



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 olagelmıştır.

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 yakıtla 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 Büyükhatoğlu, Haluk Direskeneli, İrfan Uçar, Dr. İskender Gökcalp, 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
<i>Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ</i>	
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
<i>Muzaffer BAŞARAN</i>	
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
<i>Dr. İskender GÖKALP, Mücella ERSOY</i>	
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
<i>Orhan YILDIRIM</i>	
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
<i>Tuğrul BAŞARAN</i>	
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
<i>Dr. Mustafa TOLAY</i>	
6.1 Giriş	91
6.2 Biyokütleden Enerji Üreten Sistemler	92
6.3 Sonuçlar	98

7. Hayvansal, Tarımsal ve Kentsel Atıklardan Enerji Üretimi	101
<i>Orhan AYTAÇ</i>	
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
<i>Dr. Benan BAŞOĞLU</i>	
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
<i>Dr. Nejat TAMZOK</i>	
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
<i>Dr. Mustafa TOLAY</i>	
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
<i>Oğuz TÜRKYILMAZ</i>	

TÜRKİYE'DE MEVCUT TERMİK SANTRALLERİN DÖKÜMÜ VE GENEL DURUM

12. Türkiye'de Termik Santrallerin Detaylı Dökümü (Envanteri) ve Santraller Hakkında Genel Bilgiler	167
<i>Şayende YILMAZ</i>	
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
<i>Budak DİLLİ</i>	
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
<i>Haluk DİRESKENELİ</i>	
15. Türkiye’de Termik Santrallerde Yaygın Arızalar ve Uzun Duruşların Nedenleri, Sonuçları	233
<i>Orhan AYTAÇ</i>	
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
<i>Muzaffer BAŞARAN</i>	
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
<i>Dr. A. Çağatay DİKMEN</i>	
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
<i>Haluk DİRESKENELİ</i>	
19. Termik Santrallerde Modern Bakım Yöntemleri	279
<i>Serdar AKYÜZ</i>	
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
<i>Cemal KOZACI</i>	
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
<i>Abdullah ANAR</i>	
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
<i>Abdullah ANAR</i>	
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
<i>Haluk BÜYÜKHATİPOĞLU, İrfan UÇAR</i>	
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
<i>Nilgün ERCAN</i>	
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
<i>İsmail SALICI</i>	
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
<i>İsmail SALICI</i>	

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

27. Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi.....	427
<i>Şayende YILMAZ</i>	
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
<i>Erkan ÇETİNKAYA</i>	
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
<i>Dr. Benan BAŞOĞLU</i>	
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 Yerleştirme ile İlgili Öneriler.....	458

SON SÖZ

30. Sonuç ve Öneriler.....	465
<i>Oğuz TÜRKİYILMAZ, Orhan AYTAÇ, Şayende YILMAZ</i>	

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 dūřümü, 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 (Distributed 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 Reconstruction 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)
HDKKÇS	: 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	: Alman Yatırım 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 (Layer 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
MİLRRES	: Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi Projesi
MİLTES	: Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi ve Yerleştirilmesi 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 dolaşımli 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 maintenance)
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 (The Association 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

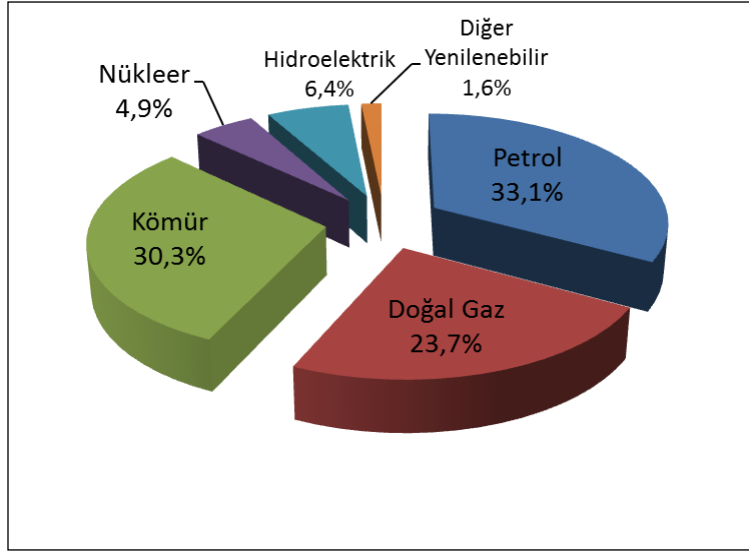
Şayende YILMAZ

Makina Mühendisi

Termik santraller, katı, sıvı ve gaz halindeki fosil yakıtların ısı 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.



