, sistemde gizlidir. Açığa çıkması için denetimler yapılmış ancak bulunamamış olduğu öngörülür. Ancak kaza olması halinde bu eksiklik açığa çıkar. O halde eksikliğin ortaya çıkması için bir kaza olması ve bir bedel ödenmesi gerekmektedir. Hâlbuki ramak kala, kıl payı veya ucuz atlatma olaylarında, sistemdeki eksiklik ortaya çıkar ve bir bedel ödenmemiş olur.

O halde, ramak kala olayları görmek, hayati önem taşımaktadır.

Tartışma 9: Başka işletmelerde yaşanan kazalar diğer işletmeler için de bir ramak kala kabul edilebilir mi? Tesisler bu kazaları nedenleri ile birlikte (öğrendiklerinde) kendi sistemlerini gözden geçiremezler mi? Eğer kendi tesislerinde olsa idi bu kazayı önlemek için bariyerleri var mıydı, sorusu sistemin iyileştirilmesi için kullanılabilir mi?

Proses kazalarında kaza araştırma, kök neden analizi ve raporlama çok önemlidir. Bu anlamı ile önemli bir bileşendir.

Proses Kazaları Örnekleri

Proses kazaları, iş kazaları gibi ülkemizde paylaşılmıyor. Uluslararası kuruluşlar, şirketler bu verileri, tekrarını önlemek adına, tüm kuruluşlar ile paylaşıyorlar. Hatta internet ortamında herkesin erişimine açık tutuyorlar. Bu anlamda yararlı kaynaklar için www.csb.gov ve http://sache.org/beacon/products.asp sitelerine bakılabilir.

Türkiye'de yaşanmış ve duyabildiğimiz önemli proses kazaları aşağıda listelenmeye çalışılmıştır:

- Kömür yakıtlı santralde değirmenin patlaması
- Kömür konveyöründe yangın ve patlama
- Kazana toz (pulverize) kömür ileten borularda yangın
- İlk ateşlemede LPG ve fuel oil kullanımı nedeni ile, kazanda patlama

- Trafo yangınları
- Hidrojen üretim tesisinde yangın
- Buhar türbininin yağlama sisteminde yağın kesilmesi sonucu türbinin hasar görmesi ve tesisin 9 ay çalışamaması
- Kondenserden soğutma amaçlı deniz suyu kaçması sonucu buhar türbininin hasar görmesi ve tesisin yaklaşık 5 ay çalışamaması,
- Doğal gaz basınç düzenleme ve ölçüm istasyonlarında (RMS) patlama

Bunların dışında aşağıdaki kazalar prosesin etkin kontrol edilmemesi veya hatalı kurulumlar nedeni ile oluşmuş ve çalışanlar kıl payı kurtulmuşlar veya hafif yaralanmalar yaşamışlardır.

- Bacadan susturucunun kopması ve çalışanların üzerine düşmesi
- Vana tahrik motorunun (aktüatörünün) basınçla patlayarak çalışanların üzerinde doğru düşmesi ve büyük miktar doğalgaz kaçırması
- Tankta çalışma varken (Kilitle-etiketle sisteminde hata nedeni ile) çalışanın üzerine sıcak buhar gelmesi
- Hava hattı yerine CO_2 hattının kesilmesi sonucu ortama CO_2 salınımı
- Elektrik sistemi yalıtımı (izolasyonu) esnasında yaşanan ark parlaması (arc flash) kazaları

21.5 Sonuç

Proses güvenliği Türkiye'de emekleme aşamasındadır. O nedenle birçok işyeri proses güvenliği ve oluşturabileceği felakete varacak sonuçlar açısından denetim dışıdır. Seveso Yönetmeliği kapsamında kısmi bir ilerleme yapılıyor gibi olsa dahi, bu durum da Bakanlığın istediği dokümanı hazırlama telaşından öte gidememektedir.

Termik santraller, Seveso Direktifi veya Büyük Endüstriyel Kazaların Önlemesi ve Etkilerinin Azaltılması Hakkında Yönetmelik kapsamına girmediği veya girip girmediğinin somut olarak ifade edilmediği mevcut durumda, proses güvenliği yaptırımından uzaktır. O nedenle termik santrallerde, doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonları (çoğu zaman gaz dağıtım firması sorumluluğunda), kömür stokları, susuz amonyak tankları, trafo veya türbinler, gereken önlemler açısından tesis sahibi kişi veya firmanın veya santral müdürlüğünün vizyonu ile sınırlı bir proses güvenliği yönetimi vardır.

Bu duruma öncelikle Bakanlıktan bir yasal alt yapı katkısı, sigorta yapan sigorta firmalarının denetimlerini proses denetimi kapsamına taşımaları, meslek odalarının bu konuda bilinç yükseltme çalışmaları ve TSE'nin proses güvenliği standartlarını artık Türkçeye çevirmeleri beklenmektedir.

Tüm bunlarda olacak hareketlenmeler ile beraber iş güvenliği uzmanlarından bir grup, proses güvenliği konusunda ilerleme kaydedecek, işverenler de, tesislerini bu yönden de korumaya alacak bu uzmanları tercih edecektir.

İşin başı, ülke politikasında insan hayatını öne almak, kaybolan her maddi hasarın ülkeye bir zarar olduğunu unutmamaktır.

KAYNAKÇA

[1] Büyük Endüstriyel Kazaların Önlenmesi ve Etkilerinin Azaltılması Hakkında Yönetmelik, 30/12/2013, ÇSGB.

[2] PSM Framework Guidance Document SAC Doc 186/14/E, 2014, EIGA.

[3] Kimya Sanayi Sektöründe Seveso II Direktifi Kapsamındaki Endüstrilerde Kaza Riski Değerlendirme Metodolojisi, 2012, ÇSGB.

[4] Proses Safety Management Standards, 2012, The Canadian Society for Chemical Engineering.

[5] Guidelines for Risk Based Process Safety, 2007, AIChE CCPS.

[6] Process Safety Management Guidelines for Compliance, 2000, OSHA.

[7] High Level Framework for Process Safety Management, 2010, Energy Institute.

[8] Büyük Endüstriyel Kaza Risklerinin Azaltılması (BEKRA) İşletmeciler İçin Rehber, ÇŞB, Ekodenge, CFCU.

[9] Hazard Assessment and Risk Assessment in Thermal Power Plant, 2014, Ruchi Shrivastava, Praveen Patel.

[10] Büyük Endüstriyel Kaza Risklerinin Azaltılması (BEKRA) İşletmeciler için Rehber-S14, ÇŞB, Ekodenge, CFCU.

[11] Makina Emniyeti Yönetmeliği Madde 5, 2006, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı.

[12] Makina Emniyeti Yönetmeliği Ek-1/1.7.4, 2006, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı.

[13] Kahya. E.,Gülseren, E., Gelen, E., Aydın, S. 2011. Antropometrik Tasarım, 17. Ulusal Ergonomi Kongresi.

[14] İşyerlerinde İşin Durdurulmasına Dair Yönetmelik, 30.03.2013, ÇSGB.

[15] İş Sağlığı ve Güvenliği Risk Değerlendirmesi Yönetmeliği Madde 15, 29.12.2012, ÇSGB.

[16] İş Ekipmanları Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, Madde 10.1.a, 25.04.2013, ÇSGB.

[17] 5510 Sayılı Sosyal Sigortalar ve Genel Sağlık Sigortası Kanunu, Madde 13, 31.05.2006, ÇSGB.

[18] 6331 Sayılı İSG Kanunu Madde 14.1.b, 30.06.2012, ÇSGB.

ÖZGEÇMİŞ

Abdullah ANAR

a.anar@anar.com.tr

1963'te Samsun'da doğdu. Yıldız Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü'nden 1989 yılında mezun oldu ve Etap İnşaat'ta çalışmaya başladı. 1990-2006 arasında Özaltın İnşaat'ta HES İnşaatları yönetimi için bilgi yönetim sistemi kurulması, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 kurulumları ve İSG Hizmetleri organizasyonu konularında çalıştı. Teknotes firmasının 2006-2007'de Katar'da, 2007-2010 arasında Bulgaristan'da üstlendiği termik santral inşaatı işlerinde Şantiye İSG Müdürlüğü görevlerinde bulundu. Ardından kurduğu ANAR İSGÇ Hizmetleri şirketiyle 2011'den sonra OMV DGKÇ Santrali inşaatı, Cengiz Enerji DGKÇ Santrali inşaatı ve işletmesi, Yeni Elektrik DGKÇ Santrali inşaatı ve işletmesi (halen), OMV DGKÇ Santrali İşletmesi (halen), NOMAC DGKÇ Santrali İşletmesi (halen), ATLAS Enerji Kömür Yakıtlı Termik Santral İşletmesi (halen), EnerjiSa DGKÇ Santralleri İşletmesi (PKD-Hazop Çalışmaları), ENTEK DGKÇ Santralleri ve HES'ler (halen), Eren Enerji Kömür Yakıtlı Termik Santral İşletmesi (Sistem kurulumu), Rönesans HES'ler (Sistem Kurulumu) işlerinde hizmet verdi ve uzman yönetici olarak çalıştı.

Anar'ın üyesi olduğu kuruluşlar Makina Mühendisleri Odası, Linux Kullanıcıları Derneği ve Günebakan Derneği olup, ayrıca Kimya Mühendisleri Odası Proses Güvenliği Komisyonu üyesidir.

22. TERMİK SANTRALLERDE İŞÇİ SAĞLIĞI VE İŞ GÜVENLİĞİ (İSG)

Abdullah ANAR
Makina Mühendisi

22.1 Giriş

Bu yazıda kömür yakıtlı ve doğalgaz yakıtlı santrallerin üretim, devreye alma ve işletme süreçlerinde yaşanan işçi sağlığı güvenliği konularını irdelenmiştir. Bilindiği üzere bu tür tesisler birçok endüstriyel tesis (örneğin kimya fabrikaları, çimento fabrikaları vb.) ile benzerlik gösterir. Hepsinin yapımında inşaat işleri, çelik, boru ve ekipmanların imalatı ve montajı ile elektrik işleri söz konusudur. Bunun yanı sıra hepsinde izolasyon ve boyama gibi ortak faaliyetler vardır. Termik santraller inşaat sürecinde bu tür tesisler ile benzerlik gösterirken devreye alma ve işletme süreçleri farklılıklar göstermektedir.

Bu yazıda bazı irdelemeler termik santraller üzerinden yapılacaktır. Ancak bilinen odur ki bu sorunlar diğer sektörlerde de çok benzer şekillerde vardır.

22.2 Termik Santrallerin İnşasının İSG Açısından Analizi

22.2.1 İnşa Modeli

Termik santrallerin inşası için genel olarak 3 model söz konusudur. Ara modeller olsa dahi hâkim olan modeller aşağıdakiler gibidir.

22.2.1.1 EPC Modeli

Termik santrallerin imalatı zaman zaman EPC olarak belirtilen şekilde, Mühendislik (engineering), Tedarik (procurement) ve Yapım (construction) süreçlerinin tümü, tek bir firmaya verilerek yaptırılır. Bu durumda EPC yüklenici firma kendine ana alt yüklenicileri seçerek ürün gerçekleştirmesi yapar.

- Yasal açıdan EPC ana işverendir.
- İSG ve kalite yönetimi EPC tarafından yapılır.

22.2.1.2 Çoklu Yüklenici

Bu model, daha ekonomik çözüm arayan veya tek bir firmanın olası başarısızlığında ürün gerçekleştirme sürecinin başarısız olmasını istemeyen tesis sahibi firmaların işi birden fazla firmaya aynı seviyede vermesi şeklindedir. Örneğin, türbin bir firmaya, kazan bir firmaya ve borulama diğer bir firmaya verilir.

Bu durumlarda mal sahibi üretim yapmasa dahi işi parçalayarak vermiş ve işin yürütümünde daha çok rol üstlenmiştir.

- Mal sahibi yasal açıdan ana işverendir.

- İSG ve kalite işini ana işveren genel olarak yönetir. Eğer işin büyük kısmını üstlenen büyük ölçekli alt yüklenici var ise o yüklenici belirleyici olur.

22.2.1.3 Mal Sahibi Yüklenici

Bu modelde ise mal sahibi EPC modelindeki ana yüklenici gibidir. Tüm operasyonu kendisi yürütür. İşin bir bölümünü kendisi yapar veya kendisine bağlı kardeş şirketlere yaptırır. Bu modelde alt yükleniciler yine genel alan bölümlemesi şeklinde seçilir. Doğrudan mal sahibi ile çalışılır.

- Mal sahibi yasal açıdan ana yüklenicidir.
- Kalite ve İSG tamamen mal sahibi tarafından yönetilir.

Bu üç modelin uygulanmasında da bazı değişiklikler söz konusu olabilir. EPC'ye verip hiçbir şekilde olaya dahil olmayan mal sahibi olduğu gibi, yapım işini EPC'ye verdiği halde birçok konuda işin içine girmeye çalışan mal sahibi de söz konusudur.

Bu modellerin hepsinde ortak olan özellik, sahada birden fazla firmanın eşzamanlı çalışıyor olmasıdır. Firmalar bir şekilde işlerini yapmak ve para kazanmak zorundadır. Bu da saha organizasyonu bölümünde belirteceğimiz sorunlara neden olur.

22.2.2 Uluslararası Yükleniciler ve Projeler

Türkiye'de artık yetkin yerli yükleniciler vardır. Uluslararası projelerde çalışmış yerli yükleniciler İSG kültürü konusunda önemli mesafeler almıştır. Buna rağmen, halen uluslararası firmaların yüklendiği projeler İSG açısından daha başarılı tablolar sunmakta ve kayıp zamanlı kaza olmadan çalışma süreleri 5 milyona saate ulaşmaktadır. Uluslararası projelerde çalışan Türk firmalarının da bu sürelere ulaşması olasıdır.

Bunun yanı sıra müşavir ve mühendislik firmasının da İSG performansı üzerinde etkisi önemlidir. Bu firmalar yaptıkları İSG denetimleri ile zaman zaman yerli yüklenicileri zorlasalar dahi önemli katkılar sunmaktadırlar.

Son kademede sigorta veya finans kurumları, ekonomiden gelen güçleri ile daha da etkin rol oynayabilmektedir. Bu durum ülkemizde halen istediğimiz seviyede değildir. Bu firmaların denetimlerinin katkısını kabul etmekle birlikte, daha da gelişmesinin veya katkısının daha da artmasının beklendiğini söylemek gerekecektir.

22.2.3 Termik Santral İnşasının Temel Aşamaları

Termik santrallerin yapım işleri birçok endüstriyel tesislerin yapımında olduğu gibi aşağıdaki ana kalemlerden oluşur.

1. Alt yapı işleri
2. İnşaat işleri
3. Çelik konstrüksiyon
4. Boru imalatları
5. Ekipman montajları
6. İzolasyon işleri
7. Boya işleri
8. Kaplama işleri
9. Elektrik ve otomasyon işleri.

22.2.4 İSG Konuları

Termik santral inşası sürecinde, diğer bazı işlerdekilere ilaveten, ortaya çıkan İSG konuları aşağıdaki gibidir. Bu konuları sıralarken bir önem sırası yapmaya çalıştık. Ancak bu alt sıradaki bir konunun daha az önemli olduğu anlamına gelmez.

1. **Yüksekte Çalışma:** Özellikle kömür santrallerinde çok ciddi bir İSG konusudur. Yüksekte çalışma bir platformda veya bir araç ile yapılır. Bunlar;
    1. İskele ile çalışma,
    2. Yükseltilmiş platformlar ile çalışma,
    3. Merdiven gibi araçlar ile yapılan çalışma,
    4. İnsan taşıma sepeti ile yapılan çalışmalardır.

Hepsi önemli olmakla beraber iş kazası sonucu ölümlere bakıldığında iskele ile çalışma ve sepette çalışma çok büyük önem taşımaktadır.

2. **Kaldırma Operasyonları:** Santral inşasının başından sonuna kadar önemli bir konusudur. Ancak ilk inşaat sürecinde ağır çeliklerin, özellikle şekilsiz boruların, buhar ayrıştırıcılarının (drum) kaldırılması ayrı ayrı önemli kaldırma operasyonlarıdır. Serpantinlerin kaldırılması özel bir kaldırma ekipmanı gerektiren özel bir operasyondur.
3. **Elle Kaldırma ve Taşıma:** Hafif malzemenin elle veya elle çekilen-itilen araçlar ile taşınmasıdır. Tehlikeli olmasına karşın ölüm riski çok taşımadığı için (ne yazık ki) göz ardı edilir.
4. **Kısıtlı (Kapalı) Alanda Çalışma:** Kazanlarda, kapalı mekanlarda veya açık kanallarda yapılan bu çalışmalar daha çok atmosferik tehlikeleri ile bilinir. Kurtarma operasyonlarının güçlüğü ise bu alan için diğer tehlikeli durumdur.
5. **Sıcak İşler:** Kaynak, kesme, taşlama ve ısıl işlem gibi işlemlerde sıcaklık üretilen ve bu yönü ile özel önlem gerektiren işlerdir.
6. **Elektrikli İşler:** İnşa sürecinde aydınlatma, el aletleri ve kaynak makinaları gibi birçok alanda elektrik kullanılır.
7. **Basınçlı Gaz Tüpleri İle Çalışma:** Kesme ve kaynak işinde ağırlıklı olarak kullanılır. Yaygın olarak kullanılan tüpler argon, oksijen ve asetilen tüpleridir.
8. **Kimyasallar ile Çalışma:** İnşa sürecinde çok kimyasal ile çalışılmaz. Ancak az da olsa kimyasallar söz konusudur ve tehlikelidir. Yağlar özellikle devreye alma süreçlerinde dikkat edilmesi gereken tehlikeli kimyasallardandır.
9. **Temizlik ve Düzen:** Takılma ve düşmenin ana nedenlerindendir. Sürekli artık malzeme ortaya çıkması nedeni ile sahada temizlik ve düzenin sağlanması özel önlemler gerektirir.

22.3 İSG Yönetimi

Termik santrallerin inşası sürecinde İSG yönetimi, belirlediğimiz 3 modelde farklılıklar gösterir. İSG yönetiminde mevcut durumu biraz irdeleyerek olması gereken durumu dile getirmeye çalışacağız. Mevzuattaki eksiklikleri ve üretici taraflarının eksiklerini de bu aşamada vurgulayacağız.

22.3.1 Tanımlar

İş Güvenliği Uzmanı: Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı (ÇSGB) tarafından yetkilendirilen kuruluşlardan eğitim alan kişiler Bakanlığın açtığı sınavda başarı göstermesi halinde A, B ve C grubu uzman olabiliyor [1].

Tehlike Sınıfı: İşyerleri, Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı tarafından yayımlanan bir tebliğ ile Çok Tehlikeli, Tehlikeli ve Az Tehlikeli olarak tanımlanmıştır. Bu tebliğde termik santraller inşaat sürecinde ve işletme sürecinde Çok Tehlikeli olarak kabul edilmiştir.

Sağlık ve Güvenlik Koordinatörü: Projenin hazırlık ve uygulama aşamalarında, işveren veya proje sorumlusu tarafından sorumluluk verilen ve bu yönetmeliğin [2] 10'uncu ve 11'inci maddelerinde belirtilen sağlık ve güvenlikle ilgili görevleri yapan gerçek veya tüzel kişilerdir.

22.3.2 Saha İSG Organizasyonu

Çok tehlikeli olarak kabul edilen termik santrallerin inşaatı hangi model ile yapılıyor olursa olsun sahada kaç iş güvenliği personeli olacağı Bakanlık tarafından belirlenmiştir. 2015 yılına kadar her 1000 kişide tam zamanlı 1 uzman gerekliliği ortaya konulmuş idi ve yaklaşık 2.000 kişinin çalışacağı bir sahada tam zamanlı 2 iş güvenliği uzmanının yeteceğini öngörmekte idi. 2015'te yayımlanan [3] Yönetmelik değişikliği ile bu sayılar değiştirilerek uzman sayısı 4 kata yakın artırılmış ve 250 kişi için tam zamanlı 1 A sınıfı uzman çalışması öngörülmüştür.

- O halde yasal olarak, 2.000 işçinin çalıştığı bir sahada 8 iş güvenliği uzmanı yetebilmektedir.

Termik santral inşaatları Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği kapsamındadır. Bu yönetmelik, kim olduğunu veya nasıl bir yeterliliğe sahip olacağını belirlemeden ve tüzel kişi olabileceğini de vurgulayarak bir Sağlık ve Güvenlik Koordinatörü zorunluluğu getirmiştir.

Tartışma 1: Sağlık ve Güvenlik Koordinatörü ve A Sınıfı İş Güvenliği Uzmanının yetki ve sorumlulukları nasıl ayrılacaktır? Bir fikir ayrılığı nasıl çözülecektir? Sorumluluklar nasıl dağıtılacaktır? Sağlık ve Güvenlik Koordinatörünün işveren tarafından seçilen herhangi biri olduğu düşünüldüğünde bu durum daha da karmaşık olacaktır.

Tartışma 2: 250 kişide bir kişinin İSG adına yeterli görülmesi ayrı bir tartışma noktasıdır. Bir standart olmamasına karşın uluslararası projelerde 50 kişide 1 kişinin İSG süpervizörü olması denenmiş ve başarılı sonuçlar alınmış bir modelidir. İSG süpervizörünün kişi sayısına göre seçilmesi başlı başına bir tartışma noktasıdır ki bu uluslararası projeler için de bir tartışma noktasıdır.

İSG organizasyonunda yapılacak işlem, alan sorumluları, yüksek riskli aktivite süpervizörleri gibi belirlemeler yapılmaktır. Termik santraller için bunu özetlersek;

- Kazan bölgesi İSG görevlisi
- Türbin bölgesi İSG Görevlisi

gibi bir bölünme yapılabilir. Bunun yanı sıra yüksek riskli aktiviteler için, kaldırma operasyonları süpervizörü, iskele süpervizörü gibi görevlendirmeler yapılabilir. Ancak tüm bunlar bir yasal gereklilik değildir.

İSG görevlilerinin seçiminde C sınıfı uzmanlardan yararlanılması yaygın bir uygulamadır. Yasal bir gereklilik olmasa dahi firmalar artık A sınıfı uzman ile kısmi zamanlı anlaşma ve ek olarak tam zamanlı C sınıfı uzman veya uzmanlar ile saha organizasyonlarını yapmaktadırlar.

Tartışma 3: 30 Haziran 2012'de yayımlanan 6331 sayılı İSG Kanunu'na göre, ana işveren veya asıl işverenin bir veya bir kaç uzman ve işyeri hekimi ile anlaşması uzman/hekim sağlama yükümlülüğünü çözmemektedir. Her firma ve her SGK numarası için, aynı kişiyle olsa dahi ayrı anlaşmalar yapmak zorunludur.

Bu durum küçük firmalara A sınıfı uzmanını çok kısa süreler için getirme zorunluluğu doğurmaktadır. Bu durumda sahada tam zamanlı C sınıfı uzman sahaya hakim iken, A sınıfı uzman daha ziyade "turistik" bir gezi yapmış olmaktadır. Bu, para ve çabanın ziyan edildiği ve İSG sürecine katkı koyulamadığı bir durumdur.

3 nolu tartışmaya hemen çözüm üretilmeli ve asıl işveren tarafından seçilen İSG organizasyonun tüm sahayı yönetmesi beklenmelidir. Asıl işveren tarafından yetkilendirilmiş bu grup, sahada daha etkin olabilecektir.

Saha İSG organizasyonu için söyleyeceğimiz diğer konu yasal yetki sorunudur. Uzmanlar sahada ciddi anlamda sorumlu iken kendilerine iş durdurma yetkisi yasal olarak verilmemiştir. Bilinen gerçek; iş durdurma yetkisi olmayan uzmanın etkisinin çok az olacağı hatta olmayacağıdır.

Bu yetkisizliğe sahada çok sayıda firmanın iş yapma telaşı eklendiğinde saha organizasyonu daha da güç olmaktadır. Altlı üstlü çalışmalar her an bir işçinin ölebilmesi anlamına gelmektedir. Bunu engellemek için olası önlemler (örneğin emniyet ağı), termik santrallerde uygulaması güç konulardır. En güzel çözüm iş organizasyonu ile altlı üstlü çalışmaları engellemektir.

22.3.3 Ekipmanlar

İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği [4] uzmanlara kabul edeceği ve sahada çalıştırılmasına izin vereceği ekipmanlar için bazı koşullar önermiştir. Buna göre sahaya her ekipman giremez. Girecek ekipmanlar için;

- Ruhsat,
- Sigorta belgesi,
- Periyodik kontrol belgesi,
- Bakım defteri,
- Kalite standartlarına uyum belgesi,
- CE belgesi

gerekmektedir. Bunlar ekipmana eklenmiş tüm parçaları içerecektir. Ekipmanlar kullanım kılavuzu ile satılmak zorundadır.

Termik santrallerin inşa sürecinde en çok gereksinim duyduğumuz ekipmanlar, kaldırma araçlarıdır. Bu araçlar hem malzeme hem de insan kaldırma için kullanılmaktadır.

22.3.3.1 İnsan Kaldırma Ekipmanları

İnsanları yükseğe kaldırmak için kullanılan ekipmanlar ve uymak zorunda oldukları standartlar aşağıdaki gibidir:

1. Mobil kaldırma platformları. TS EN 14502-2+A1, TS EN 280+A1
2. İnsan taşıma sepetleri – TS EN 14502-1:2010 (ayrıca TS ISO 12480-1 standardında bu tarz sepetlerin kullanımından söz edilmektedir.)
3. Asılı erişim donanımı – TS EN 1808+A1:2012
4. Sütunlu kaldırma platformları – TS EN 1495+A2
5. Asansörler – TS EN ISO 14798 (risk değerlendirmesi, riskin azaltılması), TS EN 81-20 (Güvenlik kuralları)
6. Hiyap (Kasasına kaldırma ekipmanı monte edilmiş olan kamyon) – Özel bir standart belirlenmemiştir; ancak TS EN 280+A1 standardı buna yakın bir ekipmanı tarif etmektedir.
7. Forklift çatalına takılan sepet: Henüz TS standardına ulaşamadığımız için bu konunun araştırılması sürmektedir. Ancak sepet standardı olmadan ve hatta bir hesap dayanağı olmayan sepetlerin üretilmesi Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı açısından bir eksiklik, forklift çatalına takılarak kullanılabilmesi de Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığımızın henüz ulaşamadığı bir uygunsuzluktur.

Bu ekipmanların hepsi yüksek riskli ve termik santral inşaat süreçlerinin vazgeçilmezleridir.

Şekil 22.1 Mobil Kaldırma Platformları

22.3.3.1.1 Mobil Kaldırma Platformları

Genelde sertifika sorunları olmayan ekipmanlardır. Sahalara yeni yeni giriş yapmakta ve işletme süreçlerinde de kullanılmaktadır. Ancak maliyetlerinin yüksekliği nedeni ile kullanımı henüz istenilen yaygınlıkta değildir. Gereken güvenli kullanım şartları üretici tarafından genel anlamda belirlendiğinden sahadaki kullanımında bir zorluk veya tartışma yaratacak bir durum söz konusu değildir (Şekil 22.1).

Fotoğraf 22.1 İnsan Taşıma Sepeti

22.3.3.1.2 İnsan Taşıma Sepeti

İnsan taşımak üzere tasarımı yapılmış bir sepetin vince asılarak istenen noktaya kaldırılması uygulamasıdır. (Fotoğraf 1) Bu uygulama özellikle kömür yakıtlı termik santrallerde çok gereksinim duyulan bir uygulamadır. Doğalgaz çevrim santrallerinin görece küçük inşaatlar olması nedeni ile daha az kullanılır.

Bu sepetlerin hangi koşullarda kullanılacağı, sertifikasyon gereksinimi ve periyodik kontrol koşulları tam olarak belirlenmemiştir. TS EN 14502-1:2010 standardı, bu sepetler ile ilgili gereken üretim ve emniyet şartlarını belirlemiştir. Standart ilk kez 2006 yılında yayımlanmış olmasına rağmen bu standarda uygun sepet üretimi ancak son yıllarda yapılmaktadır. Halen bu standarda uygun olmayan sepetlere üretim ve satış izni verilmesi, engellenmesi gereken bir uygunsuzluktur.

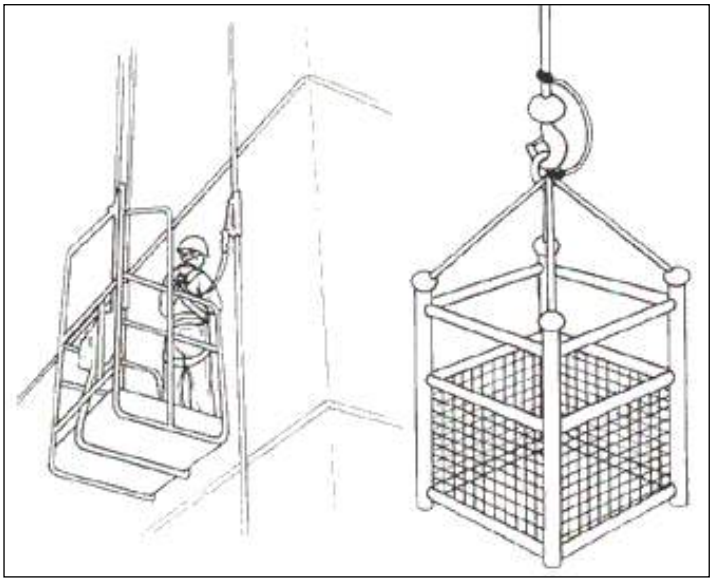
Makina Emniyeti Yönetmeliği Ek-1 6.1.2'ye göre vinçler aşırı yükleme ve devrilme riski olmadığını gösterdiği sürece insan sepeti kaldırmak için kullanılabilir.

Tartışma 4: İş ekipmanı sadece tasarım ve imalat amacına uygun işlerde ve şartlarda kullanılır. [5] Vinçler insan kaldırmak için tasarlanmamıştır. Diğer bir deyiş ile tasarım ve kullanım sürecinde insan taşıma için özel notlar belirtilmemiştir. O halde vincin ucuna sepet asmak doğru bir uygulama mıdır? 1999 yılında vinçlerin emniyetli kullanımı için hazırlanmış ve yayımlanmış olan TS ISO 12480 nolu standardın EK-C'si şahısların kaldırılmasının veya indirilmesinin [6] nasıl yapılacağını ve hangi kurallara uyulacağını tarif etmiştir. Bu standart aslında bu tartışmayı noktalamış ve vinçler ile insan kaldırılmasını mevcut çelişkiye rağmen uygun görmüştür.

İnsan sepeti kullanımı yasal gerekliliğin ve adı geçen standartların öngördüğü gibi çok tehlikeli ve en aza indirilmesi gereken bir uygulama olmasına rağmen kaçınılmazlığı da söz konusudur.

Yaşanan kazalar ve ramak kala olaylarda sepetin bir nedenle kopma ve düşme oranı yükselmiştir. Buna karşın iş güvenliği uzmanları kişiyi kancaya bağlayarak sorunu çözmek yoluna gitmişlerdir. Sepet düşse dahi kişinin düşmesinin önüne geçildiği sanılmıştır. Uluslararası projelerdeki deneyimlerimiz de bu yönde idi. Ancak Adana Tufanbeyli Santral inşaatı sürecinde bu çözümün insan hayatını kurtarmayabileceği anlaşıldı.

Bu yöntemin yerine sepetin kancanın üstüne ikinci bir emniyet ile bağlanması gibi bir yöntem daha başarılı gözükmekte. Bu yöntem, görüşümüze göre, Makina Emniyeti Yönetmeliği Ek-1 6.1.1'de sözü edilen "Taşıyıcıyı asmak için zincir veya halatlar kullanılıyorsa, genel bir kural olarak, her biri kendi bağlantı elamanıyla birlikte, en az iki bağımsız halat veya zincir gereklidir." şartını da sağlamaktadır (Şekil 22.2).



Şekil 22.2 İnsan Taşıma Sepetinde Emniyet Bağlantıları

Tartışma 5: Bir insan sepeti düştüğünde ve bir insanın ölümü söz konusu olduğunda, bildiği tüm doğruları uygulamış olan iş güvenliği uzmanı ve işveren ne kadar kusurlu olacaktır? Bu tür kazalarda TS EN 14502-1 standardına uygun üretim yapmayan üretici ne kadar kusurlu olacaktır? Bunu denetlemeyen Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı ne kadar kusurlu olacaktır? Bu tartışmanın çözümüne bir katkı olarak bir soru: Bu gibi sorunlar ÇSGB bünyesinde ilgili taraflar ve uzmanlar ile çözülebilir mi?

Forklift ile insan kaldırılması, sepetlerin uygunluğu da eklenince, insan sepetinde güvenli çalışmanın ayrı bir tez konusu ve tartışma olacağı anlaşılmaktadır.

22.3.3.1.3 Asılı Erişim Donanımı

Tek, çift veya üç noktadan asılı olan bir sepetin, sepetteki veya çatıdaki bir motor yardımı ile yukarı aşağı hareket etmesi şeklinde çalışır. TS EN 1808+A1 standardı 2012'de yayımlanan son sürümü ile beraber bu sepet için güvenlik şartlarını belirlemiştir. Yasal gereklilikler, bu sepette her çalışan için bir bağımsız düşme-durdurma sistemi olmasını şart koşar [7].

Şekil 22.3 Asılı Erişim Donanımı

Asılı erişim donanımı kömür yakıtlı santrallerde, inşaat sürecinde kazan duvarları montajında, işletme sürecinde ise duvar onarımı ve kömür cürufu temizlenmesi işleminde vazgeçilmez olarak kullanılır. (Şekil 3)

Tartışma 6: Donanımın nasıl bağlanacağı üretici gerekleri ile belirlense dahi kazan içine montajı için net bir talimat bulunamamıştır. İşletme döneminde kazan içinin nasıl temizleneceği ile ilgili kazan üreticilerinin de net çözümleri yoktur. Kazan üreticileri veya 3. taraflar jet su sistemi ile insanın içeri girmesine gerek duymadan temizleme yöntemi geliştirmişlerse dahi bu çözüm içeri girmeme konusunda tam bir çözüm sağlamamaktadır. O halde kazan içi onarım ve cüruf temizliği nasıl olacaktır?

Asılı erişim donanımında aynı haftada yaşanan 2 kazadan birisi ABD'de, birisi Türkiye'de olmuştur. Türkiye'de 2 kişi ölürken ABD'de kimse ölmemiştir. Bizde de yasal gereklilik olan "çalışan sayısı kadar dikey yaşam hattı" ABD'de uygulanmış ancak Türkiye'de uygulanmamıştır.

Asılı erişim donanımında olacak tüm emniyet sistemleri Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği'nde ayrıntılı olarak verilmiştir.

Şekil 22.4 Sütunlu Kaldırma Platformu

22.3.3.1.4 Sütunlu Kaldırma Platformu

Termik santrallerde çok sık rastlamadığımız daha çok cephe çalışmalarında kullanılan tek veya çift sütun üzerinde inip kalkan araçlardır (Şekil 4). Kurulum ve kullanılması için üretici talimatları izlendiği sürece uygulaması kolay bir ekipmandır. TS EN 1495+A2 standardı bu ekipman için gereklilikleri belirlemiştir.

22.3.3.1.5 Asansörler

İnşaat asansörü özellikle kömür yakıtlı termik santraller için gerekli bir personel ve yük taşıma aracıdır. Yüksek bina inşaatlarında da sıklıkla kullanılır. Torunlar A.Ş. tarafından İstanbul Mecidiyeköy'de inşa edilen Torun Center inşaatında 06 Eylül 2014'te yaşanan 10 kişinin öldüğü kazadan sonra bu ekipmana daha dikkat edilir oldu. Yasal alt yapı insan ve yük asansörünü tam olarak ayırmamaktadır. TS EN 81-20 asansörlerden söz ederken insan ve yük asansörü olarak değerlendirir.

Fotoğraf 22.2 İnşaat Asansörü

Tartışma 7: Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı'nın bu ürünlerin denetimine gereken önemi vermediği kanaatindeyiz. Bu ürünler üretilirken TS EN 12100 makina risk değerlendirmesi standardına uygunluk beyan edilirken ürünün uyması gereken standart bilgisi verilmiyor. O durumda riskin doğru değerlendirildiğini anlama şansımız olamıyor. Yasal ve üretici gerekleri sağlandığı halde düşen bir asansör için kim sorumlu olacaktır? Aynı soru diğer ekipmanlar için de geçerlidir.

22.3.3.2 Çalışma Platformları

Çalışma platformları için yaygın olarak kullanılan ekipmanlar ve ilgili oldukları standartlar aşağıdaki gibidir:

1. İskeleler: TS EN 12810 – TS EN 12811
2. Mobil İskeleler: TS EN 1004
3. Merdivenler: TS EN 131
4. Sahada üretilen çalışma platformları
5. Yaşam hatları

22.3.3.2.1 İskeleler

TS EN 12810 ve12811 standartları ile yeterince tarif edilen ve İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği ile Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği ile kullanımı, kurulumu ve periyodik kontrolleri belirlenen bu ekipmanlar termik santrallerin inşaatı sürecinde oldukça önemlidir.

3 ana çeşidi karşımıza çıkar:

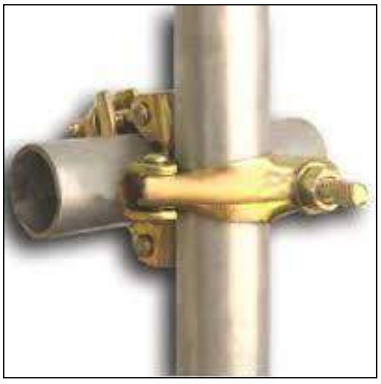
- Flanşlı Yapı İskeleleri
- Fincan Tipi (cup-lock) Yapı İskeleleri
- Boru Kelepçe Yapı İskeleleri

Bunlardan flanşlı olanların daha güvenli ve hızlı kurulup sökülen olduğunu söylemek doğru olur. Ancak santral inşaatlarının yapısının özellikle boru imalatlarında şekilsiz yapı ortaya çıkarması boru kelepçe kullanımını kaçınılmaz kılar.

Bu iskelelerin kullanımının güvenli olmasının koşulları nelerdir?

İskele Kurulum Elemanı: Mesleki Yeterlilik Kurumu ve ÇSGB'nin mesleki yeterlilik talebinde ısrarlı olması ile İskele Kurulum Elemanları asgari bir eğitimden geçerek belgelenmektedir. Ancak bu eğitim ve sınav sisteminin yetiştirdiği iskeleciler sahalarda çok güven vermemektedir. Bu nedenle yasal gerekliliği belge alarak sağlayan firmalar, iskele kurulum işini ciddiye aldıklarında, bir deneyimli denetçinin refakatine de gereksinim duymaktadırlar.

İskele Malzemesi: Boru kelepçe dışındaki iskele malzemesi üreticileri Güvenli İskele Projesi ile büyük ölçüde kontrol altına alındılar ve 2016 itibarıyla 37 firma TS EN 12810 standardına göre belge almayı başardı. Bu belge, malzemenin mutlak uygunluğunu göstermez ise de bir temel oluşturması açısından önemlidir.



Fotoğraf 23.3 İskele Boru Kelepçe

Boru kelepçe için ise boruda TS EN 10219-1 ve 10219-2 ve kelepçede TS EN 74 standartları öngörülmüştür [8]. Tanımlıdır ve kullanılması kaçınılmazdır. Bu iskelelerde platform yerine kullanılacak ahşap kalas için bildiğimiz kadarı ile standart yoktur. Ancak boyutları, budak sınırı, boyanmaması çatlak sınırları gibi gereklilikler iskele kurulum elemanı eğitim notlarında ifade edilmiştir [9].

Statik Hesap: Bakanlık tarafından iskeleler ile ilgili yayımlanmış olan Tebliğ [10] "En üst platform yüzeyi ile taban plakası alt kenarı arasındaki yükseklik 24 m'nin üzerinde ise standart sistem konfigürasyonları dışında hesaplama yoluna gidilmelidir." demektedir. Bundan genel olarak anlaşılan 24 metreyi geçen tüm yükseklikler için statik hesap gerekliliğidir.

Tartışma 8: İskele statik hesabı flanşlı ve fincanlı tip iskelelerde üreticinin kurulum ile ilgili hesapları ve risk değerlendirmeleri (TS EN 12100) vardır veya olmalıdır. Bu durumda bu iskele

için statik hesap istenmesi gerekmemelidir. Ancak boru kelepçe üretimi ayrı ayrı boru ve kelepçe üretimidir ve bir kurulum risk değerlendirmesi içermeyecektir. Buradan bir çıkarım ile flanşlı veya fincanlı tip iskelelerde 24 metreye kadar kurulumlarda statik hesap gerekmeyecektir. Ancak boru kelepçe için her durumda gerekecektir. Bu tartışma bu noktadan başlayarak "statik hesap nedir, kimler yetkilidir" ve statik hesaba uygun üretilen iskele çöker ise "hesabı yapan ne kadar sorumludur"a kadar gidecek uzun bir tartışmaya dönüşür.

Tartışmaya girmeyecek olan ise branda vb. ile iskeleye verilen ve üreticinin öngörmediği ilave yüklerin söz konusu olması durumunda statik hesabın mutlak gerekeceğidir.

İskele kurulumunun kimin gözetiminde yapılacağı İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği ile belirlenmiştir. Buna göre inşaat mühendisi ve inşaat teknikeri yetkilendirilmiştir. Ancak aynı görevi tersanelerde gemi inşa mühendisi yapacaktır. Buradaki mantığa göre gemi mühendisleri tarafından inşa edilen gemiler için gemi inşa mühendisi çalışması gereğidir. Kalan tüm yapılar inşaat mühendisi tarafından inşa edilen yapılar gibi düşünülmüştür. Oysa endüstriyel yapılar büyük ölçüde makina mühendisleri tarafından tasarlanmakta ve inşa edilmektedir. Bu mantık gereğince termik santral inşaatlarında kullanılacak iskelelerin kurulumunu gözetmesi gereken kişi inşaat mühendisi veya teknikeri değil, makina mühendisi veya teknikeri olmalıdır.

Periyodik Kontrol: Yönetmeliğimiz iskele periyodik kontrolü için şu şartları sunmaktadır [11]. İskeleler aşağıda belirtilen durumlarda işveren tarafından görevlendirilen ehil bir kişi tarafından kontrole tabi tutularak, iskeleler ile ilgili özel tedbirlerde belirtilen hususları içeren kontrol raporu hazırlanır, rapor sonucunda sadece güvenli olduğu tespit edilen iskelelerde çalışma yapılır.

a) Kullanılmaya başlamadan önce
b) Haftada en az bir kez
c) Üzerinde değişiklik yapıldığında
d) Belli bir süre kullanılmadığında
e) Sismik sarsıntı, kuvvetli rüzgârlar gibi olumsuz hava şartlarına veya denge ve sağlamlığını etkileyebilecek diğer koşullara maruz kaldığında

Tartışma 9: İşveren tarafından görevlendirilen ehil kişi kimdir? İşveren bir kişinin bu konuda ehil olduğuna nasıl karar verecektir. Ehil olduğu düşünülen kişinin, kontrolünü yaptığı iskeleden dolayı bir kaza yaşanırsa sorumluluğu olacak mıdır? Bu tartışmaya bir yanıtımız yok. Ancak daha ileri bir tartışma var ki o da iskelenin kuran firma veya ekip tarafından mı kontrol edileceği, yoksa saha İSG yönetimini yapan ekipten bir kişi tarafından mı kontrol edilebileceği tartışmasıdır. Tartışmaya deneyimlerimizden bakarsak bu iki model de denenmiş ve saha İSG biriminin yaptığı kontrollerin daha etkin sonuçlar oluşturduğu anlaşılmıştır. Ancak tartışma diğer deneyimler ile devam edebilir.

22.3.3.2.2 Mobil İskeleler

Çoğu zaman iskele gibi düşünülerek TS EN 12810 standardı aranan ancak TS EN 1004 ile kendine has standardı olan bir ekipmandır.

Şekil 22.5 Mobil İskele

Mobil iskele kazaları göstermektedir ki bu konu da yeterli önem görmemektedir. Bu konuda piyasada çok sayıda mobil iskele üreticisi olmasına karşın TSE'den belgeli 2 firma vardır. Bazı firmaların mobil iskelelerini merdiven standardı (TS EN 131) ile sertifikalayarak belgeli olduğunu göstermeleri ise diğer bir yanlış uygulamadır.

Mobil iskeleler için kurulum elemanı, statik hesap ve periyodik kontrol için yeterli yasal gereklilik yoktur. O nedenle isteyen kişi kurar, işverenin güvendiği ehil kişi de kontrol eder.

Tartışma 10: Mobil iskelelerin bir kısmı EN 131 merdiven standardı ile satılmaktadır. Bir ürünün merdiven mi mobil iskele mi olduğu sınırı veya ayrımı nasıl yapılacaktır? Diğer bir tartışma ise TSE tarafından yayımlanmış olan TS EN 131 var iken AB'de yayımlanmış olan EN 131 ile ürün üretilmesi ve satılması mevzuat açısından uygun mudur? Neden soruyoruz? Zannediyorum ki, TSE bir standart yayımlamaz ise üretici uluslararası karşılığına uyarak standart uygunluğunu sağlayabilir. Ancak TSE bir standart yayımlamış ise bu standarda uyum gereklidir. Yani TS EN 131 standardı yayımlanmış iken EN 131 standardına uyum uygun mudur, bunu belirlemek gerekir.

22.3.3.2.3 Merdivenler

TS EN 131 standardı ile tanımlanmış olan merdivenler tüm inşaat işlerinde sık kullanılan ve risklerinin yeterince farkında olunamayan ekipmanlardır. Bunlarla ilgili yasal gereklilik ve standartlar mevcuttur. Ancak iş güvenliği uzmanları da dahil ilgililerden sahada kullanımında gereken önemi göremezler. Merdiven kazaları sık rastlanır kazalardır ve sonuçları ciddi olabilmektedir. Merdivenlerin sahaya kabulünde TS EN 131 standardının yeterince aranmadığını ve merdivenlerin periyodik kontrolleri için bir sistem oluşturulmadığını görmekteyiz.

Şekil 22.6 Çeşitli Merdivenler

O nedenle sahalarda kırık veya yamuk basamaklı merdivenler ile kesilmiş merdiven görmek çok olasıdır. Bunun ötesinde ahşap kalıp malzemesi ile el yapımı merdiven az da olsa sahalarda görülebilmektedir. Bunu engelleyen kuvvetli bir hüküm yoktur.

Tartışma 11: Standart dışı merdivenlerin üretimi engellenemiyor ve el yapımı merdiven için bir yasal destek sağlanamıyor ise, merdiven kazalarında işveren ve iş güvenliği uzmanı sorumlulukları için dayanak nerelerden sağlanacaktır. Merdivenler için periyodik kontrol gerekli değil midir?

22.3.3.2.4 Sahada Üretilen Geçici Çalışma Platformları

Termik santral inşaatlarında geçici çalışma platformları yapmak bir zorunluluktur. Bu platformlar bir iskele malzemesi ile yapılabileceği gibi tamamen farklı olarak çelik, korkuluk malzemesi ve döşeme malzemesinden de yapılması mümkündür. İskele malzemesinden yapıldığında bir tartışma olmayacaktır ve iskele (TS EN 12810) için yazılan her şey çalışma platformları için de geçerli olacaktır.

Ancak çelik, korkuluk malzemesi ve döşeme malzemesinden yapılan geçici çalışma platformları için malzeme, kurulum ve uygunluk değerlendirme kriteri yoktur. İş güvenliği uzmanları bazen ses çıkarmayarak ve sistem içinde ele almayarak bu konuyu görmezden gelirler. Bazen ise sadece göz ile sağlamlık kontrolü yapılmaktadır.

Tartışma 12: Olması gereken bir standart ve yasal gereklilik olmadığına göre bizim uygulamamız şu şekildedir ve tartışmaya açıktır:

1. Platformun tasarımının yapılması
2. Platform statik hesabının yapılması
3. Kaynak yerlerinin ve malzeme koşullarının tasarım koşulları ile karşılaştırılması
4. Kaldırma kapasitesinin yazılması ve yeşil etiket ile kullanıma açılması

Bunların yanı sıra elde başka veri olmadığı için iskeleler gibi çalışma platformları da 7 günde 1 kez kontrol edilmeli ve etiket güncellenmelidir.

22.3.3.2.5 Yaşam Hatları

Yaşam hatları bazen bir çalışma platformu için, bazen bir kirişte çalışma yapabilmek için ve bazen de inşaat sürecinde kalıp hazırlama veya beton dökme öncesinde kullanılan kenar koruma aracıdır.

Yaşam hatları, düşme koruma sistemi gibi kabul edilip gereklilik olarak tanımlanmıştır [12]. Ancak bu yaşam hatlarının gerektirdiği standartlar belirtilmemiştir. Bilindiği üzere tek kişinin çalışacağı yaşam hatları için TS EN 795, çok kişinin çalışacağı yaşam hatları için TSE CEN/TS 16415:2013 standardı mevcuttur. Bunlar dışında TS EN 13411-5+A1 standardı yaşam halatları için olabilecek bağlantı şekillerini belirlemiştir.

Buna karşın bu standartların kullanım gerekliliği net olarak ortaya konulamamıştır.

Endüstriyel tesis inşa sürecinde bu standartlara uygun üretim yapmak pratik gözükmemektedir. Durum ve şartlar sürekli değişmektedir. Yaşam hatlarının kısa sürede kurulup, kısa sürede kaldırılması gerekmektedir.

Tartışma 13: Yaşam hatlarının montajı ve demontajı şantiyelerde nasıl yapılacaktır? Bakanlığımızın bu konuda bir görüşü var mıdır? Kalıcı (işletme için) yaşam hatlarının TS EN 795 veya TSE CEN/TS 16415:2013 standartlarına uygun yapılması ve geçici yaşam hatlarının statik hesap ile daha pratik şekilde yapılması önerisi ile tartışmaya kendi görüşümüzü sunalım. Gelecek pratik çözümler ise bu konuda önümüzü açacak yaklaşımlar içerebilir.

22.3.3.3 Kaldırma Operasyonları

Termik santral inşaatında kaldırma operasyonlarında çok sayıda vinç aynı anda kullanılmaktadır. Kapasitesi 1200 tonluk vinçlerden, 30 tonluk hiyaplara kadar çok çeşitli vinçlerin kullanımı söz konusudur. Kaldırma operasyonlarında ana aktörler;

- Yük,
- Vinç,
- Operatör,
- İşaretçi ve sapancılar,
- Kaldırma aksesuarları olarak özetlenebilir.

Bu kısımda kaldırma operasyonlarında sağlık güvenlik şartları ile ilgili yasal gerekliliklerdeki eksiklikleri çok net görebilmekteyiz. İngiltere'de yayımlanmış olan LOLER (Lifting Operation Lifting Equipment) yasal gereklilikleri bizim için de zorunlu olmayan pratik uygulama kılavuzu olmaktadır. Beklentimiz benzer bir yönetmeliğin yayımlanmasıdır.

22.3.3.3.1 Yükler

Endüstriyel tesis inşaatlarında yük kapasiteleri bilinmeyebilmektedir. Yüklerin kavrama yerleri de deneyimli çalışanlar tarafından bilinmekte ve yeterli rehberler ne yazık ki bulunmamaktadır. Kaldırılacak yüklerin sayıca ve çeşit olarak çok olması bu durumu güçleştirmektedir. Yine de kaldırma operasyonu için yük kaldırmada bir rehber doküman, sapancılar için yararlı olacaktır.

Hazır ekipmanlar, üreticilerinden kaldırma noktaları ve ağırlığı belirtilerek gelmek zorundadır [13]. Denetim eksiklikleri nedeni ile bu zorunluluk her daim uygulanmıyor. Bu durumda özellikle ekipman kaldırma konusu sahada yaşanan büyük sorunlar arasına giriyor. Eğer üretici bu zorunluluğa uymaz ise ekipman kaldırmalar için özel aparatlar yapmak gerekiyor. Yasal gereklilikler bu tarz kaldırma aksesuarları için bir gerekliliği açık olarak önermemektedir.

22.3.3.3.2 Vinçler

22.3.3.3.2.1 Büyük Vinçlerin Kurulum Süreci

Bomları bir kamyon yüksekliğinde olan vinçlerin bomunun her parçası bir tır ile gelir. Yere bir vinç yardımı ile iner ve yan yana dizilir. Bomun üzerine çıkılması yüksekten düşme riski oluşturacağı için iş güvenliği uzmanı bir düşme koruma sistemi ister. En sevilmeyen yanıt, bağlanacak yer olmamasıdır.

Bu noktada iş güvenliği uzmanına sahada verilen gücün yetmesi halinde kişi bomun üzerine sırtında bir emniyet kemeri ile çıkar ve kendisini 2. bir vincin kancasına bağlar. Bağlama aparatı geri sarmalı düşme durdurucudur.

Bu çözümün pahalı olduğunu ve verimli olmadığını gören bazı vinç firmaları, bom üzerine korkuluklu yürüme yolu yapmışlardır.

Uygulamada yarattığımız zorunluklar ile kısmen çözülen bu uygulama TS EN 12100 standardı ile risk değerlendirmesinin yapıldığı söylenen bir ekipmanın yeterince güvenli olmayabileceğini de göstermektedir.

Tartışma 14: Üretici tarafından, TS EN 12100 standardına göre risk değerlendirmesi yapılan ekipman, kullanıcıyı veya bakımcıyı tam olarak güvenli tarafa almıyor ise, ekipmanı edinmeden bu değerlendirmeyi görmek ve gerekirse katkıda bulunmak mümkün müdür?

22.3.3.3.2.2 Vinçlerde Destek Ayaklarının Açılması

Büyük vinç üreticisi firmalar vinçlerinin destek ayaklarının tam açılması, yarım ayak açılması, hiç ayak açılmaması veya yürüme durumlarındaki kapasite değerlerini her konfigürasyon için vermişlerdir. Bir konfigürasyonda destek ayakları tam açık iken 50 ton kaldıran bir vinç aynı konfigürasyonda ayak yarım açık iken 10 ton kaldırıyor diye açıklama yapmaktadırlar.

Ancak yerli üretim olan birçok vinç (hiyap) için bu değerler verilmemiştir. Kaldırma kapasiteleri sadece destek ayaklarının tam açık durumu için verilmiştir.

Tartışma 15: Kaldırma operasyonunda kaldırmayı yapan kişi destek ayakları tam açık iken 10 ton veren bir konfigürasyonda ayak açık değilken kaldırma yapmak istemektedir. Bu durumda kapasiteyi nerden bilecektir? İş güvenliği uzmanı eğer bir kontrol koydu ise kapasite değeri ne olduğunda kaldırmaya izin verecektir?

Bilindiği üzere işçi sağlığı ve iş güvenliği konusunda en büyük sorun yasal, üretici kaynaklı veya matematiksel destek olmadığında olsa olsa yönteminin kullanılması, yani bir kabul yapılmasıdır.

22.3.3.3.2.3 Vinçlerde Destek Ayaklarının Altına Destek Konulması

Yasal olarak belirlenmemiş bir durum, ancak üreticiden bir destek gelirse sahada yönetilebiliyor. Aksi halde destek ayaklarının altına yükü dağıtacak bir malzeme konmuyor veya bazen iş güvenliği uzmanını atlatmak için tahtadan uydurma şeyler üretiliyor. Üreticilerin de bu soruna bir çözüm bulması tartışmasız gerekliliktir. Bazı yerli üreticiler destek ayakları altına destek malzemesi (tabanlık, "pad") üretmemekte ve bu şekilde satabilmektedir. Oysa vinç için yapılacak risk değerlendirmesinde (TS EN 12100 ve TS EN 13849-1) bu sorun değerlendirilmiş ve yükü dağıtacak destek öngörülmüş olmalıdır.

Fotoğraf 22.4 Destek Tabanlığı (Pad)

Tartışma 16: Destek ayakları altına tabanlık (pad) vermeyen/önermeyen bir firmaya ait vinç devrilir ise, "pad" olmama kusuru kazada pay sahibidir. Bu durumda üretici sorumlu olacak mıdır?

22.3.3.3.3 Operatör

Vinç operatörleri için en önemli yasal eksiklik operatör sertifikasının bir tonaj içermemesidir. Bugün operatör olan kişi 10 ton veya 1200 ton kapasiteli vinç kullanabilir. Bu durum bazı AB ülkelerinde kademeli geçiş yöntemi ile çözülmüştür. İlk başladığında 16 tona kadar kaldırma yapabilen operatöre, zaman içinde 1200 ton kapasiteli vinç kullandırabilir.

Vinç sahibi firmalar, makinalarını korumak amacı ile deneyimli operatörleri büyük tonajlı makinalarında çalıştırmakta ve bu eksiklik bu sayede ciddi kazalara neden olmamaktadır.

22.3.3.3.4 İşaretçi ve Sapancı

İşaretçilerin işaret dilleri sağlık-güvenlik işaretlerinde belirtilmek ile beraber piyasada çok kullanılmamaktadır. Onun yerine piyasa, kendi oluşturduğu işaret dili ile haberleşmektedir. Bu durum şimdilik bir sorun değil, bir tespit olarak belirlenmiştir.

Sapancılar için ise durum daha ciddidir. Sapancıların eğitimli olması gereği belirtilmemiştir. Oysa sapancılar kaldırma operasyonun en önemli bileşenidir. Yükün düşmemesi veya vincin devrilmemesi doğru sapanlamaya bağlıdır.

Sapancı yetkinliği, piyasada saha içi eğitimler ile çözülmeye çalışılmaktadır. Ancak yetersizdir. Sapancılık bir meslek veya alt meslek olarak algılanmalı ve sertifikasyonu daha ciddi olarak uygulanmalıdır.

22.3.3.3.5 Kaldırma Aksesuarları

Kaldırma aksesuarları sapan, kilit (mapa), opçuk, caraskal vb. sertifikalı olmalıdır. Ayrıca ömür beklentisine uygun olan belli sayıda işletme döngüleri için yorulma ve yaşlanma sürelerine göre ölçülendirilmelidirler [14].

Türkiye'de üretilen kaldırma aksesuarlarından kilit (mapa) ve sapanlar (bez veya çelik) için seri numarası veya ürünü tanıtacak bir numara konulmamaktadır. Bu durumda sapanın öncelikle

sertifikasının doğruluğu sorgulanamamakta ve sonrasında sapanın kullanımımın takibi ile yorulma ve yaşlanması izlenememektedir.

22.3.4 Yapım Yöntemi

Termik santrallerin inşa edilme sürecinde birbirinden farklı onlarca imalat yapılmaktadır. İmalat sözcüğü şu aşamaları kapsayabilir;

- Hafriyat, demir işleri, kalıp yapma, beton dökme, duvar örme, boya işleri vb.
- Sıfırdan çelik, boru imalatları
- Gelen hazır ürünün saha koşullarına uydurulması (modifikasyonu), saha içinde nakli ve yerine monte edilmesi
- Boruların ağız ağıza getirilmesi (fitting)
- Kaynak yapılması
- Elektrik işleri
- vb.

Bu işlerin nasıl yapılacağının öngörülme çalışması bir planlama çalışmasıdır. İşin nasıl yapılacağının anlatıldığı sisteme (belgeye) Yapım Yöntemi diyoruz. Uluslararası projelerde İngilizce karşılığı olan "Method Statement" kullanılmaktadır. Biz yapım yöntemi olarak adlandıracağız.

Yapım yönteminin olması ile ilgili yasal gereklilik yoktur. "İşini planla" diyen bir cümle dahi açık olarak yer almaz. Bizim yasal gerekliliğimiz risk değerlendirmesini şart koşar. Oysa yapım yöntemi olmayan bir imalat için risk değerlendirmesi şekil olarak bile yapılamaz.

Bilindiği üzere, planlanmayan işin başarısızlığının analizi olanaksızdır. O nedenle işin doğru bir şekilde planlanması, planın işi yapacak ekibe çok iyi anlatılması ve ekibin görüşlerinin plana yansıtılması hayati önemdedir.

Yapım yönteminin bir diğer anlamı da kurumsal kültürün oluşturulmasıdır.

Yapım yöntemi olmadığı takdirde kazanın oluşumunda;

- Hangi tehlikenin öngörülmediği,
- Hangi riskin değerlendirilmediği veya azımsandığı,
- Hangi önlemin alınmadığı veya alınan hangi önlemin etkinliğinin veya sürdürülebilirliğinin değerlendirilmediği

anlaşılamayacaktır.

Bu kadar hayati önemi olan yapım yönteminin önceden belirlenme gerekliliğini, yasal gereklilik yetersizliği nedeni ile sahalarda uygulanırken göremiyoruz. Uygulanır görünen yerlerde ise, sadece formaliteyi karşılamak için yapılıyor ve işi yapacak ekibe anlatılmıyor. Oysa yapım yöntemi esasen ve tamamen bir mühendislik çalışmasıdır, ancak bizim saha mühendislerimiz, mühendislik çalışması yapmaya yanaşmamaktadırlar. Hatta mühendislerimizin büyük çoğunluğunun (ne yazık ki) genel olarak proje incelemekten ve teorik veya yazılı çalışma yapmaktan uzak durmaları yapım yöntemi belgesi hazırlamaktan uzak olma nedenlerini açıklamaktadır.

22.3.5 Malzeme

Malzeme dendiğinde öncelikli olarak kimyasal malzemeleri kast ediyoruz. Dünyada kayıtlı 100 milyon çeşidi geçmiş olan kimyasalların etkilerine karşı çalışanları korumak ancak kimyasalları tanımak ile mümkündür. Kimyasalları tanımak için ise Güvenlik Bilgi Formu (GBF) gerekmektedir.

GBF'ler ile ilgili ciddi miktarda yasal gereklilik vardır. Risk değerlendirmesinde GBF'lerin dikkate alınması gerekliliği yasal gereklilik olarak ortaya konmuştur [15]. Tedarikçilerin GBF'leri zamanında güncellemesi ve kimyasal malzeme ile birlikte GBF'nin kağıt veya elektronik olarak iletilmesi zorunluluğu açık olarak dile getirilmiştir [16]. GBF'ler Türkçe olmalıdır [17].

GBF'lerde sorunlar:

1. Ülkede genelde GBF bilinci eksik olup, perakendeciler ve hatta bazı toptancılar GBF'nin varlığından haberdar değildir.
2. GBF'lerdeki bilgiler yetersizdir veya doğrudan yanlıştır.
3. GBF'lerin güncellenmemesi söz konusudur.
4. GBF'lerin bilgi organizasyonu yer yer yanlıştır.
5. İthal edilen ürünlere ilişkin Türkçe GBF'ler bulunamamaktadır.

GBF'ler ile ilgili asgari gereklilikler şunlar olmalıdır:

1. GBF'ler eksiksiz temin edilmelidir.
2. Tüm ilgili taraflar ile paylaşılmalıdır. Bu taraflar en az;
1. Saha içinde nakleden,
2. Depolama görevlisi,
3. Kimyasal ile iş yapacak kullanıcı,
4. İş güvenliği uzmanı,
5. İşyeri hekimi.
3. Bu tarafların formu aldığına dair yazılı doküman olmalıdır.
4. GBF'den yararlanılarak kimyasal kullanım talimatı hazırlanmalı ve kullanıcılara imzalatılmalıdır.

Tartışma 17: GBF'ler risk değerlendirmelerinde etkin olarak kullanılmamaktadır. Bu durumda kimyasalların teslim alınması, nakli, depolanması ve kullanımı gibi aşamalarda yapılan çalışmalar büyük riskler içerir ve kazalar da gerçekleşmektedir. Bu tür kazalarda bu eksiklik görülebilmekte midir?

22.3.5.1 Basınçlı Gaz Tüpleri

Esasen birer kimyasal olan endüstriyel gazları içeren basınçlı gaz tüpleri sahada çok kullanılmaktadır. Bunlar argon, oksijen, LPG ve asetilen tüpleridir. Özel kullanıma göre soğutma amacı ile hidrojen tüpleri ve kalibrasyon amacı ile helyum tüpleri termik santral sahalarında kullanılmaktadır.

Bu tüplerin tüm kimyasallarda olduğu gibi renkler ve belirlenmiş etiketler ile tanımlanması gerekir. Türkiye'deki üreticiler etiket gerekliliklerini CLP (Classification Labelling Packaging) tüzüğüne göre hazırlanmış olan Maddelerin ve Karışımların Sınıflandırılması, Etiketlenmesi ve

Ambalajlandırılması Hakkında Yönetmelik ve TS EN ISO 7225 standardına uygun olarak yerine getirmektedirler.

Basınçlı tüplerin renkleri TS EN 1089-3 standardının 2011'de yayımlanan sürümünde değiştirilmiştir [18]. Bu değişikliğe göre yeşil olan azot tüpleri açık mavi renge dönüşmüştür. Ancak sahalarda tüp renkleri halen eskide olduğu gibi devam etmektedir. Bu durumun nedenini sorduğumuz firmalar, Bakanlığın mecburi olan bu standarda uyum için acele etmemelerini ve beklemeleri gerektiğini belirtmişlerdir.

Bakanlık mecburi olan bu standardı neden uygulatmaz ve Yönetmeliğe aykırı fiili bir durumu nasıl kabul eder, anlamak mümkün değil. Bunun yerine sadece geçici bir madde ekleyerek uygulama ertelemek olası iken böyle bir yolu denemesinin yanlış olduğu çok açıktır.

22.3.6 Özel Riskler

22.3.6.1 Sıcak Çalışmalar

Kaynak, kesme, taşlama ve ısıl işlemleri bu kapsamda incelemek mümkündür. Termik santral inşaatları bu çalışmaların çokça yapıldığı tesislerdir.

Sıcak çalışmalarda temel riskler arasında;

- Çalışanın kaynak nedeni ile oluşan gazlardan etkilenmesi,
- Kıvılcım nedeni ile yangın ve patlama,
- Elektrikli sıcak işlerde elektrik tehlikeleri sayılabilir.

Kesme için kullanılan taş motoru kullanımı çok sık kazaya neden olmakta ve çok ciddi sonuçlar doğurabilmektedir. Taş motorlarının taş ve motor uygunluğu sahalarda bilinmemektedir. Bununla ilgili mesleki yeterlilik aranan çelik montajcısı veya boru montajcısı eğitim programı içinde, taş motoru eğitimi veya kaynak işlerinde iş güvenliği gibi konular yoktur. Konular daha çok kaliteli imalat için yapılması gerekenleri içermektedir.

Kaynak işlerinde iş güvenliği, termik santral inşaatlarında özel riskler taşımaktadır. Kaynak işçisinin fabrika ve atölyelerin yanı sıra, şantiyelerde uygun olmayan ve kısa süreli çalışma ortamlarında kaynak yaptığını dikkate aldığımızda, konu çok ciddi olarak ele alınmalıdır [19].

Kaynak işlerinden kaynaklı riskler:

- Kaynak gazlarından kaynaklanan riskler
- Kaynak sırasında metal ergimesi sonucu oluşan gazlardan kaynaklanan problemler
- Kıvılcım nedeni ile yangın ve patlama riskleri
- Sıcak metal (parça veya elektrot) kaynaklı sorunlar
- Platform sorunu nedeni ile kaynakçının düşmesi veya parça düşürmesi kaynaklı riskler
- Kaynak makinası veya elektrot kutusu gibi elektrikli ekipmanlar kaynaklı elektrik çarpması, yangını gibi riskler
- Kaynak ışınına maruz kalmaktan kaynaklı riskler
- Ergonomik duruş bozuklukları

Meslek hastalıklarında Cumhuriyetin başındaki seviyeden ileri gidilememesi, beklenen meslek hastalığı tanı sayısı 35.000 ile 105.000 olacak [20] iken 400'de kalması, kaynak işlerinden ötürü oluşan meslek hastalıklarının tespitini imkansız hale getirmektedir.

Termik santrallerde serpantinlerin (kanatlı boru) kaynaklarının yapılması, ergonomik olmamaları ve yüksekte çalışma yönleri ile de büyük bir tehdittir.

Bu konu ile ilgili onlarca araştırma ve yayına rağmen konu halen detaylı araştırılmaya muhtaçtır. Bunun yanı sıra üreticilerin yenilikleri söz konusudur ancak en ucuz teklife iş verilmesi ve alt yüklenici ve alt alt yüklenici uygulaması ile kâr payının iyice azalması, bu gibi yeni önlemlere pay ayrılmasını engellemektedir.

Meslek hastalıklarının tespit edilememesi de işveren için olası tazminat yükünü ortadan kaldırdığı için kaynak işlerinde iş güvenliği sağlanması, kahraman iş güvenlikçiler ile duyarlı çok az sayıdaki mühendis veya formene kalmıştır.

22.3.6.2 Kısıtlı Alanlarda Çalışma

Tank, silo, kazan ve derin kanallar gibi hava kalitesi açıdan tehlikeli durum oluşturabilen ve bir insanın uzun süreli kalması için tasarlanmamış alanlar, bizim literatürümüzde kapalı alanlar olarak tanımlanmaktadır. Ancak bu alanların yer yer kapalı olmadığı, buna rağmen özellikle ağır gazlar nedeni ile tehlikeli duruma dönüşmesi söz konusudur. Bu nedenle İngilizce literatürün "Confined Space" dediği bu alanlar için Türkçe olarak Kısıtlı Alan denmesini doğru buluyoruz.

Kısıtlı alanlarda güvenli çalışma için tam olarak yasal bir gereklilik yoktur. Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği Ek – 4'ünün 37. ve 38. maddeleri konuyu isim koymadan ele almıştır. Zehirli veya zararlı madde bulunması muhtemel veya oksijen düzeyi yetersiz veya parlayıcı olabilecek bir ortam varsa, ortam havasının kontrol edileceği ve gerekli tedbirlerin alınacağı söylenmiştir. Ayrıca çalışanların, sınırlı hava hacmine sahip yüksek riskli ortamlarda çalıştırılamayacağı, çalıştırılmaları zorunlu ise, önlem alınması gereği belirtilmiştir. Bu ortamlarda çalışan işçilerin izlenmesi ve gerektiğinde acil müdahale için hazır olunması gerektiği belirtilmiştir.

Bu kadar kısa gereklilik tanımı oldukça güçsüz ve yetersizdir.

Ancak, ABD'deki OSHA (Occupational Safety and Health Administration) gerekliliklerinden yararlanılarak hazırlanmış ve Bakanlık ve İSGÜM (İş Sağlığı ve Güvenliği Araştırma ve Geliştirme Enstitüsü Başkanlığı) tarafından da yayımlanmış olan kapalı alanlarda yapılan çalışmalarda alınması gereken iş sağlığı ve güvenliği önlemlerine ilişkin yayınlar yararlı kaynaklardır [21].

Bu çalışmaların Bakanlık ve İSGÜM tarafından yayımlaması sevindiricidir. Buna karşın yasal gereklilik olmaması nedeni ile uygulamada yer bulması kolay değildir. En kısa sürede kısıtlı alanlarda çalışmalarda sağlık ve güvenlik önlemleri yönetmeliği yayımlanmalıdır. Yönetmelikte kapsam, tankları, kazanları ve derinliği 1,5 metreyi geçen kazıları da içerecek biçimde geniş tutulmalıdır.

Termik santral inşaatları çok sayıda kısıtlı alan içermektedir. Bunun farkında olmayan insanların gerek çalışma esnasında üretilen gazların (özellikle kaynak gazlarının) etkisinden gerekse azot gibi ortam oksijenini yok eden inert gazlar yüzünden ölmeleri söz konusudur.

Kısıtlı alan prosedürünü basit olarak ifade edersek, alanda mevcut havanın oksijen yeterliliğinin (hacmen % 20,9) sağlanması, kapıda gözcü bekletilmesi ve özel acil durum planı ile olumsuz bir durumda müdahale kabiliyetinin hazır tutulmasıdır. Buna ilave olarak tek kişi çalışmaması, en çok 48 V enerji kullanılması veya çalışma süresinin tehlikeli duruma göre kısaltılması, bu uygulamayı güvenli hale getirecektir.

Kısıtlı alanda çalışma, acil durum prosedürünü de etkileyecek çok özel bir risk grubudur. Yasal gerekliliklerde yer almaması veya Yapı İşlerinde İşçi Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği'nde kısaca söz edilmesi büyük eksikliktir.

22.3.6.3 İş İzni Sistemi

Santral inşaatı esnasında özel riskler içeren işlerin bir iş iznine tabi olması, etkin bir risk kontrol yöntemidir. Özellikle uluslararası projelerde, riskli aktiviteler için iş izni sistemi uygulanmaktadır. Bu aktiviteler:

- Kısıtlı alanda çalışma
- Sıcak işler
- Kazı işleri
- Gece çalışması
- Radyografik testler
- Açıklık yaratma (ızgara açma gibi zeminde yaratılan boşluklar)
- Dalış
- Yüksekte çalışma (Bazı projelerde uygulanmaktadır.)

Yasal gereklilikler, patlayıcı ortam oluşması açısından tehlikeli olarak belirlenmiş alanlar [22] dışında böyle bir sistemin uygulanmasını önermemektedir. Şüphesiz ki böyle bir sistemi uygulama önünde yasal engeller yoktur. İsteyenler iş izni sistemi uygulayabilecektir. Ancak yasal gereklilik, en başta belirttiğimiz gibi, iş güvenliğinde temel motivasyonlardandır ancak gereklilik olmadıkça ikna süreci zorlu geçmektedir.

İş izni sistemi, devreye alma (commissioning) sürecinde daha da önem kazanmaktadır. Bu süreçte artık ekipmanlarının ve tesisatının elektrik bağlantısı yapılan (enerjilendirilen) saha gittikçe daha tehlikeli olacaktır ve izinsiz bir ekipmana müdahale, büyük kazalara neden olabilecektir.

Tartışma 18: İş izni sistemi olmadan bir iş güvenliği uzmanı kısıtlı alanda yapılan çalışmayı nasıl kontrol altına alabilir? Şüphesiz alamayacaktır. Kısıtlı alanda bir kaza olduğunda da sorumlu veya sorumlulardan birisi olacaktır. Böylesi bir durumda, yasal gereklilik olmadığı için firmasını ikna edemeyen iş güvenliği uzmanı ne yapmalıdır?

22.3.6.4 Kilitle, Etiketle Sistemi

Zararlı enerjinin kontrolsüz salınımını engelleyecek bir risk kontrol sistemidir. İngilizce literatürde LOTO (Lockout-tagout) olarak ifade edilen bu sistem dilimizde EKED (Etiketle, Kilitle, Emniyete al, Dene) olarak yer bulmuştur. Son zamanlarda KES (Kilitle Etiketle Sistemi) olarak da adlandıran uzmanlar vardır.

EKED sistemi özellikle bakımcıları çok ilgilendiren bir sistemdir. Sistemde azot varken tankın içindeki enstrümanı tamir edecek bakımcı için ortam azotu temizlenir. Ancak ortama kazara azot verilmeyeceğinin garantisi yoktur. O nedenle azot hatları kapatılır ve kilitlenir. Kilidin anahtarı bakımcının cebinde olur ve bakımcı işini bitirmeden kimse sisteme azot veremez.

Aynı şekilde asit hattında bakım yapmak için hattaki asit vanasını kapatan bakımcı risk altındadır. Birisinin kazara vanayı açması ve bakımcının aside maruz kalması an meselesidir. Bakımcı kapattığı vanayı kilitler ve anahtarı cebine alır. O durumda kimse o hatta kazara asit veremez. Belirlenmiş hattın elektriğinin panodan kesilmesi ve şalterin (veya panonun) kilitlenmesi de verilebilecek örnekler arasındadır.

Bu sistemin olmaması ve uygulanamaması nedeni ile olan kazalarda (çok sayıda olumsuz olay yaşanmasına ve ölümler olmasına rağmen) kaç insanın öldüğü bilinmemektedir. Çünkü kaza nedenlerinde böyle bir neden veya kaza araştırma modeli yoktur veya biz uzmanlara sunulmamıştır.

Böylesi etkin bir risk kontrol sisteminin de yasal gerekliliklerde yer bulmamış olması büyük eksikliktir. TS 3840, makinalarda iş kazalarına karşı genel güvenlik kurallarını anlatmış [23] ve EKED konusuna makina güvenliği üzerinden değinmiştir. Diğer bir standart TS ISO 14118, beklenmeyen devreye almaların (start-up'ın) önlenmesi olarak Türkçeleştirilmemiş standartlar arasında 2015'den beri yer almaktadır. Bu standartlar mecburi standartlar arasında yer almamaktadır. Santraller için yararlı olabilecek bu standartların varlığı EKED uygulaması için olumlu bir durum iken, yasal gerekliliklerde konunun yer almaması büyük bir eksikliktir.

Tartışma 19: TSE bir standart ürettiğinde bu ne zaman uygulanmak zorundadır. Bildiğimiz şudur ki; ya bir yönetmelik veya tebliğ bu standarda göre uygulama yapılmasını şart koşacak veya Mecburi Standard Tebliği'nde bu standardın adı geçecektir. Böyle ise, TS 3840 veya TS ISO 14118 gibi çok yararlı olabilecek standartlar hangi gerekliliğe göre işçi güvenliğini sağlamak üzere yürürlüğe girecektir?

Olmasını beklediğimiz; hemen bir yönetmelik çıkartılarak EKED uygulamasının yasal zorunluluk olması ve ilave olarak tebliğler ile uygulama şeklinin anlatılmasıdır.

22.3.6.5 Sağlık Güvenlik Dosyası

Termik santraller de dahil tüm yapı işlerinde, yapı işleri tamamlandığında yapının teslim edileceği ekibe vermek üzere Sağlık Güvenlik Dosyası hazırlanması öngörülmüş ve yasal gereklilik olarak belirlenmiştir [24]. Ancak bu gereklilik Bakanlık tarafından sorulmadığı için yerine getirilmemektedir

Peki sağlık güvenlik dosyası nedir?

Bu konuyu Bakanlık o kadar önemsememektedir ki, bununla ilgili bir tanımlama yapmamış ve yol gösteren bir rehber veya tebliğ yayımlamamıştır. Sadece Yapı işlerinde İşçi Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği'nin 10. madde 1-c fıkrasında, "Proje süresince, birbirini takip eden veya daha sonra yapılacak işler sırasında dikkate alınmak üzere sağlık ve güvenlik bilgilerini içeren sağlık ve güvenlik dosyası hazırlanır. Aynı dosyanın proje tamamlandıktan sonra temizlik, bakım, tadilat, yenileme, yıkım işleri gibi her türlü yapı işinin güvenli bir şekilde yerine getirilmesi için ihtiyaç duyulan bilgileri de içermesi sağlanır." denilmiştir.

Buradan sadece niyet anlaşılmaktadır. Niyet, tamamlanan yapının güvenlik içinde kullanım kılavuzu olmasını sağlamak, olarak tercüme edilebilir. Yapı kullanıcısı bir tadilat için bu dosyaya başvurmalıdır. Bu dosya uluslararası mevzuatta [25] gereklilik olarak öngörülmüştür ve takip edilmektedir.

Bu gerekliliklerden yaptığımız çıkarımlara göre inşaatı gerçekleştiren ana yüklenici, yaptığı inşaat için aşağıdaki bilgileri hazırlayarak binayı kullanan organizasyona sunacaktır:

- İnşaatın hangi temel yasal ve endüstriyel gerekliliklere göre yapıldığı
- Proje bilgileri
- Genel ve yapısal tasarım öngörüleri:
  - Deprem öngörüleri
  - Yangın ve patlama olasılık ve etki öngörüleri
  - Söndürme, kaçış stratejisi
    vb.
- İnşaat öncesi veya inşaat süresi içinde elde edilen kayıtlar:
  - Ölçümler ve araştırma raporlarının sonuçları
  - Planlama ve inşaat gerekliliklerinin onayları
  - Halihazır (inşaat gibi) çizimler
    vb.
- Mevcut tehlike ve riskler (inşaattan kaynaklı):
  - Tehlikeli yerler (zayıf çatılar vb.)
  - İnşaatta kullanılan tehlikeli maddeler
- Bakım ve Onarım için gerekli bilgiler:
  - Altyapı çizimleri
  - Boru ve enstrüman çizimleri
  - Elektrik sistemi için tek hat şemaları
  - Vana vb. malzemeler için kullanım, onarım bilgileri
    vb.

Bu bilgiler olmadığında veya eksik olduğunda termik santrali işleten (burada kullanan değil işleten daha doğru sözcük.) bir takım tehlikeli durumlar ile karşılaşacaktır.

Yaşadığımız örneklerde biten santrallerde, boru enstrüman çizimleri ve tek hat şemaları verilmekte ancak sahip çıkılmamaktadır. Sahip çıkılmamasının sakıncaları işletme süreci ile ilgili bölümde ele alınmaktadır.

Verilmeyen (bazen sahip çıkılmayan) alt yapı bilgileri, duvar yapılarının durumu gibi bilgiler, işletme grubu için zorluk ve iş kazaları anlamına gelmektedir.

Tartışma 20: Sağlık güvenlik dosyasına yasal olarak gerekli diyen Bakanlığımız neden bu isteğini sahada göstermemektedir? Yararına inanmıyorsa neden yasal gereklilikten bunu kaldırmamaktadır? Bunun yerine bu işi görecek yeni bir gereklilik koyulabilir mi?

22.4 Sonuç

Termik santrallerin inşası birbirinden farklı yüzlerce işin yapılması ile oluşan karmaşık, zor ve yorucu bir süreçtir. Termik santral inşaatında çalışan işçilerin mekanik tarafta sektör deneyimleri gittikçe artsa dahi artan inşaat kapasitesi nedeni ile yüzlerce yeni işçi sektöre katılmaktadır.

Enerji sektöründe güvenli santral inşaatı deneyimi olmayan birçok firma, işveren, ana yüklenici veya alt yüklenici olarak sektörde faaliyet sürdürmektedir.

Hızlı sistem A veya B sınıfı olan birçok uzman, bilgi birikim ve deneyim yeterliliği olmadan bu santrallerde iş güvenliği uzmanı sıfatı ile çalışmaktadır.

Bütün bu eksikliklere yasal gereklilik eksikleri, üretici eksiklerinin denetlenmemesi nedeni ile üretici gerekliliği eksiklikleri ve bütün bunların devamında denetimsiz sahalar sorunu iş güvenliğinde ilerlemenin önünü tıkamaktadır.

Çözüm; yasal gereklilikleri bir an önce tamamlamak, Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı, Bilim-Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı veya yetkili bakanlıkların denetimleri ile standardı olmayan ürünlerin üretimlerini durdurmak ve deneyimli Bakanlık kadroları ile daha fazla denetim yapmaktır.

Firmaların iş güvenliği performanslarının iş almada daha fazla yer bulması veya sigorta primlerinin iş kazası ve hatta hastalanma sayısına göre artma/azalma sağlaması, konunun ciddiyetini artıracaktır.

Firmalar, güvenli İSG'nin maliyet değil bir iş verimi fırsatı olduğunu kavrayacaktır. Bunu sadece insani nedenlerden değil ekonomik göstergelerinin de güvenli ortamda daha iyi olduğunu göreceklerdir. İSG demek verimlilik, verimlilik demek karlılık demektir.

Ne yazık ki ülkemizde iş kazası istatistikleri istenen düzeyde değildir. Detay içermemektedir. Sektöre yönelik detaylar içermemektedir. Büyük firmaların bu konuda biraz daha gerçeğe yakın rakamları vardır ancak bunlar da şirket gizlilikleri içinde değerlendirilip paylaşılmamaktadır.

Termik santral inşaatlarının bu konuda tecrübeli firmalar tarafından üstlenilmesi ve/veya işverenin müşavirlik hizmeti alması, işçi sağlığı ve güvenliği düzeyini oldukça artıracaktır. Buna ek olarak kredi ve/veya sigorta kuruluşlarının denetimleri de, iş kazalarını ve (ülkemizde tam anlaşılmamış olsa da) meslek hastalıklarını oldukça azaltmakta ve İSG kültürüne büyük katkılar sağlamaktadır.

İş güvenliği, yalnızca iş güvenliği uzmanlarını veya işyeri hekimlerini ilgilendiren bir konu değildir. Bunun 2 nedeni vardır. Birincisi, söz konusu olan insan hayatıdır ve yaralanma veya ölümün engellenmesi, herkesin görevidir. İş güvenliği bir mühendislik konusudur. Bu nedenle tüm mühendislerin bu konuda bilgili ve ilgili olması ve görevli olduğunun bilincinde olması, iş güvenliği seviyesini artıracaktır. Mühendislerin iş güvenliği konusundaki bilgilerini artırmak için iş güvenliğinin tüm üniversitelerde mühendislik öğrencileri için zorunlu ders olması gerekir.

Asıl olan insan hayatıdır. İnsan hayatı kalkınmaya feda edilemeyecek kadar değerli olarak tanımlanır ve ülke politikasında yer alırsa iş kazaları nedeniyle bizden çok çok daha az insan öldüren [26], örneğin İngiltere'ye bu konuda yetişmek düş olmayacaktır.

KAYNAKÇA

[1] İş Güvenliği Uzmanlarının Görev Yetki, Sorumluluk ve Eğitimleri Hakkında Yönetmelik, 29/12/2012, ÇSGB.

[2] Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, 5/10/2013, ÇSGB.

[3] İş Güvenliği Uzmanlarının Görev Yetki, Sorumluluk ve Eğitimleri Hakkında Yönetmelik Değişikliği, 30/04/2015, ÇSGB.

[4] İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, 25/04/2013, ÇSGB.

[5] İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, (Ek-1, 2.12) 25/04/2013, ÇSGB.

[6] TS ISO 12480 Vinçler-Emniyetli Kullanım – Bölüm 1 – Genel.

[7] Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, Ek-4 B: Yapı alanlarındaki özel asgari şartlar. Bölüm II – Madde 43.

[8] TS EN 12810-1 Madde 6.2.2: Ön Yapımlı Bileşenlerden Oluşan Cephe İskeleleri – Bölüm 1: Mamul Özellikleri, 2005, TSE.

[9] İskele Kurulum Elemanı (Seviye 3), Ali Turan, Intes.

[10] Ahşap ve Ön Yapımlı Çelik İle Alüminyum Alaşımlı Bileşenlerden Oluşan Dış Cephe İskelelerine Dair Tebliğ, 19/10/2014, ÇSGB.

[11] Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, Ek-4 B: Yapı alanlarındaki özel asgari şartlar. Bölüm II Madde 26, 5/10/2013, ÇSGB.

[12] Yapı İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği Ek-4 A:2-D, 5/10/2013, ÇSGB.

[13] Makina Emniyeti Yönetmeliği Ek-1, 1.1.5, 2009, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı.

[14] Makina Emniyeti Yönetmeliği Ek-1, 4.1.2.5, 2009, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı.

[15] Kimyasal Maddelerle Çalışmalarda Sağlık ve Güvenlik Önlemleri Hakkında Yönetmelik Madde 6.2.b, 12/08/2013, ÇSGB.

[16] Zararlı Maddeler ve Karışımlara İlişkin Güvenlik Bilgi Formları Hakkında Yönetmelik, Madde 5/10, 13/12/2015, ÇŞB.

[17] Zararlı Maddeler ve Karışımlara İlişkin Güvenlik Bilgi Formları Hakkında Yönetmelik, Madde 5/4, 13/12/2015, ÇŞB.

[18] http://iguder.org/index.php/accordion-b/level-21/2-uncategorised/78-basınçlıgaztüplerininrenk-kodları.html.

[19] Kaynak İşlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği, 2015, Abdullah Anar, TMMOB-MMO Kaynak Kongresi.

[20] ÇSGB Türkiye'de Meslek Hastalıkları Konusunda Tespit, Tanı ve İSG Profesyonellerinin Duyarlılığının Artırılma Projesi, http://www.csgb.gov.tr/csgbPortal/csgb.portal?page=slogan&id=isggm_icp2.

[21] a) Kuyu, Dehliz ve Mahzen gibi Kapalı Alanlarda Yapılan Çalışmalarda Alınması Gereken İş Sağlığı ve Güvenliği Önlemleri, Fahri Çağrı Güzel, 2013, ÇSGB.
b) Kapalı Alanlardaki Çalışmalarda İş Sağlığı ve Güvenliği, Abdullah Gencer Atasoy, Nihat Eğri, 2012, İş Sağlığı ve Güvenliği Enstitüsü Müdürlüğü.

[22] Çalışanların Patlayıcı Ortamların Tehlikelerinden Korunması Hakkında Yönetmelik-Ek 2,1.2, 2013, ÇSGB.

[23] TS 3840 Makinalarda İş Kazalarına Karşı Genel Güvenlik Kuralları, 2015, TSE.

[24] Yapı İşlerinde İş Sağlığı Güvenliği Yönetmeliği M-10c, 2013, ÇSGB.

[25] Construction, Design and Construction Regulation, 2007, HSE.

[26] Global Estimates of Occupational Accidents, Paivi Hamalainen, Jukka Takala, Kaija Leena Saarela, 2005.

ÜLKEMİZDE TERMİK SANTRAL KURULUMUNDA MÜHENDİSLİK, YAPIM, KABUL İŞLEMLERİ HAKKINDA BİLGİLER, ÖNERİLER

23. TERMİK SANTRAL YAPIM SÜRECİNDE EDİNİLEN DENEYİMLER IŞIĞINDA DİKKAT EDİLMESİ GEREKENLER

Haluk BÜYÜKHATİPOĞLU
Makina Mühendisi

İrfan UÇAR
Makina Yüksek Mühendisi

Bu makale termik santral yapım süreçlerinde edinilen deneyimlere dayanmaktadır.
Bir termik santral yatırım sürecini aşağıdaki şekilde ana aşamalarına ayırabiliriz:

1- Konsept belirleme
2- Fizibilite etüdü
3- ÇED Süreci
4- Lisans Alma
5- Finansman temini
6- Projelendirme
7- İnşa
8- Testler ve devreye alma

23.1 Konsept Belirleme

Bir termik santral yapımına niyet edildiğinde ilk iş konsept belirlemedir. Konseptin de ilk adımı termik santralde kullanılacak yakıtın belirlenmesidir. Yakıtın doğal gaz, yerli kömür, ithal kömür, biyokütle veya fueloilden hangisinin olacağına karar verilmesi gerekir. Yakıt seçimi sonraki adımların oturacağı tabanı oluşturacağı için çok önemlidir. Bir termik santralin ömrünün en az 40 yıl olacağı düşünülerek, ülkenin ve dünyanın içinde bulunduğu siyasi, ekonomik, sosyal durumun en az 25 yıllık bir projeksiyonunun yapılmasına ihtiyaç vardır. Bu projeksiyon önümüzdeki 25 yıldaki ülkemizin enerji ihtiyacını, dünyadaki ve ülkemizdeki birincil enerji kaynaklarının durumunu ve geleceğini ortaya koymalıdır. Bu verilerden oluşan projeksiyonla hangi yakıt tipli termik santrali kurmanın doğru olacağına karar verilir.

İkinci adım, termik santralin kurulacağı yerin belirlenmesidir. Önceki adımda belirlenen yakıt türü, yatırımcının iki konuda düşünmesini ve uygun yeri bulmasını sağlar. Düşünülecek birinci konu belirlenen yakıta en uygun ulaşımın nerede olacağıdır. Örneğin doğal gazlı bir termik santrale karar verildiyse, doğal gaz ana hatlarına yakın bir yer seçilmesi uygun olur. Yerli kömürlü bir termik santral düşünülüyorsa, ülkemizdeki yerli kömür kaynaklarından birine yakın bir yer seçilmesi gerekir. İthal kömür düşünülüyorsa, kömür denizaşırı çoğu zaman okyanus aşırı ülkelerden geleceği için deniz ulaşımının olabileceği deniz kenarrında uygun bir yer seçilir.

Üçüncü adım, seçilen yakıta uygun kazan seçimidir. Bu seçim sırasında en önemli kriterler; verimlilik ve maliyettir. Katı ve sıvı yakıtlı santrallerde seçilen yakıtla en uygun verimliliğin ve maliyetin hangi tip kazanla sağlanacağı iyi araştırılmalı ve ona göre hangi tip kazanın seçileceğine karar verilmelidir. Seçilen kazanla ünite veriminin % 42'den aşağı olmaması hedeflenmelidir.

Dördüncü adım, kurulacak termik santralin gücünün tespitidir. Bu karar için, yatırımcının bu işe yatırmayı düşündüğü sermaye, yakıta ulaşım imkanları, yerli kömür kullanılacaksa rezervi ve kalorifik değeri, santralin yapılacağı alanın sınırları-kazı durumu, kömür yakıtlı termik santraller için üretim sonucu oluşacak külün depolanması, üretilecek enerjinin ana şebekeye bağlanma imkanı gibi konular yön gösterici olacaktır.

23.2 Fizibilite Etüdü

Kurulması düşünülen bir termik santral için konsept belirlendikten sonra ikinci adım fizibilite etüdü olacaktır. Fizibilite etüdü teknik ve finansal olmak üzere ikiye ayrılır. Bu iki fizibilite etüdü birbirinden ayrı çalışmalardır ve farklı uzmanlıklar gerektirir. Dolayısıyla konularında uzman kişilerce yapılması gereklidir.

Teknik fizibilite etüdünde yukarda açıklanan konsept ile kurulacak santralin verimliliği ve emre amadeliği incelenir.

Fizibilite etüdünde, seçilen yakıt ve kazan tipi ile seçilen güçte bir termik santral inşa etmek için harcanacak sermayenin, kurulacak santralin verimliliği ve emre amadeliği dikkate alınarak santrali işletmeye aldıktan sonra, kaç yıl içinde geri alınabileceği incelenir. Yani yatırım maliyetinin kaç yıl sonra tamamen geri dönerek santralin kendini amorti etmiş olacağı hesaplanır ve eğer santralin kendini en fazla 8-10 yıl içinde amorti edeceği hesaplanarak fizibl bulunursa santral yatırımına girişilir.

Finansal fizibilite projenin kârlılığını, değerini, gelir akışını ve borç geri ödeme kapasitesini ölçme imkanı sağlar.

23.3 ÇED Süreci

Çevresel etki değerlendirme raporu bir termik santral yatırımına başlamanın önkoşullarından biridir.

Üretim tesisi yatırımcısı, aşağıda açıklanan önlisans başvurusunun kabul edilmesi ile birlikte ÇED raporu için çalışmalara başlar. EPDK tarafından kendilerine verilen önlisans süresi içinde bu ÇED raporunun hazırlanması ve sunulması gerekir.

ÇED raporu hazırlama konusunda Çevre ve Şehircilik Bakanlığından (ÇŞB) Yeterlik Belgesi alarak uzmanlığı onaylanmış bir çevre danışmanlık firması, eldeki mevcut konsept ve kurulacak yer bilgilerini esas alarak yapacağı araştırma, test ve anketlerin sonunda bir rapor hazırlar.

Çevresel etki değerlendirilmesinde önemli başlıklar şunlardır:

- Fiziksel çevre üzerine etkiler (toprak kalitesi, erozyon ve arazi kullanımı, zemin emniyeti, depremsellik ve sismik risk, iklim değişikliğine olan etkileri ve sera gazı salınımı, hava

kalitesi, gürültü, hidroloji ve su kullanımı, su kalitesi ve sediman, atıklar ve son olarak patlatma)

- Biyolojik çevre üzerine etkiler (flora ve vejetasyon, karasal fauna, sucul fauna)
- Sosyoekonomik çevre üzerine etkiler (kamulaştırma ve yeniden yerleşim, ekonomi ve demografi, altyapı ve ulaşım, sağlık koşulları (insan ve diğer canlılara; sağlık üzerine etkiler), peyzaj, tarihi ve kültürel varlıklar)

ÇED raporunun değerlendirilmesinde dikkat edilecek hususların detay, http://www.csb.gov.tr/db/ced/editordosya/TERMÄ°K%20SANTRALLER(1).pdf adresinden öğrenilebilir. Bu hususların içinde en önemlileri; jeolojik durum, emisyon değerleri ve hava modellemesi, kül depolama sahası, soğutma suyu, arıtma sistemleri, santralin verimliliği, yakıt kaynağı ve güvenirliliği, yerleşim yerlerine yakınlık ve proje alanının içinde bulunduğu doğal çevredir.

23.4 Lisans Alma

a- Önlisans

Enerji üretmek amacındaki yatırımcıların, önce "önlisans" almak için EPDK'ya başvurmaları gerekir. İstenen ön belgelerle birlikte yapılacak başvurunun kabul edilmesi halinde EPDK tarafından bu yatırıma özel bir format belirlenir ve ek belgeler istenir.

Önlisans başvurusunun değerlendirmeye alınması, önlisans almaya hak kazanıldığı anlamını taşımaz.

Yerli kömüre dayalı önlisans başvurularında, enerji kaynağının kullanım hakkı ya da diğer ayni haklarının tesis edilmiş olduğunun veya bu hakların tesis edileceğinin yetkili gerçek veya tüzel kişilerce taahhüt edilmiş olduğuna ilişkin belgenin sunulması zorunludur.

EPDK, başvuruyla ilgili oluşturulan bağlantı ve sistem kullanımı hakkındaki resmi görüşleri 10 iş günü içinde başvuru sahibine bildirir. Başvuru sahibi bu görüşleri ya kabul ve taahhüt eder ya da bu görüşlere itirazını sunar.

1) TEİAŞ veya ilgili dağıtım şirketi tarafından, uygun bağlantı görüşü verilmeyen başvurular,

2) Üretim tesisinin kurulacağı sahanın maliki tarafından başvuru yapılması durumunda, aynı saha için yapılan diğer başvurular,

Kurul kararı ile reddedilir.

Görüldüğü gibi önlisans başvurularında en önemli konu, kurulması planlanan üretim tesisinin iletim ve/veya dağıtım sistemine bağlantısı ve sistem kullanımı hakkında, ilgili mevzuat çerçevesinde olumlu görüş oluşturulması, bunun mümkün olmadığı durumlarda başvuru sahibi tarafından özel direkt hat tesis edilmesi taahhüdüdür.

Verilecek önlisansın süresi mücbir sebep hâlleri hariç yirmi dört ayı geçemez. Önlisans verilirken, başvurunun kaynak türüne ve kurulu gücüne bağlı olarak, bu sürenin otuz altı aya kadar uzatılmasına ilişkin hususlar, Kurul kararı ile düzenlenir.

b- Önlisans Süresi İçerisinde Tamamlanması Gereken İş ve İşlemler

Önlisans sahibi tüzel kişi, önlisansa konu üretim tesisinin yatırımına başlanabilmesi için önlisans süresi içerisinde aşağıdaki iş ve işlemleri tamamlamakla yükümlüdür.

a) Üretim tesisinin kurulacağı sahanın önlisans sahibi tüzel kişinin mülkiyetinde olmaması halinde, söz konusu sahanın mülkiyet veya kullanım hakkının elde edilmesi,
b) Kurulması planlanan üretim tesisine ilişkin imar planlarının onaylanması,
c) Üretim tesisinin inşaatına başlanabilmesi için gerekli olan ön proje onayının alınması,
d) Bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları için TEİAŞ veya ilgili dağıtım şirketine başvurunun yapılması,
e) Askeri Yasak Bölgeler ve Güvenlik Bölgeleri Yönetmeliği uyarınca gerekli görüşlerin alınması,
f) Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında gerekli olan kararın alınması,
g) Üretim tesisine ilişkin yapı ruhsatının veya söz konusu ruhsatın yerine geçecek belgenin alınması veya söz konusu ruhsatın alınmasına gerek olmadığına ilişkin belgenin sunulması,
h) Önlisansa konu üretim tesisi ile ilgili olarak;
    1) Yerli kömüre dayalı üretim tesisleri için kaynak kullanım hakkına ilişkin anlaşmanın, yapılmış olması,
    2) Önlisans sahibi tüzel kişiler, önlisans alma tarihinden itibaren doksan gün içerisinde, Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında gerekli olan kararın alınması için,

ilgili kuruma başvurmak zorundadır.

c- Lisans

Lisans Başvurusu

Önlisans sahibi tüzel kişiler, önlisans süresi içinde yapılması gereken iş ve işlemleri tamamladıktan sonra sunulması gereken bilgi ve belgelerle lisans için EPDK'ya başvururlar.

Lisans değerlendirmesinde öncelikle önlisans kapsamındaki yükümlülüklerin tamamlanmış olup olmadığı incelenir. Bu yükümlülükler tamamlanmışsa değerlendirme aşağıdaki kriterlere göre yapılır:

a) Tüketici haklarının korunması ile rekabetin ve piyasanın gelişimine olan etki,
b) Başvuruda bulunan tüzel kişi ile tüzel kişilikte yüzde on ve üzerinde halka açık şirketlerde yüzde beş ve üzerinde doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan kişilerin varsa, piyasadaki deneyim ve performansları,
c) Başvuru hakkında ilgili kuruluşlardan alınan görüşler ve/veya ilgili tüzel kişi hakkında yürütülmekte olan veya sonuçlandırılmış olan işlemler.

Lisans başvurusunun değerlendirmeye alınması, lisans almaya hak kazanıldığı anlamına gelmez.

Lisans Başvurularının Sonuçlandırılması

Değerlendirmeye alınan lisans başvurusuna ilişkin Kurum tarafından yapılan değerlendirme, önlisans süresince tamamlanması gereken yükümlülüklerin süresi içinde tamamlandığı ve

yukardaki kriterlere uyulduğunun anlaşılması halinde 45 gün içerisinde tamamlanarak Kurula sunulur ve söz konusu tüzel kişiye Kurul kararı ile üretim lisansı verilir.

Üretim lisansında inşaat süresi ve tesis tamamlanma tarihi belirtilir.

Üretim lisansı, mücbir sebep hâlleri ile lisans sahibinden kaynaklanmayan haklı sebepler dışında üretim tesisinin lisansında belirlenen inşaat süresi içerisinde kurulmaması veya kalan süre içerisinde kurulamayacağının tespit edilmesi hâllerinde iptal edilir.

23.5 Finansman Temini

Yatırımcının kendi imkânları ile proje toplam bedelinin % 20-30'u kadarını sağlaması gerekir. Yatırımcı kalan yüzde 70-80 proje bedeli için uluslararası finans piyasasında arayışa çıkar. Yatırımcı, hızlı bir şekilde projesi için finansman paketi sağlayıp işi en uygun fiyata, güvenilir bir yükleniciye vermek ve parasının geri dönüşünü bir an önce sağlamak ister. Bunun için çok iyi danışmanlarla çalışılması ve konuya hakim olunması şarttır.

Finansman temini için en önemli konu ÇED raporunun sağlıklı ve güvenilir olmasıdır. Finansman ulusal bir kaynaktan temin edilecekse aşağıdaki bilgi ve belgeler talep edilir:

- Müşteri fizibilite çalışması
- Santralde kullanılacak ekipmanlara ilişkin detaylı teknik bilgiler
- Yatırım maliyetlerinin detaylı kırılımı
- Yakıt tedarikine ilişkin detaylı çalışma
- Yerli kömüre dayalı projelerde JORC (Joint Ore Reserves Committee of the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, Australian Institute of Geoscientists, and Minerals Council of Australia.) Yönetmeliğine göre hazırlanmış maden rezerv raporu ve uzun dönemli maden üretim planı
- Santralin elektrik satışına ilişkin pazar araştırma raporu
- Santrale ve maden sahasına ilişkin Elektrik Üretim Lisansı, TEİAŞ Bağlantı Görüşü, ÇED Olumlu/Gerekli Değildir Kararı ve benzeri diğer lisans ve izinler
- Yatırımcının faaliyetlerine ilişkin genel bilgiler ve mali veriler

ÇED raporu lisans almak için gerekli olan ve ÇŞB tarafından istenen bilgi ve belgeleri taşıyan bir rapordur. Bu rapor uluslararası finansman kuruluşları için yeterli değildir. Eğer uluslararası bir kaynaktan finansman temini hedefleniyorsa ÇED raporunu temel alarak hazırlanacak bir ESIA (Environmental Social Impact Assessment) raporunun, konusunda uzman bir danışmanlık şirketi tarafından hazırlaması gerekir.

23.6 Projelendirme

Yukarıda adımları tamamlanan planlanmış bir santralin projelendirmesi, belirlenmiş konsept ve kurulacağı alan temel alınarak başlatılır.

Bir santralin projeleri, genel yerleşim, mimari, inşaat (kazı/dolgu, beton, enjeksiyon/ankraj vb.), mekanik (çelik yapılar, kazan, türbin, su tasfiye sistemi, arıtma sistemi, kömür kırma ve taşıma sistemleri, tanklar, pompalar, konveyörler, borulama vb.), elektrik (YG, OG, AG, topraklama vb.), enstrüman/kontrol (I&C) projeleri olabilir. Her disiplinin projeleri, alanında uzman, yeterli termik santral tecrübesi olan proje firmalarına hazırlatılmalıdır. Ana ekipman projeleri, genellikle

satın alınması için sözleşme yapılan firmalara hazırlatılır. Bu firmalar hem ekipmanın imalat resimlerini hem de montaj resimlerini hazırlarlar.

Gerek santralin projelendirilmesi aşamasında gerekse kurulması aşamasında bütün disiplinler arası koordinasyonu sağlayacak tecrübeli bir koordinatör ile içinde gerekli ve yeterli termik santral tecrübesine sahip projecilerin olduğu bir teknik ofisin olması gereklidir.

Projelendirmede dikkat edilmesi gereken konulardan biri, santrale ulaşım yolunun olmasıdır. Ana ekipmanların taşınması için kullanılacak karayolunun, makine, ekipman ve malzeme ağırlığı ve ebatları düşünülerek seçilmesi gerekir. Eğer santral deniz kenarında olacaksa ve santralin kendi limanı olacaksa, malzeme ve ekipmanın önemli kısmı bu limandan nakledilebilir. Malzeme ve ekipman taşımasının yapılması düşünülen mevcut karayolu ile santral arasında kalacak kısımda yapılacak ya da iyileştirilecek ham yolların da nereden ve nasıl olacağının önceden tespit edilmesi gerekir.

Diğer bir konu, santral içi genel yerleşim projeleridir. Santralin genel yerleşim projeleri yapılırken santralin ana girişinden ya da kendi limanından sonraki türbin, kazan, arıtma ünitesi, baca, su tasfiye sistemi, soğutma suyu sistemi, şalt sahası gibi ana ünitelere ekipman ve malzeme taşınması işleri de dikkate alınmalıdır. Ayrıca genel yerleşim projeleri yapılırken özellikle mekanik montajın yapılabilmesi için gerekli vinç vb. makinaların, montaj mahalline ulaşımı ile montaj mahallinde büyük parçaları kaldırırken yapacağı manevralar da dikkate alınmalıdır.

Uygulama projeleri, belirlenen iş programına uygun olarak inşaat süresince hazırlanır. İş akışında bir duraksama olmaması için iş programının çok özenli yapılması ve projelendirmenin de bu programın iş akış hızına uygun olarak yapılması çok önemlidir.

23.7 İnşa

Bakanlıklardan, valiliklerden ve belediyelerden gerekli izinler alındıktan sonra, bir termik santralin inşasına tespit edilen karayolu ile santral arası yolun oluşturulması ya da iyileştirilmesi ile başlanır.

Başlangıçta yapılacak diğer bir iş ise santralin dış çevresinin çitle çevrilmesidir.

Bundan sonraki adımlar ise şöyle sıralanabilir:

23.7.1 Mobilizasyon

- İlk iş şantiye ekibini kurmaktır. Bu ekibin içinde en önemli ve olmazsa olmaz olanı ise iş güvenliği uzmanıdır. Bu uzman şantiye kurulumunun ilk anından itibaren çalışacak personeli iş güvenliği eğitiminden geçirecek ve gerekli bilgileri aldığına emin olduktan sonra uygun iş güvenliği kişisel koruyucularıyla birlikte araziye girişine izin verecektir.
- İş güvenliği uzmanının ikinci işi, sahaya girecek iş makinalarının ve bunları kullanan personelin iş güvenliği açısından uygunluğunu denetlemektir. Bu makinaların üretim yılı, periyodik muayenelerinin yapılıp yapılmadığı, dış görünüşte tespit edilebilecek yağ kaçağı vs. olup olmadığı gibi konular denetlenmelidir. Çok eski, yıpranmış, her tarafından yağ kaçıran ya da periyodik muayeneleri uygun kuruluşlarca yapılmamış iş makinaları her zaman kazaya davetiye çıkarır. Böyle makinaların çalıştırılmasına izin verilmemesi, iş makinalarının neden

olduğu kazaları büyük ölçüde önler. Diğer yandan bu makinaları kullanan personelin, gerekli kurumlardan ehliyet veya kullanım sertifikası almış olması gerekir.

- Şantiye içinde belirlenmiş olan yerlere ya da santralin yakınında temin edilen başka bir arazi üzerine santrali inşa edecek işçi, formen ve mühendislerin yemek yiyebileceği bir yemekhane, çevre yerleşimlerde ikamet edenlerin dışındaki uzak bölgelerden gelecek olanlar için yatakhane ve sosyal tesislerin kurulması ilk yapılacak işlerdendir. Deneyimler göstermiştir ki, iyi bir yemek, yatakhane ve asgari çay ocağı ve televizyon olan bir lokal ve spor imkanları, çalışanların iş verimini önemli ölçüde arttırmaktadır.
- Yapım ekiplerinin yanı sıra kalite güvence/kalite kontrol (OA/QC) ekibinin de oluşturulması, kazı-dolgudan başlayarak kalite gereklerinin yerine getirilmesi için büyük önem taşımaktadır. Sahada üretilen veya dışarıdan sağlanan betonun test numunelerinin standartlara göre alınmasına, muhafazasına, testlerin yapılmasına, kayıtların tutulmasına ve şahit parçaların saklanmasına özen gösterilmeli, bu işler için uzman kişiler bulundurulmalıdır.
- Yapım işleri için gerekli olan elektrik tesisatı (ana pano, saha panoları, kablolar) sahanın ilerideki durumu da göz önüne alınarak tasarlanmalı ve kurulmalıdır. Kaçak akım rölesi vb. iş güvenliği gereksinimleri göz önüne alınmalıdır. Uygun olmayan elektrik tesisatının yapım sırasında kesintiler olmasına ve bunun sonucunda da büyük iş kayıplarına sebep olacağı göz önünde bulundurulmalıdır.

23.7.2 Kazı-Dolgu

- Çit içine alınan arazinin içinin nebati kabuktan ve varsa yabancı maddelerden temizlenmesi ve kabaca santral "sıfır" kotuna getirilmesi, saha içi ilk iştir.
- Santral ünitelerinin belirlenen programa göre kazısı ve dolgusu. Burada kazı-dolgu programı çok önemlidir. Bu program yapılırken, yapılan kazı-dolgunun daha sonra başlayacak ünite kazı-dolgularını engellememesi ve ünitelerin öngörülen inşa süreleri dikkate alınır. Kazı toprağı uygunsa, sahada doldurulacak yerlerin dolgusunda kullanılır ya da ilerde kullanılmak üzere uygun bir yerde depolanır. Kullanılmayacak kazı toprağı, önceden boşaltma izni alınmış şantiye dışındaki alana boşaltılır. Kazı toprağının nakliyesi esnasında şantiye dışındaki tali ve ana yollardan geçerken çevredeki insan ve diğer canlılara zarar verilmemesi ve yol güvenliğini tehlikeye sokmaması için taşıyıcı makinaların üstünün kapatılması, toprak yolların sürekli sulanması vb. tedbirler alınır. Özellikle nakliye esnasında karayollarından geçecek araçların kışın şantiye çamurunu tekerlekler vasıtasıyla taşıyıp karayoluna dökmemesi için, şantiye çıkışında tekerlekler basınçlı su ile yıkanır.

23.7.3 Beton

- Santral ünitelerinin temel ve üst betonlarının dökülmesi. Termik santrallerde türbin temeli, türbin katı ve bazen duvarlar betondur. Soğutma kuleleri ve genellikle bacalar da beton yapılardır. Diğer ana üniteler çelik yapılardan oluşur. Kazanın sadece temeli betondur. Geri kalan çelik konstrüksiyon yapısı, bunkerler, yanma odası, basınçlı borular ve gaz kanalları bu beton temel üzerine oturur. Elektrofiltre, arıtma üniteleri, baca gazı kanalları, silolar, değirmenler, gaz veya sıvı yakıt depoları, konveyörler vb. beton temel üzerine oturtulur. Bütün çelik yapı, ekipman ve hareketli makinaların tüm yükünü taşıyacağı için, bu beton

temeller çok önemlidir. Uygulama esnasında, hava sıcaklığı önemsenmemiş, uygun karışım malzemesi ve sıcaklığıyla, karışım oranıyla beton dökülmemiş, döküm esnasında olması gereken hız sağlanmamış, vibratörle yeterli sıkıştırma yapılmamışsa ya da beton dökümünden sonra yazın sulama kışın dondan koruma için tedbirler alınmamışsa, dökülen betonlarda ciddi çatlaklar, beton içinde boşluklar oluşacak ve özellikle üzerlerinde dinamik yüklerin, hareketli makinaların olduğu yerlerde büyük sorunlara yol açacaktır. Tasarım aşamasında kütle betonlarda hidratasyon ısısı vb. döküm kriterleri dikkate alınmalı, beton sınıfı mukavemetin yanı sıra uygulanabilirlik de dikkate alınarak saptanmalı ve döküm yükseklikleri, döküm katları arası ilave donatılar, alınması gereken diğer önlemler projede belirtilmeli uygulamada da bunlara uyulmalıdır.

23.7.4 Çelik Konstrüksiyon

- Üst yapısı çelik konstrüksiyon olan binalarda döşeme betonu dökümü esnasında konulacak olan ankrajların doğru koordinatlara oturtulması ve ankraj bulonlarının dikliği önem taşır.
- Santralde kullanılacak çelik konstrüksiyon imalat malzemelerinin mekanik ve kimyasal analizlerinin yapıldığını gösteren gerçek sertifikaları olmalıdır. Kaynaklı imalatlarda kullanılacak saçların ultrasonik testlerle laminasyon kontrollerinin yapılmış olması şarttır. Bu konu özellikle kazan ana taşıyıcı kolonlarında çok önemlidir.
- Kazan, türbin ve diğer çelik konstrüksiyon binaların imalatı oldukça önemlidir. Montajda sorun yaşamamak için çelik konstrüksiyon parçaların boyutları, düzgünlükleri ve bağlantı delik yerlerinin hassas açılmış olmasına dikkat edilmelidir.
- Çelik konstrüksiyon yapıların cıvatalı birleştirmelerinde cıvataların, projesinde belirtilen tork değeriyle sıkılması gerekir.
- Çelik konstrüksiyon parçalar imalattan astar boyalı olarak gelmeli ve montaj sonrası ara ve son kat boyaları uygulanmalıdır.

23.7.5 Basınçlı Borular

- Kazan duvarları, termik santralin en önemli imalatlarından biridir. Bu nedenle duvar panellerinin fabrika imalatı, bu konuda yeterli tecrübeye sahip uzman firmalara ve ekiplere yaptırılmalıdır. Panel borularının fabrika kaynakları tecrübeli ve usta kaynakçılar tarafından özenle yapılmalıdır. İşletme döneminde en fazla boru patlağı, kazan duvar panellerinde görülmektedir. İmalat bitiminde prova montajları yapılmış olmalıdır. Panellerin montaj kaynakları da çok özenle yapılmalıdır. Kaynak esnasında kaynatılan borunun çevresindeki diğer boruların zarar görmemesi için azami özen gösterilmelidir. Kaynak ağzı açarken ya da taşlama yaparken yandaki borulara en ufak bir temas, ilerde boru patlağı olarak ortaya çıkar. Ayrıca kaynak ağızlarının projede belirtilen açılarda düzgün açılması, Kaynak Talimatlarındaki (WPS, Welding Procedure Specification) ısıl işlem ve uygun elektrod/tel kullanımı gibi kaynak gereklerinin yerine getirilmesi de önemlidir.
- Kazan montajının en önemli kısımlarından biri de kazan içi kızdırıcı ve ekonomizer borularıdır. Bu borular, kazan dışında demetler haline getirildikten sonra kazan çatısına kurulan hidrolik sistemin halatları yardımıyla kazan içinde bulunacağı bölüme çekilir. Demetlerin kazan panellerine ve birbirlerine bağlantıları kazan yapısı içinde yapılır. Buradaki

kaynakları sorunsuz yapmak için kazan içinde uygun geçici platformlar tesis edilir. Kaynak makinaları ile oksijen/argon tüpleri kazan dışında bırakılmalı, elektrik akım şiddetlerini ve gaz basınçlarını kontrol etmek için dışarda mutlaka eleman bulundurulmalı, kaynakçıyla bu eleman arasında sesin duyulamaması durumunda kısa mesafe telsiz cihazları temin edilmelidir.

- Kazan duvarları dışındaki kolektörler, genellikle kazan etrafı yürüme platformlarının montajları yapılmadan yerlerine çekilir. Montajı ve kazan içinden gelen boruların kolektörlere kaynağı, ya platform montajlarından sonra ya da geçici platformlar tesis edildikten sonra yapılır.
- Basınçlı boruların montaj öncesi imalatları iyi planlanmalıdır. Boru montajlarında en önemli konu, genel yerleşim projelerinin önceden hazırlanmış olmasıdır. Bu projelerde boruların çelik konstrüksiyonla ve diğer boru/ekipmanlarla olan mesafeleri belirtildiği için yapılacak boru montaj boyları (spool) önceden planlanır. Genel yerleşime dikkate edilerek ön montajı yapılan borularda montaj sırasında diğer boru/ekipman ve çelik konstrüksiyonla herhangi bir temas olmaz.
- Boru montajında önemli diğer bir konu, ısıl yalıtımdır. Boruların ısıl yalıtımı, montajdan sonra yapıldığı için, diğer boru veya ekipmana yaklaşıldığı zaman, bazen uygun kalınlıkta yalıtım yapmakta sıkıntı yaşanır. Bu nedenle boru genel yerleşim projelerinde boru yalıtım kalınlıkları da dikkate alınmalıdır.
- Boru kaynaklarını sağlıklı olarak yapabilmek için gerekli olan Yöntem Testi Onay Raporu ve Kaynak Talimatlarının (PQR- Procedure Qualification Record ve WPS'lerin) önceden hazırlanması gereklidir. Hem bu belgeler hem kaynak sırasında gözlem, denetim ve kayıt hem de kaynak sonrası kontroller ve tahribatsız muayeneler (NDT- Non-destructive Testing) için iyi bir kalite güvence/kalite kontrol (OA/QC) ekibinin olması çok önemlidir. Bu ekip ya da bu işi yapmak üzere anlaşılacak firma, yeterli ve gerekli tecrübe ve Seviye 1 ve Seviye 2 (Level 1, 2) gibi sertifikaya sahip kaynak kontrolörleri (inspektörleri) ve uzmanlarına sahip olmalıdır. Ayrıca gözle muayene, MT (manyetik test), PT (penetrant testi), UT (ultrasonik test) ve RT (radyografik test) malzeme ve ekipmanları da mevcut olmalıdır.
- PQR'ların önceden yapılabilmesi için boru/malzeme imalatçısı firmadan PQR testleri için numuneler temin edilmelidir.
- Boruların basınç testlerinin yapılabilmesi için, basınç testleri konusunda tecrübeli bir ekibin olması önemlidir. Ayrıca bu testleri yapabilmek için gerekli test pompa, manometre ve bağlantı parçaları önceden temin edilmelidir. Test pompalarının ve manometrelerin kalibrasyonlarının yeni tarihli olarak yapılmış olmasına dikkat edilmelidir.
- Boru montaj kaynaklarında en çok yaşanan sorunlardan biri, kaynak sırasında ve sonrasında kaynak yapılan yerdeki olumsuz hava akımının önlenememiş olması ve uygun soğumanın sağlanamamış olmasıdır. Kaynaklarda çıkan hataların çok önemli bir kısmı bu nedenle oluşur. İşte bu sorunu önlemek için kaynak öncesi kaynak bölgesi, gerekli görülen yerlerde uygun koruma perdesi içine alınmalıdır.
- Boru kaynaklarındaki en önemli konulardan biri, kaynakların yeterli tecrübe ve uygun sertifikaya sahip kaynakçılar tarafından yapılmasıdır. Uygun sertifika, sadece o kaynak tipini

yapmaya uygun sertifika olması anlamına gelmez. Aynı zamanda o sertifikanın verildiği tarih itibarıyla geçerliliğinin devam etmiş olması da gereklidir. Gerek yeni kaynakçılar temin etmek gerekse de eski kaynakçıların süresi geçmiş sertifikalarını yenilemek için bir kaynakçı yetiştirme ve sertifikalandırma okulunun kurulması da işleri büyük ölçüde kolaylaştıracaktır. Bu okulda aynı zamanda sahada yaptıkları kaynaklarda üst üste hatalar veren sertifikalı kaynakçılar da yeniden eğitime alınır, yaptıkları hataların nedenleri anlatılır ve bir daha hata olmaması için yapması gerekenler öğretilir.

23.7.6 Türbin

- Buhar türbinleri, alçak orta ve yüksek basınç türbinleri şeklinde imalat esnasında her türlü kontrolleri ve testleri yapılmış olarak santrale gelir. Bu nedenle türbin montajında önemli olan yataklamanın düzgün yapılmasıdır.
- Bir buhar türbininin sorunsuz çalışması, öncelikle kılavuz kanat taşıyıcıları, şaft sızdırmazlık elemanları, yağ sıyırma segmanları ve yatak gibi bileşenlerinin mümkün olduğunca hassas hizalanmasına bağlıdır. Türbin kanatları, şaft sızdırmazlık elemanları, yağ sıyırma segmanları ve yataklar hassas şekilde hizalanmalıdırlar.
- Bu montaj işleri, türbin montajında yeterli bilgi ve tecrübeye sahip uzman elemanlar tarafından yapılmalıdır.
- Türbin binası içindeki basınçlı boruların montajı ve kaynağı da yukarda basınçlı borular bölümünde anlatıldığı gibi yapılmalıdır.

23.7.7 Hava Ön Isıtıcı (Air Preheater, Luvo- Luftvorwärmer)

Günümüzde genellikle baca gazı sıcaklığından yararlanarak kazana verilecek taze havanın ısıtılması amacıyla kullanılan hava ön ısıtıcıları olarak regeneratif ön ısıtıcı denen ve yarısı taze hava yarısı da baca gazı bölümlerinden oluşan dönen tip sistemler kullanılır. İşletme sırasında çok fazla arıza çıkaran bu sistemlerin özellikle dönen yatak mekanizmalarının çok iyi tasarlanmış olması ve montajının da özenle yapılması gerekir.

23.7.8 Elektrofiltre

Toz külü tutma amacıyla inşa edilen elektrofiltrelerde, külün plakaların üzerinde tabakalaşmasını önlemek için silkme sisteminin tasarım ve montajı özenle yapılmalıdır. Sistemde tıkanma ve sorun yaşanmaması için, temizlemeye ve kopan/arızalanan parçaları değiştirmeye olanak tanımak amacıyla elektrofiltre sisteminin birbirinden izole edilmiş iki ayrı parçadan oluşması yararlı olur. Bu durumda herhangi bir duruş gerektirmeden elektrofiltre ünitelerinden birinin bakımı yapılabilir.

23.7.9 FGD (Flue-Gas Desulfurization -Baca Gazı Desülfürizasyonu)

Kömür santrallerinde arıtmanın en önemli ünitelerinden birisi baca gazı desülfürizasyon ünitesidir. Hangi FGD sisteminin kullanılacağı, kömürün ve kazanın cinsine bağlı olarak dikkatli bir seçimle tespit edilmelidir. FGD sisteminin ana ünitesi olan "absorber"da ve baca içinde, sıcaklık değişimi ve baca gazlarının etkisiyle, sistemde korozyon ve erozyon olmaması için iç yüzlerin uygun bir kaplama malzemesiyle ve özenli bir uygulamayla kaplanması yararlı olacaktır.

23.7.10 Su Tasfiye Ünitesi

Termik santralin en önemli kısımlarından biri de besleme suyudur. Kazan besleme suyu temini için nasıl bir sistem kullanılması gerektiği, su kaynağı (deniz, göl, ırmak vs.)'ndan temin edilecek suyun özelliklerine bağlı olarak tespit edilir.

23.7.11 Elektrik Sistemi

1- Gerek montajın kolay ve güvenli yapılması gerekse işletme esnasında kablolara ulaşımın kolay ve güvenli olması için kablo tavası güzergahlarının yürüme yollarının yanlarına alınarak tasarlanılması çok önemlidir.

2- Özellikle karasal iklimin hüküm sürdüğü yerlerde, gündüz ve gece arasındaki ısı farkının fazla olduğu bölgelerde pano odaları kapatılmadan (kapı ve pencereleri takılmadan), odalar klimatize edilmeden, iki kat arası kablo veya boru geçişleri kapatılmadan, pano montajlarının yapılmamasına özen gösterilmelidir.

23.7.12 Santral Dış Tesisleri

Dış tesisler denince akla ilk önce kömür park sahaları ve kömür park makinaları (stacker and reclaimer) gelir. Prensip olarak en az 20 günlük ihtiyacı karşılayabilecek kömür stoklanacak bir arazi büyüklüğü gerekir. Değirmen besleme bunkerleri, kapasitelerinin yüzde yüzü kadar kapasiteye sahip olabilecek 2 konveyör hattı ile beslenir. Dolayısıyla kömür park sahasında asgari 2 ve mümkünse 3 yığından kömür alma makinası öngörülür. İki makina, gerektiğinde harmanlama imkânı yaratmak içindir, 3. makina da yedektir. Keza yığın yapma makinaları da her biri tam kapasitede (yedekli) 2 adet olmalıdır. Raylar üzerinde hareketli yığın yapma ve yığından alma makinaları ayrı ayrı (müstakil) olabileceği gibi müşterek bir yapıda da olabilirler. Müstakil olmaları halinde her makinanın bomunda ya sadece bir yığın yapma konveyörü, ya da döner kepçe ile bir yığından alma konveyörü bulunur. Bu makinaların yığın yapma ve yığından alma işlemleri sırasında, raylar üzerindeki hareketlerini de serbestçe yapabilmelerine dikkat edilir. Bu sebeple ray akslarının ve ray kotlarının yüklü makina manevralarından olumsuz etkilenmemesi için toprak zemin ıslahına ve betonarme zemine gereken önem verilmelidir.

Kömür park sahaları, ya kamyonlarla ya da ocaktan gelen saha konveyörleriyle beslenir. Ocaktan gelen kamyonlar doğrudan yığınlara boşaltma yapamaz. Bu nedenle kömür park sahaları girişinde kamyon boşaltma istasyonları (truck dump station) kurulur. Kamyonlar yüklerini bu istasyon bunkerlerine boşaltıp tekrar madene giderler. "Sizer" tabir edilen kırıcılarla yığın yapma ölçüsüne getirilen kömür, yığın yapma makinalarını besleyen konveyörlere aktarılır.

Maden ocağı, açık ocak işletmesi ya da yeraltı ocağı olabilir. Yeraltı ocaklarından çıkarılan kömür, lavvuardan (yıkama tesisinden) geçirilerek taş topraktan arındırılır ve kırıcıdan geçirilerek saha konveyörleriyle ya da kamyonlarla park sahasına gönderilir. Açık ocak işletmelerinde, kömür tabakası üzerindeki örtü toprağı alındıktan sonra, ekskavatörlerle çıkarılan kömür kamyonlara yüklenir ve ocaktaki ya da park sahası girişindeki kamyon boşaltma istasyonlarına sevk edilir.

Afşin-Elbistan gibi dekapaj oranının 2-3 m^3/ton gibi küçük değerlerde olduğu hallerde ise sürekli döner kepçeli ekskavatörler (continious rotary bucket wheel excavators), hem üst örtü toprağının

alınmasında ve hem de alttaki kömür tabakasının alınmasında her kademede (basamakta) kullanılır. Her kademede döner kepçeli ekskavatörlerin bağlı oldukları konveyörlere otomatik olarak yüklediği malzeme, bant dağıtım merkezine gider. Buraya gelen malzeme eğer topraksa otomatikman dış döküm sahasına giden konveyörlere yüklenir ve toprak serme makinaları vasıtasıyla daha önce kömürü alınmış çukur bölgeler tekrar toprakla doldurulur. Her hangi bir kademeden bant dağıtım merkezine gelen malzeme, kömür ise, bu sefer de santral kömür park sahasına giden konveyörlere otomatikman yüklenir.

Santral kömür park sahası, daima günlük ihtiyacın tamamını karşılayabilecek kapasitede ve birbirine yedek olabilecek iki hatla beslenir. Bundan maksat, hatlardan biri santralin günlük ihtiyacını devamlı sağlarken diğeri de stok sahasını daima 20 gün yetecek kadar kömürle dolu tutmasıdır.

Her kademede sürekli döner kepçeli ekskavatörlerin kullanıldığı açık ocak işletmelerinde, tüm taşıma işleri ve işlemleri bantlı konveyörlerle, otomatik olarak ve tek merkezden idare edilir. Sahada kullanılan tüm konveyörler modüler tipte, bant masaları, tahrik ve kuyruk istasyonları taşınabilir özelliklerdedir. Ocağın kazı ve dolgu cephelerinin zamanla hareketlerine bağlı olarak bant boyları ve hatta bant güzergâhları devamlı değiştirilebilir.

Kazı kademelerinden bant dağıtım merkezine toprak malzeme getiren her konveyör, sahip olduğu gezer başlık özelliğiyle, malzemesini döküm kademelerine giden hatlardan herhangi birine, ya da getirdiği malzeme kömür ise, santrale giden 2 hattan istediğine boşaltma yapabilir.

23.7.12.1 İthal Kömüre Dayalı Kıyı Santrallerindeki Durum

Santralin limana ya da iskeleye çok yakın olması halinde, kömür park sahası hemen limana bitişik yapılır. İthal edilen kömürlerin kalorifik değerleri genellikle 6000 kcal/kg mertebesinde olduğu için, doğal olarak bunlar için stok sahası ebatları, örneğin 1000-2000 kcal/kg kalorifik değerlere sahip yerli kömür yakan santrallerdeki stoka sahalarına göre daha küçüktür. İthal kömür kullanımı ile yerli kömür kullanımı arasındaki farklılık, sadece ithal kömürün gemilerden indirilmesindedir. Bunun için kepçe hacmi ve kaldırma kapasitesi yüksek gezer liman vinçleri ve keza gezer iskele bunkerleri kullanılır. Vinçler gemi ambarlarından kepçesiyle aldığı, belirli ölçülere getirilmiş malzemeyi sürekli olarak bunkerlere boşaltırken, sabit debili paletli çıkarıcı ve konveyörler de iskele boyunca kurulu konveyörler vasıtasıyla stok sahası park makinalarını besler. Limana yanaşan gemilerin bir an önce boşaltılması esas olduğundan, limandaki konveyör ve park makinalarının kapasiteleri yüksek tutulur. Gemilerin öngörülen bir zamanda boşaltılamaması, hem liman ve santral için negatif puan ve hem de maliyet demektir. Kimse bu durumdaki limana ve santrale bir daha kömür getirmek istemez.

23.7.12.2 Baca Külü Atma Tesisleri

Santral dış tesisleri denince, akla ikinci gelen husus, uçucu kül hatlarıdır. Kömür iletim hatlarına genellikle gereken önem verilir. Ancak kül hatlarında maalesef durum böyle değildir. Oysa programsız santral duruşlarının çoğu kül sebebiyledir. Hele hele çevre mevzuatı tam anlamıyla uygulansa çok az santral sınıfı geçebilir. Elektrostatik filtrelerde tutulan uçucu kül, havalı (pnömatik) hatlarla kül silolarında depolanır. Keza kazan altı cüruf çıkarıcılarıyla kazan dibinden

alınan malzemeler de, cüruf bunkerlerinde depolanır. Kül ve cüruf, kül döküm sahasına ya da kül barajına kadar birlikte ve aynı konveyörlerle taşınır.

Bunkerlerden çıkarılan uçucu kül, tozumasın diye helezon nemlendiricilerden geçirilir ve üstü ve yanları örtülü konveyörlerle taşınır. Kül barajı ya da kül döküm sahasında da çevreye yayılmaması ve yeraltı sularına karışmaması için gerekli tedbirler alınır. Uçucu külün özelliklerine göre bu malzemeden çimento katkı maddesi olarak da istifade edilebilir.

İthal veya yerli kömüre dayalı termik santrallerde, dış tesislerin önemli ilk iki kalemini oluşturan kül ve kömür konveyör hatlarının tamamı, 9500 ton/saatlik kapasiteye kadar, proje imalat, montaj ve işletmeye alma dahil, tamamen yerli imkânlarla yapılabilmektedir.

ÖZGEÇMİŞ

Haluk BÜYÜKHATİPOĞLU
hbuyukhatipoglu@yahoo.com

1955'te Şanlıurfa'da doğdu. İlk ve Orta Öğrenimini Gaziantep'te tamamladıktan sonra 1981 yılında Ege Üniversitesi Makina Mühendisliği'nden mezun oldu.

Karakaya ve Aslantaş Baraj ve HES İnşaatlarında kısa süreli çalıştıktan sonra, on yıl süreyle Atatürk Barajı'nda ve üç yıl süreyle Birecik Barajı'nda Daimi Teçhizat Baş Mühendisi/Hidromekanik Ekipman Şefi olarak çalıştı. Ardından beş yıl süreyle ithal kömürle çalışan Sugözü Termik Santrali'nde önce Mekanik Montaj Şefi, geçici kabul döneminde Garanti Mühendisi olarak çalıştı. Daha sonra beş yıl süreyle Bulgaristan'ın büyük enerji projelerinden biri olan Maritza East 1 Termik Santrali'nde Mekanik İşler Müdürü ve Proje Müdürü olarak görev yaptı. Projenin tamamlanmasından sonra iki yıl süreyle Aliağa'da kurulması hedeflenen ithal kömür ve petrokok yakıtlı Step Termik Santrali ve Petkim Kojenerasyon Santrali projelerinde Mekanik Koordinatörü/Saha Koordinatörü olarak konsept belirleme, teknik şartname ve çevresel etki raporlarının hazırlanması, saha etüdü, ön lisans, ön yeterlilik ve ihale hazırlıkları işlerinde çalıştı. 2016 Mart ayından bu yana Ilısu Barajı ve HES İnşaatı'nda Elektromekanik/Hidromekanik Müşaviri olarak çalışmakta olan Büyükhatipoğlu, TMMOB Makina Mühendisleri Odası üyesidir.

İrfan UÇAR
irfan@ucar.net

1947'de Bolu'da doğdu. ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümü'nden 1975'te mezun oldu, aynı bölümde nükleer enerji konusundaki yüksek lisansını 1977'de tamamladı.

Çalışma hayatına 1975'te TEK'te başladı ve 1975-1982 döneminde TEK Akkuyu Nükleer Santrali Projesinde ve TÜBİTAK Çekmece Nükleer Araştırma Enstitüsünde Nükleer Güvenlik Mühendisi olarak, 1982-1986 arasında Soyut A.Ş.de Teknik Koordinatör olarak görev yaptı. 1986 yılında Birlik Makina San. Tic. Ltd. Şti.ni kurdu. Halen aynı şirkette Müdür olarak çalışmaktadır. Birlik Makina'da gerçekleştirdiği birçok projeden enerji konusunda öne çıkartılabilecekler Eren Enerji Çatalağzı TES, Afşin Elbistan Linyitleri ve Park Teknik A.Ş. Çöllolar Açık Ocak Kömür İşletmeleri için kömür nakil ve dağıtım tesisleri, Çatalağzı Lavvarı katı atık atma tesisi, Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol boru hattı pompalama istasyonları ve depolama tankları imalat ve yapım işleri olarak sayılabilir.

Three Miles Island (TM-I) Nükleer Santral Kazası Analizi ve Değerlendirme Raporu (TEK Nükleer Güvenlik Şubesi Yayını, 1979) ve Akkuyu Nükleer Santrali Güneş Evi Projesi (TEK Nükleer Güvenlik Şubesi Yayını, 1981) isimli yayınları olan Uçar, ODTÜ Mezunlar Derneği ve Dernek Enerji Komisyonu üyesidir.

24. TERMİK SANTRAL YAPIMINDA PROJE YÖNETİMİNE GENEL BİR BAKIŞ

Nilgün ERCAN
Kimya Mühendisi

24.1 Giriş

Proje yönetimi ile ilgili literatürde bir projenin başarısı ile proje yönetiminin başarısının birbirinden farklı olduğuna dair görüşler vardır [1]. Bununla birlikte iyi bir proje yönetiminin, bir termik santral projesinin başarılı bir şekilde yaşama geçirilmesi ve sonuçta tamamlanan tesisin istenen performansı karşılamasında kilit önemde olduğu unutulmamalıdır. Projenin fizibilitesi ve ön tasarımından başlayıp ihaleye çıkılıp tekliflerin alınmasına; tasarımın detaylandırılmasına ve tesisin projelendirilmesine; yapımı ve işletmeye alma çalışmaları tamamlanan tesisin, sözleşmede/sözleşmelerde belirlenmiş olan garanti değerlerini karşılayıp karşılamadığını gösteren performans testlerinin yapılmasına ve sözleşmenin idari, mali ve teknik koşullarının tamamlanmasına kadar olan süreç ile tüm bu süreçte finans kaynakları dahil, tüm kaynakların etkin bir şekilde kullanılması proje yönetiminin kapsamına girmektedir.

Konvansiyonel bir termik santral, temel alt-üniteleri/bileşenleri ve sistem entegrasyonu itibarıyla olgunlaşmış ve standartlaşmış bir proses olarak kabul edilebilir. Bununla beraber, yakıtın niteliği, yakma teknolojileri, verimin yükseltilmesi, çevrenin korunmasına yönelik önlemler, yeni malzemeler gibi faktörler nedeniyle temel proseste ve proses bileşenlerinde yenilikler gündeme gelmektedir. Bu durum, esasen teknoloji yoğun bir iş olan termik santral projelerinin gerçekleştirilmesinde tasarım, teknoloji seçimi ve dolayısıyla mühendislik bilgisi ve hizmetlerinin önemini arttırmaktadır.

Ülkemizde elektrik üretim tesisi kurabilmek için gerekli olan ön lisans veya üretim lisansının alınması, sisteme erişim ve sistem kullanma hakları ve Çevresel Etki Değerlendirme ile ilgili hükümler Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde yer almaktadır. İleride daha detaylı söz edileceği üzere, elektrik tesisleri projelerinin yürütülmesi ve üretim tesislerinin enterkonnekte sisteme bağlanmasını düzenlemek amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği (ETPY) ve Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği (EÜTKY) yayımlanmıştır. İki Yönetmelik de Elektrik Mühendisleri Odası(EMO) tarafından idari yargıya götürülmüştür. Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği ile ilgili olarak, Danıştay 10. Dairesi tarafından Yönetmeliğin mühendislerin Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS) almalarını düzenleyen maddeleri ile özel kuruluşlara proje onay ve kabul yetkisi veren maddelerinin yürütmesinin durdurulmasına karar verilmiştir.

Bunun yanı sıra, ETKB 6 Kasım 2015 tarihinde yeni bir Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği yayımlamış olmakla birlikte, bu Yönetmeliğin geçici birinci maddesine dayanarak yayımlanma tarihinden itibaren iki kez altışar aylık sürelerle kabul işlemlerinin 07.05.1995 tarihli ve 22280 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan eski Yönetmelik hükümlerine göre yürütülebileceğini

duyurmuş; daha sonra 3 Aralık 2016'da Resmi Gazete'de yayımlanan Yönetmelik değişikliği ile eski Yönetmeliğin uygulanma süresini 31.03.2017 tarihine kadar uzatmıştır. Bu ve benzeri durumlar, Bakanlığın ilgili yönetmelikleri hazırlarken yasalarla belirlenen yetkileri ve sınırlarını, uygulamada ortaya çıkabilecek sorunları ve teknik altyapı yetersizliklerini yeterince dikkate almadığını düşündürmektedir.

Bu yazı kapsamında, oldukça yoğun ve kompleks faaliyetleri içeren, uzun süre gerektiren ve yürürlükteki düzenlemeler çerçevesinde yürütülmesi gereken termik santral yapımı, iş sahibi/santral işletmecisi açısından, başlıca aşamaları ve genel unsurlarıyla ele alınmaya çalışılacak, bu çerçevede kısmen konuyla ilgili düzenlemelere değinilecektir.

24.2 Projenin Safhaları

Genel olarak bir proje, üst düzeyde bir soyutlama yapılarak, aşağıdaki safhalar halinde ele alınabilir.

Başlangıç Aşaması: Bu aşamada projenin fizibilitesi ve stratejik etkisi ele alınarak projeye devam etmek veya etmemek yönündeki nihai karar verilir.

Planlama Aşaması: Bu safhada, proje düşüncesi bir plana dökülür. Finansman kaynakları, işgücü ve diğer kaynakların temini sağlanır; proje planı detaylandırılır.

Yürütme: Bu aşamada eldeki kaynaklar aracılığıyla proje gerçekleştirilmeye başlanır, projenin ilerleme durumu kontrol edilir.

Sonuçlanma: Bu safhada projenin sonuçları toplanır ve buradan deneyimler elde edilir.

Bir termik santralin planlama aşamasında, yakıtın kalitesi, rezerv durumu ve/veya temin edilebilirliği, enerji üretim teknolojisi, (yakıta bağlı olarak) temiz kömür teknolojileri, arazi kullanım durumu ve su kaynağı, bunlarla ilgili izinler ile onaylar, demiryolu/karayolu, boru hatları, liman gibi lojistik olanakları, iletim hatları, çevre ile ilgili kısıtlar ve izinler dikkate alınması gereken temel hususlar arasında sayılabilir.

Büyük çaplı bir termik santral projesinin geliştirilmesi sürecine ait aşamaların ve bu aşamalarda yapılması gereken faaliyetlerinaşağıdaki şekilde sınıflandırılabileceğine ilişkin görüşler vardır [2].

Kavramsal Çalışmalar ve Fizibilite Çalışmaları

- Projenin geliştirilmesine neden ihtiyaç duyuluyor?
- Enerji kaynağının durumu ve özellikleri
- Tesis kapasitesinin değerlendirilmesi
- Teknolojinin analiz edilmesi
- Sahanın/sahaların değerlendirilmesi
- Çevresel etkilerin değerlendirilmesi
- İzinlerin ve gerekli onayların alınması, istimlakların/kamulaştırmaların yapılması
- Proje hedeflerinin önceliklerinin belirlenmesi
- Projedeki görevlerin analiz edilmesi
- Ön tasarım seçeneklerinin belirlenmesi

- Proje uygulama yaklaşımının ve proje kontrol araçlarının belirlenmesi

Projenin Planlaması

- Proje için gerekli olan unsurların planlanması ve geliştirilmesi
- Projenin kavramsal tasarımının, temel teknik parametrelerinin belirlenmesi ve şartnamelerin hazırlanması
- İhale yönteminin belirlenmesi, ihale dokümanlarının ve teklif çağrılarının hazırlanması
- Ön yeterlilik için değerlendirme kriterlerinin oluşturulması

Teklif Alma ve Sözleşme

- Ön yeterlilik için teklif çağrısı, başvuların toplanması ve ön yeterliliklerin değerlendirilmesi
- Teklif alma için ön yeterlilik alan firmaların listesinin oluşturulması
- Tekliflerin alınması ve değerlendirilmesi
- Sözleşme görüşmelerinin yapılması
- Yüklenicilerin belirlenmesi

Projenin uygulanması ve sonuçlanması

- Sözleşmenin yürürlüğe girmesi ve yürütülmesi
- Yüklenicilerin detay tasarımı geliştirmesi
- Tasarımın incelenmesi ve onayların verilmesi
- Alt yüklenicilerin onaylanması
- Yüklenicilerin yapım ve devreye alma çalışmalarını yürütmesi
- Sahada çalışmaların kontrol edilmesi
- Devreye alma çalışmaları
- İşletme personelinin eğitimi
- Tamamlanmış tesisin tasarıma ve sözleşmelere uygunluğunu kontrol için kabul testleri

24.2.1 Santral Yapımına İlişkin Sözleşme ile İlgili Hususlar

Termik santral projesinde fizibilite raporunun hazırlanmasından sonra temel mühendislik çalışmaları başlar, projenin başlıca teknik parametreleri belirlenir ve şartnameler hazırlanarak teklif alma süreci başlatılır.

Termik santralin yapımı anahtar teslimi olarak veya iş paketleri halinde ihale edilebilir. Genelde iş sahibi açısından kolaylık sağlaması için anahtar teslimi ihale tercih edilmektedir. Sözleşme/sözleşmeler projenin hayata geçirilmesi sürecinde yapılacak işin kapsamı ile tarafların karşılıklı olarak yükümlülükleri ve haklarını belirleyen belgelerdir. Sözleşmeler, tesise ait teknik şartların ve parametrelerin yanı sıra, idari, mali, ticari ve hukuksal hususları, geçici kabul ve kesin kabul şartlarını içerir; proje sürecinde yapılacak işleri ve bu işlerle ilgili süreleri belirler, taraflar arasında anlaşmazlık olması halinde başvurulacak hukuki süreci tarifler.

Anahtar teslimi projelerde, sözleşme genel olarak bir termik santralin tasarım, imalat, yapım (konstrüksiyon), montaj, testler, işletmeye alma, işletme döneminde nezaret, garantilerin karşılanması, işletme ve bakım el kitapçıklarının hazırlanması ve işletme personelinin eğitimi hususlarını içerir. Bu çerçevede, yüklenici(ler)den gerekli tüm tesis, ekipman, malzeme, mühendislik, işgücü ve diğer hizmetlerin tedarik edilmesi istenir:

- Sahanın hazırlanması, kazı ve düzeltme işleri,
- Monte edilecek ekipman ve sistemlerin tasarım ve mühendislik hizmetleri,
- Resim, proje, plan, bakım talimatları vb. belgelerin zamanında temin edilmesi,
- Malzemenin imalatı, uygun şekilde sahaya sevki ve sahada depolanması,
- Ekipmanların imalat-fabrika testleri,
- İnşaat, montaj ve nezaret,
- Ekipmanların ve sahadaki gerekli yerlerin koruyucu kaplaması,
- Gerekli ayarların yapılması,fonksiyon testleri, yol verme, senkronizasyon, deneme işletmesi ve performans testleri,
- Güvenilir bir işletme için gerekli olan tüm alet-ekipman ve işletme-bakım talimatları, gerekli yedek parçalar vb.

Bu faaliyetlerin yerine getirilmesi aşamasında;

- Tüm personelin güvenliği ve sağlığına ilişkin düzenlemelere uyulması ve gerekli koşulların yerine getirilmesi,
- Yangın söndürme, diğer acil durum ünitelerinin bulunması,
- Atıklar ve gürültü gibi çevre kalitesine ilişkin faktörlerle ilgili olarak yapılmış düzenlemelere ve sınırlamalara uyulması,
- Standartlar ve kodlarla uyumlu olunması,
- Teçhizatın korunması, güvenilirliğine dikkat edilmesi,
- Malzemenin korozyona uğramaması için gerekli önlemlerin alınması,
- Prototip kullanılmaması

gibi hususlar dikkate alınmalıdır.

İleride değinileceği üzere, ETPY'de belirtilen dokümanların yanı sıra, bir termik santralin yapımında, santralin kodlama sistemine ve bir programa uygun olarak genel akış şeması ve alt sistemlerin akış şemaları, minimum, normal ve maksimum yük şartlarında madde denklik şemaları, sıcaklık, basınç gibi su-buhar parametreleri, kanallar, ankraj detayları vs.yi gösteren temel resimleri, ağırlıklar, yükler, genleşme kuvvetleri, dinamik kuvvetleri vb. gösteren şema, resim ve statik hesaplar, donanımın boyut ve kesit resimleri, montaj resimleri, mimari resimler, boru tesisat resimleri,prosesin akış şemalarından üretilen, proseste ölçü ve kontrol elemanlarıyla birlikte teçhizat ve borulamayı gösteren borulama ve enstrümantasyon diyagramları (P&ID's), imalat, fabrika testlerine ait dokümanlar, sevk programları, sevk evrakları, kaplama resimleri, test prosedürleri, projelerin uygulama resimleri, İşletme ve Bakım Talimatları gibi dokümanların ve işin ilerleme durumunu gösteren aylık ilerleme raporlarının temin edilmesi istenir.

24.2.2 Proje Grubu

Termik santraller teknoloji yoğun projeler olduğundan mühendislik hizmetleri ağırlıklıdır. Şartnamelerin hazırlanmasından, resimlerin ve diğer dokümanların incelenmesi ve onaylanması, sahada sürdürülen yapım (konstrüksiyon) ve montaj işlerinin takibi ve denetimi, kalite kontrolü, devreye alma çalışmaları ve nihayetinde santralin sözleşmede garanti edilen koşullara uygunluğunun doğrulanması amacıyla yapılan performans testlerine kadar çeşitli mühendislik disiplinleri projede yer alır. İş sahibi, gerekli gördüğü takdirde temel tasarımdan başlayarak, sistem

ve ekipman spesifikasyonları, detay tasarım, resimler, sahada nezaret, testler ve devreye alma çalışmaları için danışmanlık/mühendislik firması ile çalışır.

Büyük projeler, uzmanlıkları farklı, ama birbiriyle ilişkili olarak faaliyet göstermesi gereken çalışma gruplarından oluşan kompleks sistemler olarak ele alınabilir. Projelerin yürütülmesi sırasında, mühendislik faaliyetleri, sözleşme koşullarının idari ve mali takibi, sahadaki yapım (konstrüksiyon) ve montaj işleri ve bunların denetlenmesi, kalite güvencesinin sağlanması gibi kompleks ve çok yönlü faaliyetlerden ve bu süreçte üst yönetim ile saha yönetimi arasındaki ilişki, saha yönetiminde farklı mühendislik gruplarının kendi arasındaki ve kontrol grupları ile olan koordinasyonundan söz etmek mümkündür. Buna bağlı olarak bu tür büyük projelerde fonksiyonel grupların varlığı ve bunların entegrasyonu meselesi öne çıkmaktadır. Projenin büyüklüğünün üretimin (burada yapımın) entegrasyonuna, kompleksliğinin ise fonksiyonel entegrasyona olan ihtiyacı arttırdığına dair saptamalar vardır [3].

24.2.3 Projenin Takibi

Projenin planlanması, programlanması ve ilerleme durumunun takibinde ve darboğazların görülmesinde yaygın olarak kullanılan yönetim araçlarından biri CPM (critical path method/kritik yol yöntemi) olarak adlandırılan tekniktir. Bir proje birbirine bağlı ve birbiriyle ilişkili çok sayıda faaliyetten oluşmaktadır. Bu faaliyetler belirli sürelerde tamamlanabilmektedir. CPM tekniğinin kullanılması için öncelikle belirlenmesi gereken hususlar vardır:

a) Proje için gerekli olan faaliyetleri belirlemek,

b) Faaliyetlerin öncelik bağlantılarını belirlemek; diğer bir anlatımla, söz konusu faaliyet diğerlerinden bağımsız olarak yerine getirilebilir mi, yoksa öncesinde diğer bir faaliyetin yapılmasına mı bağlıdır, gibi sorulara cevap vermek gerekir.

Bu bağlantılar belirlendikten sonra öncelik sıralamasını ve bağlantısını gösteren ağ tamamlanabilir.

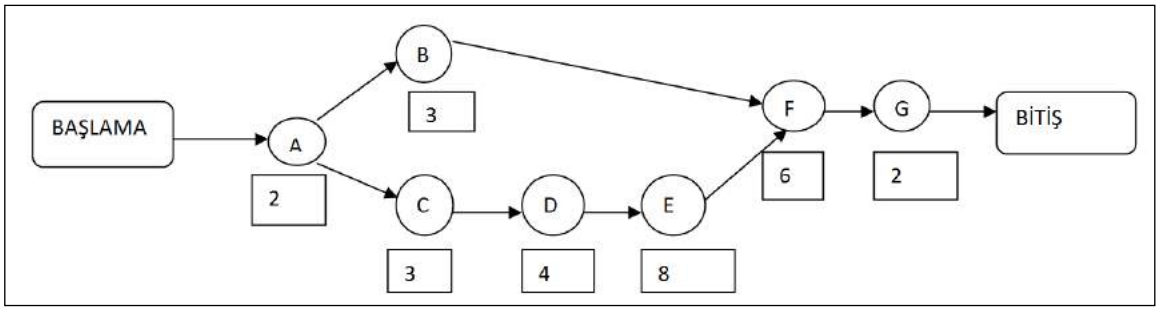
Bundan sonra proje için bir zaman çizelgesi oluşturmak amacıyla faaliyetlerin süresi belirlenir. Buradan kritik yol bulunur; kritik yol çizilen şemada en uzun süren yol, ama proje için en erken bitirme süresidir. Ayrıca en erken ve en geç başlama zamanları; en erken ve en geç bitiş zamanları ve esneklik süreleri hesaplanabilir.

CPM mantığını kavramak için,aşağıda çok basitleştirilmiş bir örneği ele alalım. Gerekli olan yapım faaliyetlerinin ve birbirlerine göre önceliği ve tamamlanma sürelerinin Tablo 24.1'e göre olduğunu varsayalım [4a]:

Tablo 24.1 CPM Örneği İçin Faaliyet Bağlantı Tablosu

Faaliyet	Tamamlanma Süresi (Hafta)	Öncül Faaliyetler
A	2	-
B	3	A
C	3	A
D	4	C
E	8	D
F	6	B, E
G	2	F

Öncül faaliyet,söz konusu faaliyet bitmeden ona bağlı olan faaliyetin başlayamayacağı anlamına gelmektedir. Faaliyetler, bu tabloya göre her bir faaliyet bir düğüm üzerinde gösterilecek şekilde ağ haline dönüştürülür. Öncül faaliyetlerle ilişki bir okla gösterilir. Şekil 24.1 örnek olarak verilen faaliyetlerin (Tablo 24.1) ağ şeklinde temsil edilmesidir:



Şekil 24.1 Örnek CPM Şeması

Yukarıdaki şemada her bir yolun süresini ayrı ayrı hesaplamak gerekmektedir. Buna göre,

Başlangıç $A \rightarrow B \rightarrow F \rightarrow G$ Bitiş 13 haftalık süre

Başlangıç $A \rightarrow C \rightarrow D \rightarrow E \rightarrow F \rightarrow G$ Bitiş 25 haftalık süre

Yukarıda da belirtildiği gibi, herhangi bir gecikme olmaksızın projenin bitirilme süresi yukarıdaki en uzun yol, yani bu basit şemadan görüldüğü üzere kritik yol 25 haftadır. Burada kritik faaliyetler gecikmeleri halinde projenin tamamlanmasını da geciktirecek faaliyetlerdir. Kuşkusuz ki, bir termik santral yapımında sayıları ve birbirleriyle ilişkileri açısından çok kompleks bir faaliyetler ağı önümüze çıkacaktır.

Kritik Yol Metodunun çeşitli yararları vardır:

- Projenin grafik bir gösterimini sunar.
- Projedeki faaliyetlerin birbiriyle bağlantısını görünür hale getirir.
- Projenin planlama, programlanma ve kontrol edilmesine katkıda bulunur.
- Kritik yolu göstererek kritik faaliyetlere özel dikkat gösterilmesine yardım eder.
- Hangi faaliyetlerde esneklik olabileceğini gösterir.

Projenin planlanmasında elverişli bir enstrüman olmasına karşılık, Kritik Yol Metodunun zaafları da bulunmaktadır. Metod, kaynakların her zaman emre amade olduğunu varsayar; kaynaklara bağlı olunduğunu dikkate almaz; daha ziyade kritik faaliyetler üzerine yoğunlaşılır, kimi zaman kritik gibi görünmeyen faaliyetler gecikmelere neden olabilir [4b].

Projenin programlanması ve takibine ilişkin GanntŞeması (Çubuk diyagramı), PERT (Program evaluation and review technique, Program değerlendirme ve gözden geçirme tekniği) gibi yöntemler de kullanılmaktadır; piyasada proje yönetimi ve takibi için yazılımlar bulunmaktadır.

24.2.4 Santralin İşletmeye Alınması, Deneme İşletmesi ve Kabul Süreci

Montaj faaliyetlerinin tamamlanmasını müteakip, teçhizatın ve alt sistemlerin fonksiyon testlerinin yapılması gereklidir. İşletmeye alma öncesinde tüm ekipmanların ve sistemlerin düzgün olarak çalışıp çalışmadığı ve tüm sistemin güvenli, yeterli, kontrollü ve verimli şekilde çalışıp

çalışmayacağı kontrol edilir. Bu amaçla detaylı bir başlama ve işletmeye alma planı yapılmalı, işletmeye alma sürecinde ekipmanların ve bileşenlerinin, santralin alt sistemlerinin nasıl kontrol edilip işletmeye alınacağına dair teknik prosedür ve el kitapları, işletmeye alma sürecine ilişkin organizasyonu içeren idari el kitabı bulunmalıdır. İlk çalıştırma (startup) aşamasında tarafların hangi sorumlulukları üstleneceği belli olmalı, düzenli toplantılar yapılarak işin ilerlemesi takip edilmelidir.

Bu safhaların başarıyla tamamlanması sonrasında kazanı ilk ateşleme, depozitlerin ve korozyon ürünlerinin temizlenmesi için kazan ve ısı transferi ile ilgili boru donanımının kimyasal temizlemeye tabi tutulması ve akabinde türbine yeterli temizlikte buhar verilmesi amacıyla buharla üflemenin yapılması, türbine yol verme ve ulusal elektrik şebekesine bağlanmasıyla santralin yük almaya başlama safhaları tamamlanır.

Bu dönemde sözleşmelerde belirlenmiş bir süre ve koşullar çerçevesinde deneme işletmesi yapılır. Deneme işletmesinin amacı santral ünitelerinin tüm alt sistemleriyle birlikte güvenilir şekilde çalıştığının gösterilmesidir. Deneme işletmesinin başarılı sayılması için, bu süre içinde ünitelerin kapasitesine göre belirli bir üretim yapma zorunluluğu, yüklenicinin hatası nedeniyle ünitelerin uzun süreli ve sıklıkla durdurulmaması için belirli kısıtlar getirilir. Bu dönemde, yüklenici açısından da işletme sırasında alt sistemlerde veya teçhizatta ortaya çıkan sorunların nedenlerini saptamak ve düzeltmek olanağı bulunmaktadır.

24.2.5 Performans Testlerine İlişkin Standartlar

Termik santralin performans garantisi verilen muhtelif alt bölümlerine ilişkin performans ölçümleri ve ilgili bazı standartlar aşağıda verilmektedir [5]:

Performans Testleri İçin
Gaz-türbini**:** ASME PTC 22, ISO 2314 (ASME: The American Society of Mechanical Engineers, Amerikan Makina Mühendisleri Derneği)
Buhar türbini: ASME PTC 6, DIN 1943/IEC 953
Buhar üreteci(kazan): ASMEPTC 4-2013 "Fired Steam Generators",DIN EN 12952-15
Kondenser: ASME PTC 12.2
Soğutma kulesi: BS 4485 , DIN 1947, ASME PTC 30
Tüm tesis performansı: ASME PTC 46
Kompresör: ASME PTC 10, VDI 2045
Test belirsizlikleri: ASME PTC 19
Yoğunlaştırılmış termal güneş enerjisi santralleri: ASME PTC 52 (geliştirilme aşamasında)

Ayrıca**,**

Baca gazı arıtma tesisi performans testleri

Su hazırlama ve atık su arıtma sistemlerinin performans testleri

Kömür-kül nakil bantları kapasite ölçümleri

Santral iç sarfiyatının ölçümleri

Titreşim-gürültü-emisyon ölçümleri vb.

ETPY Eki'nde bulunan standartlar arasında tesisin kazan, türbin, soğutma kulesi gibi alt ünitelerine ait performans testlerine ilişkin bazı standartlar da yer almaktadır.

24.2.6 Performans testlerinin yürütülmesine ilişkin notlar

Sözleşmelerde performans testleri için hangi standartların kullanılacağı belirtilmelidir. Garanti edilen parametreler arasında, ünitenin çıkış gücü, kazan verimi, türbin özgül ısı tüketimi veya tüm ünitenin özgül ısı tüketimi (overall heat rate), bunun dışında buhar parametreleri, ünitenin iç sarfiyatı, emisyon ve deşarj değerleri, su-buhar kalitesi,su hazırlama sistemlerinin kapasitesi, kimyasalların sarfiyatı gibi garanti değerleri bulunur. (Trafolardaki boştaki kayıp ve akım, empedans gerilimi, yük kaybı, gürültü seviyesi, sıcaklık artışı gibi garanti değerleri için fabrika testleri esas alınır.)

Performans testlerinde ölçümlerin güvenilirliği için, oldukça kapsamlı standartların yorumlanması, testler öncesinde gerekli hazırlıkların yerine getirilmesi, testlerin sağlıklı şekilde yürütülmesi ve kompleks hesaplamaların yapılması söz konusu olduğundan, bu işin başarılı bir şekilde yürütülebilmesi için özel uzmanlık ve deneyim gerektiği açıktır. Bu arada, performans testlerinin sadece santrallerin ilk işletmeye alınmaları aşamasında kabul süreci için değil, işletmeye alınmış santrallerde verimin izlenmesi veya bakım sürelerinin belirlenmesine yönelik olarak tesis performansının takip edilmesi için de yapılabileceği dikkate alınmalıdır. Performans testleri için santralin kazan, buhar türbini ve gaz türbini, soğutma kulesi gibi ana ünitelerinin performanslarına ilişkin ayrı standartlar olduğu gibi, tüm santralin genel performansını değerlendirmek amacıyla kullanılan standartlar da bulunmaktadır. Bunlardan en çok kullanılanı ABD'nin ASME PTC 46-1996 (yeni nüshası PTC46-2015 olarak görünüyor) *Performance Test Code on Overall Plant Performance,* diğeri ise Alman VDI 3986 *Determination of Efficiencies of Conventional Power Stations* başlıklı standartlardır. PTC 46 standardının birçok yakıt ve tesis tipine uygulanabilen çok kapsamlı bir düzenleme olmakla birlikte, en yaygın olarak gaz yakıtlı kombine çevrim ünitelerinde kullanıldığı; VDI 3986 standardının iseAlmanya dışında pek yaygın olarak kullanılmadığı, kapsamının PTC 46'ya göre daha sınırlı olduğu belirtilmektedir [6].

PTC 46 tesisin performansında şu unsurları içermektedir [7]:

- (Doğrudan veya dolaylı olarak) tüm ısı girdilerinin ve elektrik çıktısının ölçülmesi
- Test sonuçlarının, baz olan referans koşullara getirilmesi için gerekli olan parametre düzeltmelerinin yapılması
- Test sonuçlarına ilişkin belirsizliklerin gereken sınırlar dahilinde olması

Performans testleri sırasında ünitenin çıkış gücü ve özgül ısı tüketimi mutlaka test edilmesi gereken parametrelerdir. Bir termik santralin verimi en genel ifadeyle,

η=Üretilen elektrik enerjisi/Giren toplam enerji

olarak tanımlanmaktadır. Ünitenin özgül ısı tüketimi de termik santral veriminin bir ölçütüdür. Özgül ısı tüketimi, ünitenin bir kWh (kilowattsaat) üretmek için kullandığı enerjiyi kJ/kWh veya kcal/kWh olarak gösterir. Buradan verimi hesaplamak için bir kWh'ın karşılığı olan 3600 kJ veya 860 kcal değerini özgül ısı tüketimine bölmek gerekir. Genel olarak bu değer, santralin belirli özelliklerdeki yakıt ve nominal çıkış gücüne dayalı olarak verilen tasarım verimi olmaktadır [7]. Birleşik ısı ve güç santrallerinde, prosesten elde edilen ısı ve gücün ikisi birden dikkate alınmalıdır.

Santral bileşenlerine ilişkin standartlar arasında, kazan için EN 12952-15:2003 (eski DIN 1942 benzeri) ve ASME PTC 4.1-1964(1991) standardının yerine geçen ASME PTC 4 - 2013 "Fired

Steam Generators"standardı bulunmaktadır. EN 12952-15:2003 standardında iki verim hesaplama yöntemi tarif edilmektedir. "Direct method" olarak bilinen yöntemde, yakıt miktarı ve yakıtın ısıl değeri üzerinden hesaplanan giren enerji çıkan enerji (buhar) ile karşılaştırılmaktadır. Indirect method"da ise verim, giren enerjiden kazan kayıplarının çıkarılmasıyla hesaplanmaktadır. Bu yöntem, kazana beslenen büyük miktardaki katı yakıt (kömür) miktarının ölçümünden kaynaklanacak hataları ortadan kaldırmak için tercih edilmektedir.

Standartlar üzerinde tartışmalar da yapılmaktadır. Örneğin, hesaplamalarda ABD'de yaygın olarak yakıtın üst ısıl değerinin (HHV) kullanılması eğilimi varken, Avrupa uygulamasında alt ısıl değerin (LHV) kullanılması tercih edilmektedir. Kömürün içindeki su oranına göre bu durumun kazan verimi hesaplamalarında ciddi farklılıklar yaratabileceğine dikkat çekilmektedir [7].

Testlerin sağlıklı şekilde yürütülmesi için de önceden başlatılan bir organizasyona ihtiyaç duyulur. Performans testlerinin tarafları test öncesinde ilgili kodlarda belirtilmeyen hususlarda mutabakata varmalı, test süresi ve planı taraflarca onaylanmalı ve tarafların/temsilcilerinin test ekiplerinin sorumlulukları belli olmalıdır.

Garanti değerleri, ISO koşulları, sahaya özgü koşullar gibi referans koşullara göre verildiğinden, testin yapıldığı koşullar için düzeltme eğrileri test dokümanlarının bir parçası olmalıdır. Testler sırasında kullanılacak kalibre edilmiş test cihazlarının nerelere yerleştirileceği belli olmalıdır.

Esas testler öncesinde her şeyin test programına uygun olarak gitmesini sağlamak, enstrümanların çalışma durumunu, çevrimin izolasyonunu, tarafların sorumluluklarını kontrol amacıyla tarafların hazır bulunacağı ön test yapılması, testler öncesinde tesisin işletme koşullarının kararlı (stabil) hale getirilmesi gerekir.

Düzeltme eğrilerinin yanı sıra test sonuçlarında dikkate alınması gereken bir unsur da belirsizliklerdir. Belirsizlikler, söz konusu parametrenin sonuca etkisini gösteren hassasiyet, enstrümantasyondan gelen sistematik hata ve rastgele (random) hataları dikkate alır.

Testlerin tamamlanmasından sonra ön test raporu ve sonuçları ortaya çıkacaktır. Ancak örneğin kömüre dayalı santrallerde, yakıtın elementer analizi ve kül ölçümlerinin laboratuvar sonuçları daha sonra çıkacağı için bunlar esas test raporunda yer alır. Sonuçlar, daha önce test programında yer aldığı şekilde, ölçümlerden gelen belirsizlik değeri dikkate alınarak verilir.

Performans testlerinde sözleşmelerde belirtilen garanti değerlerinin tutturulamaması durumunda uygulanacak cezalar veya red ile ilgili hükümler de sözleşmelerde yer alır.

24.3 Büyük Projelerde Olası Sorunlar ve Nedenleri

Termik santral yapımı gibi kompleks projelerde çalışmaların standartlaşmış, pürüzsüz ve sorunsuz şekilde yürümesini beklemek hemen hemen imkansızdır. Literatürde, güç santrali projelerinin de aralarında yer aldığı büyük (mega)projelerde olası sorunlar ve nedenleri konusunda şunlar sayılmaktadır:

- İlk maliyet tahminlerinin gerçekçi olmaması
- Gecikmelerin dikkate alınmaması ve maliyetlerin eksik tahmin edilmesi
- Beklenmedik durumlara ilişkin fonların eksik öngörülmesi

- Spesifikasyonlardaki ve tasarımdaki değişikliklerin uygun şekilde dikkate alınmaması
- Para birimlerinin kurlarındaki değişikliklerin tahminlerinde yetersiz kalınması
- Jeolojik risklerin eksik öngörülmesi
- Miktar ve fiyat değişikliklerinin eksik değerlendirilmesi
- İstimlak maliyetlerinin, çevre ve güvenlik gerekliliklerinin eksik öngörülmesi
- Bazı teknolojik yenilikler nedeniyle oluşan maliyet artışları sonucu ortaya çıkan risk

Yapılan çok sayıda örnek proje incelemesine göre, proje yönetiminde performans yetersizliğine neden olabilecek sorunlar, planlama ve yürütme safhalarına göre şöyle belirlenmektedir [3]:

24.3.1 Planlama Safhasında Performans Yetersizliğinin Nedenleri

- Özellikle yenilikçi tasarımlarda yetersiz tasarım sorunu,
- İşin yürütülmesi safhasına ait gereksinimlerin eksik olması
- Maliyet ve zaman açısından gerçekçi olmayan planlama (sıkıştırılmış bir program ve rekabetçi düşük fiyatlar gibi)
- Projenin kompleksliğinin eksik öngörülmesi (bu türden kompleks bir işi yönetmek için gerekli olan yeterlilik düzeyinin kavranmasında eksiklik)
- Boyut ve malzeme gereksinimlerinin eksik tahmin edilmesi (bu büyüklükteki kaynakları temin etmek ve yönetmek konusunda gerekli olan yeterlilik düzeyine yüzeysel yaklaşım)
- Risklerin eksik değerlendirilmesi (Teknik, işletmeye ilişkin ve ticari riskler için düşük fon tahsisi)
- Uzun vadeli planlama yapmanın zorluğu
- Resmi prosedürler ve düzenlemeler, çevre ve diğer izin ve onaylarla ilgili faktörlerin etkisi

24.3.2 İşin yürütülmesi safhasında performans yetersizliğinin nedenleri

- Uygun olmayan planlama, işin yürütülmesi safhasına ait gereksinimlerin eksik olması ve tam olmayan tasarım dokümanları nedeniyleyapılan değişiklikler ve yanlışlar
- Üretkenlik kaybına neden olan zayıf proje kültürü
- Taraflar arasında çekişmeli ilişkiler ve anlaşmazlıklar
- Projenin boyutu ve kompleksliği karşısında yetersiz kalan,kusurlu proje organizasyonu
- Zayıf ekip çalışması ve yetersiz iletişim
- İdari müdahaleler ve felç olmuş durumdaki kamu/özel işbirliği sonucunda, iş sahibinin karar verme yapısında ortaya çıkan verimsizlik
- Çalışma ekiplerinin zayıf koordinasyonu ve entegrasyonu, kritik pozisyonlarda deneyimsiz personelin yer alması

Türkiye'deki geçmiş pratiğin gösterdiği önemli bir teknik mesele de, linyite dayalı termik santrallerde projelendirme safhasında tasarımın dayandırıldığı yakıt özelliklerinin işletme safhasında temin edilen kömürün özellikleri ile uyumlu olmaması ve bunun tesis bileşenlerinde ve işletmede yarattığı sorunlardır.

24.4 Türkiye'de (Termik) Santral Yapımı ve İşletmeye Alınmasına İlişkin Bazı Düzenlemeler

Türkiye'de kamu tarafından işletilmekte olan elektrik üretim-iletim ve dağıtım yapısının ayrıştırılarak ticarileştirilmesi ve özelleştirilmesi ile bir kamu kuruluşu olan Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) termik santral yatırımlarından hemen hemen tamamen çekilmiş durumdadır. Ancak, alanın enerji kaynaklarıyla beraber, çevre ve doğal kaynakların korunması gözetilerek planlanmasından elektrik üretimine, iletim sisteminin ve dağıtım hizmetlerinin güvenilir şekilde işletilmesine ve elektrik enerjisinin tüketiciye sürekli, kaliteli ve erişilebilir fiyatlarda sunulmasına kadar olan faaliyetler dizisi özü itibariyle kamusal bir hizmettir. Anayasa Mahkemesinin bir kararında "*Elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı ile ilgili etkinlikler kamu hizmetidir. Çünkü bu etkinlikler, kamu yararına dönük, toplumun ortak gereksinmesinin karşılanmasına yönelik, düzenli ve sürekli etkinliklerdir.*"[1] denilmektedir. Kamu hizmetinin özel sektör eliyle de yürütülebileceğine dair görüşler vardır. Ancak kamu hizmeti niteliği taşıyan bu alanın, ticari olarak "kâr etme" zeminine dayanan özel sektör işleyişine ve faaliyetlerine bırakılması, iddia edildiğinin veya varsayıldığının aksine, başarılı, sorunsuz ve düz bir gidişat olmamıştır.

Ticarileştirme ve özelleştirme politikalarına uygun bir "**piyasa inşası**"nın birçok toplumsal, ekonomik ve çevresel maliyetlerinin olduğu, bugün de tüm toplumun gereksinmesine yönelik kamu hizmetinin temini ile özel sektörün kâr etme beklentisi arasındaki uyumsuzluktan kaynaklanan sorunların yaşandığı görülmektedir. ETKB'nın, kamu kuruluşu EÜAŞ'nin elektrik üretimi faaliyetinden çekilmesi sonrasında, sistemin güvenilirliğini sağlamak amacıyla, piyasadaki özel sektör girişimlerinin teknik açıdan kontrol altına alınmasının gerekli olduğunun farkına vardığı ve bu amaçla bazı düzenlemeler yaptığı görülmekte, bununla birlikte enterkonnekte sistemin işleyişini etkileyecek olan üretim tesislerinin denetlenmesine yönelik sağlıklı bir altyapı ve işleyişin tesis edilemediği anlaşılmaktadır.

Giriş bölümünde de belirtildiği gibi, ülkemizde elektrik üretim tesisi kurabilmek için gerekli olan ön lisans veya üretim lisansının alınması, sisteme erişim ve sistem kullanma hakları ve Çevresel Etki Değerlendirme ile ilgili hükümler Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde yer almaktadır. Ayrıca elektrik tesisleri projelerinin yürütülmesi ve üretim tesislerinin senkronize edilerek enterkonnekte sisteme bağlanmasını düzenlemek amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği (ETPY) ve Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği (EÜTKY) yayımlanmıştır. Ancak, Yönetmelikler EMO tarafından idari yargıya götürülmüş, esas olarak ETKB`nın, görev alanına giren asli ve sürekli kamu hizmeti niteliğindeki elektrik tesislerinin proje onay, kabul ve tutanak onaylarının yapılması görevini özel kuruluşlara ve başka kamu kurum ve kuruluşlarına devretme yetkisi olmadığına dikkat çekilmiş ve mühendislerin Bakanlık tarafından yetkilendirilen kuruluşlardan Proje Uzmanlık Sertifikası ve Elektrik Tesisi İşletme Personeli Belgesi adı altında sertifika alma zorunluluğuna karşı çıkılmıştır. Bu tür sertifika alma zorunluluğunun 3458 sayılı Mühendislik ve Mimarlık Hakkında Kanun, 2547 sayılı Yükseköğretim Kanunu, 6235 sayılı Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği Kanunu`nun mühendislere verdiği hak ve yetkilere aykırılık taşıdığına, ETKB'nın kuruluş yasasında bu tür bir yetki olmadığına, Bakanlığın yönetmelikle kendisine yetki tanıyarak, mühendislerin unvan ve yetkilerini kullanma haklarını kısıtlamasının Anayasa`nın 48. Maddesi`ndeki çalışma özgürlüğünü ortadan kaldırıcı nitelikte olduğuna dikkat çekilmiştir. Bunun sonucunda, ilk dava ile ilgili olarak,

[1] Anayasa Mahkemesi Kararı, Esas Sayısı: 1994/43, Karar Sayısı: 1994/42-2, R.G. Tarih-Sayı: 24.01.1995, 22181

Danıştay 10. Dairesinin 17.11.2015 tarihli kararıyla Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği'nin mühendisler için zorunlu tutulan eğitimler sonucunda Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS) almalarını düzenleyen maddeleri ile özel kuruluşlara proje onay ve kabul yetkisi veren maddelerinin yürütmesinin durdurulmasına karar verilmiştir.[2]

Bu açıklamalar dikkate alınmak kaydıyla, aşağıda yapım işlerinin başlangıcından işletmeye alma aşamasına kadar uyulması gereken usul ve esasları düzenleyen bu iki yönetmelik hakkında genel bilgiler verilmektedir.

24.4.1 Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği

Termik santral yapımına ilişkin bir düzenleme ETKB tarafından 30 Aralık 2014 tarihli, 29221 sayılı Resmi Gazete (Mükerrer)'de yayımlanmış olan, elektrik üretim tesislerini de kapsayan Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği (ETPY)'dir [8a]. Bakanlık, 7 Kasım 2015 tarihli Resmi Gazete'de bu Yönetmeliğin ekinde yer alan "EK-2.A Elektrik Üretim Tesisi Proje Kapsamı"nı değiştirmiştir (8b).

Burada söz konusu Yönetmeliğin başlıca hükümleri ele alınacaktır. Yönetmeliğin amacı, "*...elektrik tesislerinin modern teknolojiye uygun tesis edilebilmesi için proje onay işlemlerinin, ilgili mevzuat, standart ve şartnamelere uygun olarak yapılması veya yaptırılması, söz konusu tesislerin iletim veya dağıtım şebekelerine uyumlu olarak bağlanması, can, mal ve çevre emniyetinin sağlanması ile proje onaylarını, onaylı projelerine göre yapılan tesislerin kabul işlemlerini ve tutanak onayını yapacak kurum/kuruluş ya da tüzel kişilerin yetkilendirilmesine ilişkin usul ve esasların belirlenmesi"*

olarak belirtilmektedir.

Yönetmelik'in 4. maddesindeki tanımlamalar arasında aşağıdaki hususlar da yer almaktadır:

"*...ff) Önlisans: Üretim faaliyetinde bulunmak isteyen tüzel kişilere, üretim tesisi yatırımlarına başlamaları için gerekli onay, izin, ruhsat ve benzerlerinin alınabilmesi için belirli süreli verilen izni,*

gg) Ön proje:Önlisansalınan bir üretim tesisinin; hangi gerekçelerle ve nasıl yapılacağını gösteren açıklama, şema, plan ve teknik resimlerle bunların düzenlenmesine dayanak olan hesap, keşif ve şartnamelerle tesisin genel özelliklerini içeren projeyi,

ğğ) Proje: Yapılması planlanan tesise ait şema, plan ve resimlerle bunların düzenlenmesine dayanak olan standart, şartname, hesap ve teknik özellikleri,

hh) Proje firması: Tesisin/yapının etüt ve projelerini hazırlayan ve mimarlık, mühendislik tasarım hizmetlerini meslek veya ana faaliyet konusu olarak seçmiş gerçek veya tüzel kişileri,

Bu Yönetmeliğin aynı maddesinde aşağıdaki tanımlar da yer almaktadır.

"...ıı) Proje onay birimi (POB): Elektrik tesislerinin, hesap ve raporlarını inceleyerek proje paftalarını onaylamak üzere görevlendirilmiş Bakanlık birimini veya bu amaçla Bakanlık

[2] 9.12.2016 tarihinde geçerli olan durum. Bkz. EMO açıklaması: http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=112039&tipi=2&sube=#.WD19HtKLSt8

tarafından yetkilendirilen DSİ, TEİAŞ, TEDAŞ, EDAŞ, EÜAŞ, OSB ve benzeri ihtisas sahibi kurum ve kuruluşları,

ii) Proje Uzmanlık Sertifikası (PUS): Yetkili Eğitim Kuruluşlarınca elektrik tesislerinin projelerinin hazırlanmasına yönelik olarak düzenlenen eğitimler sonucunda ilgili mühendislere verilen belgeyi,…"

Proje onayına dair şartların yer aldığı ETPY'nin 14. ve 15. maddelerinde üretim tesislerine başlanabilmesi için gerekli olan hususlar ve proje ve raporlarla ilgili sorumluluklar ise aşağıdaki şekilde belirtilmektedir:

"Üretim tesislerinin yapımına başlanılması

MADDE 14–(1) Bu Yönetmelik kapsamındaki lisanslı üretim tesislerinin inşaatına başlanabilmesi için aşağıdaki iş ve işlemlerin tamamlanmış olması gereklidir;

a) Lisans alınması,

b) Proje onayının alınması,

c) Meri mevzuat uyarınca diğer kurum/kuruluşlardan alınması gerekli onay ve izinlerin alınması."

"Teknik ve idari sorumluluk

MADDE 15–(1) Proje paftaları ile destekleyici belge, hesap ve raporları imzalayan PUS sahibi mühendisler ve/veya Proje Firması yetkilisi; hazırlanan projelerin, hesap ve raporların ilgili mevzuata, standartlara uygunluğundan sorumludur.

(2) Proje onayını yapan POB ve mühendisleri; hazırlanan projelerin, hesap ve raporların bu Yönetmeliğe kavramsal olarak uygunluğundan sorumlu olup detay, uygulama ve imalattan doğabilecek her türlü sorumluluk proje müellifi, lisans/tesis sahibi ve yüklenicinin sorumluluğundadır.

(3) Lisans/tesis sahibi; elektrik tesisinin projelendirilmesi işlemleri ile gerekli onay, izin, ruhsat ve belgelerin alınmasından sorumludur.

(4) Bu Yönetmelik kapsamında hazırlanan projeler için düzenlenen Tip Sertifikası, Dizayn Sertifikası, TSE Kritere Uygunluk Belgesine veya üniversiteler tarafından verilen uygunluk belgelerine ilişkin sorumluluk, belgeyi düzenleyen kurum/kuruluş ile lisans/tesis sahibine ait olup ilgili POB sorumlu tutulamaz.

(5) 2nci maddenin ikinci fıkrasının (c) bendi kapsamındaki elektrik tesislerine ilişkin teknik sorumluluk proje onayını yapan kurum/kuruluştadır."[3]

ETKB tarafından yayımlanan 26.07.2016 tarihli Elektrik Tesislerinin Proje Onay ve Kabul Yetkilendirmeleri ile ilgili duyuruda[4], kamu kuruluşu olan EÜAŞ tarafından yapılan elektrik üretim

---

[3] Yukarıda belirtildiği gibi, PUS ve özel şirketlere POB yetkisi verilmesine ait hükümlerin yürütmesinin durdurulması 15. maddeyi de ilgilendirmektedir.

[4] Elektrik Tesislerinin Proje Onay ve Kabul Yetkilendirmeleri/26.7.2016, http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%252f1%252fDocuments%252fBakanl%25c4%25b1k%2bduyurular%25c4%25b1%252f26_07_2016%2bElektrik%2bTesislerinin%2bProje%2bOnay%2bve%2bKabul%2bYetkilendirmeleri.pdf

tesislerinin proje onay, kabul ve tutanak onay işlemlerinin yine aynı kurum tarafından yapılması haricinde, lisanslı termik santraller için yetkilendirilen herhangi bir kuruluş bulunmadığı görülmektedir.

ETPY'nin ekinde yer alan ve 7 Kasım 2015 tarihinde değiştirilenEK-2.A'da"Elektrik Tesisleri Proje Kapsamı" başlığı altında santralin genel yerleşim planı, inşaat projeleri, tek hat şeması, tesis bilgi formu, tesis yeri uygunluk belgesi, yetki yazısı ve ekleri, lisans, sistem bağlantısına ait görüş ve anlaşma, ÇED belgesi, jeolojik etüd/zemin etüd raporu, standartlar listesi, elektromekanik teçhizat için sözleşme ve ekleri, uygunluk belgesi, inşaat tasarım hesapları, santral ünitelerinin performans eğrileri, kısa devre hesapları, primer teçhizat seçim hesabı, röle koordinasyon ve selektivite hesabı, iletken/kablo seçim hesapları, topraklama ve yıldırımdan korunma hesabı gibi belgeler, EK-4'de elektrik üretim tesisleri için gereken ön proje ve belgeler arasında genel yerleşim planı, tek-hat şeması, tesis bilgi formu, kısa devre hesapları, fizibilite raporu, kısa devre hesapları, yetki yazısı ve ekleri, ön lisans/lisans belgeleri, sistem bağlantı görüşü, ÇED belgesi ve elektromekanik teçhizat teknik şartnamesi, EK-5'teprojelendirme sürecinde uyulacak, elektromekanik teçhizat, buhar türbini, gaz türbini, kazan, soğutma kulesi gibi santral bölümlerine ait standartların listeleri yer almaktadır.

24.4.2 Termik Santralin İşletmeye Hazır Hale Gelmesi ve Kabulüne İlişkin Düzenleme

ETKB tarafından, tesisin senkronizasyonu ve kabul sürecine ilişkin olarak 6 Kasım 2015 tarih ve 29524 sayılı Resmi Gazete'de Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği yayımlanmıştır (9b). Daha önce belirtildiği gibi, bu Yönetmelik de EMO tarafından idari yargıya taşınmıştır. Bakanlık, söz konusu Yönetmeliğin Geçici 1.maddesine dayanarak, bu Yönetmeliğin yayımlanma tarihinden itibaren, önce ilk altı ay, sonrasında ikinci altı ay daha elektrik üretim tesislerinin kabul işlemlerinin, 07.05.1995 tarihli ve 22280 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan eski Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği (9a) hükümlerine göre yürütüleceğini duyurmuştur.[5] Bu sürenin bitiminden yaklaşık bir ay sonra, ETKB tarafından 3 Aralık 2016 tarih ve 29907 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği'ndeDeğişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" ile Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği'nin Geçici 1'inci maddesinin birinci fıkrası değiştirilmiş, 6/11/2016tarihinden itibaren geçerli olmak üzere, elektrik üretim tesislerine ilişkin kabul işlemlerinin 31/3/2017tarihine kadar, yukarıda belirtilen eski Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği hükümlerine göre yürütülebileceği belirtilmiştir (9c). Konuyla ilgili olarak EMO'nun açtığı dava süreci devam etmektedir.[6]

Yeni Yönetmeliğin birinci maddesinde,

"*Bu Yönetmeliğin amacı, elektrik üretim tesislerinin modern teknolojiye uyumlu olarak tesis edilip işletilebilmesi için kabul işlemlerinin ilgili mevzuat ve standartlara uygun olarak yapılmasına, söz konusu tesislerin iletim veya dağıtım şebekelerine uyumlu olarak bağlanması ile test, kontrol ve kabul işlemlerini yapacak tüzel kişilerin yetkilendirilmesine ilişkin usul ve esasları düzenlemektir."*denilmektedir.

---

[5] Elektrik Üretim Tesisleri Kabul İşlemlerine İlişkin Duyuru (12.05.2016), http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bakanlik-Duyurulari/Elektrik-Uretim-Tesisleri-Kabul-Islemlerine-Iliskin-Duyuru

[6] 9.12.2016 tarihinde geçerli olan durum

Söz konusu Yönetmelik esas olarak, lisanslı olarak yapımı tamamlanan santrallerin ulusal şebekeye güvenli bir şekilde bağlanması sürecini düzenlemekle ilgili olup, bu çerçevede Yönetmelik'te yer alan kontrol firmalarına şu görevler verilmektedir:

"Kontrol Firması(KF): Tesisin yapım sürecinin tamamlanmasını müteakip, saha testlerine nezaret etmek, tesisin onaylı projelerine uygunluğunu kontrol etmek ve bu amaçla gereken test ve uygulamayı yaptırarak sonuçlarını raporlamak ve Güvenilir İşletme Raporunu hazırlamak üzere Bakanlık tarafından yetkilendirilen tüzel kişileri,…"

EÜTKY'de tesisin yapım süreci, tesise gerilim uygulanması, kontrol ve devreye alma çalışmalarına ilişkin hükümler bulunmakta; tesisin senkronizasyonuna ilişkin koşulların yanı sıra, senkronizasyon öncesi ve sonrası gerekli olan saha testleri ve kontrol işlemlerine KF'nın nezaret etmesi şart koşulmaktadır. Bu sürecin sonunda, geçici kabule kadar, ancak altı ayı aşmayacak bir süre için geçerli olacak Ön Kabulün yapılacağı, bilahare senkronizasyon öncesi ve sonrası tüm saha test ve izin süreçlerinin ve nihai raporun tamamlanmasını müteakip, eksik ve kusurlu işlerin güvenli bir işletmeyi engellememesi, can ve mal emniyetinin sağlanması koşullarıyla Geçici Kabul sürecinin başlatılacağı belirtilmektedir.

EÜTKY'de, elektrik üretim tesislerinin geçici kabul gereklilikleri arasında şunlar sayılmaktadır:

- Ön Kabul'de istenen belgelerin nihai halleri
- Ünitenin/ünitelerin, saha koşullarında şebeke ile senkronizasyonunu gösteren trend ve ekran görüntüleri
- Elektrik Piyasası Şebeke Testleri Yönetmeliği kapsamındaki testler
- Ünitenin iletim sisteminden veya dağıtım sisteminden bağlanmasıdurumuna göre, çeşitli kesin kabul tutanakları
- Çeşitli kamu kurumlarından alınan uygunluk yazıları ve nihai rapor

Ayrıca, tesislerin işletme gereklilikleri için, tesisin iletim veya dağıtım sistemine bağlanmasına bağlı olarak istenen kabul tutanakları, KF tarafından hazırlanan Güvenilir İşletme Raporu, kamulaştırma sonuç yazısı, kamu kurumlarından alınan mutabakat ve izin/onay yazılarının yanı sıra;

- Gayri Sıhhi Müessese İşyeri Açma ve İşletme Ruhsatı,
- TS EN ISO 14001 Çevre Yönetim Sistemi Belgeleri,
- TS EN 50001 Enerji Yönetim Sistemi Belgeleri,
- TS EN ISO 18001 (OHSAS): İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetim Sistemi Belgeleri,
- TS EN ISO 9001 Kalite Yönetim Sistemi Belgeleri,
- TS EN 27001 Bilgi Güvenliği Yönetim Sistemi Belgeleri

gerekmektedir.

İletim sisteminin işleyişi ile ilgili olarak Türkiye Elektrik İletim A.Ş. tarafından yapılan düzenlemeler uyarınca, muaf tutulanlar hariç, 50 MW ve üzeri yeni üretim tesislerinin ticari işletmeye geçebilmesi için geçici kabul işlemlerinin tamamlanmasından önce primer frekans kontrol testlerinin; sekonder frekans kontrol hizmeti verebilme özelliğine sahip olmaları zorunlu olan 100 MW ve üzeri yeni üretim tesislerinin ticari işletmeye geçebilmesi için de geçici kabul işlemlerinin tamamlanmasından önce Sekonder Frekans Kontrol testlerinin uygulanması gerekmektedir.

24.5 Sonuç Yerine

Yukarıda da belirtildiği gibi, kompleks bir proje olan ve uzun süre gerektiren termik santrallerin yapım sürecine ilişkin faaliyetler kuşkusuz ki bunlarla sınırlı değildir. Burada süreç ana hatlarıyla ve genel bir bakış açısıyla ele alınmış, bir termik santral projesinin yürütümünde dikkate alınması gereken başlıca hususlar üzerinde durulmuştur.

Yukarıdaki açıklamalar çerçevesindeüzerinde düşünülmesi gereken bir mesele de şudur: Elektrik üretim faaliyetlerinin kamudan özel sektöre geçişi sürecinde, elektrik santrallerinin yatırımı ve işletilmesi faaliyetlerinden sorumlu kamu kuruluşu olan EÜAŞ'nin işlevleri geriletilmiş, bunun sonucunda söz konusu alana ilişkin teknik hizmetlerde boşluklar ortaya çıkmıştır. Bu boşlukların doldurulması niyetiyle ETKB'nın bazı formülasyonlar bulmaya çalıştığı, proje onayı, tesislerin kabulü gibi süreçlerde teknik sorumluluğu vermeye çalıştığı yapıların (yeni yönetmeliklerde çok önemli işlevler yüklenmek istenen proje onay birimleri, "kontrol firmaları" vb.) hukuksal ve işlevsel açıdan sorunlu olduğu, süreçlerin ağırlıkla santral yatırımcıları ve genelde yurt dışı firmalardan oluşan yüklenicilerin iradesine bırakıldığı anlaşılmakta, teknik açıdan sağlıklı bir altyapı ve işleyişin oluşturulamadığı görülmektedir.

NOT: Yayının basım aşamasında ETKB tarafından 14 Nisan 2017 tarih, 30038 sayılı Resmi Gazete'de, bir kez daha "Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" yayımlanmış, bu değişiklikle ağırlıklı olarak, kabul sürecinde teknik sorumluluğun yüklendiği kontrol firmalarının uyması gereken şartlar ve yeterliliklerine ilişkin yeni düzenleme yapılmıştır.

KAYNAKÇA

[1] DeWit. 1988. "Measurement of Project Success", International Journal of Project Management, vol. 6., https://uhl4042ikin88.wikispaces.com/file/view/project+success.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[2] D.K. Choudry. 2014. "Project Management Information Systems for Construction of Thermal Power Plant: A Case Study with Special Reference to National Thermal Power Corportaion Ltd. India", International Journal of Engineering Research &Technology (IJERT), vol 3, issue 3, https://www.ijert.org/view-pdf/9018/project-management-information-systems-for-construction-of-thermal-power-plant--a-case-study-with-special-reference-to-national-thermal-power-corporation-ltdindia, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[3] Haidarand, A., Ellis Jr., D. R. 2010. "Analysis and Improvement of Megaprojects Performance", Working Paper Proceeding, Engineering Project Organizations Conference South Lake Tahoe, CA November 4-7, 2010, http://academiceventplanner.com/EPOC2010/Papers/EPOC_2010_HaidarEllis.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[4] (a) Project Scheduling with the Critical Path Method, http://www.neos-guide.org/content/project-scheduling-critical-path-method, son erişim tarihi: 09.12.2016.

(b) Critical Path Method in Project Management, https://pmstudycircle.com/2014/01/critical-path-method-cpm-in-project-management/, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[5] Performance Testing Presented by Dipl. -Ing. Florian Michl TÜV SÜD Industrie Service GmbH Munich / Germany, October 2014, http://www.tuv-sud.in/uploads/images/1414390623866560370745/mr.-florain-michl.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[6] Energy Agency. 2010. Power Generation from Coal, Measuring and Reporting Efficiency Performance and CO_2 Emissions, International, Coal Industry Advisory Board, https://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[7] Sloss, L. L. 2011. Efficiency and Emissions Monitoring and Reporting, IEA Clean Coal Centre, https://www.usea.org/sites/default/files/092011_Efficiency%20and%20emissions%20monitoring%20and%20reporting_ccc188.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[8] (a) Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği, (30 Aralık 2014, 29221 sayılı RG (mükerrer)), http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2014/12/20141230M1-2.htm, son erişim tarihi: 09.12.2016.

(b) Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik, (7 Kasım 2015, 29525 sayılı RG), http://www.resmigazete.gov.tr/main.aspx?home=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151107.htm&main=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151107.htm, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[9] (a) Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği (7 Mayıs 1995, 22280 sayılı RG), http://www.resmigazete.gov.tr/arsiv/22280.pdf, son erişim tarihi: 09.12.2016.

(b) Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliği (6 Kasım 2015, 29524 sayılı RG), http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2015/11/20151106-4.htm, son erişim tarihi: 09.12.2016.

(c) Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik (3 Aralık 2016, 29907 sayılı RG), http://www.resmigazete.gov.tr/main.aspx?home=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/12/20161203.htm&main=http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/12/20161203.htm, son erişim tarihi: 09.12.2016.

[10] Elektrik Üretim Tesisleri Kabul Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik (14 Nisan 2017, 30038 sayılı RG). http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2017/04/20170414-1.htm, son erişim tarihi : 17.04.2017.

ÖZGEÇMİŞ

Nilgün ERCAN

1956 yılında Ankara'da doğdu. Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kimya Mühendisliği Bölümü'nden 1979 yılında mezun oldu. Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Enstitüsü Kamu Yönetimi Lisans Üstü Uzmanlık Programını 2000 yılında bitirdi.

Önceki adıyla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), sonraki adıyla Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) Santraller Proje ve Tesis Dairesi'nde çalıştı ve 2006 yılında emekli oldu. TMMOB Kimya Mühendisleri Odası'nda, 1984-1990 ve 1992-1996 yılları arasındaki çalışma dönemlerinde Oda Yönetim Kurulu üyeliği, Ankara Şubesi Yönetim Kurulu Başkanlığı ve Oda Yönetim Kurulu Başkanlığı yaptı. Önceki yıllarda Kimya Mühendisleri Odası, Elektrik Mühendisleri Odası ve TMMOB'nin enerji ile ilgili çeşitli çalışmalarında yer aldı.

25. TERMİK SANTRAL KURULUMUNDA TEMEL TASARIMDAN İŞLETMEYE ALMAYA KADAR; YERLİ MÜHENDİSLİK, MÜŞAVİRLİK VE UYGULAMA KONTROLLÜĞÜ, OLANAKLARIMIZ VE YAPILMASI GEREKENLER

İsmail SALICI
İnşaat Yüksek Mühendisi

25.1 Giriş

Bilindiği gibi günümüzde sınai tesislerin yapımı tüm dünyada çoğunlukla anahtar teslimi veya uluslararası terminolojiye göre EPC (Engineering, Procurement, Construction) yöntemi ile ihale edilmektedir. Bu tür, mühendislik-temin-yapım işlerinin tek bir yüklenici tarafından üstlenilmesi şeklindeki bu yöntemde, yatırımın maliyeti ve süresi işin başında sözleşmeye bağlanmış olmaktadır. Bu hem yatırımcının ve hem de yatırımı kredilendiren kuruluşlar için adeta olmazsa olmaz niteliğindedir.

Bu tür ihalelerde, tesisin mühendislik çalışmaları da EPC yüklenicisinin sorumluluğunda olmaktadır. Eğer EPC yüklenicisinin kendi mühendislik kadroları yoksa proses tasarımından (dizaynından) uygulama projelerine kadar tüm mühendislik işleri için alt yüklenici olarak bir veya birkaç mühendislik firması ile sorunu çözmektedir. İşte bu durumlarda yerli mühendislik firmaları da alt yüklenici olarak kendi konularına uygun mühendislik hizmetleri yapabiliyor. EPC yüklenicisinin tercihleri doğrultusunda yerli mühendislik firmalarının hizmet kapsamı da değişkenlik gösteriyor.

Konunun bir de yatırımcı tarafı vardır. Yatırımcının ihale öncesinden başlayarak işin tamamlanmasına kadar işleri kendi adına izleyecek/kontrol edecek başka amaçlı mühendislik ve müşavirlik hizmetlerine daha ihtiyacı vardır. Bu tür hizmeti yapan mühendislik ve kontrollük firmalarına uluslararası terminolojide "owner's engineer'' (işveren mühendisi) denilmektedir. İşveren mühendisi genel olarak;

- yatırımın ihale öncesinde,
- ihale aşamasında,
- uygulama sırasında,
- işletmeye alma, geçici kabul ve kesin kabul aşamalarında,

işverenin danışmanı, bir başka deyişle yatırımcının sağ kolu olmaktadır. Görüldüğü gibi işin işveren tarafında da ciddi mühendislik ve müşavirlik hizmetlerine ihtiyaç vardır.

25.2 Tarihçe, Yerli Firmaların Termik Santrallerle Yüzleşmesi

Yerli mühendislik ve müşavirlik firmalarının termik santrallerle yüzleşmesi ve deneyim kazanarak işin içine girmesi uzun sayılabilecek bir süreç almıştır**.**

Ülkemizde yaygın elektrik üretimi başlangıçta hidrolik santraller ve sıvı yakıtlı termik santrallerle yapılmış, daha sonraları kömürlü santraller devreye girmiştir. İlk yapılan kömürlü santraller (Silahtarağa, Çatalağzı A, Soma A, Tunçbilek A gibi) ile sıvı yakıtlı santrallerin tamamı yabancı firmalar eliyle gerçekleştirilmiştir. Yerli mühendislik firmaları bu projelerde hemen hemen hiç görev almamıştır. Yerli mühendislik firmalarının bu tür işlere girmeleri 1970'li yıllarda mümkün olmuştur. O yılların önemli KİT (Kamu İktisadi Teşebbüsü) kuruluşlarından olan Etibank bünyesinde oluşturulan elektrik üretim ve dağıtımından sorumlu bölümler, 1970 yılında TEK (Türkiye Elektrik Kurumu) adı altında bir başka KİT'e dönüştürülmüştür. Ülkemizde yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları etkili olarak bu dönemde başlamıştır. TEK'in yaptırdığı ilk santral Seyitömer Termik Santralinin 1. Ünitesidir. TEK'in kendi teknik ekipleri ve özel sektördeki bazı mühendislik firmaları bu yatırım sırasında ilk deneyimlerini kazanmışlardır. TEK, bir santralde oluşan bu birikimin ardından yeni 3 adet termik santral yatırımı kararı almıştır. Bu santralleri o günkü ekonomik yapı ve kredi olanaklarının da etkisi ile paket ihale yöntemi ile yapmaya çalışmışlardır. Bu santraller; Çayırhan 1. ve 2. Üniteleri, Kangal 1.ve 2. Üniteleri ile Çatalağzı B 1. Ünitesidir.

O yılarda anahtar teslimi ihalenin yatırım maliyetini arttıracağı, yerli mühendislik ve iş gücünün konulara vakıf olamayacakları gibi nedenlerle ve Türkiye'nin ekonomik koşulları ile kredi olanakları da dikkate alınarak, bu santrallerde paket ihale yöntemi benimsenmiştir. Paket ihale yöntemi; idarenin yatırımın koordinasyonunu kendi üzerine alarak (gerektiğinde onu da ihale edebildiği), yurt dışından/içinden anlaştığı danışmanların da desteği ile santrali üniteler ve iş cinslerine göre bölümlere ayırıp ayrı ayrı ihale ettiği bir yöntemdir.

Ana hatları ile yabancı firmalara ihale edilen bölümler:

- Kazan paketi,
- Türbin jeneratör paketi,
- Elektrik otomasyon paketi,
- Kömür ve kül sistemleri paketi olmuştur.

Söz konusu santrallerin yapımında, her bir paket için yapılan uluslararası ihalelerle teslimatçı firmalar belirlenmiştir. İhale şartı olarak firmalardan ihale bedelinin % 85'i oranında kredi önerisi de istenmiş ve ihale, kredi önerisi ile birlikte değerlendirilmiştir.

Santralin teknoloji ağırlıklı paketlerini alan yabancı yüklenici firmalar aynı zamanda bu paketlere ait tüm mühendislik çalışmalarından da sorumlu tutulmuşlardır. Yerli yapılacak mühendislik çalışmalarında gerekli olan temel bilgiler ve ana tasarım da bu firmaların sorumluluğuna verilmiştir.

Yatırımcı idare (TEK), ayrıca, tesis için gerekli diğer iş grupları için de aşağıda belirtilen yöntemleri uygulamıştır:

a) Altyapı Mühendislik Hizmetleri İhalesi: Bu kapsamda santrale ulaşım yolu, kömür madeni ile santral arası yollar, santral sahasının tanzimi, zemin iyileştirmesi, saha drenajı, kül ve kömür

sahalarının oluşturulması, santrale su temini, santral atık sularının arıtılması gibi konular yerli mühendislik firmalarına ihale edilmiştir.

b) Altyapı İnşaat İşleri İhalesi: Yukarda bahsedilen konular bir veya birkaç yerli yükleniciye ihale edilmiştir.

c) Üstyapı Mühendislik Hizmetleri İhalesi: Bu kapsamda santralin teknolojik ünitelerine ait binalar, bu bölümün teslimatçısı olan yabancı firmanın verdiği temel tasarıma göre yerli mühendislik firmalarına ihale edilmiştir. Ayrıca santralde yönetim binası, işçi yemekhanesi, işçi soyunma ve duş binaları, ambarlar, atölyeler, personel lojmanları gibi pek çok binanın yapımı da doğrudan yerli mühendislik firmalarına ihale edilmiştir.

d) Üstyapı İnşaat İşleri İhale Paketi: Bu kapsamda yukarda bahsedilen yapılara ait uygulamalar yerli yüklenicilere ihale edilmiştir.

e) Ekipman Montajı Paketi: Santralin yapımından pay alan yabancı firmalar tarafından tedarik edilen ekipmanların montajı bir veya birkaç yerli firmaya ihale edilmiştir. Bu uygulama sırasında teslimatçı firmaların süpervizörleri yerli montaj firmalarını yönlendirmiştir.

Yukarda ana hatları ile verilen paket ihalelerin koordinasyonunu TEK kendi ekipleri ve anlaştığı yerli ve yabancı danışmanlar yardımı ile yapmıştır. Yerli firmalara verilen işlerin finansmanını TEK, öz kaynaktan karşılamıştır.

Bu üç santralde kullanılan paket ihale yöntemi pek çok olumsuzluğun yanında yerli mühendislik ve yüklenici firmaların termik santral yatırımlarına girmesini sağlamıştır. Böylece yerli mühendislik sektörü de kendisine bir alt yapı oluşturmuştur.

Yerli yüklenici ve mühendislik firmalarının termik santral konusuna girebilmek için gösterdiği çabalar ve bunların etkilerini de değerlendirmek gerekir. Bu çabaları aşağıdaki gibi gruplayabiliriz:

a) Yukarda bahsedilen üç santralden sonra TEK tarafından ihale edilen işler genelde EPC (anahtar teslimi) olarak ihale edilmiştir. Bu ihalelerde kazan üreticisi firmaların liderliklerinde oluşturulan konsorsiyumlar, EPC yüklenicisi olmak için teklif vermiştir. Bu konsorsiyumlara mutlaka yerli olarak yapılabilecek işleri üstlenecek (inşaat, çelik konstrüksiyon imalat ve komple montaj) yerli yükleniciler de dahil edilmiştir. Bu yükleniciler başlangıçtaki iş bölümünün dışında yabancı firmaların sorumluluğunda olan bazı işleri de ikili anlaşmalarla alt yüklenici olarak üstlenmiştir. Sonuçta bu uygulamalar, yerli mühendislik firmalarının da termik santral konularına daha etkili girmesini sağlamıştır.

b) Yukarda bahsedilen yapı içindeki gerek yüklenici firmalar ve gerekse mühendislik firmaları termik santral konularına daha etkili girebilmek için çeşitli girişimlerde bulunmuştur. Örneğin bazı sanayi tipi kazan üreticileri, termik santral kazanı yapmak için organize olmuşlar, hatta bunun için TEK ile ortak şirket kurmuşlardır. Ancak bu çabalar istenilen sonucu vermemiştir. Muhakkak ki bu çabalar esnasında gerek imalat teknikleri ve gerekse mühendislik işleri ile uğraşan ekipler konuların içine daha etkili girerek deneyim kazanmışlardır.

c) Türkiye'de termik santral proses mühendisliğinin gelişmesi gene bu çabalar sonucu olmuştur. Sanayi tipi ağır çelik konstrüksiyon üreten bir firma (GAMA), inşaat, imalat ve montaj işlerini yaptığı muhtelif santrallerde önemli deneyim kazanmıştır. Bir adım daha ileri giderek; kazan

lisansı olan bir Amerikan firması ile ortak bir şirket kurmuş ve Türkiye'de belirli büyüklüğe kadar termik santral kazanı üretmeye başlamıştır. Bu yapılanma, işin projelendirme ve mühendislik hizmetlerinin de Türkiye'de yapılması için bir alt yapı oluşturmuştur. Bu kapsamda pek çok Türk mühendis Amerika'ya giderek eğitim almıştır. Daha sonra iş sürekliliğinin olmaması ve dünya piyasalarına açılacak kadar yerli deneyim ve referans elde edilememesi nedeni ile bu şirket kapatılmıştır[1]. Ancak burada yetişen mühendisler proses tasarımı (dizaynı) konusunda yerli mühendisliğe çok önemli katkılar sağlamıştır. (Ne yazık ki, kazan ve diğer kritik ekipmanların yerli imalatında, geçen zaman içerisinde bazı gelişmeler olmasına rağmen, arzulanan seviyeye gelinememiştir.

d) 80'li yılların sonu ile 90'lı yıllarda Türkiye'nin enerji ihtiyacının hızla artması ve gerekli yatırımlara kredi bulunamaması nedeni ile alım garantili Yap-İşlet-Devret modeli ile santral ihaleleri yapılmıştır. Bu santraller genelde santral deneyimi olan yerli yüklenici firmalar tarafından üstlenilmiştir. Bu firmalar kendi bünyelerindeki mühendislik bölümlerini, işlerin maliyetini düşürmek ve işleri daha az yabancı süpervizör kullanarak yapabilmek için güçlendirmişlerdir. Bu ekipler de yerli proses tasarımının (dizaynının) gelişmesinde önemli katkı sağlamıştır.

Görüldüğü gibi yerli yüklenici ve yatırımcı devlet kuruluşları yerli mühendislik müşavirlik firmalarının gelişmesinde bilinçli veya bilinçsiz olarak önemli katkılar sağlamıştır.

25.3 Yerli Mühendislik ve Müşavirlik Hizmetlerinde Bugünkü Durum

Yerli mühendislik ve müşavirlik hizmetleri yapımcıya yönelik ve yatırımcıya yönelik olmak üzere iki ana başlık altında irdelenebilir.

25.3.1 Yapımcıya Yönelik Mühendislik (Tasarım-Projelendirme) İşleri

Enerji üretim tesislerinin yapımına yönelik yerli mühendislik ve müşavirlik hizmetlerinin gelişimi ve bugünkü durumu aşağıda ele alınmıştır.

25.3.1.1 Santralin Uygulama Projeleri

Yerli mühendislik müşavirlik sektörünün 1970'lerde başlayan serüveni pek çok olumsuzluklara rağmen ciddi bir gelişme göstermiştir. Sadece inşaat işleri detay mühendisliği ile başlayan serüven, süreç içinde santralin yardımcı tesislerinin proses mühendisliğini de kapsamıştır. Santralin ana ünitelerinden olan kazan tasarımı da belirli boyutlara kadar yerli mühendislik ile yapılır hale gelmiştir. Aşağıda 2016 yılı sonu itibarıyla yurt içinde yapılabilen mühendislik hizmetleri, gelişim sürecine göre sıralanmıştır:

a) İnşaat İşleri Mühendislik Hizmetleri:

Santralin saha tanziminden ve alt yapı projelerinden başlayarak tüm üst yapı binalarının detay uygulama projelerinin hazırlanması. Saha hafriyat ve zemin iyileştirme projeleri, kömür yakıtlı santrallerde santrale ve kül atma bölgesine ve kömür sahalarına ulaşım yolları. Doğal gaz yakıtlı santrallerde gaz temin noktalarına ulaşım yolları. Santral içi yollar, saha drenajları, evsel atık su

[1] Kazan ve diğer kritik ekipmanların yerli tasarım ve üretiminde zaman içerisinde bazı gelişmeler olmasına rağmen, ne yazık ki, arzulanan seviyeye gelinememiştir. Bu konu yayınımızın *Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi* ve *Enerji Makinalarının Yerli Üretiminde Kamu Girişimciliği* bölümlerinde ele alınmıştır.

şebekeleri ve bunların arıtma tesisleri, teknolojik atık su şebekeleri, santral sahası içindeki kablo ve boru galerileri, yangın söndürme şebekeleri, santrale kullanma suyu ve soğutma suyu temini için gerekli tüm projelendirme hizmetleri.

b) Yardımcı Tesisler Mühendislik Hizmetleri:

Santral soğutma suyunun denizden alınması, arıtılarak pompa binasına getirilmesi buradan yoğuşturuculara (kondenserlere) ve diğer kullanım yerlerine gönderilmesi için gerekli pompa istasyonları ve iletim hatları proses ve uygulama projeleri,

Santrale kömür temini için gerekli nakil hatları, kırma eleme tesisleri, kömür stoklama tesisleri, kömürün uygun boyutlarda kazan bunkerlerine gönderilmesi için gerekli her türlü proses ve uygulama projeleri.

Doğal gaz yakıtlı santrallerde yüksek basınçlı ana doğal gaz hattından gazın alınması, basınç düşürme istasyonu, gazın santral sahasına getirilmesi, arıtılması ve gaz türbinlerinin kullanımına uygun hale getirilmesi için gerekli ve her türlü mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

Kül atma ve depolama tesisleri için gerekli her türlü mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

Kazan suyu temini için gerekli demineralize su tesisleri ve arıtılan sudan çıkan atıkların çevre kurallarına uygun hale getirilerek atılması için gerekli arıtma tesisleri ile ilgili hemen her türden mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

c) Baca Gazı Arıtma Tesisleri:

Kömürlü santrallerde hava kirliliğini önleme amacı ile yapılan; filtrasyon tesisleri (elektro filtreler ve torbalı filtreler), (desox) ve denox tesislerinin kireç taşı hazırlama öğütme ve bulamaç haline getirilmesi gibi %80 oranına varan her türlü mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

d) Elektrik İşleri Mühendislik Hizmetleri:

Özellikle yüksek gerilim bölümü tamamen yerli mühendislikle yapılabilir haldedir. Yani jeneratörden (buhar türbini ve gaz türbini jeneratörleri) çıkan gücü enterkonnekte şebeke gücüne çeviren ana trafolar, santral iç ihtiyacı için gerekli orta ve alçak gerilim trafo sistemleri, şalt tesisleri ve enterkonnekteye bağlantı hatları için gerekli her türlü mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

e) Borulama İşleri Mühendislik Hizmetleri:

Termik santrallerin kurulumlarında önemli bir yer tutan buhar, gaz ve drenaj hatları ile teknolojik atık su hatlarına ait borulama sistemleri için gerekli her türlü mühendislik disiplinini içeren proses ve uygulama projeleri.

f) Santrallerin Genel Yerleşim Plan ve Projeleri:

Santralin ruhsat alımına esas, ÇED raporu için gerekli olan genel yerleşim projeleri de tamamen yerli mühendislik ile yapılabilmektedir. İhale aşamasında yapılan bu genel yerleşim planları/projeleri daha sonra küçük revizyonlarla uygulama aşamasında da kullanılmaktadır.

g) Santral İşletim Sistemleri ve Enstrümantasyon Mühendislik Hizmetleri:

Genel olarak santral işletim sistemi, enstrümantasyon ve yazılım hizmetleri bir bütün olarak bu konuda deneyimli yabancı firmalara sipariş edilmektedir. Ancak bu konuda termik santral veya teknolojik tesisler (örneğin çimento fabrikaları gibi) alanında çalışan yerli mühendislik ve yazılım firmalarımız vardır. Zaten yukarda bahsettiğimiz santral yardımcı tesislerinin işletim sistemleri yerli mühendislik firmaları tarafından yapılıyor ve ana işletim sistemi ile entegre çalışması sağlanıyor.

25.3.1.2 Santralin Proses (ve Temel) Mühendisliği

Görüldüğü gibi bir santralin ana elemanları (komponentleri) dışındaki tüm proses ve detay mühendislik işleri yerli olarak yapılabilmektedir. Ana elemanlardan buhar türbini, gaz türbini ve jeneratörler yurt dışı firmaların tekelindedir. Bu elemanları üreten firmaların çok sayıda referansları oluşmuştur. Ürettikleri yüksek teknoloji ürünler, lisans anlaşmalarına konu olabilmektedir. Yerli firmaların bu işin proses mühendisliğine soyunmaları ve dünya pazarında yer alabilmeleri hemen hemen imkansızdır. Bu sorunu çözen ülkeler/firmalar referansı olan, tanınmış markaları üreten, üretim ve mühendislik bölümleri faal firmaları satın alarak sektöre girebilmişlerdir.

Kazan üretimi ve mühendisliği ise yukarda belirtilen güçlükleri içermemektedir. Çünkü uzun yıllardır yerli sanayi tipi kazan üreticileri ve bunların mühendislik bölümleri oluşmuştur. Halen orta ve küçük ölçekte (100 MW altı) kazanların proses ve detay mühendisliği yerli olarak yapılabilmektedir.

Ülkemiz mühendislik şirketlerinin geldiği aşamada komple bir termik santralin kurulmasının (tasarım, temin, yapım, testler, işletmeye alma, garanti süresinde işletme ve yatırımcıya teslim) tamamen yerli proje yönetimi, proses (temel) mühendisliği ve uygulama mühendisliği ile gerçekleştirilmesi mümkündür. Ancak bunun örneği (büyük güçlü termik santraller için) ne yazık ki sadece 1 adet proje ile sınırlıdır. Detaylı olarak Ek 1'de anlatılan bu örnek, yatırımcının EÜAŞ, yüklenicinin PROKON-EKON grubu olduğu Ambarlı Fueloil Yakıtlı Termik Santralinin her biri 150 MW olan 4. ve 5. Ünitelerinin "Doğalgaz yakıtlı Kombine Çevrim Santraline Dönüştürerek Yenileme ve Güç Arttırma Projesi"dir. Bu projede; anahtar teslimi yapımını üstlenen yerli EPC yüklenicisinin (PROKON-EKON Grubunun) her hangi bir yabancı teknoloji tedarikçisi veya mühendislik firması ile bir konsorsiyum veya girişim ortaklığı ya da lisans anlaşması bulunmamaktadır. Projenin tüm proses, termodinamik çevrim, kavramsal, temel ve detay mühendislik çalışmaları, ekipman seçim ve satın alma, inşaat, imalat, teknolojik montaj ve devreye alma işleri tamamen Türk mühendislik ve müteahhitlik ekiplerince icra edilmiştir. Gerek duyulan konularda kısmi olarak yabancı mühendislik ve danışmanlık hizmeti alınmıştır. Türkiye'den temini mümkün olmayan eleman, ekipman ve parçalar ayrı ayrı teknik ve ekonomik olarak en uygun firmadan ithal edilmiştir. Mümkün olan her alanda yerli mühendislik hizmetleri ve ürünler tercih edilmiştir. Yapılan iş gerçek anlamda bir EPC anahtar teslimi yapım işidir. Ambarlı Projesinin asıl önemi bu noktadadır. Türkiye'de ilk defa bir Türk firması EPC olarak bir termik santral yatırımını başarı ile gerçekleştirmiştir. İhale aşamasında EPC konsorsiyumu tarafından taahhüt edilen garantiler sağlanmıştır.

Ancak bu tür ihalelerin devlet eliyle tekrarlanmaması nedeni ile bu deneyim yeni santrallere taşınamamaktadır. Özel sektör yatırımlarında kredi temini ön plana çıktığından ve ayrıca işletme sırasında bakım ve yedek parça problemleri daha güvenli çözülür düşüncesi ile genelde ana ekipman üreticilerinden en az birinin EPC konsorsiyumu içinde olması tercih edilmektedir. Bu da yerli firmaların etkinliğini (özellikle mühendislik alanında) azaltmaktadır. Son yıllarda Türkiye'nin yaşadığı bir diğer problem de Çin faktörü[2] olmuştur. Çin firmaları ucuz iş gücü ve imalat olanakları ile ABD Japonya ve Avrupa'dakiler gibi gelişmiş ülke firmalarının anahtar teslimi tekliflerine göre ortalama % 40 daha ucuz teklif verebilmişlerdir. Düşük fiyatların cazibesiyle Çin firmaları ülkemizde ciddi miktarda santral kurmuşlardır. Ülke imalat ve mühendislik sektörüne çok büyük olumsuz etkisi olan bu faktör ayrıca ciddi istihdam sorunu da yaratmıştır. Ancak son yıllarda Çin'deki refah artışı, diğer ülkelerde ve bu arada ülkemizde de alınan tedbirlerle, Çin firmalarının EPC teklifleri yerli firmaların fiyatlarına yaklaşmıştır. Şu anda Çin firmalarının kullandığı en önemli silah, kredi teminidir.

Öte yandan, halen işletmede olan santrallerin periyodik bakımları ve yaşlandıkça iyileştirme (rehabilitasyon) ihtiyaçları olmaktadır. Bu konularda yerli imalatçı firmalar santral ana elemanlarına ait değişmesi gereken parçaların üretimi için çalışmalar yapmaktadır. Elbette bu çalışmalarda çeşitli dallarda mühendislik ve araştırma-geliştirme etkinlikleri de yerli imkânlarla sağlanmaktadır. Son yıllarda özelleştirilen termik santrallerin pek çoğu ekonomik ömürlerini doldurmuştur. Ayrıca kömürlü santrallerde yakılmakta olan kömürün özellikleri, santralin yapımı sırasında esas alınan verilerden çok farklıdır. Bu nedenlerle bu santrallerin özellikle kazanlarında önemli tadilatlar gerekmektedir. Ayrıca bu santrallerin pek çok elemanının günümüz teknolojisine uygun ekipmanlarla yenilenmesi gerekmektedir. Keza günümüz teknolojilerine uygun işletim sisteminin oluşabilmesi için, enstrümanların, özellikli vana, pompa vs. gibi ekipmanlarının yenilenmesi ve santral işletim sisteminin de tekrar kurgulanması gerekmektedir. Bu ortam yerli üretici firmalar ve onların mühendislik bölümleri için bir gelişim fırsatı olacaktır. Böylece özellikli ve yurt dışına bağlı olunan ekipmanlarda da yerli mühendislik ve üretim kapasiteleri gelişecektir.

25.3.1.3 Yatırımcı Mühendisliği (Owner Engineering)

Yatırımcı kuruluşun yatırım kararını almasından sonra öncelikle iki sorunu çözmesi gerekmektedir. Birincisi elektrik üretim lisansının alınması, ikincisi yatırımın finansmanıdır.

Üretim lisansı için çeşitli idare ve kuruluşlardan müsaade, ruhsat, onay vb. müsaadelerin alınması gereklidir. Bunların içinde en önemli çalışma; ÇED raporunun hazırlanması ve Çevre ve Şehircilik Bakanlığından ÇED Olumlu Kararının alınmasıdır. ÇED raporu yerli firmalar tarafından başarı ile hazırlanabilmektedir. Bu tür bir raporun hazırlanabilmesi için santral yeri ve genel yerleşim planı, kül atma sahası ve depolama yönteminin tespiti, santral atıklarının miktarı ile özellikleri bir mühendislik firmasının yapacağı çalışmalar sonucu belirlenebilmektedir. Bu tür çalışmalar da yerli mühendislik firmalarınca yapılabilmektedir.

[2] Bu konu "*Termik Santral Kurulumunda Son Yıllarda Yaşanan Bir Olgu: Çin Faktörü"* bölümünde detaylı olarak ele alınmıştır.

25.3.2.1 Fizibilite Çalışmaları

Finansman temini için gerekli en önemli doküman ise fizibilite raporudur. Genelde yatırımcı firmalar yatırım kararlarını oluştururken kendi bünyelerindeki finans ve teknik bölümlerine fizibilite araştırması yaptırarak yatırım ön kararını almaktadırlar. Ancak iş, finansman temini aşamasına geldiğinde bankalar ve uluslararası finans kuruluşları farklı nitelikte bir fizibilite raporu beklemektedir. Buna uluslararası terminolojide "Bankable Feasibility Study" (bankaca muteber fizibilite raporu) denmektedir. Bu tür bir fizibilite araştırmasının, özellikle finansman yurt dışından temin ediliyor ise, yakın geçmişe kadar yabancı müşavirlik firmaları tarafından yapılması isteniyordu. Ancak son zamanlarda yerli mühendislik firmaları da "bankaca muteber fizibilite raporu'' hazırlamaya başlamışlardır. Bu gelişmeye destek olan en önemli faktör yerli bankacılık sistemimizin proje finansmanı konusunda gelişmiş olmasıdır.

Kömür yakıtlı bir termik santral için kredi aşamasında bankalar tarafından istenen "bankaca muteber fizibilite raporu"nda yer alan hususlar örnek olarak aşağıda belirtilmiştir.

Santral alanı verileri, kömür rezerv bilgileri ve analizi, kireçtaşı rezerv bilgileri ve analizi, kullanma ve soğutma suyu verileri, jeolojik veriler, meteorolojik veriler, elektrik bağlantı noktası ve şartları ile ilgili verilerin değerlendirilmesi ve bir rapor haline getirilmesi, bu raporun ışığında kavramsal (konsept) tasarım yapılması istenilmektedir. Ulusal ve uluslararası finansman kuruluşlarınca muteber kabul edilebilir, detaylı bir fizibilite raporu, ana hatları ile aşağıdaki konuları kapsar:

a) Fizibilite çalışmasının amaçları,

b) Türkiye elektrik üretimine genel bakış ve işveren ihtiyaçlarının irdelenmesi;
   Türkiye'de elektrik üretiminin genel durumu ve gelecekteki elektrik fiyat tahminleri.

c) Çalışmada dikkate alınan varsayımlar:
   Yanma prosesinin seçimi, tesis için gerekli hammaddeler, atık gaz emisyon sınır değerleri ve çevre yönetmelikleri, iklim şartları, depremsellik, santral sahası jeoteknik özellikleri, santral soğutma suyunun denizden temini ve denize deşarjı durumunda denizin; dalga, akıntı, derinlik ve uzaklığa göre sıcaklık değişimleri, deniz tabanı jeolojik etütleri.

d) Elektrik üretim tesisi ana ekipmanları ile ilgili genel yaklaşımlar:
   Buhar çevriminin seçimi, buhar kazanları, buhar türbinleri ve yardımcı tesisler, kazan ana yakıtı (ithal kömür veya yerli kömür) özellikleri, ekipmanların işletme karakteristikleri.

e) Proje Hakkında Genel Açıklamalar:
   Güç adası, kazan, türbin, toz toplayıcılar ve baca. Kömür temin sistemleri, kömür stok sahası ve kömür nakil sistemleri. Kireçtaşı depolama ve nakil sistemi. Denizden su alma, sirkülasyon suyu pompalama ve denize deşarj tesisleri. Kül atma ve depolama sistemi. Yardımcı yakıt sistemi, yardımcı kazan. Hava besleme sistemi. Kullanma suyu ve teknolojik atık suların arıtma tesisi. Yangından korunma. Demineralize su tesisleri. Binalar ve inşaat işleri. YG, OG, AG elektrik sistemleri. Santral işletim sistemleri. CCTV (Closed-circuit television-kapalı devre televizyon) ve saat sistemleri.

f) İşletme Şartları:
Verimlilik, yıllık işletme saatleri, ünitelerin kapasite kullanım oranları. Yıllık elektrik üretimi ve satış tahminleri. Öngörülen çevresel etkiler ve alınacak önlemler.

g) Proje Yatırım Tutarı:
Projenin yapımı için gerekli işlerin ve ekipmanların maliyetlerinin, bunların yıllara dağılımlarının tahmin edilmesi. Yapım işleri iş programının yapılması.

h) Proje maliyet optimizasyonu

i) Ekonomik ve Mali Analizler:
Ekonomik ve finansal analiz ve genel varsayımlar: Mevcut elektrik fiyatı. Mevcut kömür fiyatı. İşletme maliyetleri. Bakım maliyetleri. Proje konusu yatırımın karlılığı. Duyarlılık analizi [Olası senaryolar ve değişkenler. Değişkenlere ve senaryolara bağlı olarak geri ödeme dönemi ile, İç Karlılık Oranı (IRR- Internal Rate of Return) ve Net Bugünkü Değer (NPV-Net Present Value) değerlerinin belirlenmesi. Değişken duyarlılık eğrileri.]

j) Sonuçlar, Tablolar ve Resimler:
- Projenin Karlılığı
- Nakit akış tabloları
- Ekonomik işletme tabloları
- Avan kütle-ısı dengeleme diagramları ve akış şemaları
- Kömür ve kireçtaşı analizleri
- İş programı
- Tesis yerleşimi ve 3 boyutlu görünüşü
- Ana ekipman tedarikçilerinin bütçesel teklifleri

25.3.2.2 Fizibilite Araştırma Sonrası Yapılacak Hizmetler

a) İhale dosyasının hazırlanması ve yatırımcı onayının alınması (İhale dosyasında olması gereken bilgilere ilişkin bir örnek Ek 2'de verilmiştir.)
b) İhale sürecinde yatırımcıya danışmanlık yapılması, ihaleye katılan firmaların teknik ve ticari sorularının cevaplanması ve ihaleye katılanların tekliflerinin aynı baza getirilerek revize teklif veya teklifler istenmesi
c) İhale süreci sonunda bir sonuç ve değerlendirme raporu hazırlanarak yatırımcının görüş ve onayına sunulması
d) Yüklenici firmanın seçiminden sonra sözleşme esaslarına göre işin başlatılması ve yürütülmesi
e) İşin yürütülmesi sırasında öncelikle tüm mühendislik disiplinlerinde temel ve detay mühendislik çalışmalarının kontrol ve onaylarının yapılması, mühendislik çalışmalarının Türk ve Avrupa normlarına uygunluğu açısından gerekli düzeltme ve değişikliklerin yaptırılması veya yapılması
f) Yükleniciye detaylı ve kapsamlı bir iş programı hazırlatılması ve bunun kontrol edilerek sözleşmeye uygun hale getirilip onaylanması

g) Uygulama sırasında kullanılan tüm malzemelerin yetkili kuruluşlarca onaylanmış malzeme kalitelerinin sağlandığının kontrolü, imalat kaliteleri ile miktar ve maliyet kontrollerinin yapılması
h) Yükleniciden gelen sözleşme değişikliği, proses değişikliği, fiyat revizyonu, iş artışı vs gibi taleplerin cevaplandırılması
i) Yurt dışından ve yurt içinden temin edilen ekipmanların üretim kontrollüğünün yapılması ve fabrika testlerine katılarak işverene gerekli raporların hazırlanması
j) Aylık hak ediş raporlarının kontrolü ve onaylanması, hak ediş, avans, son ödemeler ile teminat mektupları gibi mali hususlarda yatırımcıya bilgilendirme raporları hazırlanması
k) Yapım sürecinde işçi sağlığı ve iş güvenliği denetimlerinin yapılması
l) İşletmeye alma ve deneme çalışmalarına nezaret edilmesi
m) Geçici kabul ve kesin kabul çalışmalarının yürütülmesi, garanti (performans) testlerine nezaret edilmesi
n) Varsa EPC sözleşmesi kapsamı dışında kalan tesislerin mühendislik hizmetlerinin hazırlanarak yukarda belirtilen iş sürecinin bu konulara da uygulanması. Bu işler ile EPC kapsamındaki işlerin santral yapımı genel iş programına uygun yaptırılması

Bu tür işler özellikli işler olduğu için her bir iş ayrı ele alınarak projelerinin yapılması, ihale dosyalarının hazırlanması, bunların ihtisas sahibi yüklenicilere ihale edilmesi ve uygulama kontrollüğünün yapılması gerekir. Bunlar genel olarak aşağıdakiler gibi işlerdir:

- Kömür temini için gerekli liman veya rıhtım/iskele (jetty) tesisleri
- Gemiden veya mavnalardan ("barge"lardan) kömür boşaltma sistemleri ve santral kömür stok sahasına kadar kömür nakil sistemleri
- Denizden soğutma suyu alma sistemleri ile soğutma suyu pompa istasyonu, pompa istasyonu ile santral arası boru hat ve tesisleri
- Santralden denize kadar olan deşarj boru hatları ve tesisleri
- Kül atma nakil ve depolama sistemleri
- Santral sahasının sözleşme esaslarına göre hazırlanması
- Yerli kömür yakıtlı santrallerde kömür çıkarma işletmeciliği, Kömürün santral sahasına kadar getirilmesi kazan türüne göre kırılması ve kapsamda yoksa stoklanması
- Soğutma suyunun denizden alınmadığı tesislerde kullanma ve soğutma suyu temini

Yerli mühendislik ve müşavirlik firmaları yukarıda belirtilen işleri yapabilecek yeterlilik ve olgunluğa erişmişlerdir. Bir ithal kömür santralinde gerçekleştirilmiş olan yerli müşavirlik etkinlikleri örnek olarak Ek 3'te verilmiştir. Ancak ülkemizde santral yatırımcıları, aşağıda dile getirilen nedenlerle, halen genel olarak yabancı müşavirlik firmalarını tercih etmektedirler.

25.4 Sonuç

Termik santral mühendislik ve müşavirlik hizmetlerinin bütünü ile tek bir kuruluş tarafından yapılması olanaksızdır. Konu üzerinde deneyim kazanmış ve işin önemli bir bölümünü üstlenebilecek bir mühendislik kuruluşunun, konularında özel uzmanlık kazanmış diğer mühendislik kuruluşları ve üniversiteler ile iş birliği yapması ve hatta gerektiğinde yurt dışından uzman mühendis ve/veya mühendislik hizmet takviyesi alması doğaldır. Bu yöntem tüm dünyada

da uygulanmıştır. Böyle bir yöntem ile termik santralin yukarda anlatılan tüm mühendislik ve müşavirlik hizmetlerinin yerli olarak yapılması mümkündür.

Aşılması Gereken Sorunlar ve Çözümleri

a) Santralin muhtelif ekipmanlarının ve malzemelerinin Türkiye'de üretilmemesi:

Türbin, jeneratör, büyük kazanlar, özel pompalar, büyük güçlü elektrik motorları, özel vanalar, bazı enstrümanlar, özel alaşımlı borular, özellikli boru askıları, bazı elektrik ve işletim sistemi ekipmanları dışa bağımlı durumdadır. Yerli üreticilerin bu tür ekipmanları üretmesi, ancak dünyada markaları tanınmış ve muteber referansları olan firmalar ile yapacakları lisans anlaşmaları veya doğrudan bu firmaları satın almaları ile mümkün olabilir. Çünkü bu tür imalatların sadece yurt içi ihtiyaçlar için üretilmesi kârlı olamaz. Yurt dışına çıkılması ise ancak sağlam referanslarla ve tanınmış markalarla mümkün olabilir. Belirtilen koşullarla imalatçı kuruluşların kendi mühendislik bölümleri gelişebilir. Bu da Türk mühendislik ve müşavirlik sektörü için sağlam bir dayanak olur.

Bu konunun etkin bir şekilde çözümü için devletin alacağı tedbirlerde olabilir. Örneğin başarılı bir şekilde uygulanan Savunma Sanayi Müsteşarlığı gibi bir yapının enerji sektörü için de oluşturulması uygun olabilir. Böylece yerli yatırımcıların sorunlarının çözümleri tek bir kuruluş tarafından koordine edilebilir. Gerektiğinde, uzmanlaşma sağlamış ancak pazar darlığı nedeni ile zor duruma düşmüş yabancı teknoloji firmalarına yerli kamu/özel firmaların ortak olmaları ve bu firmalara uygun koşullu kredi veya muhtelif teşvikler verilerek faaliyetlerini sürdürmeleri sağlanabilir.

b) Yatırımcıların Yabancı Firma Tercihi

Yatırımcılar, yabancı firmaları yerli mühendislik ve müşavirlik firmalarına tercih etmektedirler. Böyle olmasındaki en önemli etken yerli firmaların referans eksikliği, dolayısıyla deneyim azlığıdır. Maalesef bu anlayış pek çok sektörde de vardır. Bu konunun aşılması zaman alacaktır. Ancak devletin alacağı bazı yaptırım kararları ve teşvikler bu konunun çözümünü hızlandırabilir. Bir önceki maddede bahsi geçen Enerji Sanayi Müsteşarlığı gibi bir yapılanma da bu sorunun çözümünde etkin olabilir.

c) İşlerin Anahtar Teslimi (EPC) Olarak Yaptırılması

Termik santral yatırımlarının genelde EPC yöntemi ile ihaleye çıkması nedeni ile bu işlerin yabancı firmalara gitmesi kaçınılmaz olmaktadır. Bunun iki ana sebebi vardır:

- Genelde EPC işlerini üstlenebilen firmalar santralin ana elemanlarından (komponentlerinden) olan kazan ve/veya türbin üreticileri olmakta, bu da yatırımcı tarafından tercih edilmektedir. Özellikle ana ekipman garantilerinin aracısız olarak üretici firma üzerinde olması önem kazanmaktadır.
- Diğer konu ise bu yöntemde yatırım finansmanının yurt dışından getirilebilmesi daha kolay olmaktadır. Finansmanı yurt dışından sağlanan yatırımların mühendislik hizmetlerinin de yurtdışı (çoğunlukla aynı ülke) mühendislik ve müşavirlik firmalarına verilmesi gerekmektedir.

Her iki sebebin sonucu da, bu tür bir ihaleler sonunda yerli mühendislik ve müşavirlik firmalarının santral kurulumlarında etkin olarak görev alamamasıdır.

Yukarıda açıklanan sebeplerle, yerli mühendislik-müşavirlik firmaları termik santral yapım işlerinden yeterli payı alamamaktadırlar. Bunun sonucunda (ve ayrıca yatırımlarda sürekliliğinin olmaması nedeni ile) deneyimli elemanların yerli mühendislik-müşavirlik firmalarının bünyesinde kalması, bu firmalarda nitelikli ve birikimli kadroların oluşturulması mümkün olamamaktadır.

Tüm dünyada mühendislik kuruluşları kendi ülkelerinde yaptığı işlerle referans ve deneyim kazanmakta ve daha sonra ülke dışına çıkmaktadır. Bu konunun çözümü için de yaptırım uygulanarak, yurt içi yatırımlarda yerli mühendislik ve müşavirlik firmalarının görevlendirilmesi şartı getirilebilir ve ihtiyaç duyulan uzmanlık konularında yabancı mühendislik kuruluşlarının Türk firmasının alt yüklenicisi olarak çalışması mecburi tutulabilir.

Alınacak çeşitli önlemlerle yerli mühendislik hizmetlerinin artmasının, ülkemize çok yönlü faydaları olacağı açıktır. İlk akla gelenler enerji yatırımlarında doğru teknoloji ve ekipman seçimi, ülkeye özgü şartlara uygunluğu yüksek tesisler kurulması, teknik elemanlara iş sahası açılması, üniversite-sanayi işbirliğinin artması, tasarım ve yapımda çalışan mühendis niteliğinin yükselmesi, başka sektörlere nitelikli mühendis ve mühendislik sağlama, yerli katkı payının artması ve yerli yeni ürün geliştirme, mühendislik ihracına ve ardından ürün ihracına imkan sağlaması olarak sayılabilir.

EK 1

TAMAMEN YERLİ MÜHENDİSLİKLE YAPILAN ÖRNEK BİR PROJE: AMBARLI TS'NİN GÜÇ ARTIMI ve REHABİLİTASYONU

EÜAŞ, Şubat 2007'de, 5 üniteden oluşan Ambarlı Fueloil Yakıtlı Termik Santralinin sonradan yapılan ve toplam kurulu gücü 2x150 MW olan 4. ve 5. ünitelerinin rehabilite edilerek (iyileştirilerek), güç artırımı sağlayacak şekilde, çift yakıtlı kombine çevrim santrali haline dönüştürülmesi için, anahtar teslimi olarak, Kamu İhale Kanunu'na göre bir ihale süreci başlatmış ve Kasım 2008'de sonuçlanan ihaleyi bir yerli firma (PROKON-EKON Grubu) kazanmıştır. Yerli EPC yüklenicisinin kendi bünyesinde bir mühendislik firmasının da olması önemli bir avantaj oluşturmuştur. Yatırımın, EÜAŞ'ın kendi kaynaklarından finanse edilmesi ve herhangi bir dış krediye ihtiyaç duyulmaması nedeni ile yerli EPC yüklenicisi, işin sorumlusu olarak, proses tasarımı ve temel mühendislikten itibaren işin tüm aşamalarını yürütme imkanını elde etmiştir.

Bu yatırım ile mevcut 4. ve 5. ünitelerdeki 2 adet buhar türbininin iyileştirilerek kullanılması amaçlanmıştır. Buna göre 2 adet 250~300 MW aralığında gaz türbini ve bunların atık ısısından buhar üreten 2 adet atık ısı kazanı teşkil edilecek, elde edilen buhar ile mevcut buhar türbinleri çalıştırılacaktır. Böylece kurulu güç 300 MW'tan 816 MW'a çıkacaktır. Bu yatırımın diğer amacı modernizasyon ve yenileme olduğundan; mevcut tesislerin de komple elden geçirilmesi amaçlanmış, gaz türbinlerinin ve atık ısı kazanının yerleştirileceği bölgede bulunan mevcut fuel oil kazanları ve 110 m yüksekliğindeki betonarme baca ve kullanılmayacak diğer yapıların tamamen sökülmesi ve/veya yıkılması planlanmıştır.

İhale dokümanlarındaki gereksinimlere ve planlamaya uygun şekilde yürütülen yapım işlerinin ardından, santralin kesin kabulü yapılmış ve 2 yıllık garanti süresi de tamamlanmıştır. Ambarlı Projesi Türkiye'de ilk defa yürütülen, dünyada ise boyutu, kapsamı ve niteliği açısından sınırlı sayıda örneği olan bir "Kombine Çevrim Santraline Dönüştürerek Yenileme ve Güç Artırma Projesi"dir. Bu proje ile; mevcut fueloil yakıtlı buhar santraline ait olan ancak yeni sistemde de kullanılabilecek olan tüm alt sistem ve elemanlar (komponentler) iyileştirmeye ve/veya uyarlamaya tabi tutulmuş, yeni kombine çevrim ihtiyaçlarını karşılar nitelik ve kapasiteye getirilmiş, yeni kombine çevrim proses tasarımı kapsamında olmayan sistemler sökülmüş, ihtiyaç duyulmakla beraber ekonomik işletme ömrünü doldurmuş olması dolayısıyla kullanılamayacak durumda olan alt sistem ve komponentler ise yenilenmiştir.

Yeni kombine çevrim santralinin ihtiyaçlarını karşılamak üzere, doğal gaz RMS-A (Regulating and Measuring Station - Basınç Düzenleme ve Ölçme) istasyonu ve gaz nakil hattı teşkil edilmiş, Botaş'a ait ana doğal gaz hattından yaklaşık 3,5 km uzaklıktan doğal gaz getirilmiş ve gaz türbinlerinin yakabileceği basınç, sıcaklık ve arıtım değerlerini sağlayan tesisler de kurulmuştur. Santral çift yakıtlı olarak istendiğinden (doğal gaz ve mazot) ikincil yakıt depolama sistemi, mevcut tank çiftliği iyileştirilerek ve uyarlanarak sağlanmıştır. Mazot kullanımında ilk ateşleme için LPG sistemi kurulmuştur.

Eski tesiste 154 kVA'lık enterkonnekte şebeke beslenirken, yeni yatırımda buhar türbinlerinden elde edilen yaklaşık 250 MW'lık güç 154 kVA'lık mevcut şalt tesislerine bağlanmıştır. Gaz türbinlerinden çıkan güç 380 kVA olarak yeni tesis edilen şalta bağlanmıştır. Böylece gaz

türbinlerinden elde edilen enerjinin enterkonnekte sisteme uyumlu hale getirilerek şebekeye verilmesi için gerekli olan trafo, şalt ve nakil sistemleri tamamen yerli mühendislik ve ekipmanlar kullanılarak yapılmıştır.

Demineralize ve kullanım suyu arıtma ve dağıtımı, yangın algılama ve söndürme, basınçlı enstrüman ve servis hava üretim ve dağıtımı, kimyasal dozajlama, numune alma ve analiz sistemleri, hidrojen tesisi ile yardımcı proses buharı temin ve ısıtma amaçlı kazanlar da yeni olarak ve yerli mühendislik ve ekipmanlarla tesis edilmiştir.

Rehabilitasyon çalışmalarının en önemli unsuru, fueloil yakıtlı kazan buhar rejimi için tasarlanmış ve 35 seneden fazla görev icra etmiş olan mevcut buhar türbinleri ve jenaratörlerinin komple revizyonu ve iyileştirilmesinin yapılmasıdır. Bu aşamada yerli imalat imkanlarının kısıtlı olduğu görülmüş, örneğin buhar türbini şaftlarının gerilim giderme işlemini yapabilecek büyüklükte tavlama fırını yerli olarak bulunamamıştır. Aynı şekilde şaftın işlenmesi için gerekli büyüklükteki tezgâh da yerli olarak bulunamamıştır. Yeni buhar rejimine göre uyarlanan buhar türbininin, kanatlarının tasarım ve imalatı ise maalesef yerli olarak yapılamamıştır.

Mevcut kondensat arıtma ve parlatma tesisi ile kazan besleme suyu pompaj sistemleri komple yenilenmiştir. Mühendisliği yerli olarak yapılan bu üniteler bünyesinde kullanılan yüksek debili ve yüksek basınçlı pompalar da yurt dışından temin edilmiştir. Isı atım sisteminin en önemli unsuru olan yoğuşturucunun (kondenserlerin) tüm boruları orijinal malzeme ile değiştirilmiştir. Burada kullanılan deniz suyuna dayanıklı özel alaşımlı borular da yerli üretilmediği için yurt dışından temin edilmiştir.

Yoğuşturucular (kondenserler), gaz türbinleri ve jeneratörlerin soğutma suyu denizden temin edilmektedir. Mevcut deniz suyu sirkülasyon pompaları 40 yıldır kullanılıyor olmaları ve enerji tüketimlerinin fazla olması nedeni ile ekonomik ömrünü doldurmuştur. Bu nedenle pompalar yenilenmiştir. Bununla beraber tüm deniz suyu alma sistemi iyileştirilmiştir. Deniz suyu alış havuzlarındaki mevcut döner elekli sistemler iptal edilerek, Türkiye'de ilk defa bir termik santralde deniz suyunun alındığı noktada basınçlı hava ile ters yıkama sistemli ızgara kullanılmıştır. Böylece su alma borularının içinin midye ile daralması nedeniyle ortaya çıkmış olan çok sık temizleme problemi çözülmüştür.

Santralin birçok elemanının (komponentinin) yenilenmesi ile birlikte komple yeni işletim-otomasyon (DCS/I&C- Disributed Control Sstems/Instumantation and Control) sistemi yapılmıştır. Mevcut buhar türbin adası I&C sistemi ise tamamen sökülmüş, keza OG/AG şalt teçhizatı da komple yenilenmiştir.

Tamamen yeni atölye ve ambar binaları ve bunlara ulaşım yolları ve alt yapıları yapılmıştır. İki kazan arasındaki elektrik ve pano (MCC-Motor Control Center) odaları, merkezi kontrol odası ve işletme ofisleri, toplantı odaları gibi hacimleri barındıran ara bina, yeni ihtiyaçlara göre tamamen yenilenmiştir.

Gömülü borular, kablo ve proses boru kanal, galeri ve çelik köprüleri tamamen yeni olarak dizayn edilmiş ve yapılmıştır. Evsel atık su, yağmur suyu şebekesi ve arıtma sistemleri tamamlanmış, yollar ve santral sahasının peyzaj düzenlemesi de projelendirilerek yapılmıştır.

ISO şartlarında 282 MW kapasiteli 2 adet Siemens 4000F model gaz türbin-jeneratör grubu yurt dışından temin edilerek üretici firmanın nezaretinde monte edilmiştir. Bu ünitelere destek ve alt

yapı oluşturan makina temelleri boru ve kablo galerileri koruyucu yapılar yerli olarak tasarlanmış, inşaat ve montajları yapılmıştır.

Gaz türbinlerinin egzoz ısısından buhar üretecek, düşey tipte, doğal sirkülasyonlu 3 basınç kademesi + tekrar kızdırma yetenekli, ISO şartlarında toplam 360 ton/saat buhar üretim kapasiteli, 2 adet atık ısı kazanı bu konuda tanınmış ve muteber referansları olan bir yabancı uzman firma ile ortak tasarım ve imalat olarak temin edilmiştir. Özel alaşımlı kanatlı ("fin"li) kazan borularının Türkiye'de yapılmaması nedeni ile yabancı firmaya bırakılan basınçlı kısımların dışındaki kazan duvarları ve taşıyıcı çelik yapı, uzman firmanın temel tasarımı esas alınarak yerli olarak projelendirilmiş, imal ve monte edilmiştir.

Yukarıda belirtilen yapım işleri için gerekli tüm tasarım, projelendirme ve satın alma şartnamelerinin, kalite kontrol ve kabul kriterlerinin, proje ve saha yönetimi için gerekli diğer dokümanların oluşturulması işleri PROKON-EKON Grubunun mühendislik şirketi olan PROKON tarafından yapıldığı gibi, tesisin EÜAŞ tarafından güvenli bir şekilde işletilmesi için gereken tüm bilgi ve belgeler de PROKON-EKON Grubu tarafından (güncel uluslararası gereksinim ve standartlara uygun biçimde) hazırlanarak İdareye teslim edilmiştir.

EK 2

İTHAL KÖMÜR YAKITLI BİR SANTRAL İÇİN HAZIRLANACAK İHALE DOSYASINDA OLMASI GEREKENLER

İthal kömüre dayalı termik santralin EPC yani mühendislik ve tedarik dahil anahtar teslimi yapım işi ihalesi için gerekli ihale dosyası, yatırımcı verilerine, uluslararası ihale kriterlerine (Örneğin FIDIC[3], EPC İhale Şartnameleri), Türkiye'de konuyla ilgili şartname, yönetmelik ve genel prensiplere ve Avrupa Normlarına uygun olarak işveren mühendisi tarafından hazırlanır. İhale dosyası başlıca üç ana bölümden oluşur.

1. Teknik Şartname

Ana hatları ile; genel hususlar, tasarım bilgileri, uyulacak şartname ve yönetmelikler, saha ve iklim şartları, detaylı iş kapsamı, süpervizörlük kriterleri, test prosedürleri, personel eğitimi, garanti kriterleri, devreye alma ve deneme çalışmaları kalemlerinden oluşur. Tüm dokümanlar genelde Türkçe ve İngilizce olarak ve uluslararası standartlara uygun hale getirilerek yatırımcı onayına sunulur.

Proje Tanıtımı ve Kapsamı

a) Giriş
b) Santral tasarım esasları
c) Kazan, türbin, jeneratör gibi ana ünitelerin tedarik kapsamı ve nitelikleri
d) Mimari, inşaat ve yapısal şartnameler ile santral ünitelerinin ve yardımcı tesislere ait yapı ve binaların tasarım kriterleri
e) Yangından korunma sistemi
f) Tüm yapılara ait ısıtma-havalandırma-iklimlendirme (HVAC- Heating, ventilation and air conditioning) sistemi
g) YG, OG, AG elektrik sistem kriterleri
h) Mekanik sistemlerin kriterleri
i) Su tasfiye (kazan suyu hazırlama) kriterleri
j) Enstrümantasyon, santral işletim sistemi (otomasyon ve kontrol) tasarım kriterleri
k) Teknolojik sular, drenaj hatları ve kullanma suyu sistemleri
l) Endüstriyel atık ve evsel atık kriterleri
m) Merkezi elektrik ve kontrol odası ile TV izleme sistemleri
n) İlk çalıştırma (start-up), işletmeye alma ve performans testleri

2. Sözleşme Taslağı

Ana hatları ile; ticari hususlar, hukuki hususlar, ana teslimatçı/tedarikçiler ile ilgili hususlar, garanti şartları vb. kalemlerden oluşacak olup yatırımcı ile EPC yüklenicisi karşılıklı görüşülerek hazırlanacaktır.

- Projenin genel tanıtımı, yatırımcı ve yüklenici arasında yapılacak işlerin paylaşımını gösteren detaylı liste
- Sözleşme bedeli, sözleşme bedelinin ünitelere ve aşamalara göre dağıtımı, ödeme esasları, avans ödemesi, ara hak edişler, geçici kabul ve kesin kabul ödemeleri
- Süreler, iş programı

[3] Federation Internationale des Ingenieurs Conseils – Müşavir Mühendisler Uluslararası Federasyonu

- Teminat mektupları ve mektupların iadesi kriterleri (geçici teminat, avans teminatı, kati teminat, garanti teminatları)
- Cezalar: performans cezaları, gecikme cezaları, şantiyede bulunması gereken personel ve ekipmanların eksik olması, sözleşmede belirtilen hususlara zamanında bilgi verilmemesi, işçi sağlığı ve iş güvenliği gibi konularda uygulanacak cezalar
- Geçici kabul ve kesin kabul kriterleri, eksik işler ve nefaset kesintileri
- Uyuşmazlıklar, fesih ve diğer hukuksal konular

Ana hatları yukarda belirtilen sözleşme taslağı uluslararası kredili, anahtar teslimi (EPC) yapım ihalelerinde kullanılan kriterlere uygun olacaktır. Örneğin bu konuda yaygın olarak kullanılan FIDIC sözleşme kuralları baz alınabilir.

3. İhale Dosyası Ekleri

Ana hatları ile ihale öncesi yapılan ve yüklenicinin gerçekçi teklif vermesi ve ilerdeki olası ihtilafları önlemek için gerekli olacak tüm çalışmalar dosyaya eklenecektir.

- Ana Mimari ve İnşaat Şartnameleri
- Santral Yerleşim Planı
- ÇED Raporu
- Türk Grid Kodları ve Uyum Dokümanları
- Santral Tek Hat Şeması
- Tesis Yerleşimi
- Kömür Stok Sahası
- Meteorolojik Veriler
- Temel İklim Verileri
- Kömür Analizi
- Kireçtaşı Analizi
- Denizde ve Karada Yapılacak Jeolojik Araştırmalara İlişkin Veriler
- Denizde ve Karada Yapılacak Depremsellik Etütlerine İlişkin Veriler
- Denizde Uzaklığa ve Derinliğe Göre Su Sıcaklık Ölçümleri
- Denizde Dalga Yüksekliği ve Akıntı Ölçümleri
- Ham Su Verileri
- Proje İş Programı,
- Proje Koordinasyon Prosedürü
- Sistem Tanımı
- Sorumluluk Matrisi
- Detaylı Sorumluluk Tanımı
- Santralin Tüm Ünitelerinin Muayeneleri, Testleri ve İşletme Testleri Prensipleri

Görüldüğü gibi santralin yapımı aşamasında gerekli olan ve işveren mühendisi olarak yapılacak çalışmalar hayli kapsamlıdır ve bunlar yerli mühendislik ve müşavirlik firmaları tarafından yapılabilir durumdadır.

EK 3

YERLİ YATIRIMCI MÜHENDİSLİĞİ UYGULAMASINA İLİŞKİN BİR ÖRNEK: İTHAL KÖMÜRE DAYALI BİR TS

Bir firmanın gerçekleştirdiği 2x600 MW ithal kömüre dayalı bir santralin yatırımcı/işveren mühendisliğini yerli mühendislik-müşavirlik firması (PROKON) yapmıştır. Ancak bu hizmet maalesef ana metinde detaylı olarak anlatılan iş sırasına göre yapılamamıştır. Müşavirlik kuruluşu devreye girdiğinde, yatırımcı kuruluş ile Çin firması sözleşme görüşmelerini tamamlamış ve taraflar sözleşmeyi imzalanmıştı. Bu nedenle müşavir kuruluş, kendisi dışında imzalanmış sözleşmeyi esas alarak görevini yapmak zorunda kalmıştır. Yatırımcı, ayrıca, ana ekipmanların sözleşmede belirtilmiş olan garanti (performans) kriterlerini gerçekleştirip, gerçekleştirmediğinin belirlenmesi için de bir yabancı uzman müşavir firma ile sözleşme yapmıştır.

Santral ana ekipmanlarının, Sözleşmede hedeflenen, özellikleri aşağıda belirtilmiştir:

Kazanlar: Süper kritik, verimlilikleri % 43,47, buhar sıcaklığı 571°C basıncı 254 Bar, üretilen buhar 1900 t/h, kömür tüketimi 216,3 t/h olup kazanlar bir Çin firması tarafından bir Batı firmasının lisansı ile imal edilmiştir.

Buhar türbinleri: Buhar debisi 1900 t/h, giriş basıncı 264 Bar, giriş sıcaklığı 566°C, türbin hızı 3000 devir/dakika, güç 600 MW olup bir Çin firması tarafından bir Japon firmasının lisansı ile üretilmiştir.

Jeneratör: Bir Çin firması tarafından bir ABD firmasının lisansı ile üretilmiştir.

Çin firmalarının EPC Yüklenicisi olarak aldığı işlerde önemli ölçüde kapsam dışı işler olmaktadır. Bu projede de aşağıdaki konular Çinli yüklenicinin iş kapsamına dahil olmamıştır:

- Denizden soğutma suyu temini, yoğuşturuculara (kondenserlere) pompalanması için gerekli terfi istasyonu ve boru hatları, yoğuşturuculardan gelen dönüş suyunun tekrar denize deşarj edilmesi için karada ve deniz altında yapılması gerekli boru hatları ve difüzörleri
- Limanda kömür boşaltma ve kömür stok sahasına kadar nakil sistemleri
- Santralin inşa edileceği alanın hafriyat, zemin iyileştirme ve kazıklı temellerin kazık işleri,
- Kül nakil ve depolama tesisleri
- Şalt tesislerinden enterkonnekte sisteme bağlantı
- Deniz suyundan kullanma suyu elde etme tesisleri

Yatırımcı/işveren mühendisi, yukarda belirtilen ve Çinli EPC yüklenicisinin sorumluluk kapsamı dışında kalan konular için, uygulama projelerini hazırlamış, her bir konu için ihale dosyalarını hazırlamıştır. Konulara göre ihtisaslaşmış yüklenici firmalardan teklif istenmiştir. Teklif aşamasında firmaların soruları cevaplanmıştır. Tüm teklifler incelenerek aynı baza getirilmiş ve işverene bir rapor sunulmuştur. Taslak sözleşmeler hazırlanmıştır. İşveren müşavirin görüşlerini dikkate alarak firmalarla sözleşme bedelini netleştirmiş ve seçilen firmalarla sözleşmeler imzalamıştır. Bu sözleşme görüşmelerine müşavir (işveren mühendisi) de katılmıştır. Sözleşmenin uygulanması tamamen müşavirin sahadaki kontrollük ekibi tarafından yürütülmüştür. Müşavir, iş programına uygunluk, işçi sağlığı ve iş güvenliği, malzeme ve uygulama kontrollüğü, gerekmesi halinde proje revizyonu gibi tüm konuları işveren adına

yürütmüştür. Ödeme programına göre yapılan hakedişler, yüklenicilerin iş artış talepleri, süre uzatım talepleri gibi konular da işveren adına cevaplanmış ve çözümlenmiştir.

Çin firması ile yapılan EPC sözleşmesinin uygulanması sırasında müşavir firmanın etkin olduğu konular :

- Öncelikle Çin firmasının yaptığı tüm projeler incelenmiş, sözleşme gereği Türk ve Avrupa Normlarına uygun yapılması gereken (ancak Çin firmasının, tip projesini aynen sunabilmek için, Çin Normları bunlardan daha emniyetlidir diyerek kaçınmak istediği) çalışmalar yaptırılmış ve uygulamaya esas projeler oluşturulmuştur. Bu çalışmalar hem proses ve hem de uygulama projeleri için yapılmıştır.
- Çin firmasının Çin'de ürettiği çelik konstrüksiyon ve makinaların atölye kontrollüğü yapılmıştır. Burada özellikle malzeme ve kaynakçı sertifikalarının temininde güçlükler yaşanmış, imalatların başlatılması için bunların ön şart olmasının süre kaybına sebep olacağı baskısıyla, işverenin de bu görüşe katılması sonucu, sertifikaların zaman içinde tamamlanması kararlaştırılmıştır. Ardından iş tamamlanmış ancak sertifikaların sözleşmeye uygun olarak tamamlanması çalışmaları santral devreye alındıktan sonrasına kadar uzamıştır. Genelde Çin firmalarının bu tür yazılı dokümanları zamanında hazırlayıp sunma konusunda eksiklikleri vardır.
- Çin firmasının Türkiye'de yaptırdığı imalatların da aynı şekilde malzeme ve kalite kontrolü yapılmıştır.
- Bir takım ekipmanların atölye testlerine gidilmiş ve kabulleri yapılmıştır.
- Çin firmasının sahada yaptığı tüm faaliyetler sözleşmeye uygun olarak kontrol edilmiştir. Bu kontroller, sahada yapılan inşaat ve montaj işleri ve bazı tamamlayıcı imalatlar için işçi sağlığı ve iş güvenliği, malzeme ve uygulamadaki kalite kontrol işleri, iş programına uygunluk gibi konuları içermektedir.
- Çin firmasının sözleşme esaslarına ve işin ilerleme durumuna göre hazırladığı hak edişlerin incelenmesi ve varsa düzeltmelerinin yapılarak işverene sunulması.

Projenin başlangıcında yatırımcının kendisi veya yatırımcı mühendisi tarafından sağlanan değişiklikler:

- Şartname kriterlerine uygun olarak elektrofiltre ile yapılması sözleşme altına alınan toz tutma sisteminin, ÇED raporunda taahhüt edilen ve şartnameye göre daha sıkı olan 10 mg/m^3 değerinin sağlanmasının mümkün olmayacağı, yatırımcı mühendisi tarafından dile getirilmiş ve tasarım, torbalı filtre sistemine dönüştürülmüştür. Bu uygulama sonucu toz miktarı, santralin sanayi bölgesi içerisinde olması nedeniyle ÇED raporunda taahhüt edilmiş olan sınırın altında, 3-5 mg/m^3 olarak gerçekleşmiştir.
- Kazan altı cüruf çıkarma sistemi Çin firması tarafından yaş sistem olarak teklif edilmiş ancak daha sözleşme aşamasında yatırımcı tarafından kuru sistem istenilmiştir. Çin firması tasarımını buna göre değiştirmiş ve daha iyi bir sonuç elde edilmiştir.

- Kazan brülörleri orijinal projesinde kazan gövdesi ortalarına yerleştirilmişti, ancak yatırımcının uygulama sırasındaki (yakma sisteminin daha verimli olması için) önerisiyle brülörler kazan köşelerine alınmıştır.

İşletmeye alma sonrası çıkan sorunlar:

Bu sorunlar genelde Çin firmalarının yaptığı santrallerde karşılaşılan sorunlardır:

- Yaş bacadaki sıcaklık problemi, ilave ısıtıcı kullanarak düzeltilmiştir.
- Kömür değirmenlerinde öngörülen kapasiteyi tutturamama sorunu olmuş, geçici olarak yedek değirmen de devreye sokulmak zorunda kalınmıştır.
- Uygulama sırasında temin edilemeyen, eksik olan ASME sertifikalarının temini, tüm basınçlı elemanlara ait basınç, sıcaklık, paslanma gibi risklere karşılık risk analiz raporlarının hazırlanması ve yetkilendirilmiş kalite firması olan TÜV-SÜD onaylarının alınması
- Çin'de üretilen tüm prefabrik boruların (spool) üretim prosedürlerinin, kaynakçı sertifikaları vb dokümanların temini ve yetkilendirilmiş kalite firması olan TÜV-SÜD Türkiye onaylı olarak tamamlanması
- Bazı garanti kriterlerinin sözleşme şartlarında tamamlanma çalışmaları (düzeltici işlemler yapılması veya ulaşılan değerlerin olduğu gibi kabullenilip, sözleşmede belirtilen ceza maddelerinin uygulanması)

Yüklenici Çin firmasının kapsamı dışında olan ve müşavir firmanın projelendirip ihalelerini gerçekleştirdiği konular ile Çin firmasının sorumluluğunda olan sistemlerin uyumunda (kapasite ve kalite olarak) bir sorun olmamıştır.

Sonuç olarak yerli mühendislik ve müşavirlik firması, yalnız kontrol ve danışmanlık olarak değil, Çin firmasının kapsamı dışında kalan konuların projelendirilmesi, ihale dosyalarının hazırlanması, ihale edilerek uygulama kontrollüğünün yapılmasını da içeren geniş bir kapsamla çalışmış, işveren mümkün olabilecek bir minimum ekiple yatırımını tamamlamıştır.

ÖZGEÇMİŞ

İsmail SALICI
isalici@prokon.com.tr

1946'da Uşak'ta doğdu. İTÜ İnşaat Fakültesi'nden 1970 yılında çelik yapılar ile ilgili tez çalışmasıyla Yüksek Mühendis olarak mezun oldu.

1970 ve 1971 yıllarına Karabük Demir Çelik İşletmeleri Proje Konstrüksiyon Müdürlüğü'nde ve ardından, 1974 yılına kadar özel mühendislik firmalarında sınai tesis projelerinde çalıştı. 1974 yılında ortaklarıyla birlikte kurduğu Prokon Mühendislik ve Müşavirlik A.Ş. olarak sanayi tesislerin projelendirilmesi ve müşavirliği konusunda çalışmaya başladı. 1985 yılında da Ekon Endüstri İnşaat ve Ticaret A.Ş.yi kurarak sanayi tesislerinin anahtar teslimi yapımı konularında çalıştı. Gerek proje ve müşavirlik işlerinde ve gerekse anahtar teslimi yapım işlerinde iş geliştirme, proje müdürü ve üst düzey yönetici olarak çalıştı. Halen Prokon Mühendislik ve Müşavirlik A.Ş. yönetim kurulu başkanı olarak hizmet vermeye devam ediyor.

Çalışma hayatı boyunca diğer endüstriyel yatırımların yanı sıra fiilen (şirket yetkilisi olmasına rağmen bir uzman tasarımcı mühendis olarak da) ilgilendiği bazı enerji projeleri, 2x150 MW Çatalağzı B Termik Santrali, 2x150 MW Kangal Termik Santrali 1, 2 ve 3. Üniteleri, 2x160 MW Çayırhan 1, 2 ve 3, 4. Üniteleri, 1200 MW Ambarlı Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali, Orhaneli Termik Santrali, Kemerköy Termik Santrali, İÇTAŞ Karabiga Termik Santralleri, ithal kömüre dayalı Atlas Enerji 2x600 MW Termik Santrali, 2x410 MW Ambarlı 2 Doğal Gaz Kombine Çevrim Termik Santrali ve 2x450 MW Unit Gebze Termik Santrali'nin bazı bölümlerinin ve/veya tümünün mühendislik ve/veya inşaat ve montaj işlerinin yapılması olarak sayılabilir.

26. TERMİK SANTRAL KURULUMUNDA SON YILLARDA YAŞANAN BİR OLGU: "ÇİN FAKTÖRÜ"

İsmail SALICI
İnşaat Yüksek Mühendisi

Termik santral kurulumunda son yıllarda Türkiye'nin yaşadığı bir diğer problem, Çin faktörü olmuştur. Çin firmaları ucuz iş gücü ve imalat olanakları ile Avrupa ülkeleri ile ABD, Japonya gibi gelişmiş ülke firmalarının anahtar teslim tekliflerine göre ortalama % 40-50 daha ucuz teklif verebilmişlerdir. Yatırımcılar bu fiyatların cazibesiyle, olası olumsuzlukları düşünmeden ve tesisin kendilerine maliyeti dışında herhangi bir etkeni dikkate almadan en düşük fiyatı veren Çin firmalarıyla, o firmaların istedikleri şartlarla sözleşmeler yapmışlardır. Bazı ihalelerde ise sadece Çin firmaları yarışmıştır. Çin firmaları arasında, teknik olarak daha uygun ve kaliteli çözümler sunan firmalar, doğal olarak daha yüksek fiyat teklif etmeleri nedeniyle elenmişlerdir. Bu sürecin ülkemizin imalat ve mühendislik sektörüne çok büyük olumsuz etkisi olmuştur. Ülkeye hiç bir kısıtlama olmadan binlerce Çinli işçi gelebilmiştir. Santral ekipmanlarının yanı sıra şantiye barakaları ile vinç, kazı makinası, kamyon, kazma, kürek gibi yapım sırasında kullanılan araç ve aletler, kalıp malzemesi, inşaat demiri, her türlü çelik imalat ve malzeme Çin'den getirilmiştir. Türkiye'den sadece beton temini ve tuğla-briket gibi, Çin'den getirilmesi çok daha pahalı ve teknik olarak imkânsız olan malzemeler ile çalışan işçilerin gıda ihtiyaçları karşılanmıştır. Bu yapı ile bazı santraller kurulmuş, yatırımcı için çok cazip olan fiyat avantajı nedeni ile Çinli yüklenicinin tamamen kendi bildiği gibi çalışmasına adeta göz yumulmuştur.

Şu anda Çin firmalarının kullandığı en önemli silah kredi teminidir. Ancak bugüne kadar Çin'den kredi getirerek yatırım yapan firma sayısı çok azdır. Özellikle yatırımcıdan istenen garantiler firmalar tarafından yerine getirilememekte, araya Türk bankaları girerek sorunun çözülmesi durumunda ise kredi pahalanmaktadır. Çin firmasının yatırıma ortak olması halinde ise, kredi sorunu çözülebilmektedir. Teklif aşamasında hiç bir çalışma yapılmadan "Çin'den nasılsa kredi buluruz" diye başlatılan girişimler artık yatırımcıya sadece zaman kaybettirmektedir.

Çin firmalarının avantajı kazan, türbin, jeneratör gibi ana ekipmanların satış bedelinin batılı üreticilere göre daha ucuz olmasıdır. Edinilen deneyimlerin ışığında, artık yatırımcı kuruluşlar önceki yılardaki gibi, her şeyi (sözleşme, teknik şartnameler ve garanti koşulları gibi araçlarla) Çin firmasına bırakmamakta ve özellikle ana ekipmanların Çin menşeli olsalar bile, Batılı firmaların Çin'de ürettikleri ekipmanlar olmasını şart koşmaktadır.

İlk yıllarda bilinçsizce yapılan bazı yatırımlarda işletme sırasında çok ciddi sorunlar çıkmıştır. Buna örnek olarak bir yatırımcı kuruluşun geçtiğimiz yılarda, Güney Marmara Bölgesindeki santralleri hakkında, kamuoyuna yaptığı açıklama aşağıda verilmektedir:

"*Şirketimiz, (...) Çin'de kurulu (...)firması ile ikinci ünitenin yapımı tamamen Şirketimiz opsiyonunda olmak üzere 1+1 600 MW gücündeki enerji santralinin, bir kısım işlerinin ifasına ilişkin sözleşme imzalanmıştır. Anılan santralin birinci ünitesi 2011 yılı sonunda devreye alınacak olup, ikinci üniteyi oluşturan santral ise sözleşmenin tarafımıza tanıdığı tercih hakkı çerçevesinde global kriz sebebiyle uygulama dışında bırakılmıştır.*

Bilahare değişen ekonomik şartlar doğrultusunda 2. ünitenin inşası kararı verilerek, buna ilişkin bir kısım işlerin yapımı için ihaleye çıkılmıştır. Çinli (...) firmasıyla önceki ticari bağlantılarımız

çerçevesinde yaşanan ciddi sorunlar, anılan ihaleye (...) firmasının çağırılmaması yaklaşımımızı ortaya çıkarmıştır. Şöyle ki, mutabakatlı olarak tespit olunan eksik iş kalemlerine ilişkin, tamamlanması yönündeki taleplerimiz; ek ücret talepleri ile cevaplandırılmıştır. Taahhüt ettiği iş programının gerisinde kalan firma, sözleşmeyi ihlal etmiş konumuna rağmen mütecaviz tavrını sürdürerek, işi zamanında yetiştirmesine koşul olarak bu kez "kardan pay" talebiyle önümüze çıkmıştır. (...) firmasının mevcut projemizde sergilediği tehditkar yaklaşımları, sürekli artan sözleşme dışı ilave talepleri, iş kalitesinin düşüklüğü, işletmede olan santrallerimizde yedek parça alımlarında direkt üretici ile temasın önünü keserek fahiş bedelle mal satması müşteri olarak memnuniyetsizliğimiz sonucunu ortaya çıkarmıştır.

İkinci ünitenin bir kısım işlerinin ihale edildiği firma olan (...) firmasına e ödeyeceğimiz avans karşılığı vermesi gereken teminat mektubuna ilişkin olarak, Çin Ticaret Bakanlığından proje onay mektubu alamaması sorununun gerekçesi araştırıldığında, şikayetçi olduğumzu (...) firmasının söz konusu ihaleyi kendisinin almış olduğu yönündeki beyanlarından kaynaklandığı bilgisine ulaşılmıştır. (...) firmasına resmi mercilere ihalenin kendileri ile ilgisi bulunmadığına dair bildirimde bulunması yönündeki taleplerimiz ise karşılıksız bırakılmaktadır. Bu davranışı, edinilen bilginin tesadüfi değil maksatlı olarak resmi mercileri yanıltılmak suretiyle projenin başka firma tarafından gerçekleştirilmesini önleme çabasını doğrulamaktadır.

(...) ticari alım, satım ve organizasyon ile iştigal eden bir firma olup, dizayn, imalat, montaj ve devreye alma hizmetlerini verememektedir. Bu hale nazaran Türkiye'deki piyasaya hakim olma çabası, ileriye yönelik olarak tek firmaya bağımlılık riskini taşımaktadır."

Yukardaki duyuru, yüklenici bir Çin firması ile işveren arasında yaşanmış olan idari ve teknik problemleri açıkça ifade etmektedir. Normal olarak yüklenici imzaladığı sözleşmenin dışına çıkıp, yatırımcının zor durumlarını istismar ederek sözleşmede mutabık kalınan fiyatlar dışında yeni talepler getirmez. Başarılı bir yatırım, işveren için ne kadar önemli ise yüklenici için de o kadar önemli bir referanstır.

Ülkemizde bazı Çin firmalarının EPC yüklenicisi veya imalatçı olarak görev aldıkları santral projelerinde, kalite, tasarım hataları ve gecikmelerin yanısıra, malzeme ve kaynakçı sertifikaları, kaynak test ve kontrol raporları gibi eksik doküman sorunlarının da ortaya çıktığı gözlemlenmiştir.

Örneğin Çin firmaları tarafından üstlenilen asfaltit yakıtlı santrallerin hem süresi içinde bitirilemediği, hem de çalışma sürekliliği sağlanamadığı öne sürülmektedir. Bir diğer örnek de Kuzey Akdeniz Bölgesinde kurulan akışkan yataklı yerli kömür santralinde yaşanmıştır. Yüklenici santralin en önemli bölümü olan akışkan yataklı kazanları dünyaca bilinen bir firmaya sipariş etmiştir. Teknoloji firması kendi teknik bilgisi ile tasarladığı kazanları Çin'de imal ettirmiştir. Santral kazanlarında işletmeye alma döneminde refrakter dökülmesi olduğu, tesisin işletmeye alınmasının iki yıldan fazla geciktiği ve başka sorunlarla da karşı karşıya kalındığı yolundaki iddialar kamuoyuna yansımıştır. Bu projede yatırımcı kuruluş "Owner Engineer" (yatırımcı/işveren mühendisi) kullanmamış, münferit danışmanlarla işi yürütmüştür.

Ülkemizde bazı Çin firmaları ile anahtar teslimi ihale yöntemiyle yapılan ithal kömüre dayalı santrallerde yaşanan sorunları başlıca üç grupta toplayabiliriz:

a) Kömür yakıtlı santrallerin proses tasarımı (dizaynı) yakıtın özelliklerine dayalı olarak (o santrale özgün, "tailor made") yapılması gerekirken, bazı Çin firmaları daha önce başka santrallerde kullandıkları standart kazan ve hatta desülfürizasyon tesisi tasarımlarını aynen

kullanmaktadırlar. Daha önce dünyanın bir başka yerinde kurmuş oldukları santralin aynısını kurmaktadırlar. Bu yapı santralin işletme aşamasında bir takım sorunlar çıkarmaktadır:

- Yakma sistemleri seçiminde kullanılan kömür özellikleri dikkate alınmamakta, firmanın elindeki tip tasarım aynen kullanılmaktadır. Alev topunun kazan içindeki yeri ve kazan optimizasyonu, kullanılan kömür özelliklerine göre yeteri kadar etüt edilmemektedir. Kazan boyutları ve kullanılan boru yüzey alanları kullanılan kömür özelliklerine göre tasarlanmamaktadır. Bu gibi olumsuzluklar nedeniyle, genelde kazan verimliliği sözleşmede taahhüt edilenden % 1-2 civarında daha düşük olmaktadır.
- Kömür değirmenlerinin kapasitesi, kullanılan kömür özelliğine göre değil Çinli imalatçının standart tasarımına (dizaynına) göre yapılmaktadır. Genelde 6 değirmenin 5 adedi çalışıp 1 adedi bakım vs. için yedekte tutulması gerekirken değirmen kapasiteleri küçük seçildiğinden, kazan yeteri kadar beslenememekte ve 6 değirmen birden çalıştırılmak zorunda kalınmaktadır.
- Brülör tipleri kullanılan kömür özelliklerine göre değil Çin firmasının elindeki standart tasarıma göre seçildiğinden verimli yakma olmamaktadır. Ayrıca DeNOx işlemi (azot oksit arıtma) bu özelliğe sahip yakma sistemi ve kazan içinde yapılacak amonyak enjeksiyonu ile çözülmek yerine (çünkü bunu yapmak kömür ve kazan tipi için özel dizayn yapmayı gerektirmektedir), SCR sistemi (Selective Catalytic Reduction- Seçici Katalitik İndirgeme) kullanılarak çözülmektedir. Bu nedenle gereğinden fazla amonyak kullanılmakta, ilave işletme ve bakım giderleri oluşmaktadır.

b) Desülfürizasyon tesislerinde kullanılan kömür, kullanılan kireç taşı ve santralin yapıldığı yerdeki atmosfer ve hava koşulları dikkate alınmadan eldeki standart tasarım kullanıldığı için sorunlar çıkmaktadır. Örneğin bacadan çıkan gaz standartların üstünde nem ihtiva ettiğinden çevreye zarar vermektedir. Böyle bir yapı ayrıca ciddi korozyon sorunları yaratmaktadır. Santralin devreye alınmasından sonra bu tür sorunların giderilmesi için yeni yatırım ve revizyonlar yapılmak zorunda kalınmaktadır.

c) Kullanılan malzemeler santralde kullanılacak yakıt, santral yerinin koşulları ve taahhüt edilen santral ömrü dikkate alınmadan seçilmektedir. Maliyeti düşürmek için düşük kaliteli malzemeler kullanılmaktadır. Özellikle kazan borularında firmanın kendi standart tasarımı ve/veya ucuz verilen teklifin baskısı ile kaynaklı ek yapılmaması gereken yerlerde de (malzeme tasarrufu için) ek yapılmakta. Bu da işletme sırasında sık sık kazanın durdurularak tamirat yapılması sonucunu doğurmaktadır. Böylece taahhüt edilen yıllık çalışma saatleri tutturulamamaktadır.

Yukardaki sorunlar, düşük fiyatla iş alan, bazı Çin firmalarının gerçek bir teknoloji ve proses mühendisliği yapmamış olmalarından kaynaklanmaktadır. Çin firmaları ucuz iş gücü ve malzeme avantajını kullanarak kolay iş almakta, yatırımcılar da neredeyse yarı fiyatına iş yaptırma avantajı nedeniyle işin mühendisliği ve kalitesi ile çok ilgilenmemektedir.

Ancak son yıllarda Çin'deki refah artışı ve diğer ülkelerde ve bu arada ülkemizde de alınan tedbirlerle, Çin teklifleri yerli firmaların EPC fiyatlarına yaklaşmıştır. Örneğin Çin'den getirilen işçi sayısı kısıtlanmıştır. Her bir Çin işçisine karşılık 5 Türk işçisi çalıştırma zorunluğu getirilmiştir. Sadece bu tedbirle Çinli yükleniciler yerli taşeron kullanmak zorunda kalmışlardır. Ayrıca yerli yatırımcılar biraz daha bilinçlenerek önceden yapıldığı gibi Çinli firmanın hazırladığı sözleşmeyi fazla incelemeden imzalama ve pek çok şeyi Çinli yükleniciye bırakma hatasına düşmemeye başlamışlardır. Yatırımcı kuruluşlar yanlarına "Owner Engineer" (yatırımcı mühendisi) işlevini görecek müşavirlik-mühendislik firmalarını almaya başlamışlardır. Bu gelişmelerin kurulacak yeni santrallerin işletme dönemlerinin daha sağlıklı, kesintisiz ve verimli olmasını sağlayacağı açıktır.

TERMİK SANTRAL EKİPMANLARININ YERLİ TASARIM VE ÜRETİMİNDE DURUM TESPİTİ VE YAPILMASI GEREKENLERE YÖNELİK ÖNERİLER

27. ENERJİ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİ[1]

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

Enerji; bir ülkenin sosyal, kültürel, ekonomik gelişmesindeki en önemli etkenlerden birisidir. Ama yerli teknoloji yoksa, enerji hammaddeleri ağırlıkla ithal kaynaklara dayalı ve yerli üretim imkanları sınırlı ise; enerji, gelişmenizin ve bağımsızlığınızın önündeki en önemli engellerden biri olur.

Türkiye'de son 10-15 yılda enerjiye olan talebin artması ile yatırımlara hız verilmiş, elektrik enerjisi kurulu gücü 2005 yılından bugüne % 89 oranında artmıştır. Buna rağmen, enerji ekipmanlarında yerli teknolojilerin yaratılması mümkün olmadığı gibi, yerli yatırımcılar teşvik edilerek, ekipmanların yurt içinde üretiminin arttırılması konusunda da tatmin edici bir ilerleme kaydedilememiştir.

Türkiye, toplam ithalatının kayda değer bir bölümünü oluşturan enerji hammaddeleri ithalatına yüksek bedeller ödemiştir. Enerji maddeleri ithalatı rekor kırarak, 60 milyar dolara ulaştığı 2012'yi izleyen yıllarda gerilemiş, 2013'de 55,9 ve 2014'de 54,9 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. 29 Ocak 2016 tarihli AA haberine göre, 2015 enerji maddeleri ithalatı, 2014'e kıyasla % 37 azalmış ve 37,8 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki düşmenin etkisiyle, kesin olmayan verilere göre, 2016'da enerji maddeleri ithalatı, % 28,2 düşüşle 27,2 milyar olmuştur[2]. Ancak dünya ölçeğinde enerji girdi fiyatlarındaki yükselme eğilimi ve döviz kurlarındaki yükseliş, 2017'de enerji faturasının ağırlığının artacağı işaretini vermektedir**.**

Bunun dışında her yıl, enerji sektöründe kullanılan makina ekipmanı ithalatına da 7-8 milyar dolar harcanmaktadır. Enerji Bakanlığı kaynaklarına göre 'Enerjide yatırım ihtiyacı 10 yılda 110 milyar doları aşacaktır.' Santral yatırımlarının genel olarak % 70-75'ini makine ve ekipman bedeli, onun da % 70'ini ithal kaynaklı ekipmanlar oluşturur.

Ayrıca mevcut termik santrallerin iyileştirilmesi ve baca gazı arıtma sistemlerinin kurulumu için ciddi ekipman yatırımı gerekecektir. Sadece Afşin-A Santralinin iyileştirmesi için (rehabilitasyonu) yaklaşık 1 milyar dolar, baca gazı arıtma sistemleri yapımı için 4 milyar dolar yatırım bütçelerine ihtiyaç vardır.

Bunun yanında, işletmede bulunan 35 yaşın üzerindeki pek çok hidrolik santralin elektromekanik ekipmanları kısmen veya tamamen değiştirilmek zorundadır. Henüz 10-12 yıldır işletmede olan birçok santralimizde ise düşük kaliteli ürünlerin kullanılmış olmasından dolayı, iyileştirme zorunluluğu doğmuştur. 2005 yılından bu tarafa ise, bir çok enerji yatırımında, Çin'den gelen

---

[1] Bu çalışma, "Enerji Ekipmanları Yerli Üretimi Durum Değerlendirmesi ve Öneriler" adlı Makina Mühendisleri Odası Raporu (Ekim 2014) temel alınarak hazırlanmıştır.

[2] http://www.enerjigunlugu.net/icerik/21587

kalitesi tartışmalı ve belgelendirilmemiş mallar yaygın biçimde kullanılmıştır.. Bu santrallerde da kısa zamanda iyileştirme ihtiyacının oluşacağı aşikardır. Dolayısıyla ülkemizde yalnızca iyileştirmeler için gerekli ekipmanların pazarı yaklaşık 10-15 milyar dolara ulaşabileceği tahmin edilmektedir.

Türkiye'nin uluslararası anlaşmalarla bağlı olduğu D8 ülkeleri, Ekonomik İşbirliği Teşkilatı (EİT) ülkeleri ve Karadeniz Ekonomik İşbirliği Teşkilatı (KEİT) ülkelerinin birçoğunda hidroelektrik potansiyelin büyük kısmının önümüzdeki yıllarda değerlendirilecek olması (potansiyelin kullanım oranı ortalama % 25-30 düzeyindedir), ülkemizin elektromekanik sanayini geliştirmesi halinde, büyüyen iç pazarın yanı sıra, bu ülkelerin pazarlarına da hitap edebilir.

Türkiye'nin güçlü bir ekonomiye sahip olabilmesi için uzun vadeli, gelecek vizyonu olan, iyi planlanmış bir sanayi ve kalkınma planının olması, kamunun yol göstericiliği ve denetiminde katma değeri yüksek teknolojik ürünlerin imalatına ağırlık vermesi gerekmektedir. Yerli teknoloji ve özellikle de yenilenebilir enerji teknolojisinin geliştirilmesi ile bu yatırımlar;

- ✓ Türkiye ekonomisini büyüme açısından tetikler,
- ✓ Ülkeyi pahalı uluslararası finansman ihtiyacını azaltır,
- ✓ Doğal gaz ve kömür gibi ithal kaynaklar için ödenecek döviz ihtiyacını azaltır,
- ✓ Önemli boyutta istihdam sağlar.

27.1 Termik Santrallerde Kullanılan Ekipmanların Yerli Üretiminin Değerlendirilmesi

27.1.1 Kömür ve Doğal Gaz Yakıtlı Santraller

Fotoğraf 27.1 Silahtarağa Termik Santrali (sökülmeden önce)

İlk termik santralimiz olan Haliç'teki Silahtarağa Termik Santrali'nin 1914 yılında hizmete girdiği günden bu yana geçen 100 yılı aşkın sürede maalesef yerli büyük kapasiteli kazan, yerli türbin ve

jeneratörümüzü üretebilmiş değiliz. Kömür ve doğal gaz yakıtlı santrallerde kullanılan ekipmanların –2016 yılı sonu itibarıyla– yerli üretimleri aşağıdaki gibidir:

Kazan: Ticari boyutta büyük kapasitelerde kazan tasarım ve imalatını yapabilen bir Türk firması henüz mevcut değildir. Ancak son yıllarda özel sektörde 35 MW'a kadar akışkan yataklı kazan tasarım ve imalatı konusunda birkaç firmada ciddi tecrübe oluşmuş durumdadır. Yüksek basınçlı kazanları ve kojenerasyon sistemlerini tasarım, mühendislik, imalat, montaj, devreye alma şeklinde yapan çeşitli firmalar (Siterm, Mimsan, Segü vd.) bulunmaktadır.

Akışkan Yataklı Kazan teknolojisini geliştirebilmek için özel firmaların ve üniversitelerin çalışmaları halen devam etmekle birlikte, TÜBİTAK- MAM tarafından yürütülen MİLTES (Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi ve Yerlileştirilmesi) Projesi durdurulmuştur.

Türbin-Jenaratör: Ülkemizde gaz/buhar türbin-jeneratörlerinin tasarımı ve imalatı yapılamamaktadır. Ancak türbin adasındaki diğer tüm teçhizatların yani kondens tankları, alçak basınç/yüksek basınç (AB/YB) ısıtıcıları ve dahili borulama gibi işlerin tasarım ve imalatları yerli firmalar tarafından yapılabilmektedir.

Yüksek Kaliteli Malzeme/Çelik Boru: Yüksek kaliteli malzeme/çelik boru üretiminde bir yetersizlik söz konusudur. Bu sorunun aşılmasına yönelik planlamaların yapılması ve çelik sektöründe gerekli yatırımların gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Çelik Konstrüksiyon: Ağır sanayide yüksek teknoloji gerektiren alanlarda ciddi imalat tecrübesi olmamasına rağmen, imalat/ çelik konstrüksiyon, yerli sanayimizin en güçlü olduğu alandır. Detaylı teknik bilgilerin verilmesi ile yurt dışındaki birçok firma için Türkiye'de fason üretim yapılmaktadır.

Sonuç olarak termik santral sistemlerinde yerli imkanlar ile yapılabilen kısımlar şunlardır:

- ✓ İnşaat ve çelik konstrüksiyonda temel ve detay mühendisliği, çelik konstrüksiyonun tamamı
- ✓ İthal edilen yüksek basınçlı alaşımlı boruların bükme kaynak ve paketler halindeki üretimleri
- ✓ Kömür/kireçtaşı hazırlama sistemi: bantlı ve helezon taşıyıcılar, elevatörler, elekler, kırıcılar, değirmenler, kurutucular, besleyiciler vs, kül /cüruf atma sistemleri
- ✓ Yüksek basınç ve alçak basınç boru askı sistemleri ve ısıtıcıları, ekonomizer, yardımcı kazanların tasarım ve temini, belirli büyüklüklere kadar kazan domları
- ✓ Gaz türbinleri yakıt besleme, yağlama, soğutma sistemleri, buhar türbinleri yağlama, soğutma sistemleri
- ✓ Su hazırlama ve arıtma üniteleri, demiralize su sistemi, soğutma kuleleri, vanalar, endüstriyel ve evsel atık su arıtma sistemlerinin tasarım ve temini
- ✓ Isıtma havalandırma ve yangın söndürme sistemlerinin tasarım ve temini

Kısmen Yapılabilenler: Siklonlar, belirli güçlere kadar dişli kutuları ve hidrolik kaplin üretimleri, atık ısı kazanları, proses boruları, vanalar, pompalar, doğalgaz sistemleri, basınçlı hava sistemleri, kompresör ve blowerlar, elektrik motorları, enstrümantasyon sistemleri.

Elektromekanik Ekipmanlar: Enerji santrallerinde kullanılan AG ve OG kuvvet kabloları ile elektromekanik teçhizatın büyük bir kısmı, sıcaklık ölçerler, seviye ölçerler, trafolar, şalt sistemi gibi sistemler yerli imkânlar ile yapılabilmektedir.

27.1.2 Biyokütle Yakıtlı Santraller

Yakın bir geçmişe kadar az gelişmiş ülkelerin enerji tüketiminde büyük paya sahip olan ve genellikle doğrudan yakma sonucu elde edilen biyokütle enerjisi, günümüzde modern teknoloji kullanılarak üretilen, gelişmiş ülkelerin enerji portföyünde yer bulan ve ciddi politikalarla yaygınlaştırılmaya çalışılan, çevre dostu, stratejik bir enerji kaynağıdır. Ayrıca biyokütle enerjisi kırsal kesimin ekonomisini geliştiren tek kaynaktır. Bu özelliği nedeniyle, ABD ve AB ülkelerinde kırsal kalkınma politikalarıyla birlikte değerlendirilmektedir.

Biyokütle kaynakları tarımsal ve hayvansal atıklar, odun ve orman atıkları, organik sanayi atıkları, organik evsel atıklar, enerji bitkileri vb'dir.

Ülkemizde biyokütleden enerji üretim sektörü; başta Ankara, İstanbul, Bursa, Kayseri, Gaziantep, Samsun vb. şehirlerimiz olmak üzere; çöpten biyogaz üretimi, bazı sanayi tesisleri ve belediyelerin atık su ve çamurlarından biyogaz üretimi, Orman ve Su İşleri Bakanlığı tarafından Anadolu'nun farklı yörelerinde yürütülen gazlaştırma örnek uygulama projeleri ve özel sektörde yürütülmekte olan sayıları az da olsa nitelikli biyogaz projelerinden oluşmaktadır.

Biyokütleden Elektrik Üretim Teşviki

8 Ocak 2011 tarih ve 27809 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6094 sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'da Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun" gereğince biyokütleden üretilen elektrik, 10 yıl süresince 13,3 dolar sentten satılma garantisine sahiptir.

Ayrıca, elektrik üretmek üzere kurulacak biyokütle santralinde yerli ekipman kullanılması durumunda bu fiyata Tablo 27.1'de gösterilen imalatlar için belirtilen miktar kadar ilave yapılabilecektir.

Tablo 27.1 Biyokütle Enerjisine Dayalı Üretim Tesisinde Kullanılacak Yerli İmalatlar İçin Üretilen Elektriğin Satış Fiyatına Yapılacak Eklemeler

Yerli İmalatın Cinsi	Yapılacak ekleme (Dolar Cent/kWh)
Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8
Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,4
Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6
Buhar veya gaz türbini	2,0
İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9
Jeneratör veya güç elektroniği	0,5
Kojenerasyon sistemi	0,4

Ayrıca 30 Mart 2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 14. Maddesinin (b) ve (c) fıkrası gereğince kurulu gücü azami bir megavatlık yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri ile belediyelerin katı atık tesisleri ve arıtma tesisi çamurlarının bertarafında kullanılmak üzere kurulan elektrik üretim tesisleri lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır.

Biyokütleye Dayalı Enerji Üretiminde Kullanılan Temel Üniteler/Ekipmanlar ve Yerli Üretim Potansiyeli

Hayvansal ve bitkisel atıklardan fermantasyon yolu ile elde edilen biyogazdan elektrik üretiminde beton reaktörler, yatay ve dikey karıştırıcılar, sıvı ve gaz pompaları, çamur pompaları, kimyasal madde dozaj sistemleri, biyogaz depo balonları, biyogaz emniyet ve alarm sistemleri, biyogaz emniyetli yakma bacası, otomasyon (pH, sıcaklık, sıvı ve biyogaz seviye vd kontroller), çamur ayırıcıları (seperatörleri), gaz motorları, elektrik jeneratörleri, elektrik trafoları, elektrik hattı bağlantı ekipmanları ve inşaat işleri gereklidir.

Biyogaz tesislerinde yerli ekipmanın payı toplam yatırım maliyetinin yarısı kadardır. Bununla birlikte gaz motorları, bazı kontrol üniteleri ve teknoloji (know-how) yurt dışından gelmektedir.

Evsel katı atık-çöp gazı tesisleri için biyogaz toplama merkezi ve boru hatları, biyogazdan su ayırma ve yıkama üniteleri, biyogaz pompaj fanları, biyogaz emniyet yakma bacası, otomasyon ve kontrol sistemleri, biyogaz emniyet ve alarm sistemleri, biyogaz motorları, elektrik jeneratörleri, elektrik trafoları, elektrik hattı bağlantı ekipmanları ve inşaat işleri gereklidir. Sayılan bu ekipmanların %75'inin yerli teknoloji ile üretimi mümkündür.

Atık su arıtma çamuru hammaddeli biyogaz tesislerinde arıtma çamuru depoları, beton reaktörler, yatay ve dikey karıştırıcılar, sıvı ve gaz pompaları, çamur pompaları, kimyasal madde dozaj sistemleri, biyogaz depo sistemleri, biyogaz emniyet ve alarm sistemleri, biyogaz emniyetli yakma bacası, otomasyon (pH, sıcaklık, sıvı ve biyogaz seviye vd kontroller), çamur ayırıcıları, gaz motorları, elektrik jeneratörleri, elektrik trafoları, elektrik hattı bağlantı ekipmanları ve inşaat işleri gereklidir. Söz konusu ekipmanların %50'sinin yerli teknoloji kullanılarak yapımı mümkündür. Bununla birlikte gaz motorları, bazı kontrol üniteleri ve teknoloji (know-how) yurt dışından gelmektedir.

Tablo 27.2 Ülkemizde Biyokütleden Elektrik Üretim Sürecinde Gerekli Olan Bazı Ekipmanları Üreten Yerli Firmalar

FİRMA ADI	TEMEL İMALAT KONULARI
Mimsan Endüstri Kazanları/Malatya	Dolaşımlı Akışkan Yataklı Kazan ve Hareketli Izgaralı Kazan üretilmektedir. Pamuk şitfi, ayçiçek kabuğu, ağaç kabukları, tavuk dışkısı yakan kazan daireleri kurulmaktadır. Türkiye içindeki uygulamalara ilaveten sınır komşularımız ve Türki Cumhuriyetlere de hizmet sunulmaktadır.
Marmore Mühendislik/İstanbul, Kocaeli	Marmore; biyokütle ve atık kazanım reaktörlerinden, yakma ve gazlaştırma ekipmanlarına, gaz tanklarından otomasyona kadar projelerde kullanılan tüm makine ve aksamın imalatını yapmaktadır. Montajı tamamlanan tesislerin devreye alınması, test üretimler yapılması ve sistemin çalışır halde müşteriye teslim edilmesine kadar geçen evrelerin yönetilmesi Marmore Mühendislik tarafından gerçekleştirilmektedir.
Artaş/İstanbul	Yüksek organik kirliliğe sahip atık sulardan ve katı atıklardan biyogaz üreten tesisler kurulmaktadır. Biyogaz potansiyeline sahip başlıca atıklar; şeker ve şekerleme, kağıt, bira, alkollü diğer içecekler, süt ve süt ürünleri (peynir altı suyu vb.) üretiminden kaynaklanan atık sular ile, mısır silajı, meyve ve sebze artıkları (patates vb.), hayvan gübresi, organik evsel çöpler, atık su arıtma tesislerden kaynaklanan çamurlar anaerobik teknolojilerle çürütülmesi /fermantasyonu neticesinde; elektrik enerjisi, ısı, gübre elde edilecek şekilde tasarımlanmakta ve kurulmaktadır. Ayrıca basınçsız, düşük basınçlı, çift membranlı biyogaz depoları imal edilmektedir.
Biyosfer/Konya	Biyokütleden elektrik üretim sürecinde hammadde hazırlık ekipmanı olan peletleme makinaları imal edilmektedir. Firma sektörle yakından ilgili olup farklı ekipman üretimine dönük planlamaları bulunmaktadır.
Arıkazan/Ankara	Odun peleti ve yüksek sıcaklıklarda odun yakan 35.000 kcal/h kapasiteye kadar kazanlar üretilmektedir. Yurtdışına üretim yapılmaktadır.
Timsan/Ankara	Tam otomatik odun tozu yakıtlı kazan sistemi, kurutma fırınları ve otomasyonu üzerine faaliyet göstermektedir.
Ünlüsoy San. Tic. Ltd. Şti/Afyon, Isparta, İstanbul	Fındık kabuğu, prina, odun parçacıkları gibi biyokütle yakan katı yakıtlı, otomatik yüklemeli, prizmatik kazan üretimi vardır.
Doğaç/İstanbul, Osmaniye	Tarımsal atık ve odun talaşlarını biyokütle enerjisi olarak değerlendirmek üzere pelet ve briket odun üretilmektedir
DK Mühendislik/Ankara	Tarımsal ve endüstriyel atıkları hammadde olarak kullanabilen sürekli piroliz ve gazlaştırma sistemleri üretilmektedir. Biyokütlenin yanı sıra ömrünü tamamlamış otomobil lastikleri ve plastik atıklarını elektrik enerjisine dönüştüren sistem üretimleri de mevcuttur.

Konu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Maliye Bakanlığı, Kalkınma Bakanlığı tarafından sahiplenilmeli, bu konudaki politikalar, kırsal kalkınma politikalarıyla entegre edilmelidir. Yerel üretimlerde KOBİ'ler devreye sokulmalı, verilecek eğitimlerle kaliteli ekipman üretimi sağlanmalıdır.

27.2 Sanayi İşbirliği Programı[3]

Sanayi İşbirliği Programı, yüksek teknolojili kamu alımlarında yerli sanayiye iş payı verilerek, yerli sanayinin "iş yapabilme yeteneğine" ve "teknoloji yoğunluğunun yükseltilmesine" yönelik teknoloji transfer mekanizmasıdır.

Dünyada kamu alımları, yerli sanayinin ve teknolojinin gelişmesine büyük katkı sağlayan bir sanayi politikası aracı olarak uygulanmaktadır. Birçok ülkenin, kamu alımları gerçekleştirirken sanayi iş birliği, sanayi katılımı, offset, sanayi dengesi, yerli katkı gibi farklı isimler altında çeşitli uygulamalara başvurduğu görülmektedir.

Günümüzde offset, savunma ve sivil alanda olmak üzere 130 ülkede uygulanmakta olup dünyadaki toplam ticaretin yaklaşık % 12'si offsetle bağlantılıdır.

4734 sayılı *Kamu İhale Kanunu'nun 3 üncü Maddesinin (u) Bendine Göre Yapılacak Mal ve Hizmet Alımlarına İlişkin Sanayi İşbirliği Programı Usul ve Esaslarına Dair Yönetmelik*; Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı tarafından hazırlanarak 15 Şubat 2015 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Ancak Sağlık Bakanlığı dışındaki kamu kurumlarında Yönetmelik'in uygulanmasına yönelik adımlar atılmamıştır. Mevzuatın enerji alanında uygulamaya başlanması sektör için önemli fırsatlar barındırmaktadır. Bu amaçla; 17 Mayıs 2016 tarihinde Bilim Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı himayesinde, Ankara Ticaret Odası ve OSTİM işbirliği ve koordinasyonunda "*Kamu Alımlarında Sanayi İşbirliği Programı Konferansı*" gerçekleştirilmiştir. Konferans öncesinde pek çok sektör paydaşının katılımı ile "Enerji Sektörü Hazırlık Çalıştayı" yapılarak bir rapor hazırlanmıştır. Raporda özetle;

"Enerji çok boyutlu ve kaynakların bütüncül bir yaklaşımla ele alınmasını gerektiren bir alandır. SİP kapsamında hayata geçirilecek uygulamalarda konunun milli boyutu ve jeopolitik açıdan stratejik önemi gözetilmelidir. Kamu alımlarında yerli katkının artırılması ve bu yolla katma değer yaratacak nitelikli teknolojilerin transfer edilmesi kamu politikası haline gelmelidir. Sadece enerji sektörü açısından değil, Türk sanayisine ivme kazandıracak öncelikli alanlar belirlenmeli, bu alanlarda atılacak adımlara ilişkin hızlı karar alabilen ve eyleme geçebilecek bağımsız bir yapı kurulmalıdır. Kamu alımlarında kurumlar arasında koordinasyon sağlanmalı, kamu ihtiyaçları önceden planlanmalı, sanayi / firma envanteri çıkarılarak, stratejik ve bütüncül bir şekilde koordine edilebilmelidir" denilmektedir.

Enerji sektöründe yerli üreticiler belirli bir ölçek ekonomisi oluşturacak sayıda ve güçtedir, fakat mevcut durumda dağınık bir yapı bulunmaktadır. Yönetmeliğin sektörü derleyip toparlayabilecek bir yapı ve içerik ile uygulanması sektöre ivme kazandıracaktır. SİP'e konu olacak ürünler/alanlarda, interdisipliner bir yaklaşımla hangi teknolojilerin transfer edileceğine yönelik

[3] http://www.sipkonferans.com/wp-content/uploads/2016/05/Enerji-SIP-Calistay-Raporu.pdf

önceliklendirme çalışması yapılmalı, nitelikli ve son teknolojinin transferinin sağlanacağı garanti altına alınmalıdır.

Kamu ve özel sektör tarafından yapılacak yatırımların izin süreçlerinin takibi, denetimi ve koordinasyonundan sorumlu olan Enerji Yatırımları Takip ve Koordinasyon Kurulu hazırlanacak olan SIP Enerji Yönetmeliğinin uygulamasında aktif görev almalıdır.

Kamu alımlarında yerli ürünlerin tercih edilmesi hususu devletin politik olarak henüz tam anlamı ile benimsemediği bir husustur. Bu konuda devlet, uygulamanın arkasında olmadığı sürece arzu edilen teknoloji transferi sınırlı düzeyde kalacaktır.

Mevcut durumda enerji sektöründe özel sektörün payı yüksektir; sanayi işbirliği/offset modelinin özel sektöre nasıl uygulanabileceği temel sorular arasındadır. Yerli katkı zorunluluğu mevcut santrallerin iyileştirilmesi alanında da aranmalıdır.

Offset modeli ve Sanayi İşbirliği Programı'nın başarı ile uygulanabilmesi için *bağımsız, hızlı karar alabilen ve eyleme geçebilecek bir yapı* gerekir, bunun için de "OFFSET" uygulayacak kurumlar (Savunma Sanayi hariç) öncelikle *tek bir "bağımsız" kurum tarafından organize edilmelidir*.

27.3 Enerji Ekipmanlarında Yerli İmalatın Geliştirilmesi ve Üretimin Artırılması İçin Atılması Gereken Adımlar

Termik santral ekipmanlarının yerli tasarım ve üretiminden bahsedebilmek için öncelikle; **enerjide yerli üretim, yerlileştirme ve teknoloji transferi** konularında, kararlı, uzun vadeli, toplum yararını gözeten hedefler ile kamusal planlamanın yapılması gerekir.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası olarak önerilerimiz aşağıda yer almaktadır:

- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için ihtiyaç duyulan enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir politika olmalıdır. ETKB, önümüzdeki on yılda ülkemizde yapılacak enerji yatırımlarının toplamını 110 milyar dolar olarak tahmin etmektedir. Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi için, enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, ön ve detay mühendislik, teknik iş gücü ve müteahhitlik hizmetlerinin de yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalıdır.
- Santrallerin yerli teknolojiyle yapılabilmesi için hükümet, kamu kuruluşları, özel sektör ve üniversitelerin işbirliği ile uzun vadeli bir yol haritası hazırlanmalıdır. Enerji santralleri konusunda, ülkemize uygun teknoloji geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. Ülkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve iş gücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği dikkate alınarak, bu durumun aşılması için üniversite ve sanayi işbirliğiyle proje-tasarım konularında çalışılmalıdır.
- Yerli sanayinin yeterliliklerini ve ihtiyaçlarını kapsayan detaylı bir veri tabanı ve sanayi sektör raporu hazırlanmalıdır. Bunun için öncelikle; ilgili firmalardan, mevcut "sanayi sicil belgelerini" içinde bulundukları durumu anlatan yazılı güncellemeleri içerecek şekilde en geç 6 ay içinde düzenlemeleri istenmelidir. Yeni sanayi sicil belgelerine göre de firmalar,

üretim çeşitlerine, teknolojilerine, kapasitelerine, ihracat ve ithalat miktarlarına göre sınıflandırılmalı ve bütün bu bilgiler, tüm ilgililer ve kamuoyu tarafından görülecek şekilde bir veri tabanında toplanmalıdır.

- Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan yönetmelikler; YEGM, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı ve meslek odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe konulmalı, uygulamalar denetlenmelidir.
- Ülkemizdeki elektromekanik sektöründeki imalatların uluslararası standartlara uygunluk testlerini yapabilecek bölgesel laboratuvarlar kurulmalıdır. Örnek: TOBB-ETU Hidrolik Türbin Merkezi. Bu konuda AR-GE çalışma grupları oluşturulmalı, üniversitelerle işbirliği içinde projeler üretilmelidir. Seçilecek olan hedef ürünler için yapılacak AR-GE çalışmalarına destek verilmelidir. Onaylı üretici şartnamesi ve akredite olmuş özerk laboratuvarlar vasıtasıyla da kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.
- Enerji üretiminde yerli teknoloji, makina, ekipman üretim çalışmaları desteklenmelidir. TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla rüzgâr türbinlerinin ve elektronik aksamının, hidrolik türbinlerin, jeotermal enerji ekipman ve cihazlarının, güneşten elektrik üretim panellerinin, yoğunlaştırılmış güneş elektrik üretim sistemlerinin, termik santral kazan ve ekipmanlarının Türkiye'de üretimine yönelik çalışmalar bir master plan dahilinde ele alınmalı, bu plana uygun olarak hazırlanacak yol haritaları ve eylem planlarıyla yerli üretim desteklenmelidir.

ETKB, TUBİTAK ile birlikte yürüttüğü;

- Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi Projesi (MİLRES),
- Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Gücün İzlenmesi ve Tahmini Projesi (RİTM),
- Milli Güneş Enerjisi Santrali Geliştirilmesi Projesi (MİLGES),
- Milli Hidroelektrik Santral Sistemleri Geliştirilmesi Projesi (MİLHES),
- Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi ve Yerlileştirilmesi Projesi (MİLTES),
- Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi Projesi (TRIJEN)

hakkında kamuoyunu bilgilendirmeli, meslek örgütlerinin yürütülen çalışmalara katılım ve katkılarına imkân tanımalıdır.

Enerji sektörüne makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi (Örnek: OSTİM Yenilenebilir Enerji Kümesi ve Bergama OSB) incelenmeli, kümelenmeler teşvik edilmeli ve kümeler arası işbirliği ağları geliştirilmelidir.

- Başarılı sonuçlar veren Savunma Sanayii Müsteşarlığı örneğinden hareketle oluşturulacak, Enerji Ekipmanları Sanayi Müsteşarlığı benzeri bir organizasyonla kamu, yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının ve yerli üretimin teşviki konusunda uzun dönemli, güvenilir ve kararlı mevzuat oluşturulmalı ve yatırım riskleri azaltılmalıdır.
- Yerli katkı ilavesi, belirlenmiş hedeflere yönelik olarak kademeli ve uzun vadeli olarak planlanmalıdır.

- Yerli üretim yapan firmaların ürünlerinin uluslararası bilinirliğinin sağlanması için gerekli destekler verilmelidir.
- EPDK, özellikle (kamu alımı olmamasına rağmen, yeni mevzuat düzenlemeleri yapılarak) yenilenebilir enerji ekipmanlarının yerli üretimi için lisans verme aşamasında yatırımcıdan yerli üretim için yüzde 50 (bu oran değişken olabilir) nispetinde (doğrudan kamu alımı olmasa da) "Off-Set" istemelidir.
- Enerji konularında bilim ve teknoloji geliştirme altyapılarının güçlendirilmesi için kamusal ve özerk bir kuruluş olarak Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi kurulmalıdır. Bu merkezin öncülüğü ve denetimi altında;

- TÜBİTAK'ın enerjiyle ilgili enstitüleri yeniden yapılandırılmalı ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmeli,
- Enerji alanında doktora ve doktora sonrası programları ve yurt dışı merkezlerle ortak çalışma imkânları desteklenmeli,
- Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki AR-GE çalışmaları cazip hale getirilmeli ve eşgüdümü sağlanmalı,
- En kısa zamanda Türkiye'de geliştirilmesi mümkün olan teknolojileri kullanarak doğal gaz ikamesi odaklı, hem yerli kaynak sorununa hem de yerli enerji teknolojisi sorununa kısmi çözüm arayan program ve projeler uygulanmalıdır.

- TÜBİTAK Marmara MAM benzeri akademik bilimsel araştırma kuruluşlarımızın sayısı artırılmalıdır. Muğla, Adana, Mersin, Harran üniversitelerinde "Güneş Enerjisi Teknolojileri"; Afşin-Elbistan'da "Linyit/Kömür Yakma Teknolojileri", İzmir ve Çanakkale'de "Rüzgâr Santralleri", Ege Bölgesinde "Jeotermal Enerji", Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde "Hidrolik Enerji", Çukurova ve GAP Bölgesi'nde "Biyoyakıt" araştırma merkezleri kurulmalıdır.
- Ucuz ve kalitesiz ürün girişi engellenmeli, ithal malzeme girişi denetim altına alınmalı, kamu kurumlarına yapılacak alımlarda yerli ürün kullanımı şartı getirilmelidir.
- Yerli ürün katkı payı hesaplanırken işçilik ve yatırım maliyetleri de söz konusu oranlara dahil edilmelidir.
- Bütün dünyada olduğu gibi Türkiye'de de "Güneşkent" uygulamaları başlatılmalıdır. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından gerekli çerçeve belirlenmeli, yasal altyapısı oluşturulmalı, teşvikler sağlanmalıdır.

Bu tür yasal düzenlemeler yatırımcıyı rahatlatacak; üretim tesisi kurulumlarını arttıracaktır. Artan tesis sayısı ise yan sanayileri geliştirecektir.

28. ENERJİ MAKİNALARININ YERLİ ÜRETİMİNDE KAMU GİRİŞİMCİLİĞİ

Erkan ÇETİNKAYA
Elektrik Yüksek Mühendisi

Türkiye'de Cumhuriyet dönemiyle başlayan aydınlanma ve bilimsel gelişmeler, sonuçlarını 1960'lardan sonra vermeye başlamıştır. İlk üç kalkınma planının yürürlükte olduğu 1963-77 yılları arasındaki 15 yıllık dönemde, ortalama % 5,9 kalkınma hızı yakalanmıştır. Türkiye hızla kalkınıp gelişmekte olan ülkeler sınıfından çıkıp gelişmiş ülkeler arasında haklı yerini alma yolunda hızla ilerlemekte ve sanayileşme başarısını yakalamak üzereydi. İç ve dış dinamiklerin etkisiyle 1980'den sonra, Türkiye'nin ekonomik sisteminin esaslı bir şekilde değiştirilmesi, emperyalist dış piyasaların istediği doğrultuda sağlanmıştır. Türkiye'ye uygun bir model olan Karma Ekonomik Sistemden vaz geçilerek sözde serbest piyasa ekonomisine geçilmiş, bilimsel ve teknolojik gücün kaynağı olan ulusal sanayi emperyalist güçlerin tasallutuna maruz bırakılmıştır. Bu özellikle sanayi ve teknolojinin temeli olan enerji sektöründe dışa bağlılığı artırmıştır. Enerji sektöründe de diğer sektörlerde olduğu gibi, ihtiyaçların tespiti ve sağlanması kararlarının yabancı uzman ve tekellerin iradelerine bırakılması; ihtiyaçların tamamen yurtdışı kaynaklardan karşılanması ulusal bilimin gelişmesini de engellemektedir. Türkiye'nin halen sahip olduğu bilimsel ve teknolojik gücü, enerji makinalarının yerli kaynaklarla üretilmesiyle geliştirilebilir. Karma Ekonomik Sistem, söylemlerin tersine, kamu girişimciliğinin öncülüğünde, üretim ekonomisiyle, küreselleşme, liberalleşme ve serbest rekabet ortamını geliştirebilecek bir sistemdir.

"Sanayi varlığın tek teminatı, bütün zenginlik ve refahın tek kaynağıdır."

Saint-Simon

28.1 Giriş

Anayasamız Türkiye Cumhuriyeti halkına refah ve mutluluk için görev ve haklarını da belirtir. Sosyolog Nilüfer Göle, mühendisleri "**öncü devrimciler ve yenilikçi seçkinler**" olarak tanımlar. Öncü devrimci ve yenilikçi seçkinler olan biz mühendislerin halkımıza karşı görevlerimiz vardır

Anayasa'nın başlangıç bölümünde belirtildiği üzere hedefimiz: "*Dünya milletleri ailesinin eşit haklara sahip şerefli bir üyesi olarak, Türkiye Cumhuriyeti'nin ebedi varlığı, refahı, maddi ve manevi mutluluğu ile çağdaş medeniyet düzeyine ulaşma azmi yönünde;.....*" çalışmak ve başarıya ulaşmaktır.

Son üç yüz yıldır Türkiye bütün gayretlerine rağmen çağdaş uygarlık düzeyine ulaşamamıştır. Bunun nedenleri üzerinde yazılmayan, söylenmeyen kalmamıştır. Cumhuriyet döneminde yapılan atılımlar süreklilik kazanamamıştır. Çağdaş uygarlık düzeyine çıkabilmenin yolu sanayileşmek, enerji makineleri üretmek ve geliştirebilmektir.

"*Son iki yüz yıldır, devletin müdahalesi olmaksızın sanayileşebilmiş tek bir ülke bile bulunmadığı gerçeğini açıkça ortaya koyarken, Anglo- Sakson dünyasının, hemen hemen istinasız, bütün iktisat kuramcıları, paradoksal bir biçimde, Serbest Pazar kuramını kalkış noktaları almışlardır. Dahası, sanayileşme çabasında Britanya'yı izleyen bütün ülkeler, içte bir sanayi temeli inşa etmek için, gelişmelerinin belli bir aşamasında pazar güçlerinin etkisinden kendilerini soyutlamak zorunda kalmışlardır*."

Amsterdam Üniversitesi İktisat Fakültesi'nden Annemieke J.M. Roobek'e (Bkz. Roobeek A.J.M. 1990., s.10) ait bu tespiti belirten Mak. Yük. Müh. H. Aykut Göker 1993 Ocak ayında MMO tarafından yayımlanan "*Serbest Pazar Ekonomisi Ülkelerinde Sanayi(leşme) – Teknoloji(ye yetişme) Politikaları ve Devletin Rolü*" adlı kitabında;

"*Son iki yüz yıldır, devletin müdahalesi olmaksızın (yani bütünüyle serbest pazar ekonomisi kuralları çerçevesinde) sanayileşebilmiş tek bir ülke bile yoktur*" saptaması doğruysa, o zaman *"serbest pazar ekonomisine bütünüyle sadık kalma kararını vermiş olan Türkiye, bu kararı alırken, ya sanayileşmekten vaz geçmiştir; ya sanayileşmekten vazgeçmemiştir ama iki yüz yıl sonra, ülkelerin "serbest pazar ekonomisi" koşullarında da sanayileşebileceğinin istisnaî bir örneğini verme kararındadır ve son derece ilginç bir tarihsel deneye atılmıştır; ya da artık, kendisinin ve dünyanın geldiği bu aşamada, sanayileşme süreçlerini tamamlayamamış ülkelerin bu konuda hiçbir şanslarının kalmadığını gördüğü için kendisini "serbest" bırakmıştır*"

demektedir [1].

Bu irdelemenin yapıldığı Ocak 1993 tarihinden bu yıla (2017) kadar 24 yıl geçmiştir. Yapılan uygulamalar ve Türkiye'nin şu andaki ekonomik ve sosyal durumuna bakılarak üçüncü şıkkın seçildiği anlaşılmaktadır.

28.2 Türkiye'nin Enerji Politikası

Makina Mühendisleri Odasınca tespit edilen enerji politikası:

"*Önceliği enerji üretiminde ve tüketiminde verimliliği artırmak, bu uygulamalara ilave olarak enerji ihtiyacının temini için, çevreye saygılı ve verdiği zarar asgari düzeyde olan yerli yakıtlara/yenilenebilirkaynaklara uyumlu, tasarımları yerli mühendislik ile yapılmış, yerli müteahhit, yerli iş gücü ile inşa edilmiş, uygun yerlere konuşlandırılmış yeni, yüksek verimli enerji santralleri ve daha çok enerji üretimi olmalıdır. Türkiye, enerji makinaları üretimini tasarım ve projesinden üretim ve montajına kadar yerli kaynaklara dayalı olarak geliştirmeyi ve dünya çapında marka ve patentlerle mühendislik, ekipman ve müteahhitlik ihraç etmeyi hedeflemelidir*." [2]

Hükümetin Enerji Politikası ise:

"*Amaç ve Hedefler*

Enerjinin nihai tüketiciye sürekli, kaliteli, güvenli, asgari maliyetlerle arzını ve enerji temininde kaynak çeşitlendirmesini esas alarak; yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını mümkün olan en üst düzeyde değerlendiren, nükleer teknolojiyi elektrik üretiminde kullanmayı öngören, ekonominin enerji yoğunluğunu azaltmayı destekleyen, israfı ve enerjinin çevresel etkilerini asgariye indiren, ülkenin uluslararası enerji ticaretinde stratejik konumunu güçlendiren

rekabetçi bir enerji sistemine ulaşılması temel amaçtır" şeklindedir (10. Kalkınma Plânı 2014-2018, 06.07.2013 tarihli Resmi Gazete, s. 118-784).

10. Kalkınma Planı'nda belirtilen bu amaç ve hedefler, ancak bir site yönetiminin enerji planlamasında kullanılabilir değerdedir. Bunlar, Cumhuriyet hükümetlerinin artık sanayileşmeden, üretim ekonomisinden vazgeçtiğinin açık ifadesidir. Bundan böyle ticaret önceliktedir. Uzun yıllardır Türkiye'nin en kolay kalkınma yolunun ticaretten geçtiğine inanan ve inandırılan kadrolar Türkiye'de iktidardadırlar. Hükümetlerin uzun yıllardır özellikle 24 Ocak 1980 kararlarından beri enerjiye sadece ticari yönden bakmakta olduğu ve sanayileşme politikasından vaz geçtiği anlaşılmaktadır.

28.3 Türkiye'nin Enerji Makinaları Tarihi

Enerji makinaları üretimi Türkiye'nin mukadderatıdır ve hızlı kalkınmamızı ve güçlü olmamızı sağlayacak güçlü bir araçtır.

"*El Kevâkib El-Dürriye Fi Bengâmât El Devriye*" isimli kitabı yazan Takiyüddin (1526-1585), bu kitabını 1556 yılında Kanuni Sultan Süleyman'a sunmuştur. Eğer Sultan Süleyman bu kitabın sunuluş amacına göre camiler için duvar saati, şehirler için meydan saatleri, zadegân için cep saati yapılması için ferman verseydi, Türkiye farklı olurdu. Çünkü bu kitapta Takiyüddin saat imal usullerini açık açık şekillerle açıklamıştır. Ne yazıktır ki bu kitap Topkapı Sarayı Kütüphanesi'nin raflarında 1920'li yıllara kadar unutulup kalmıştır.

Sanayi Devrimi dediğimiz olay saatçiliğin çok geliştiği bir ülkede, Büyük Britanya'da bir saatçi çırağı olan James Watt'ın buhar regülâtörünü icat etmesiyle 1782'de başlamıştır.

Enerji makinalarının ilk kullanım alanları pompalar, dokuma tezgâhları, kamış şekeri değirmenleri, gemiler ve lokomotifler olmuştur. Hareketini ilk defa buhar makinası gücüyle sağlayan gemi Robert Fulton'un 1807 yılında Hudson nehrinde sefere koyduğu gemidir. 20 yıl sonra 1827 yılında İstanbul'da ilk buharlı gemi görülür. İstanbul halkı bu gemiye "Buğu Gemisi" adını takar. Bu gemi satın alınır ve "Sür'at" adı verilir. 2 yıl sonra da 1829 yılında Zonguldak'ta ilk taşkömürü bulunur.

Türkiye'de ilk buharlı gemi Eser'i Hayr adıyla Aynalı Kavak Tersanesi'nde 1837'de Amerikalı mühendis Foster Rhodes nezaretinde inşa edildi. Makinası herhalde İngiltere'den getirildi. Buhar makinasını tanımış olduk. 1844 yılında Boğaziçi iskeleleri arasında sefere başladı. İngilizler siz böyle imalat işleriyle uğraşmayın diye Sultan II. Mahmut'a Tair-i Bahri (Deniz Kartalı) isimli buharlı bir gemi hediye ettiler. İlk lokomotifin1814 yılında yapımından 145 yıl sonra 1959'da ilk Türk lokomotifleri "Karakurt " Eskişehir, "Bozkurt" Sivas TCDD fabrikalarında yapıldı. İlk buhar türbini *1884'de Parsons tarafından yapılıp elektrik jeneratörü tahrikinde kullanılmasından 30 yıl sonra 1914'de İstanbul Silahtarağa santralinde ilk turbo jeneratörü Türkiye'de tanımış olduk. Ancak 132 yıldır henüz buhar türbini yapabilmiş değiliz. Üstelik, 2016 yılı Temmuz ayı itibarıyla kurulu gücü 77.037 MW olan elektrik enerjisinin % 58,5 oranında 45.140 MW'lık kısmı termik türbo alternatörlerle elde edilmesine rağmen.*

Sultan Aziz döneminde buharlı gemilerden oluşan dünyanın en güçlü ikinci donanmasına sahip olan Türkiye, hâkim olamadığı bir teknolojiyi kullanamadığı için, Ruslar karşısında 1877-78

savaşında ağır bir yıkım yaşadı. Türkiye sanayi devriminin başlangıcı olarak kabul edilen 1782 tarihinden beri büyük toprak kayıpları yaşadı. Gelişmesini sağlayacak bir barış süresini 1923 yılına, Cumhuriyet'e kadar yaşayamadı. Schumpeter (1883-1950), kapitalizmdeki konjonktür dalgalanmalarını, kötü hasat ve doğal afetler gibi dış faktörlerle değil teknolojik yeniliklere ve işadamlarının girişimlerine bağlı olduğunu açıklamıştır. Tabii bu tespit Amerika, İngiltere, Fransa, Almanya, İtalya ve hatta Rusya gibi ülkeler için geçerlidir. Türkiye, büyük topraklar, en önemlisi insanlarını kaybetmiş, verimli topraklarındaki insanlar defalarca muhacir olmuştur. Türkiye'de insanlar bırakın teknolojik gelişme yapmaya, değil fırsat, doğru dürüst hayatlarını idame ettirmeye dahi zaman bulamamışlardır. Fakirlik kaderleri olmuştur. Sanayi diye bir şey yok! Başkent Ankara'da elektrik yok. Bakanlar Kurulu lüks lambası ışığı altında toplantı yapar. Ankara'yı aydınlatması istenen İstanbul Elektrik Şirketi İdare Meclisi Reisi M. Weyl "*Bizim en küçük tesisimiz İstanbul'dadır; bundan daha küçüğünü yapmak bizim için zararlı olur*" der ve naz ederek nihayet on yıl için senede on bin İngiliz lirası "subvention" ister, reddedilir. Bütün mevcut demiryolları yabancı şirketlerin elinde ve Türk ateşçi ve makinist yok, işletmeci yok hatta 1923 yılında teslim alınan Gebze- Haydarpaşa çift hattının Türkler tarafından işletilemeyeceği söylenir [3].

Cumhuriyet'i kuran kadro, yaşadıkları olayların ve öğrendiklerinin ışığında hisleriyle oluşturdukları bir postulatla bir ekonomik sistem kurmuşlardır. "*Yeni Türkiye'de Devletçilik, bir ekonomik meslek olarak doğmamıştır. Bir tarihi zaruret olarak doğmuştur*." [4].

1935-1985 yılları arasında 50 yıl şöyle böyle uygulanan bu sistem, toplu iğne bile yapamayan Türk sanayisini en karmaşık makinaları yapabilecek duruma getirmiştir. Türkiye'de sanayi devrimi ancak 1930'larda Türkiye Şeker Fabrikaları, TCDD, MKE ve Sümerbank gibi İktisadi Devlet Teşekküllerinin kurulmasıyla başlayabilmiştir. Devlet işletmeleri 1938 yılında Kamu İktisadi Teşekkülleri adını almış ve devlet işletmelerini küresel bir yasaya tabi tutan ilk hukuk metinlerinden biri ortaya çıkmıştır. Daha sonra "Karma Ekonomi" adını alan iktisadi devlet kuruluşları öncülüğünde işleyen bu sistemin teorisi ne yazık ki geliştirilememiştir. Ancak *Marks, Engels, Lenin, Milton Friedman ile Chicago ve Frankfurt ekolleri arasında sıkışıp kalan Türkiye entelijansıyası, Cumhuriyet'i kuran kadronun bulduğu bu Karma Ekonomik Sistemin teori ve hukuku üzerinde yeterli hatta hiç çalışma yapmamıştır*.

Bu 50 yıllık dönemde Türkiye yüksek bir kalkınma hızı yakalamış, sosyal ve kültürel hayatta çağdaş yaşam koşullarına yaklaşılmıştır. Türkiye, 15 sene (1963-1977) ortalama % 5,9 kalkınma hızını sağlayabilmiş ve fukaralıktan kurtulup refaha erişme gücünü ortaya koymuştur. (S. Demirel, Başbakan, 26.02.1980 tarih ve 20 sayılı genelge.) *Bu dönemde 1970'li yıllarda dünyanın kendi kendini besleyebilen 7 ülkesinden biri olduğumuzla, üretim gücümüzün henüz yeterli olmamasına rağmen yetişmiş insan gücümüzün varlığıyla öğünüyorduk.*

Altyapı proje ve mühendislik hizmetleri yanında müteahhitlik deneyimlerimiz artıyor, müteahhitlik hizmetleri yurtdışında da gelişme gösteriyordu. Şeker ve çimento fabrikaları proje ve makinaları yapımı türbin ve alternatörler hariç yerli üretimle sağlanıyordu. Şeker Fabrikaları yüksek basınç ve yüksek sıcaklıklı buhar kazanlarını yapabiliyordu. Mühendislikte bilgi ve deneyim ancak ürettikçe artar. *Ekonomik gelişme, sadece sermaye birikimi ve yatırım kapasitesine değil, bilgi kullanımına, kaynakları harekete geçirme ve örgütlenme kapasitesine, gelişmeyi yönetmeye ve programlamaya da bağlıdır.*

28.4 Enerji Makinaları Üretimi Niçin Yapıl(a)mıyor?

DPT Müsteşarlık müşaviri (1989-2003) Alptekin Erdoğan, 25 Temmuz 2001 tarihinde yazdığı makalede;

"*Ülkemizde planlı dönemin başından beri DPT'ce yayımlanan Yatırım Projeleri (Program yatırımları) kitaplarında yer alan döviz veya dış finansman sütunu, dışarıdan ithal edilen makinaların ve mühendisliğin bedelini teşkil etmektedir. Ne var ki uzmanlarca, akademisyenlerce, bunun makine sanayi fikrine ciddi gerekçe teşkil ettiğinin, fizibil olacaklarının kabul edilmesi gerektiğinin anlaşıldığını görebilmek mümkün değildir. Sanayileşmede döviz ve dış borç kullanılması en seçkin iktisatçılarımızca Allah'ın emri gibi düşünülüp, ülkede ağır makine sanayilerinin kurulması (enerji makinaları üretimi) fikri ve hamlesinden uzak durulmuştur.*

En ileri ülkelerde en iyi öğrenim görmüş görgü ve bilgi kazanmış ve bundan yararlanarak en yüksek ve en seçkin mevkilerde bulunmuş insanlarımız, uzmanlarımız, yöneticilerimiz ve bilim adamlarımız bile motor (enerji makinası) üretmenin ve her çeşit motor (enerji makinası) gücünün geliştirmenin ne denli stratejik anlam ve önlem taşıdığının farkında değildirler" demiştir.

Nimet Özdaş diyor ki (Bilim ve Teknoloji Politikaları ve Türkiye, TÜBİTAK Aralık 2000);

"*Bilindiği gibi bir toplum için ülkü, beklenti, istek o toplumu oluşturan kişilerin yaşam kalitelerinin en üst düzeye çıkarılması, ayrıca toplumun bir bütün olarak, refah, mutluluk, sağlık ve güvenlik içinde yaşadığı, dünyadaki gelişme ve değişmelere ayak uydurabilecek ve ona katkılarda bulunabilecek dinamik bir yapıya kavuşması gereklidir.* ***Her şey insan içindir, ama toplumların da kendilerine özgü dinamikleri vardır. Bu açılardan bakınca bilgi ve teknoloji amaç değildir, birer araçtır. Ancak, bu araçlar üstün nitelikli insanla bütünleşince ortaya yaratıcı bir faaliyet çıkar.*** *Diğer taraftan teknoloji denilen aracın özellikleri, etkileri ve varsa gücü nedir. Bu hususlara yakından bakmakta yarar vardır. Bilim yeni bilgi yaratır; teknoloji ise bu bilginin mal ve hizmetlerin üretilmesi için uygulanmasıdır. Ancak bilgi ve teknolojinin başka boyutları da vardır.*

*Gerçekten de bilgi ve teknolojinin ekonomik, politik ve askeri öneminin, teknolojide bugünkü acımasız rekabetin yoğunluğunun bulunmadığı ve Birinci Sanayi Devrimi'nin doğmak üzere olduğu bir sırada bile, çok iyi anlaşıldığı görülmektedir. Amerika'nın bağımsızlığını kazanmasından iki yıl önce 1774'te Amerika'da top tüfek gibi silahların yapılmasının başlaması üzerine İngiltere İmparatorluğu'nun Başbakanı William Pitt Avam Kamarası'nda şunları söylemiştir: "****Kendi ülkemizde imal ettiklerimizin kolonilerimizde yapılmasına asla müsaade etmemeliyiz****.*"

Bu görüş, bir bilgi, bir teknoloji politikası olarak bugüne dek gelmiştir ve bu alanın temel prensibi olarak (dünya konjonktürünün müsaadesi nispetinde) bugün de uygulanmaktadır."

*Türkiye'nin entelijansiyası net açık sanayileşme (kalkınma) ve teknoloji üretme için enerji makinaları üretme fikrine yaklaşamamıştır***.** Entelijansiya, Anglosakson kuramcıların etkisinden kurtulamamıştır. Anglosakson kuramcılar, kuramlarını, ekonomilerinde süreklilik olan Birleşik Krallık, Birleşik Devletler, Fransa, Almanya, İtalya ve Rusya gibi ülkelerdeki gelişmeleri inceleyerek, matematik modellemeler de yaparak geliştirmişlerdir. Bu devletlerde gelişmeler

evrimsel olduklarından sürekli ve lineer matematiksel ifadelerle açıklanabilir, türev ve integral işlemler uygulanarak geleceğe dair tahminler yapılabilir. Ancak Türkiye son üç yüz yıldır ekonomisinde savaşlar nedeniyle süreklilik sağlayamamıştır. Türkiye gibi ekonomisinde süreklilik ve lineerlik göstermeyen sistemlerde Anglosakson kuramcıların kendi ülkelerinde geliştirdikleri kuramsal gerçekler olumlu sonuçlar vermemiştir. Kendi ülkelerinde uygulanan sistemler dahi geliştirdikleri kuramlara uymamakta, tartışmalar yapılmaktadır.

Makina Mühendisliği eğitimi almış iki Türk akademisyenin bilim teknoloji ve yenilikçilik (inovation) özet görüşlerinden kısa iki alıntı yapıyorum.

Prof. Dr. Erol Taymaz, "*Ulusal Yenilik Sistemi: Türkiye İmalat Sanayiinde Teknolojik Değişim ve Yenilik Süreçleri*" adlı çalışmasında [Taymaz, E., 2001] şunları söylüyor: "*Teknoloji ve yenilik [inovasyon] politikalarının geliştirilmesinde etkili olan iki önemli [iktisat] kuramı vardır: neo-klâsik kuram ve Schumpeterci/evrimci kuram. Neo-klâsik kuram, iktisatta baskın eğilim olmasına karşın, teknoloji ve yenilik iktisadında yetersiz kalmış ve özellikle 1980'lerden sonra üstünlüğü Schumpeterci/evrimci iktisada bırakmıştır. Schumpeterci/evrimci iktisatçılar, neo-klâsik yaklaşımın, teknolojik gelişme sürecinin anlaşılması açısından yetersiz olduğunu ve, dolayısıyla, teknoloji politikalarının geliştirilmesinde yararlı olamayacağını öne sürmüşlerdir. Evrimci yaklaşım, özellikle Nelson ve Winter'ın 1982 yılında yayımlanan Ekonomik Büyümenin Evrimci Teorisi kitabından sonra, teknoloji ve yenilik iktisadında yaygınlık kazanmıştır. Bu yaklaşım, Schumpeter'in çalışmalarından yola çıkarak teknolojik yeniliği, uzun dönemde ekonomik gelişmenin motoru olarak değerlendirmekte, bu nedenle evrimci analizlerde teknolojik yenilik süreci merkezi bir role sahip olmaktadır.*"

Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu (BTYK), 1983 yılında kurulmuştur. 'Türk Bilim Politikası: 1983-2016 arasında hayata geçirilebilmiş; yarattığı kurum çalıştırılabilmiş midir?' Prof. Dr. Nimet Özdaş, *Bilim ve Teknoloji Politikaları ve Türkiye* adlı makalesinde diyor ki:

"*1981-1983 yıllarında Türk Bilim Politikası hazırlanırken bizim için belki Güney Kore iyi bir örnek olabilirdi. Ancak o yıllarda Güney Kore daha kendini tam ispatlamamış olduğundan B&T politikaları hakkında hiç bilgimiz yoktu. Diğer taraftan yayınlar açısından 1982'de Türkiye 43, Güney Kore ise 47'nci ülke idi. Güney Kore'nin, sadece, AR&GE sistemine büyük yatırım yaptığı biliniyordu. Japonya'nın ise II. Dünya Savaşı'ndan önce bile kuvvetli bir sanayi bazı vardı ve Savaş'tan sonra A.B.D.'nin yardımı ve desteği de değişik boyutta idi. Aradaki ölçek farkından, Japonya da bizim için aradığımız bir örnek olamazdı. Dolayısı ile Türk Bilim Politikası çalışmalarına gelişmiş Batı Ülkeleri'nin uyguladıkları politikaları bilerek; fakat kimseyi tam örnek almadan, kendi yolumuzu kendimiz bulalım diye yola koyulduk. MAM'ın (Marmara Araştırma Merkezi)kuruluşunda da aynı yaklaşımı benimsemiş ve bir Türk sentezi ortaya koymuştuk. Türk Bilim Politikası, 1983'te yayımlandıktan birkaç yıl geçtikten sonra, Güney Kore'nin bilim politikası dokümanı elimize geçti; büyük benzerlikler olduğunu gördük.* ***Aramızda sadece çok önemli bir fark vardı. Onlar Japonya'dan adapte ederek hazırladıkları politikaları kararlılıkla uyguladılar. Biz ise uygulamadık ve dünyanın en önemli ve değerli iki kaynağından biri olan zamanı en az on yıl israf ettik. İspanya 1986'da bizden üç yıl sonra Bilim Kanunu'nu (Law of Science) çıkardı ve Dünya B&T hiyerarşisinde en üst düzeylere tırmanmaya başladı***."

Türkiye ekonomisi üzerine çalışan politikalara yön veren akademisyenler özgün plan ve hedefler ortaya koyamamışlardır. Son 90 yıllık gelişmelere bakarak en büyük GSMH'yi sağlayan Karma Ekonomik modeli dikkate alıp kuramsallaştıramamışlardır. Türkiye ekonomistleri ellerindeki hazır malzemeyi işleyememişlerdir.

Kendi içimizde mevcut kamu kuruluşları özellikle *Şeker Şirketi* görülemedi. 1950 yılında Türkiye'nin ekonomik durumunu inceletmek amacı ile getirilen Max Weston Thornburg, çalışmaları sonucunda hazırladığı (*Türkiye'nin bugünkü ekonomik durumunun tenkidi*) isimli raporunda Şeker Şirketi ile ilgili görüşlerini şöyle açıklar.

"Şeker sanayi plânının çok iyi hazırlanmış ve başarı ile uygulanmış bulunması-ki Türkiye'nin sanayileşme programında hemen hemen hiç vaki değildir, bu işleri idare edenlerin ehliyetli oluşlarına ve siyasi müdahalenin en az oluşuna bağlanabilir. Şeker Fabrikalarının sahibi bulunan Türkiye Şeker Şirketi özel bir anonim şirket olarak başlangıçta, yani bu sanayiinin kurulmasını öngören program hazırlandığı zaman kurulmuştur ve müstakil bir idareye sahip bulunmaktadır. Devletçiliğin kabulünden sonra, bu işlere Sümerbank'ın da iştirak etmesine karşın şirketin idare şekli değiştirilmemiştir. Gerçekte hiçbir rakibi bulunmamasına karşın şeker şirketi yasal bir tekel idaresi değildir. Bu şirket, halka iyi ve ucuz şeker sağlanması yolundaki görevini yapmada serbesttir ve kendisine temelde devlet için bir gelir kaynağı veya tekel idaresi gözüyle bakılmamaktadır.

Şirketin müdürü olan kişi, olağanüstü yeteneğe sahip olup senelerden beri aynı görevi yürütmektedir. ***Elde edilen başarının çoğu kendisine maledilmekte ise de sorumluluk ve yetki sınırlarını açık seçik çizen ve kendisine yeteneğini göstermeye olanak veren kuruluş olmasaydı iyi iş görme fırsatı bulamazdı Ülkenin ekonomik işleriyle ilgili daire ve kurumların tam bir ticaret kuruluşu özelliğine sahip bu işletmeden öğrenebileceği çok şey vardır****."***

Aynı Thornburg, Türkiye'nin 125 lokomotif imal edecek kapasitede lokomotif fabrikası kurmak için istediği krediyi kastederek, "*Türkler böyle düşündükleri sürece dolarlarımızın ABD'de kalması daha iyi olacaktır*" diyordu.

Tarihsel ve sosyal gelişmeleri bize hiç uymayan Batı devletlerinin yanlış reçeteleri kullanıldı. Yabancı uzman ve tekeller gelişmemizi engelleyen modeller sundular. Türk Bilim ve Teknoloji Politikası çalışmalarına gelişmiş Batı ülkelerinin uyguladıkları politikaları bilerek; fakat kimseyi tam örnek almadan, kendi yolumuzu kendimiz bulalım diye yola koyulmalı. Türkiye'nin uzun dönemde ekonomik gelişmesini sürdürebilmesi ve rekabet gücünü artırabilmesi için teknolojik yeteneğini hızla güçlendirmesi, teknolojik yenilikler ile üretkenlik artışı sağlaması ve teknoloji yoğun sanayilerin gelişmesiyle üretim ve ihracat yapısını teknoloji yoğun ürünlere dönüştürmesi gereklidir. Bu gereklilik enerji makinalarının yerli üretimiyle sağlanır**.** *Enerji makinaları üretimi aşağıda açıklanacağı üzere imalat sanayiinin bütün dallarına hitap eder ve bir bütün olarak ekonominin teknoloji geliştirme ve özümleme kapasitesinin geliştirilebilmesini ve üstelik etkin bir şekilde çalışan ulusal yenilik sistemini gerçekleştirir.*

28.5 Termik Santraller

Bir termik santral buhar kazanı, türbo- alternatör grubu ve çevre yardımcı sistemlerinden oluşur.

Türkiye'de ilk termik santral 1913 yılında işletmeye giren Silahtarağa elektrik santralidir. 103 yıldır Türkiye'de termik santral işletmesi yapılmasına, teknik üniversitelerimizde buhar türbinleri imalatına, elektrik makinaları hesap ve konstrüksiyonuna ait dersler okutulmasına rağmen (artık en az 15 yıldır okutulmuyor.) henüz buhar türbini imalatı yapılabilmiş değildir. Buhar türbininden önce buharın üretildiği buhar kazanları imalat teknolojimiz, buhar kazanını teşkil eden birimlerin incelenmesiyle anlaşılabilir.

28.5.1 Buhar Kazanı Yapımı

Bir buhar kazanını teşkil eden birimler:

1- Temel ve Çelik Konstrüksiyon

a- Kazan taşıyıcı çelik konstrüksiyonu

b- Kazan dairesi çelik konstrüksiyonu

c- Kömür bunkeri çelik konstrüksiyonu

d- Kazan dairesi ızgara sac döşeme merdiven ve korkulukları

e- Kazan ve bunker binası dış kaplaması

2- İzolasyon

a- Tuğla işleri

b- Kazan izolasyonu

c- Hava ve gaz kanalları izolasyonu

d- Tanklar borular ve ventillerin izolasyonu.

3- Elektrofiltre ve Yardımcıları

a- Çelik konstrüksiyon

b- Sac gövdeler ve toz toplama bunkerleri

c- Platformlar, korkuluklar ve merdivenler

d- Elektrotlar silkme mekanizmaları ve donanımları

e- Elektrik kumanda ve denetim donanımları

f- İzolasyon ve sac kaplama işleri

4- Yakıt Yağı Yakma Tesisatı

a- Yakıt alma, transfer ve brülör pompaları ve filtreler

b- Depolama tankları

c- Yakıt boru donanımı ve izolasyonu

e- Yakıcılar ve ateşleme sistemi elektrik donanımı

f- Ölçü denetim aygıtları

5- Su Temin ve Arıtım Sistemi

6- Boru Sistemi

7- Kömür Temin ve Hazırlama Tesisleri

a- Ön kömür kırıcıları ve elekler

b- Park makineleri

c- Kömür taşıyıcı bantları ve çelik konstrüksiyonu

8- Kömür Bunkerleri ve Besleyicileri

9- Kömür Değirmenleri

a- Kömür değirmenleri

b- Sıcak gaz emiş kanalları

10- Toz Kömür Yakıcıları ve Kanalları

a- Toz kömür yakıcıları

b- Toz kömür kanalları

c- Cüruf çıkarıcıları

11-Basınçlı Kısımlar

a- Buhar domu, askı ve seperatörleri

b- Kızdırıcılar ve kollektörler

c- Isıtıcı borular ve kollektörler

d- Düşüs boruları

e- Alt kollektörler

f- Eko boruları

g- Kızgın buhar soğutucuları ve su püskürtme sistemi

h- Kazan besleme suyu devresi donanımları

i- Ventiller, şiberler, kontrol ve emniyet ventilleri

12- Hava Isıtıcıları

13- Kurum Üfleyicileri

14- Hava ve Gaz Kanalları

15- Fanlar ve Pompalar

16- Basınçlı Hava Sistemi

17- Cüruf Çıkarma ve Uçucu Kül Nakil Sistemi

18- Duman Gazı Şartlandırma Sistemi Donanımları ve Baca

19- Elektrik ve Ölçü Kontrol Kumanda Sistemleri ve Donanımları

Görüldüğü üzere sadece bir buhar kazanının imalatında sanayi ve teknolojinin tüm unsurları kullanılmaktadır. Bütün bu belirtilen donanımlar Türkiye'de imal edilebilir, imal de edilmiştir. Örnek olarak Türkiye Şeker Fabrikaları 20 t/h (7 MW) kapasiteden 100 t/h (35 MW) kapasiteye kadar buhar kazanı imal etmiştir. Şeker şirketi ilk defa 1964 yılında 40 t/h kapasiteli 4000

kcal/kg'lık linyitle çalışır 5 adet buhar kazanını muhtelif şeker fabrikaları için imal ve monte ederek işletmeye almıştır. Daha sonra ülkemizde 4000 kcal/kg alt ısıl değerinde linyitin temininde zorluklar bulunduğundan, 2500/4000 kcal/kg alt ısıl değerli linyit yakabilecek 100 t/h 450 °C 37 atü toz kömür püskürtmeli buhar kazanları imalatına başlanmıştır. 1974 yılından 1981 yılına kadar 7 adet kazan imal edilerek işletmeye alınmıştır.

Şeker şirketi sanayi tipi buhar kazanlarının imalatı yanında santral tipi buhar kazanlarını da imal edebilmek için gerekli donanıma yaptığı tevsi yatırımlarıyla sahip olmuştur. Halen, tek vardiyada 8000 m²/yıl ısıtma yüzeyi (membran duvar) üretim kapasitesine sahiptir. 315 MW 1000 t/h 1.800 GWh/yıl kapasiteli bir termik santral buhar kazanının ısıtma yüzeyi ihtiyacı 9.000 m²'dir. İki vardiyalı bir çalışma ile bu ihtiyaç fazlasıyla karşılanmaktadır.

1983 yılında Türkiye'de santral tipi buhar kazanı imalatı yapmak üzere kısa adı BUKAŞ olacak, TEMSAN, GAMA, TÜRKŞEKER, GÜRİŞ ve VKW şirketlerinin iştirakiyle bir şirket kurma girişiminde bulunulmuş, ancak ana sözleşmesi hazırlanan bu girişim başarıya ulaştırılmamıştır.

Şeker Şirketi 1983 yılından bu yana kurup işletmeye aldığı 10 Şeker Fabrikasında kendi ürünü olan, yüksek basınçlı, kızgın buharlı kazanları imal edip devreye almıştır. Buhar kazanı üretim teknolojisinde belli bir birikime sahip olan Şeker Şirketi kendi araştırmaları sonucunda akışkan yataklı kazanlar da imal etmiştir. Izgaralı 50 t/h kapasiteli kazan modifiye edilerek akışkan yataklı hale getirilmiştir. Ayrıca Yozgat Şeker Fabrikası'nda 25 t/h (8 MW) gücünde Akışkan Yataklı Kazan 2003 yılında imal ve montajı tamamlanarak işletmeye alınmıştır. Bahis konusu kazanların elektromekanik, bilgisayar destekli ölçü denetim sistemleri ve tüm teçhizatı yerli mühendislik ve işçilikle yapılmışlardır. Başta lisansla başlayan kazan üretimi zamanla özgün projeler yapılarak geliştirilmiştir. Özbekistan Horezm ilinde 1998 yılında Türkşeker'in yapıp işletmeye aldığı şeker fabrikasında elektrik enerjisi ve proses buharı üretimi için Türkşeker yapımı yüksek basınçlı buhar kazanları kullanılmıştır.

Buhar kazanlarının otomatik kontrolü (basınç, sıcaklık, debi, dom seviye, optimum yanma denetimi) yerli donanım ve yazılımla sağlanmıştır. Kazan otomatik denetiminde ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümüyle örnek bir inovasyon çalışması yapılarak Prof. Dr. Ersin Tolunay tarafından"Buhar Kazanları Süreç Denetim" projesi geliştirilerek başarıyla uygulanmıştır.

Fakat bu başarılı çalışmalar uygulanan yanlış politikalar ve özellikle Türkşeker'in Özelleştirme İdaresinin yönetimine alınması nedeniyle kesintiye uğramıştır.

28.5.2 Turbo-Alternatör Yapımı

Türbo-alternatör grubunu oluşturan elemanlar:

1- Temel ve çelik konstrüksiyon

2- Türbin stator ve rotoru

3- Buhar kontrol ventilleri

4- Emniyet ve denetim elemanları

5- Yataklar ve sızdırmazlık elemanları

6- Türbin alternatör arası mekanik bağlantı elemanları

7- Alternatör rotoru ve mili

8- Alternatör gövde ve statoru

9- Alternatör uyartım ekipmanları

10- Yağlama ve soğutma sistemi

11- Alternatör soğutma sistemi

12- Rotor ve stator sargıları

13- Emniyet, ölçü ve denetim sistemleri

14- Buhar yoğuşturucuları

15- Buhar, su ve yağ boruları

16- Su soğutma kuleleri

17- Şalt pano ve sistemleri.

Türkiye'de yerli mühendislik ve işçilikle yapılan 32 MW alternatör 1984 yılından beri Hirfanlı Hidro Elektrik Santrali 4.ünitesinde başarılı bir şekilde kesintisiz çalışmaktadır. Bu alternatörün mekanik parçaları Şeker Şirketine ait Ankara Makine Fabrikasında, rotor ve stator sargıları TEK'in Sarıyar, ikaz ve kumanda ve denetim sistem ve panoları TEK'in Adapazarı atölyelerinde imal edilmiştir.

Şeker fabrikalarında kullanılan türbo-alternatör gruplarının kumanda ve şalt sistemleri yerli donanımla imal edilmişlerdir. Dinamik uyartım yerine yerli üretim statik uyartım uygulamaları yapılmıştır.

Termik santral yapımında sanayi ve teknolojinin bütün alanları kullanılmaktadır. Türkiye, 1985'lere kadar var olan alt yapısını, özellikle son 20 senede geliştirememiş dünyanın gelişme hızına ayak uyduramamıştır. 2015 yılı sonu itibarıyla aktif kömür santrali sayısı 38, kurulu güç 17510 MW olup buna yapılmakta olan, üretim lisansı ve ön lisansı alınmış ve planlanmış toplam 27 adet 14866,5 MW kurulu güç daha ilave olacaktır.

Bu santrallerde yerli üretim katkısı kaba tabiriyle ancak inşaat ameleliği seviyesindedir. Şartnameler ve ihale dokümanları yabancı danışman ve mühendislik firmalarına hazırlattırılmaktadır. İşletme ve onarımlarda dahi yabancı mühendis ve işçiler kullanılmaktadır.

28.6 Yapılması Gerekenler

28.6.1 Eğitim

Şu anda Türkiye'de eğitim ve öğretim çökmüştür. Laik, özgür, eşit ve ücretsiz eğitim esastır. Eğitim ve öğretimde yeni model aramaya gerek yoktur. 1948 yılında ilk ve orta öğretimde uygulanan eğitim ve öğretim sistemine geçilmelidir. İlk ve orta öğretimde eleme ve ayıklamalı sınavlar yapılarak başarı ve liyakat kazanmalıdır. Üniversiteler giriş sınavlarını kendileri yapmalı, ders programları ülkemizin ihtiyacına göre özgün ve evrensel olarak düzenlenmelidir. En büyük patentimiz olan Türkçemizden gönüllü olarak vazgeçerek eğitimde yabancı dille öğrenim zaman kaybına ve bilimsel rekabet gücünün zayıflamasına neden olmaktadır. Üniversitelerde öğrenim Türkçe yapılmalıdır.

28.6.2 Ekonomik Sistem

Türkiye'ye en uygun olan Karma Ekonomik sistem hukuksal olarak sağlam esaslara bağlanarak uygulanmaya başlanmalı Özelleştirme İdaresi lağvedilerek özelleştirmeye son verilmelidir. **İmtiyaz sözleşmeleriyle sömürüye yol açan yap işlet devret uygulamalarına son verilmelidir. KİT'ler tekrar işlevsel hale getirilmeli, işletmeci yatırımcı ayrışması olmamalı, işletmeciler yatırımcı da olmalıdırlar**. KİT'ler partizan taciz ve tasalluttan kurtarılmalı, liyakatlı ve güvenceli yöneticiler yönetimde olmalıdırlar. Tasarrufu artırmak amacıyla gereksiz tüketim harcamalarından kaçınmak için sosyo-psikolojik tedbirler alınmalıdır.

28.6.3 İş Yasaları

İş yasalarında, dış piyasa güçleriyle rekabeti teşvik eden, çalışmada etkinliği ve verimliliği artıran hükümlere yer verilmesi, Kamu İhale Yasasıyla yerli müteahhitlik kuruluşlarına öncelik tanınması sağlanmalıdır. Hizmetlerin serbest dolaşımı anlaşmasıyla Türkiye'de yabancı mühendislere pazar olanakları açılması önlenmelidir.

28.6.4 Standartlar ve Sınai Mülkiyet Hakları (Patentler)

Ulusal standartlar geliştirilerek sınai ve teknolojik maliyetler azaltılmalıdır. Türk Patent Enstitüsü çalışmalarıyla dış piyasa güçlerinin ürünlerine karşı yerli ürünleri koruma görevini sağlamalıdır. TSE kuruluş amaçlarına uygun özerk yapıda işlemelidir.

28.6.5 Kalite Alt Yapısının İyileştirilmesi

Metroloji iyi bir ölçme yapılmadan hiçbir teknolojik gelişme sağlanmaz. Metrololoji laboratuvarları artırılmalı ve çeşitlendirilmelidir.

Akreditasyon işlem ve laboratuvarları uluslararası ölçekte geliştirilmelidir.

Yerli Belgelendirme Test ve Muayene istasyonları kurulmalı, teknolojik altyapı kuvvetlendirilmelidir.

28.6.6 Toplumda Güven Duygusunun Artırılması

Devlet ve hükümet kavramlarının başta halkımız, ardından politikacılar ve bürokratlar nezlinde netleştirilmesi, hükümetin devletin bir organı ve halkın hizmetinde olduğu, teknolojik yeteneğimizin varlığı yönünde halkın ikna edilmesi ve güven verilmesi ancak yabancı sermayeyle kalkınmanın sağlanacağı inancının yıkılması yönünde kapsamlı sosyo-psikolojik tedbirler alınarak uygulanmalıdır. Sınai maliyetleri azaltmak ve yerli firmaların dış sanayi kuruluşlarıyla rekabet olanaklarının artırılmasını sağlamak için toplumsal örgütler kurulmalı, mevcutlar desteklenmeli ve bunlarla işbirliği yapılmalıdır. **Biz yaparız, en iyisini de yaparız inancı** toplumda sağlanmalıdır.

28.6.7 Meslek Bilim Ölçü Kontrol ve Optik Donanım İmalat Sanayi Geliştirilmelidir

Sanayinin temelinde saat yapım teknolojisi vardır. Bu teknoloji daha sonra optik donanım, ölçü ve denetim aygıtları yapım teknolojisini yaratıp geliştirmiştir. 5. Kalkınma (1984-1989) ve 6. Kalkınma (1990-1994) Planlarında ayrı fasıllarda incelenip hedefler konulan "*Meslek Bilim Ölçü*

Kontrol ve Optik İmalat Sanayi" bölümü 1994 yılından itibaren kalkınma planlarında yer almamaktadır. Bu sanayi dalından vazgeçilmiştir. Saat yapılamayan ülkede sanayi 4.0'dan vaz geçtik, sanayi "1.0" bile olamaz.

KAYNAKÇA

[1] Göker, H. A. 1993. "Serbest Pazar Ekonomisi" Ülkelerinde Sanayi(leşme)-Teknoloji(ye Yetişme) Politikaları ve Devletin Rolü, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Yayın No.152.

[2] Güner, S., Albostan, A. 2007. "Türkiye'nin Enerji Politikası," YEKSEM'07.

[3] Eşiyok, B. A. 2006. İktisadi Dönemler İtibarıyla Türkiye Ekonomisinde Kalkınma (1923-2004), Türkiye Kalkınma Bankası AŞ., Ankara.

[4] Taymaz, E. 2001. Ulusal Yenilik Sistemi Türkiye İmalat Sanayiinde Teknolojik Değişim ve Yenilik Süreçleri, TÜBİTAK/TTVG/DİE, Ankara.

[5] Özdaş, M. N. 2000. Bilim ve Teknoloji Politikaları ve Türkiye, TÜBİTAK, BTP 00/01.

[6] Türkiye Kalkınma Bankası AŞ. 2014. Temel Makroekonomik Göstergeler.

[7] Erkin, B. 2010. Hâtırat, Türk Tarih Kurumu Yayınları, Hazırlayan: Ali Birinci, Ankara.

[8] Atay, F.R. 2008. Çankaya, Pozitif Yayınları, İstanbul, s. 522.

ÖZGEÇMİŞ

Erkan ÇETİNKAYA
erkancetinkaya@hotmail.com

1944'te Bolu Göynük'de doğdu. 1967 yılında İTÜ Elektrik Fakültesi'nden Yüksek Elektrik Mühendisi olarak mezun oldu. Çalışma hayatına 1969 yılında Türkiye Şeker Fabrikaları A. Ş. (TŞFAŞ) Alpullu Şeker Fabrikası'nda başladı.

Alpullu Şeker, Afyon Şeker, Turhal Şeker ve Burdur Şeker fabrikalarında buhar kazanı, turbo-alternatör, şalt sahası ve enerji nakil hatlarının inşaat, montaj ve devreye alınmalarında görev yaptı. Ardından TŞFAŞ Elektromekanik Aygıtlar Fabrikası'nda (EMAF) çeşitli şeker fabrikalarının Buhar Kazanları Bilgisayar Destekli Otomasyonlarının proje yapım, imal, montaj ve devreye alınmalarında yer aldı. Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı, Meslek, Bilim, Ölçü Kontrol ve Optik Donatımı İmalat Sanayi Özel İhtisas Alt Komisyonu Başkanlığı yaptı. Özbekistan Horezm Şeker Fabrikası'nın komple orta gerilim, alçak gerilim, elektrik enerji dağıtım, kontrol ve kumanda işleriyle, bilgisayar destekli otomasyon sistemi yapımı, devreye alınması ve çalıştırılmasında görev yaptı. 2007 yılında EMAF Fabrika Müdürlüğü görevinden emekli oldu. Halen serbest danışmanlık yapmaktadır.

Çetinkaya'nın şeker ve enerji sektörü ile ilgili konularda çeşitli ulusal ve uluslararası kongre veya sempozyumlarda sunduğu altı bildirisi ve çeşitli dergilerde yayımlanan üç makalesi vardır.

29. NÜKLEER SANTRAL PROJELERİNİN YERLİ MÜHENDİSLİK, İMALAT, MONTAJ VE İŞLETME AÇISINDAN İRDELENMESİ VE YAPILMASI GEREKENLERE YÖNELİK ÖNERİLER

Dr. Benan BAŞOĞLU
Dr. Nükleer Yüksek Mühendisi

29.1 Giriş

Türkiye'de nükleer santral projeleri ile birlikte yerli katkı konusu da zaman zaman gündeme gelmektedir. Nükleer santrallerin faydalarına yönelik topluma karşı geliştirilen argümanlardan bir tanesi, yüzbinlerce parçadan oluşan nükleer santraller yardımıyla; inşaat, elektrik-elektronik ve makine imalat sanayi altında faaliyet gösteren pek çok sektöre iş imkânı sunulacağı ve Türk sanayisine dinamizm kazandırarak yeni istihdam alanları oluşacağı iddiasıdır. 2014 yılında Enerji Bakanlığı tarafından yerli katkı için firma envanter çalışması yapıldığı, yaklaşık 460 şirketin nükleer santral çalışmalarına katılmak için başvurduğu açıklanmıştır. Son üç yıldır İstanbul'da uluslararası nükleer santraller zirvesi düzenlenmektedir. Her sene düzenli bir hale gelen bu zirvede nükleer teknoloji şirketleri ile yerli şirketlerin bir araya getirildiği, bunun da nükleer santral yapımında yerli katkı sağlayacağı belirtilmektedir. Hatta yerli katkı ile ilgili yapılan bazı açıklamalar mantık sınırlarını da aşmış, üçüncü nükleer santralin % 100 yerli olacağı ve inşasına 5 yıl içinde başlanacağı açıklamaları bile gündeme taşınmıştır.

Yerli katkı, aslında, sadece nükleer enerjiye has bir konu olmayıp, hemen hemen bütün elektrik üretim teknolojisi için arzu edilmekte ve zaman zaman farklı ortamlarda gündeme getirilmektedir. Yerli termik santral kömür kazanı, yerli gaz türbini kanadı, yerli hidrolik santral türbini, yerli rüzgâr ve güneş teknolojileri ile ilgili ülkemizde zaman zaman arayışlar içine girildiği görülmektedir.

Gerçekten de, yurt dışı kaynaklara yoğun bağımlılığın yerli elektrik üretim süreçlerine yadsınamaz olumsuz etkileri bulunmaktadır. En başta, yurt-dışı alımların ulusal ekonomiyi olumsuz etkilemekte olduğunu belirtmek gerekir. Dolar veya avro bazlı dış kredi alınarak yapılan yurt dışı alımlar, döviz kurlarına da bağlı olacak şekilde yerli üreticilere zor anlar yaşatabilmektedir. Yerli sanayideki yetersizlikler, santral işletmeciliğini de olumsuz etkilemektedir. Örneğin, gaz türbin şaft arızası yurt dışında tamir edilene kadar uzun süre üretim yapamayan, hızlı ve kaliteli bir şekilde yedek parça temin edemediği için düşük emre-amadelik ve yüksek plansız devre-dışı oranları ile çalışmak zorunda kalan, amil-i mütehassıs gerekler nedeniyle uygun tedarikçi/yüklenici bulmakta büyük sıkıntılar yaşayan, yurt-dışı kaynaklı yüksek maliyetli iyileştirmeler (rehabilitasyonlar) nedeniyle üretim kapasitesini yenileyemeyen tesislerle karşılaşmak ülkemizde çok olağan bir durumdur.

Bu konuya nükleer enerji boyutunda bakacak olursak durum çok da farklı bulunmamaktadır. Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı tarafından yayımlanan kılavuz dokümanlarda, nükleer santral projelerinin etkin bir şekilde planlanabilmesi, lisanslanabilmesi, inşası ve işletilebilmesi açılarından önem taşıyan 19 altyapı alanının bulunduğu belirtilmektedir. Bu altyapı alanlarından bir tanesi de "yerli endüstriyel katılım" ile alâkalı bulunmaktadır. Nükleer tesisin dış kaynaklardan temin edilmesini bir kenara bırakacak dahi olsak, santralin normal işletmesi için gerekli birçok emtia, bileşen ve hizmetler söz konusudur. Bunlar arasında yedek parçalar, sarf malzemeleri, bakım/onarım için gerekli aletler ve kalibrasyon hizmetleri sayılabilir. Nükleer santrallerin güvenli, güvenilir ve ekonomik bir şekilde işletilebilmesi için, bu emtia, sarf malzemeleri ve hizmetlerin nükleere has sıkı kalite gereklerine, kod ve standartlara uyacak şekilde, zamanında ve ekonomik bir şekilde sağlanabiliyor olması gerekmektedir. Örneğin, bir nükleer santralde radyoaktif madde sızıntı riski de içerebilecek bir arızanın yurt dışından günlerce hizmet beklemesi mümkün değildir.

Diğer yandan, her ne kadar büyük bir ihtiyaç olarak karşımıza çıksa da, ülkemizde yıllardır elektrik üretim teknolojilerinin yerlileştirilmesinde başarı sağlandığını söylememiz mümkün değildir. Yurt dışından birçok termik santral ithal edip işletmeye aldığımız halde, ülkemizde halen yerli imkânlarla termik santral kurulamamaktadır. Eskiyen termik santrallerin rehabilitasyonlarının ve hatta rehabilitasyon planlarının yapılabilmesi için bile yabancı mühendislik kaynaklarına ihtiyaç duyulduğu görülmektedir. Termik santrallerden daha basit bir teknoloji olan hidrolik üretim teknolojilerinde su türbinleri ve jeneratörlerin yurt içinde imal edilebilmesi amacıyla 1977 yılında oluşturulan TEMSAN gibi girişimlere rağmen, hidrolik santrallerimizin kurulabilmesi için sık sık Almanya, Fransa, Avusturya, Romanya, Çin ve Hindistan gibi ülkelere başvurulmaktadır.

Bütün bu gerçekler, aslında, ülkemizde yerlileştirme ile ilgili bazı kısıtların ve engellerin bulunduğuna işaret etmektedir. Enerji sektöründe yerli katkı ile ilgili önerilere yönelik tavsiyeleri belirtmeden önce, bu engellerin iyi araştırılması, belirlenmesi ve anlaşılması gerekmektedir.

Her ne kadar bu konuda çok daha kapsamlı çalışmalara (akademik, sanayi, enerji vs.) ihtiyaç duyulsa da, ülkemizde yerlileştirmenin önünde bulunduğunu düşündüğümüz engellerden önemli olan dört tanesi nükleer enerji bakış açısıyla aşağıda listelenmiştir:

1. Teknoloji transferine uygun olmayan nükleer santral kurma yöntemi ve santral sahipliği modeli,
2. Teknoloji transferinin en önemli ayaklarından biri olan "soft" teknolojilerin yerli kaynaklara aktarılması konusunun sistematik bir şekilde ihmal edilmesi,
3. Enerji sektöründe standardizasyon anlayışının olmaması ve
4. Ülkemizde enerji sektöründe "öğrenen" yapıların oluşturulamaması, yetişmiş insan kaynaklarının belirli bir amaç için uzun süreli kanalize edilmesi ve geçmiş tecrübelerin kullanılmasında yaşanan sıkıntılar.

Bu dört engelden her biri aşağıdaki bölümlerde kısaca açıklanmaktadır:

29.2 Santral Sahipliği Modeli

Ülkemizde son yıllarda uygulanmakta olan santral sahipliği modelinde, nükleer santraller reaktör tedarikçisi olan ülkelere yabancı sahipliğinde yaptırılmaya çalışılmaktadır. Geçmiş yıllarda, dünyadaki genel eğilim ilk nükleer santral projelerinin kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirilmesi şeklinde olmuştur. İlk projelerle beraber kamu kendi yükümlülüğü altında bulunan "ülke nükleer enerji altyapısı" tesis etme işini gerçekleştirmektedir. İlk proje öncesi ülkede mevcut olmayan nükleer enerji altyapısı, özel sektör kuruluşları için büyük bir risk teşkil ettiğinden, altyapı geliştirme sürecinin kamu eliyle yapılması gerekmiştir.

Diğer yandan, Türkiye'nin ilk nükleer santrali olması öngörülen Akkuyu Projesinde bu genel global eğilimden çok uzaklaşılmıştır. Akkuyu Santrali, eksik altyapı nedeniyle ortada bulunan risklere aldırmaksızın özel sektör yatırımı olarak projelendirilmeye çalışılmıştır. Rusya Federasyonu ile imzalanan anlaşma ile proje sahipliği modeli; özelleştirme amaçlarının da ötesine geçmiş, Rusya Federasyonu'na ait devlet şirketinin Türkiye'ye kendi getireceği sermaye ile nükleer santral inşa etmesi, santrale ömrü boyunca sahip olması ve işletmesi şekline dönüşmüştür. Yerli katkı olarak da Rusların Türkiye'ye teknoloji transferi yapması ümit edilmektedir. Fakat yerli katkı ile ilgili beklentiler herhangi bir sözleşme hükmü altında bulunmamaktadır.

Öncelikle belirtmek gerekirse, Rusya Federasyonu'ndan ve eski Sovyetler Birliği'nden nükleer santral teknolojisi transfer edip, dünya piyasasına açılmış bir ülke "dünyada" bulunmamaktadır. Ayrıca, yabancı şirket sahipliğinde nükleer santral yapılmasına yönelik olarak izlenmekte olan yöntem de, teknoloji transferine uygun bulunmamaktadır. Bunun sebebi, nükleer teknolojinin normalde dünyada paylaşılmak istenmeyen, iyi saklanan ve stratejik bir teknoloji olmasıdır. Nükleer teknolojinin stratejik bir alan olması bir kenara bırakılıp sadece ticari anlamda düşünülse bile, hiçbir ülke elindeki teknolojiyi başka bir ülkeye verip, kendine ticari rakipler yaratmak istemez. Böyle bir beklenti enerji sektöründeki çetin küresel rekabet ortamında zaten mantık dışı bulunmaktadır.

Teknoloji transferi gerçekleştirmiş ülkeler, santral satın alımı sırasında sözleşmeye ekledikleri ülke çıkarlarını gözeten maddeler, oluşturdukları kaliteli örgütsel yapılar ve izledikleri sistematik teknoloji transferi yöntemleri sayesinde başarılı olmuştur.

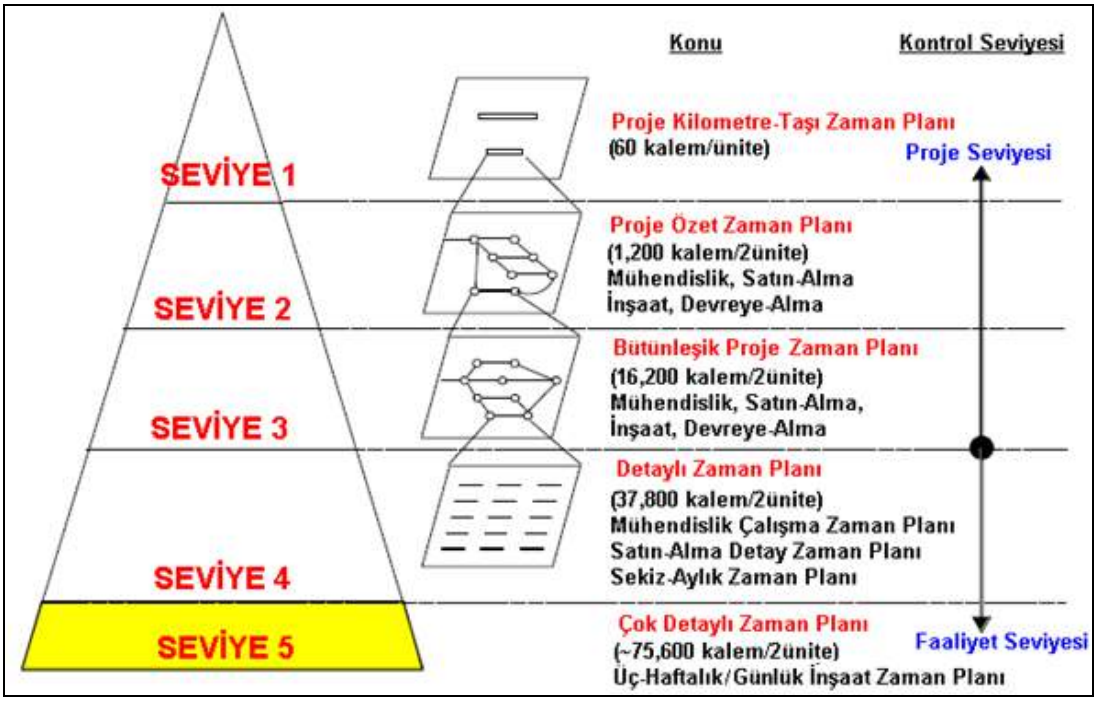
Örneğin, Güney Kore; satın aldığı nükleer santraller için yaptığı sözleşmelere paralel olarak Sargent and Lundry, Betchel ve Combustion Engineering gibi firmalarla ilave teknoloji transferi sözleşmeleri imzalamıştır. Güney Kore'nin sırf teknoloji transferi için imzaladığı bu sözleşmelerin bedelleri yüz milyon dolarlar mertebesindedir. Dünyada, özellikle de stratejik bir alan olan nükleer sektörde, "bedava" teknoloji transferi diye bir şey bulunmamaktadır. Hiçbir ülke, kendi parasıyla kendi işleteceği bir nükleer santrali kurup, bir de elindeki nükleer teknolojiyi durup dururken başka bir ülkeye vermez. Hiçbir çaba sarf etmeden başka ülkelerden nükleer teknolojinin edinileceğini ümit etmek, boşa hayal kurmaktan başka bir şey değildir.

Sonuç olarak, yabancı şirketlerin yapıp işlettikleri nükleer santrallerde teknoloji transferi ve yerli katkı da çok sınırlı kalacaktır. Yabancı sahipliği şeklinde uygulanmakta olan santral sahipliği modeli, nükleer enerji sektöründe yerlileştirmenin önündeki en önemli engellerden biri durumundadır.

29.3 "Soft" Teknolojiler

Yerli katkı için ülkemizde engel teşkil ettiğini düşündüğümüz bir diğer husus da "soft" teknolojiler açısından ülkemizin durumudur. Ülkemizde teknoloji transferi deyince akla doğrudan; pompa, kazan, kablo, türbin kanadı, elektro-mekanik aksam gibi bileşenlerin imalatını içeren "hard" teknolojiler gelmektedir. Hâlbuki elektrik üretim teknolojilerini başarıyla yerlileştirmiş ülkeler, ilk projelerle beraber "proje yönetimi", "tasarım mühendisliği", "sistem entegrasyonu", "yönetim sistemleri" gibi "soft" teknolojiler üzerine odaklanmıştır. Bir önceki bölümde bahis konusu olan Güney Kore örneğinde, Amerikan Betchel firması ile imzalanan yüzlerce milyon dolar tutarındaki sözleşme ile "tasarım gözden geçirmesi" uzmanlıklarının Güney Kore'deki yerli mühendislik kaynaklarına transfer edilmesi sağlanmıştır. Güney Kore ayrıca Combustion Engineering ile yaptığı yine milyonlarca dolar değerindeki bir başka sözleşme ile de "santral tasarımı" uzmanlıklarının yerli mühendislerce öğrenilmesini sağlamıştır. Güney Kore'de KOPEC ismiyle oluşturulan yerli mimar-mühendislik şirketi ve santral işletmesinden sorumlu KHIC, inşa edilen projelerle beraber yabancı kaynaklardan "nükleer santral proje yönetimi" uzmanlıklarını öğrenmiş, bunun için sözleşmelere sıkı maddeler ilave edilmiştir. KOPEC, ABD'li Sargent and Lundry şirketi ile yaptığı sözleşme ile kavramsal ve detaylı tasarım tekniklerini, iş süreçlerini ve araçlarını yerli insan kaynaklarına aktarmıştır.

Şekil 29.1 iki ünitelik bir nükleer santralin proje planındaki iş kalemlerinin sayısını farklı seviyelerde göstermektedir. Bu şekilden de görülebileceği gibi detaylı zaman planı 70 binden fazla iş kaleminden oluşmaktadır. Nükleer santral proje yönetimi adını verdiğimiz ihtisas alanı, bir nükleer santralin on binlerce iş kaleminin hangi sırada, hangi kalifikasyonlarda insan kaynaklarıyla, hangi kalite standartları kullanılarak, ne gibi risk planları yardımıyla vs. gerçekleştirileceği, malzemelerin nerelerden, hangi fiyatlarla temin edileceği, ne gibi kontrol mekanizmaları uygulanacağı vs. gibi proje yönetimini ilgilendiren "soft" teknolojilerin öğrenilmesini gerektirmektedir. Bu yerlileştirme açısından, bir pompanın yerli kaynaklarca imal edilmesinden çok daha zor ve önemli bir teknolojik "know-how" durumundadır. Ülkemizde teknoloji transferi deyince akla ne yazık ki sadece "hard" teknolojiler geldiğinden, "soft" teknolojilere yönelik alınması gereken önlemler hep ihmal edilmektedir. Bu durum, nükleer enerji sektöründe yerlileştirmenin önündeki en önemli engellerden bir tanesi durumundadır.



Şekil 29.1 İki Ünitelik Tipik Bir Nükleer Santral Proje Planı Seviyeleri

29.4 Üretim Teknolojilerinde Standardizasyon Anlayışı

Nükleer enerjide yerlileştirmeyi etkileyeceğini düşündüğümüz bir diğer engel de ülkemizde elektrik üretim teknolojilerinde standardizasyon kültürünün oldukça zayıf olmasıdır. Türkiye'de işletme halindeki santrallerin ana elektro-mekanik donanımları, farklı farklı tedarikçilerden temin edilmiştir. Bu tedarikçiler arasında Siemens, Alstom, Skoda, Westinghouse, Mitsubishi vs. bulunmaktadır. Hatta soğuk savaş döneminde inşa ettirilen bir santralin kazan kısmının Batı, türbin kısmının ise Doğu (Sovyet) teknolojisi içerdiği görülmektedir. Her seferinde ihtiyaç duyulan ekipmanların, en ucuza temin edilebilmesi için farklı farklı tedarikçilere yönelinmesi; yedek parça, sarf malzemesi, yerli katkı ve uzmanlıklar açılarından işletilmesi zor ve pahalı bir üretim portföyü ortaya çıkartmaktadır.

Benzer şeyler hidrolik santraller için de geçerli bulunmaktadır. Son yıllarda inşa edilmiş hidrolik santrallerin ana ekipmanları; Romanya, Çin, Avusturya, Japon, İngiliz, İsveç, Alman, Fransa ve ABD gibi çok farklı kaynaklardan temin edilmiş olup, hidrolik santrallerde bile herhangi bir standardizasyondan bahsetmek mümkün değildir. Kamu sektöründe standardizasyon ile ilgili olarak yıllar içinde yapılan bu büyük hatanın, son yıllarda özel sektörde de tekrarlandığı (ve bu olumsuzluğun önüne geçilemediği) görülmektedir.

Farklı farklı tasarımlarla uğraşılması; belirli bir tasarım üzerinde uzmanlaşmayı, bu tasarımın yerli kaynaklara aktarılmasını, ölçek ekonomisi yardımıyla bazı bileşenlerin yerli imalatının sağlanmasını, proje yönetimi, tasarım mühendisliği, sistem entegrasyonu gibi "soft" teknolojilerin yerlileştirilmesini neredeyse olanaksız hale getirmektedir.

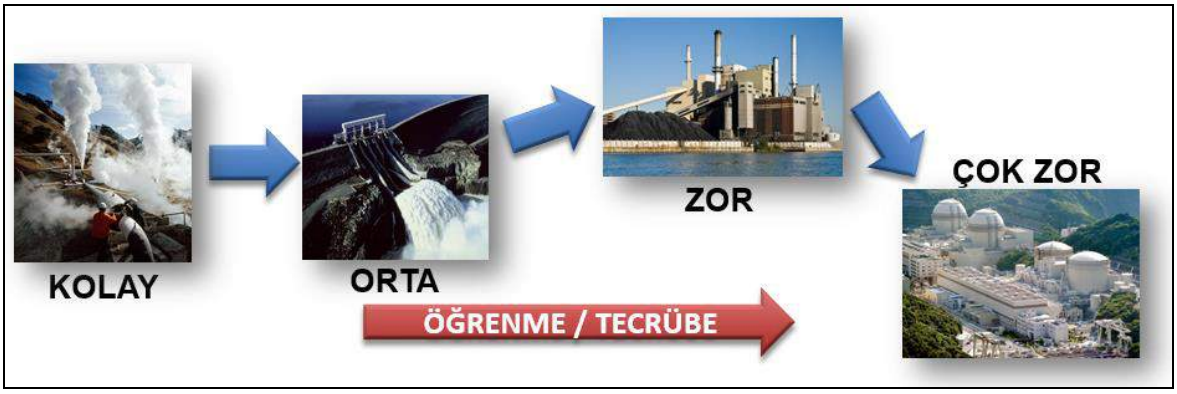
Teknoloji transferinde başarılı olmuş ülkelerin (Almanya, Fransa, Güney Kore, Çin vs.). standart tasarıma gittikleri, belirli bir tasarımı yerlileştirerek, yerli imkânlarla sürekli geliştirdikleri, aynı standart tasarımı çok sayıda projede uygulayarak, dünya pazarına açıldıkları görülmektedir. Örneğin dünyada en etkili nükleer programlardan birine sahip olan Fransa, ABD kökenli Westinghouse'dan transfer ettiği basınçlı su reaktör teknolojisini sırasıyla P4 ve N4 isimlerini vererek standart Fransız tasarımı haline getirmiş, Fransa'da çok sayıdaki projede uygulamıştır. Aynı şeyleri, Siemens çatısı altına giren Krafwerk-Union'un Almanya için geliştirdiği KONVOI tasarımı için de söylemek mümkündür. Güney Kore benzer bir şekilde Combustion Engineering'ın basınçlı su reaktörü tasarımını yerlileştirerek, Kore Standart Nükleer Santrali (KSNP) adını vermiş, yerli projelerde standart olarak uyguladığı gibi son yıllarda dünya pazarına da açılmıştır. Çin, Fransa'dan sağladığı teknoloji ile CP-1000 model yerli standart tasarımını elde etmiştir. Hatta Fransa ve Almanya güçlerini bir araya getirerek, Fransız N4 ve Alman KONVOI tasarımlarının iyi yönlerinin bileşeninden oluşan gelecek nesil standart Avrupa basınçlı su reaktörü tasarımı ERP'yi ortaya çıkartmıştır.

Diğer yandan, bugün ülkemizde, nükleer enerjide de farklı farklı tasarımlar yaptırılmaya çalışıldığı görülmektedir. Akkuyu'ya Rus VVER1200, Sinop'a Japon ATMEA, belirsiz başka bir sahaya Amerikan AP1000 ve Çin CAP1600 tasarımlarının adı geçmektedir. Nükleerdeki bu mevcut durum; diğer enerji üretim teknolojilerinde geçmiş yıllarda yerli katkı açısından yaşanan sıkıntılardan ders alınmadığı ve aynı hatanın nükleer enerji üretim tesisleri için de tekrar edileceği kaygılarını beraberinde getirmektedir.

29.5 Enerji Sektöründe Öğrenen Yapıların Oluşturulmaması

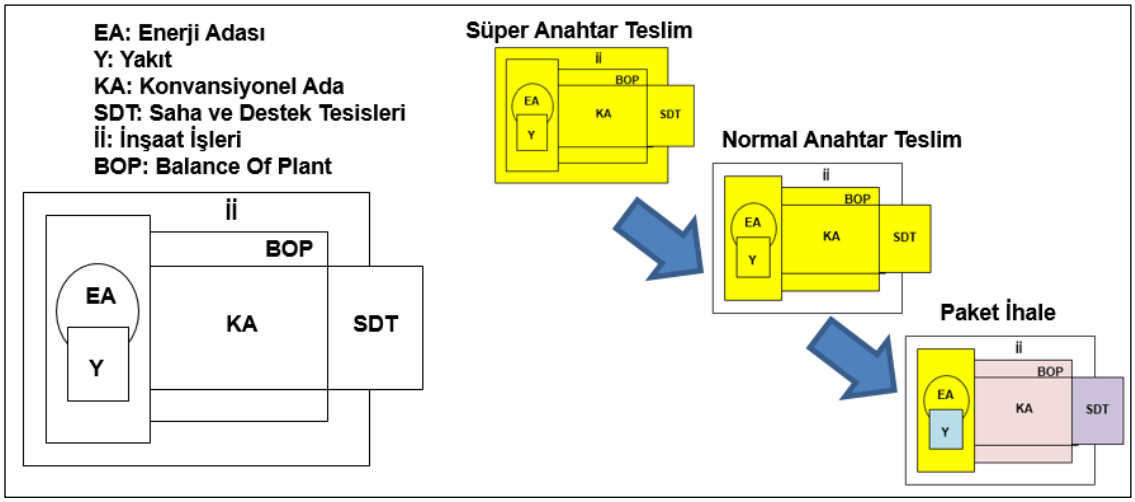
Enerji sektöründe başarılı yerlileştirme gerçekleştirmiş ülkeler; "öğrenen ülke" yaklaşımını kullanmış; basitten karmaşığa, kolaydan zora, öğrenme işlemi gerçekleştikçe adım adım, aşama aşama yol almıştır. Yerlileştirme, bir örneği Şekil 29.2'de gösterildiği gibi, kolay teknolojilerden zor teknolojilere doğru olmuş, kolay teknolojilerdeki edinim, zor teknolojilerin başlangıç aşamasında yoğun olarak kullanılmıştır. Sözleşme yöntemleri kademe kademe kolaydan zora doğru, yerli katkı azdan, yerli katkı fazlaya öğrenme süreci gerçekleştikçe gelişmiştir.

Daha kolay elektrik üretim sistemlerinin teknolojilerinden elde edilen kazanımlar, termik santrallerin yerlileştirilmesinin ilk aşamalarında önemli katkı sağlayabilmektedir. Aynı şekilde, termik santrallerin yerleştirilmesi sırasında elektro-mekanik teknolojileri ile ilgili gerçekleştirilen edinimler, nükleer santraller için de kullanılabilmektedir. Örneğin; Japonya nükleer teknolojiyi transfer ederken, o dönemde sahip olduğu türbin-jeneratör teknolojisini aynen kullanmıştır.



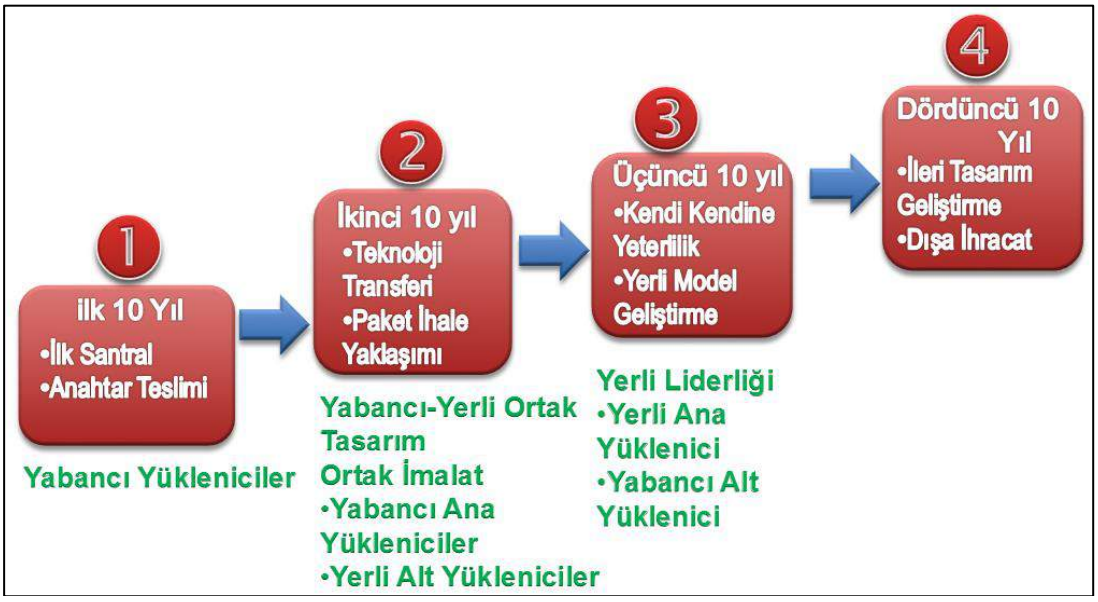
Şekil 29.2 Kolay Üretim Teknolojilerinden Zor Üretim Teknolojilerine Doğru Kademeli Öğrenen Ülke Yaklaşımı

Enerji teknolojilerini başarıyla yerlileştirmiş ülkeler, ilk santrallerini anahtar teslimi usulü ile yaparken, sözleşmede aldıkları tedbirler ile santral "proje yönetimi", "entegrasyon mühendisliği" gibi uzmanlıkların yerli mimar-mühendislik ve proje gruplarına aktarılmasını sağlamıştır. İlk birkaç anahtar teslimi proje ile entegrasyon mühendisliği, proje yönetimi gibi "soft" teknolojilerin öğrenilmesinin ardından, bir sonraki aşamada paket ihale sürecine geçilmiştir. Paket ihale yöntemi ile birlikte, nükleer ve türbin adalarının ayrı ayrı ihaleye çıkıldığı ve proje yönetimi ile bu paketlerin mühendislik entegrasyonlarının ise yerli kaynaklarca sağlandığı görülmektedir. Tecrübe arttıkça takip eden projelerde paketlerin sayısı arttırılarak öncelikli olarak kolay paketlerin yerli imalatı gerçekleştirilmesine yönelik tedbirler alınmıştır. Zaman içerisinde, kolaydan zora daha fazla paket yerli imkânlarla gerçekleştirilerek, 30-40 yıl alabilecek bir süreç zarfında kademe kademe yerli payı arttırılmaya çalışılmaktadır. Bu kademeli yaklaşımın başarılıyla gerçekleştirilebilmesi için, standart tasarıma gidilmesinin önemi de aşikârdır.



Şekil 29.3 Sözleşme Yönetimi Bazlı Kademeli Yerlileştirme Yaklaşımı

Benzer bir sürecin aslında 1980'li yılların ortalarına kadar ülkemizde de başlarıyla işlediği, anahtar teslimden paket ihale sürecine geçilme aşamasına gelindiği bir anda, farklı sebepler nedeniyle kademeli öğrenme sürecinin rafa kaldırıldığı görülmektedir.



Şekil 29.4 Nükleer Enerji Üretim Teknolojisinin Yerlileştirilmesi İçin Güney Kore Örneği

Nükleer santrallerin yerlileştirilmesine yönelik Güney Kore'nin uyguladığı kademeli öğrenme yaklaşımı Şekil 29.4'te örnek olarak gösterilmiştir.

29.6 Yerlileştirme ile İlgili Öneriler

Ülkemizde enerji sektöründe nükleer özelinde yerlileştirme önerilerinde bulunmadan önce, farklı alanlarda gerçekleştirilmiş yerlileştirme örnekleri hakkında bilgi verilmesi faydalı olacaktır. Öncelikle söylemek gerekirse, ülkemizde bazı başarılı teknoloji transfer girişimleri gerçekleştirilmiştir.

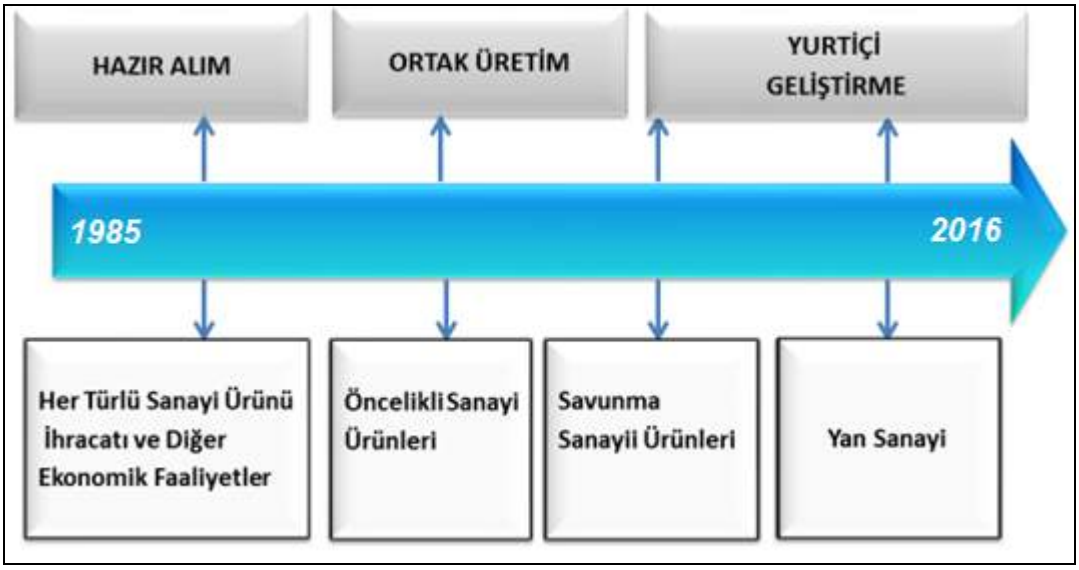
Bunlar arasında en güzel örneklerden bir tanesi şeker fabrikalarıdır. Cumhuriyetin ilanının ardından 1925 yılından itibaren ülkemizde şeker fabrikaları kurulmaya başlanmıştır. 1960'lı yılların başlarında ise Ankara ve Kastamonu Şeker Fabrikaları, yerli katkı oranı % 65 olacak şekilde imal edilerek işletmeye alınmışlardır. Bunu takiben 1970'li yılların sonlarında ve 1980'li yılların başlarında Afyon, Muş ve Ilgın, Bor, Ağrı ve Elbistan Şeker Fabrikaları, ülkemizde oluşturulan beş makina fabrikasında imal edilerek işletmeye alınmış ve şeker fabrikalarında yerlileşme oranı % 95 seviyelerine çıkmıştır.

Diğer başarılı teknoloji transferi ve yerlileştirme örneği Türk Savunma Sanayiinde gerçekleşmiş ve bu süreç hali hazırda başarıyla devam etmektedir. 1974 sonrasında yapılan çalışmalarda, mevcut tedarik politikalarıyla Türk Silahlı Kuvvetlerinin biriken ve giderek büyüyen savunma teçhizatı açığının kapatılmasının mümkün olamayacağı anlaşılmıştır. Bu noktadan hareketle, 1985 yılında çıkartılan bir Kanun ile Savunma Sanayii Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı kurulmuş, bu Başkanlık 1989 yılında Savunma Sanayii Müsteşarlığı olarak yeniden yapılandırılmıştır. Savunma Sanayii Hakkında Kanun'un amacı "modern bir savunma sanayiinin geliştirilmesi ve Türk Silahlı Kuvvetleri'nin modernizasyonunun sağlanması" şeklinde ifade edilmektedir. Bu Kanun çerçevesinde uygulanan temel politika ile yerli sanayi altyapısından azami ölçüde yararlanmak, ileri teknolojili yeni yatırımları yönlendirmek ve teşvik etmek, yabancı kuruluşlarla teknolojik işbirliği ve sermaye katkısı sağlamak, araştırma-geliştirme

faaliyetlerini teşvik etmek suretiyle gerekli her türlü silah, araç ve gerecin mümkün olduğunca Türkiye'de üretimini sağlamak amaçlanmıştır.

Şekil 29.5 Savunma Sanayinde Offset Mekanizması

Bu kapsamda, savunma sanayiinde Şekil 29.5'te gösterilen ve offset adı verilen bir mekanizma kullanılmaya başlanmıştır. Offset mekanizmasıyla, yurt dışından sözleşme bedeli belirli bir değeri aşan savunma sistemi alımlarında yerli sanayiye iş payı verilmesi, teknoloji kazanımı, teknolojik yatırımlar yapılması ve yerli sanayiye ürün ve hizmet ihracatı potansiyeli kazandırılması sağlanabilmektedir.



Şekil 29.6 Savunma Sanayinde Yerli Sanayi ve Offset Mevzuatının Gelişimi

Yerli katkı, ihracat ve teknolojik işbirliği şeklinde üç farklı kategoride uygulanan bu mekanizma sayesinde kara, hava ve deniz sistemleri ve platform bazında çeşitli alanlarda yurt içi imkân ve kabiliyetlerin kazanılması sağlanmıştır. Sistem entegrasyonu, komuta kontrol, haberleşme, elektronik harp ve ateş gücü gibi alt sistemlerde ciddi bir yerli altyapı oluşturulmuş, zırhlı muharebe araçları, elektronik harp sistemleri, komuta kontrol, askeri gemi, kripto ve simülasyon konularında temel yetenekler yerli kaynaklara aktarılmıştır. Bugün itibarıyla, kamu üreticilerinin ağırlıkta olduğu savunma sektöründe, özellikle kara ve deniz araçları ile elektronik ve yazılım alanlarında özel sektör yatırımları da ortaya çıkmış durumdadır. Savunma sanayiinde yerli sanayi ve offset mevzuatının nasıl geliştiği Şekil 29.6'da gösterilmektedir. Savunma Sanayii Müsteşarlığı tarafından yürütülen projeler kapsamında tamamlanan ortak üretim projelerinde ortalama % 40 oranında yerli katkı gerçekleştirilmiş ve bugüne kadar imzalanmış bulunan 60'dan fazla offset sözleşmesi ile firmalardan milyarlarca dolarlık offset taahhüdü alınmış, böylece yurt dışına kaynak çıkışının en aza indirilmesi konusunda somut adımlar atılmıştır. Savunma sanayiinde birçok teknolojinin yerlileştirilmesi ve yerli sanayi imkân ve kabiliyetlerinin kullanılması mümkün olmuştur.

Savunma sanayiinin offset mekanizması yardımıyla sağladığı başarı gözler önünde olduğundan, benzer bir mekanizmanın enerji sektörü için de oluşturulması gerektiğini düşünmekteyiz. Nitekim enerji sektörü kaynaklı kamu ve özel sektör alımları da aynen savunma sanayiinde olduğu gibi ulusal ekonomi üzerinde önemli bir yük oluşturmaktadır. Ayrıca, yukarıdaki bölümlerde de vurgulandığı gibi, enerji sektöründe en basitinden kaliteli santral işletmeciliği için bile kaliteli bir yerli sanayiye ihtiyaç duyulmaktadır. Bu ihtiyaç, nükleer santrallerin devreye girmesi ile beraber radyasyon alanlarına müdahale gibi çok özel yetenekleri içerecek şekilde daha da artacaktır. Ülkemiz enerji sektöründe ihracat potansiyelinin yeterince gelişememiş olması gibi daha birçok sebep de benzer bir mekanizmanın enerji sektöründe hayata geçirilmesini gerekli kılmaktadır. Dahası, Güney Kore'nin nükleer enerji teknolojisini yerlileştirirken sözleşme şartı olarak sık sık kullandığı "iş üstü eğitim", "işe katılım", "ortak tasarım", "yerli-imalat şartı" gibi mekanizmaların, savunma sanayiinde kullanılan offset mekanizması ile büyük benzerlikler gösterdiğini belirtmek gerekmektedir.

Aslında, ülkemizin 31 Aralık 2016 tarihi itibarıyla (TEİAŞ verilerine göre) 78,497.4 MWe kurulu güce ulaştığı görülmektedir. 2006'daki Türkiye kurulu gücünün 40,564.8 MWe olduğu dikkate alınırsa, son 10 yılda 37,932.6 MWe yeni ilave kapasitenin şebekeye eklendiği anlaşılmaktadır. Aslında bir ülkenin son 10 yılda eklediği bu boyutta bir kapasiteyi, enerji sektöründe yerli sanayiyi geliştirmek için çok önemli bir sebep, koz ve motivasyon kaynağı olarak değerlendirmesi mümkündür. Bu kadar kısa zamanda bu boyutta yeni kapasite ekleyebilen bir ülkenin, çok etkin yerlileştirme programı gerçekleştirebilmesi de mümkündür. Diğer yandan savunma sanayiindekine benzer mekanizmaların enerji sektöründe bulunmaması nedeniyle, ülkemizde son yıllardaki büyük kurulu güç artışının yerlileştirme açısından değerlendirilemediği görülmektedir. Bu aslında, yerlileştirme treninin, bir kez daha ve kim bilir kaçıncı kez kaçırıldığı anlamı da taşımaktadır.

Zararın neresinden dönülürse kârdır prensibi ile bugünden itibaren enerji sektöründe de benzer tedbirlerin alınmasında, benzer bir yapılanmaya gidilmesinde fayda bulunduğunu düşünmekteyiz. "Modern bir enerji sanayiinin geliştirilmesi" hedefi ile ülkemizin bütün enerji ekipmanı alımlarının yerlileştirme bakış açısı ile belirli bir mekanizmadan geçirilerek enerji üretim

teknolojilerinin yerlileştirilmeye çalışılması önem taşımaktadır. Bu nedenle, yukarıda bahsedilen engellere yönelik tedbirler alınarak, ülkemizde bugünden sonra kurulacak tesislere yönelik bir standardizasyon planının oluşturulması, yukarıdaki bölümde belirtilen "soft" teknolojilere öncelik verilerek ülke çapında "öğrenen bir yapı" meydana getirilmesi ve bu yapının yerlileştirme meyvelerini vermesi için sabırla beklenmesi gerekmektedir.

KAYNAKÇA

[1] Palacios, L. 1987. "Contribution of Domestic Industry to the Spanish Nuclear Program," 6. Pacific Basin Nuclear Conference, 7-11 Eylül 1987. Beijing (China).

[2] International Atomic Energy Agency. 2009. "Nuclear Technology and Economic Development in the Republic of Korea", 09-14371.

[3] Choi, S., Jun, E., Hwang, I., Starz, A., Mazour, T., Chang, S., Burkart, A. R. 2009. "Fourteen Lessons Learned from the Successful Nuclear Power Program of the Republic of Korea", Energy Policy, 37, p. 5494–5508.

[4] Sung, S. C., Hong, K. S. "Development Process of Nuclear Power Industry in a Developing Country: Korean Experience and Implications," Technovation, 19, Sayfa 305–316, 1999.

[5] OECD Nuclear Energy Agency. 2007. Innovation in Nuclear Energy Technology.

[6] Metzler, F. 2012. "Global Nuclear Power Supply Chains and the Rise of China's Nuclear Industry", Master Thesis, Massachusetts Institute of Technology.

[7] Kerr, P. K., Nikitin, M. B. D., Holt, M. 2014. "Nuclear Energy Cooperation with Foreign Countries: Issues for Congress", Congressional Research Service.

[8] Tahmooresnejad, L., Salami, R., Shafia, M. A. 2011. "Selecting the Appropriate Technology Transfer Method to Reach the Technology Localization", Proceedings of the World Congress on Engineering, 6-8 July 2011. vol. I, WCE 2011, London, U.K.

[9] İnce, M. E. "OFFSET Uygulamaları", Konya Ticaret Odası Etüd-Araştırma Servisi, http://www.kto.org.tr/d/file/offset-uygulamalari.pdf.

[10] T.C. Milli Savunma Bakanlığı Savunma Sanayii Müsteşarlığı. 2011. "Sanayi Katıtımı/OFFSET Rehberi", SSM-YN-022.

[11] Türk Şeker Fabrikası. Türkiye Şeker Fabrikaları Tarihçesi, http://www.turkseker.gov.tr/tarihce.aspx.

[12] http://www.sabah.com.tr/ekonomi/2016/11/17/4-uluslararasi-nukleer-santraller-zirvesi-istanbulda-yapilacak.

SON SÖZ

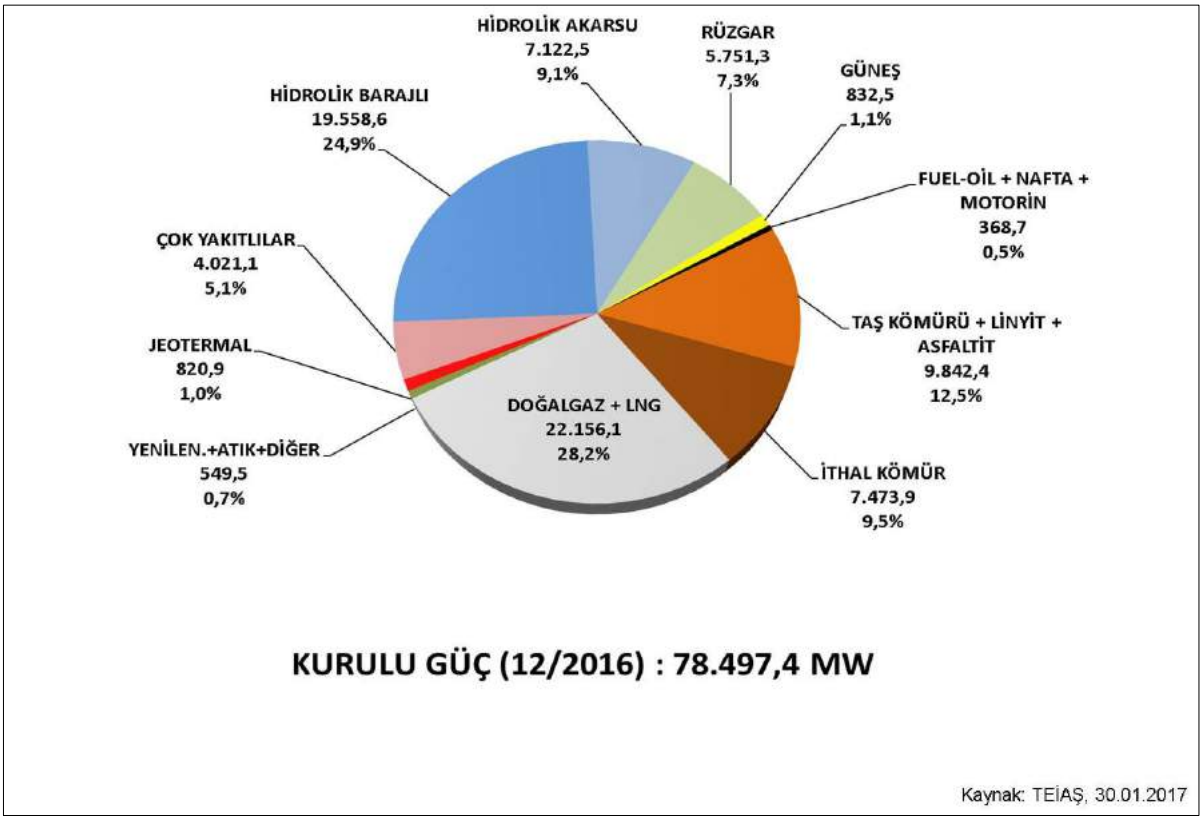
30. SONUÇ VE ÖNERİLER

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

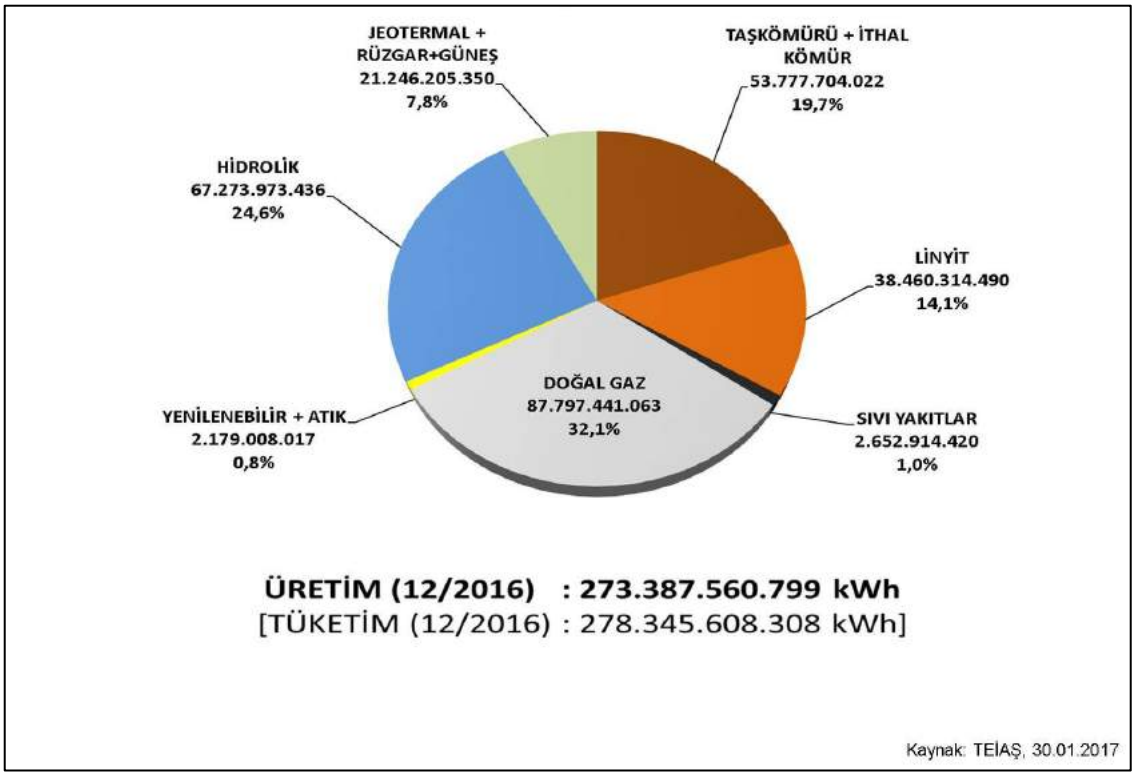
Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

TEİAŞ verilerine göre, 2016 sonu itibari ile Türkiye'nin elektrik enerjisi kurulu gücü 78.497,4 MW dır. Kurulu gücün içinde termik santrallerin payı % 57,6'dır. Doğalgaz, LNG ve ithal kömür santrallerinin toplam kurulu gücü ise 29.630 MW olup kurulu gücün % 37,7'sine karşılık gelmektedir. 2016 yılında elektrik üretimi 273.387.560.799 kWh olmuştur. Üretimin % 66,9'u termik santrallerden karşılanmıştır.



Şekil 30.1 Türkiye'de Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü – 2016 Yılı Sonu



Şekil 30.2 Türkiye'de Elektrik Üretimi ve Tüketimi - 2016 Yılı Sonu (Geçici)

Veriler incelendiğinde, Türkiye'de elektrik üretiminde termik santral ve kaynakların ağırlığının kayda değer bir süre daha hissedileceğini söylemek mümkündür. Bu gerçeğin bilincine vararak; termik santrallerin verimini arttırmak, arıza nedeniyle duruşları azaltmak, çevreye verdikleri zararı asgariye indirmek, proses güvenliğini, işçi sağlığı ve iş güvenliğini tesis etmek, ithal kaynaklar yerine yerli kömür ve biyokütle kullanımına öncelik vermek gerekmektedir.

Bu raporda, Türkiye'deki termik santrallerin kurulu güç ve üretim değerlerinin ulaşılabilinen bilgiler dahilinde güncellenerek derlenmesi sonucu hazırlanan termik santral envanteri yer almıştır. Termik ve nükleer santrallerin tipleri ve teknolojileri ile ilgili bilgiler, termik santral yapım süreçlerinin takibi ve denetimi, işletmeye alma, kabul ve şebekeye bağlanma koşulları ile ilgili düzenlemeler, yapım sürecinde bilfiil görev almış yönetici ve uzmanların işaret ettiği ve edinilen deneyimler ışığında mutlaka dikkat edilmesi gereken konular, termik santral kurulumunda temel tasarımdan işletmeye almaya kadar yerli mühendisliğin önemi ve işlevleri, enerji ekipmanlarının yerli üretimi ve buna yönelik modeller, iyi bir santral işletmeciliğinde yapılması gerekenler gibi pek çok konuya değinilmiştir.

Bir termik santral yatırım sürecinin ana aşamalarını; 1- Konsept belirleme, 2- Fizibilite etüdü, 3- ÇED Süreci, 4- Lisans Alma, 5- Finansman temini, 6- Projelendirme, 7- İnşa, 8- Testler ve devreye alma olarak tanımlarsak, termik santral projelerinin başarılı bir şekilde yaşama geçirilmesi ve tamamlanan tesisin istenen performansı karşılamasında, proje yönetimi kilit önem taşımaktadır.

Termik santral mühendislik ve müşavirlik hizmetlerinin, bütünü ile tek bir kuruluş tarafından yapılması güçtür. Konu üzerinde deneyim kazanmış ve işin önemli bir bölümünü üstlenebilecek bir mühendislik kuruluşunun, alanlarında özel uzmanlık kazanmış diğer mühendislik kuruluşları ve üniversiteler ile iş birliği yapması ve hatta gerektiğinde yurt dışından uzman mühendis ve/veya mühendislik hizmet takviyesi alması doğaldır. Bu yöntem tüm dünyada uygulanmıştır. Böyle bir yöntem ile ülkemizde kurulan termik santrallerin tüm mühendislik ve müşavirlik hizmetlerinin de yerli olarak yapılması mümkündür.

Ancak bilindiği gibi günümüzde sınai tesislerin yapımı tüm dünyada çoğunlukla anahtar teslimi veya uluslararası terminolojiye göre EPC (Engineering, Procurement, Construction) yöntemi ile çoğunlukla bir yabancı firmaya ihale edilmektedir. Yabancı EPC yüklenici, uygulama projeleri ile inşaat ve montaj işlerindeki mühendislik işleri için alt yüklenici olarak bir veya birkaç yerli mühendislik firması ile çalışmaktadır. Bu durumlarda, yerli mühendislik firmaları, tüm mühendislik ve müşavirlik hizmetlerini bir bütün olarak verme imkanı bulamamakta, alt yüklenici olarak ancak kısıtlı konularda mühendislik hizmetleri verebilmektedir.

Yerli mühendislik ve müşavirlik firmalarının termik santrallerle yüzleşmesi ve deneyim kazanarak işin içine girmeleri 1970'li yılları bulmuştur. İlk başta sadece inşaat işlerinin detay mühendisliği ile başlayan bu uzun yürüyüş, süreç içinde santrallerin yardımcı tesislerinin proses mühendisliğini de kapsamıştır. Santralin ana ünitelerinden olan kazan tasarımı da belirli boyutlara kadar yerli mühendislik ile yapılır hale gelmiştir. Tamamen yerli mühendislik ve yerli ana yüklenici ile yapılan ilk ve tek proje olan ve 2008 yılında EÜAŞ'ın ihale ettiği; Ambarlı Fuel-Oil Santralinin 4. ve 5. ünitelerinin iyileştirilerek (rehabilite edilerek) çift yakıtlı kombine çevrim santrali haline dönüştürülmesi projesi, söz konusu mühendislik hizmetlerinin yurt içinden temin edilebileceğini kanıtlamıştır.

Ülkemizdeki elektrik tüketimi, ani puant gücü ve kurulu güç verileri incelediğinde üretebilme kapasitemizin, ihtiyacımızdan daha yüksek olduğu görülmektedir. Ancak bu kapasite fazlası arz güvenliği için tek başına yeterli olmamaktadır. Tesislerin varlığının yanı sıra kaynakların çeşitli, güvenilir, elde edilebilir, ödenebilir olmasına ve bunlara ilaveten de ülke genelinde iyi bir talep, kaynak ve üretim planlamasına ihtiyaç vardır. Ayrıca mevcut santrallerin gerektiği zamanlarda kullanılabilir durumda olmasının sağlanması da gerekmektedir.

Termik santral işletmelerinin yüksek emre amadelik, optimum performans, yüksek güvenilirlik şartlarını en uygun maliyetle sağlayabilmelerinin önündeki önemli engellerden birisi olan zorunlu duruşlar, modern bakım tekniklerinin etkin kullanımı ile azaltılabilir. Ayrıca işletme-bakım-onarım hizmetlerinde en iyi fayda-maliyet ilişkisi, bu tekniklerin kullanılmasıyla elde edilebilir. Bu nedenlerle, kamu ve özel santrallerimizde işletme özelinde, düzeltici bakım, koruyucu bakım ve kestirimci bakım stratejilerinin uygun bir karışımı ile optimum bakım stratejisi belirlenmeli ve nitelikli, tecrübeli kadrolarla titizlikle uygulanmalıdır.

Linyit santrallerinin büyük çoğunluğu EÜAŞ tarafından işletilmekteyken Çan, Afşin Elbistan A ve B dışındakiler özelleştirilmiştir. TEK, TEAŞ ve EÜAŞ tarafından kurulan bu santrallerin çoğu yaşlı olup, ortalama yaşları 30 yılın üstündedir. Dolayısı ile hepsinde aşınmalar, yıpranmalar olmuş, verim düşmüştür. Bu nedenle mevcut santrallerde mutlaka verim arttırıcı iyileştirme ve yenileme çalışmalarının yapılması gerekir. Ayrıca zamanla azalan emisyon limitleri nedeniyle de, başlangıçta kurulmamış olan DeSOx, DeNOx tesislerinin derhal kurulması ve etkin bir şekilde

çalıştırılmaları ve toz tutucu elektrofiltrelerin iyileştirilmeleri zorunlu hale gelmiştir. İyileştirmeler ilave kapasite ve daha fazla üretim için en ekonomik çözümdür. Bu sebeple öncelikle yeni santral yatırımı yapmak yerine eski santrallerde çok hızlı bir iyileştirme yatırımına yönelmek, yapılacak yatırımlarla tesis ömürleri uzatmak, emre amadeliği, kapasite kullanım faktörü ve verimi artırmak, santral dahili elektrik tüketimini, su tüketimini azaltmak, yasal boşlukları önleyip, çevreye verilen zararları asgariye indirecek tesisleri, bir gün daha ötelemeden kurarak emisyonları düşürmek gerekmektedir. Kojenerasyon da verimi artırmak için en önemli uygulamalardan birisidir ve yaygınlaştırılmasında yarar görülmektedir.

Santrallerde işçi sağlığı ve iş güvenliği gibi, proses güvenliği de çok önemlidir. Doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonları (çoğu zaman gaz dağıtım firması sorumluluğunda), kömür stokları, susuz amonyak tankları, trafo veya türbinler, gereken önlemler açısından tesis sahibi kişi veya firmanın vizyonu ile sınırlı kalmamalıdır.

Termik santraller, birçok çevre sorununa neden olmaktadır. Bu sorunlar yerel ölçekli olabildiği gibi, iklim değişikliği ve asit yağmurları gibi küresel ölçekte de olabilmektedir. Kömürün türüne ve santral tipine göre çevre sorunları değişiklik gösterse de, genel olarak termik santrallerde; arazi kullanımı, kömürün çıkarılması, taşınması, depolanması ve sisteme beslenmesi, kömürün kazanda yakıldıktan sonra oluşan yanma gazı, yakıtın yanması sonucu oluşan külün depolanması ve uzaklaştırılması, çevre sorunlarının başlıca kaynakları arasında sayılabilir.

Bu sorunların giderimi için, termik santrallerin yer seçiminden başlayarak, santralin teknolojisi, projelendirilmesi, inşası, işletilmesi ve sökümü bir bütün olarak toplum çıkarları gözetilerek, toplumsal ve çevresel etkileri değerlendirilmeli, toplumsal ve çevresel etki değerlendirme süreci katılımcı mekanizmalarla objektif olarak tamamlandıktan sonra, işletme hayata geçirilmelidir.

Türkiye'nin daha fazla çevre sorununa neden olmaksızın, bir an önce eksikliklerini gidermesi, yerli kömürlere uygun, çevreye zararları asgari düzeyde olacak yakma teknikleri ve ekipmanlarının yanı sıra, çevre mevzuatındaki sınır değerleri sağlayabilecek yerli baca gazı arıtma teknolojilerini de geliştirmesi ve bu amaçlara yönelik olarak gerekli yatırımları yapması hayati bir zorunluluktur.

Son söz olarak:

1. Enerjiden yararlanmak çağdaş bir insan hakkıdır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir bir şekilde sunulması temel bir enerji politikası olmalıdır.

2. Enerji üretiminde ağırlık; yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmelidir. Enerji planlamaları, ulusal ve kamusal çıkarların korunmasını ve toplumsal yararın artırılmasını, yurttaşların ucuz, sürekli ve güvenilir enerjiye kolaylıkla erişebilmesini hedeflemelidir. Artan elektrik ihtiyacını karşılamada bugüne kadar akla ilk gelen ve uygulanan yol olan, çok sayıda yeni elektrik tesisi kurmak yöntemi yerine; talebi ve üretimi yöneterek, enerjiyi daha verimli kullanıp, sağlanan tasarrufla yeni tesis ihtiyacını azaltacak politika ve uygulamalar hayata geçirilmelidir.

3. Ülkemizde enerji sektöründe 1980'lerden bu yana uygulanan, toplumu değil piyasayı kutsayan politikalar nedeniyle, toplumsal ihtiyaçlar ve bunların karşılanabilirliği arasındaki açı her geçen gün daha da artmaktadır. Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür,

bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınmak şartıyla, enerji sektörünün gerek stratejik önemi, gerekse kaynakların akılcı kullanımı ve düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından planlamaya ve kamusal kuruluşlara ihtiyaç vardır.

4. ETKB, temel stratejileri ve politikaları, ülke, halk ve kamu, kısaca toplum çıkarları doğrultusunda geliştirmek ve uygulamakla yükümlüdür. ETKB güçlendirilmeli, uzman ve liyakatli kadrolar istihdam etmelidir. Güçlü bir ETKB'nin kamusal hizmet anlayışına uygun olarak, kamusal planlama ilkeleri dâhilinde ülke çıkarlarına uygun politikalar geliştirmesi ve uygulaması sağlanmalıdır.

5. İthal kömür yakıtlı yeni santrallere lisans verilmemelidir. Lisans almış olup yükümlülüklerini yerine getirmeyen projelerin lisansları iptal edilmeli, bölge halkının istemediği projelerden vaz geçilmelidir.

6. Linyit yakıtlı santrallerin kuruluşuyla ilgili olarak, ülke ve bölge ölçeklerinde toplumsal ve çevresel etkileri irdeleyen kapsamlı ve ayrıntılı bir çalışma yapılmalıdır. Bu çalışmaya egemen olması gereken bakış açısı, yalnız santrallerin tekil ve yerli kömüre dayalı elektrik üretiminin toptan ekonomik fizibilitesine ağırlık veren değil; fayda maliyet analizi vb. çalışmalarla, linyite dayalı olarak kurulması öngörülen elektrik santral yatırımlarının kümülatif çevresel ve toplumsal etkilerini inceleyecek ve bu yatırımlarda toplum yararının olup olmadığını, ayrıntılı bir şekilde irdeleyecek ve belirli kişi, grup ve kuruluşların değil, *toplumun yararını* gözetecek olan bir bakış açısı olmalıdır. Bu tür kapsamlı çalışmaların sonuçları, linyite dayalı santral projelerinde toplum yararının olduğunu belirlerse, ancak o zaman yatırımların gerçekleşmesi doğrultusunda adımlar atılmalıdır.

7. Ülkemiz enerji sektörüne, kendi yatırımcısı, imalatçısı, akademisyeni, mühendislik ve müteahhitlik hizmetleriyle sahip çıkmalıdır. Yapılacak çalışmalarla, yerel linyiti ve biyokütleyi etkin, verimli ve çevreye olumsuz etkileri asgariye indirilmiş tekniklerle yakan; yerli mühendislik kapasitesiyle tasarımı yapılmış, yerli imkanlarla imal edilmiş, yerli personel ile montajı yapılmış, yerli personel ile işletilen; gelişmiş baca gazı, de-sülfürizasyon, de-nox sistemleriyle mücehhez termik santraller kurabiliriz. Bu amaçla, yeni yazılım ve donanımlar kullanılarak yerli tasarımlar yapabilir, santralleri yurt içinde yerli kuruluşlar eliyle imal, inşa, mont edebilir, devreye alabilir, çalıştırabiliriz.

8. Yeni kurulacak santrallerde, kullanılacak yakıtın özelliklerine uygun baca gazı arıtma de-sülfürizasyon, de-Nox sistemleri ve tesislerinin ve yüksek verimli elektro filtrelerin bulunması şart olmalıdır. Mevcut santrallerde, bu tesis ve düzeneklere sahip olmayan santrallerin çalışmaları derhal durdurulmalı ve gerekli yatırımları yapmadan yeniden çalışmalarına izin verilmemelidir. Santrallerde tesis edilen bu tür sistemlerin ölçüm değerleri, şeffaf bir şekilde kamuoyu erişimine açık olmalıdır. Emisyonları eşik değerleri geçen santrallerin çalışmaları, İl Çevre Müdürlükleri tarafından durdurulmalıdır. Doğal gaz yakıtlı santrallerin, ülkenin zaten sınırlı olan su kaynaklarını daha da azaltacak su soğutmalı sistemler yerine hava soğutmalı sistemler kullanması sağlanmalıdır. Termik santrallerimizde gerekli revizyon, bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, termik santrallerin teknik verimleri ve emre amadeliği yükseltilmeli, bu santraller tam kapasitede çalıştırılabilmelidir.

Santrallerde çevre kirliliğini azaltacak tüm önlemler alınmalı, termik santrallerin atık ısısının bölgesel ısıtma amacıyla kullanımı imkanları araştırılmalı, teknik ve ekonomik olarak mümkün olduğu yerlerde uygulamaya geçilmelidir.

9. ÇED raporu ve EPDK lisans tadilat başvurularında, sonradan yakıt değişimine, özellikle yerli kömürden ithal kömüre geçişe, abartılı kapasite artırımlarına kesinlikle izin verilmemelidir.

10. İlgili kamu kurumlarının; elektrik üretim tesislerine lisans, doğal kaynakların aranmasına ve işletilmesine ruhsat/izin verme ve bunların işletilmesi süreçlerinde, toplum yararını da gözetmeleri; bu tür tesislerin topluma faydalarının maliyetlerinden fazla olduğundan emin olmaları, temel şart olmalıdır. Alternatif projeler arasında, topluma faydası, maliyetlerinden daha fazla olanlara öncelik verilmelidir. İlgili kurumların lisans/ruhsat/izin verme vb. mevzuatlarına, toplumsal fayda maliyet analizlerinin yapılması da eklenmelidir.

11. Plansız, çevre ve toplumla uyumsuz, yatırım yerinde yaşayan halkın istemediği, topluma maliyeti faydasından fazla olan projelerden vazgeçilmelidir. Verimli tarımsal arazilere, ormanlara, SİT ve ören alanları ile yakınlarına santral kurulmamalıdır. Çanakkale'de, Zonguldak, Trakya ve İskenderun'da ilave termik santraller; Sinop, Akkuyu ve İğneada'da nükleer santraller yapılmamalı ve ülke genelindeki yatırımlarda bölgede yaşayan halkın istemediği tüm projeler iptal edilmelidir.

Özetle, toplum çıkarlarını korumayı ve geliştirmeyi amaçlayan *demokratik enerji politikaları ve programını*; önce tahayyül etmek, sonra tasarlamak, kurgulamak, geliştirmek ve uygulamak için, hep birlikte yoğun bir şekilde çalışmamız gerekmektedir.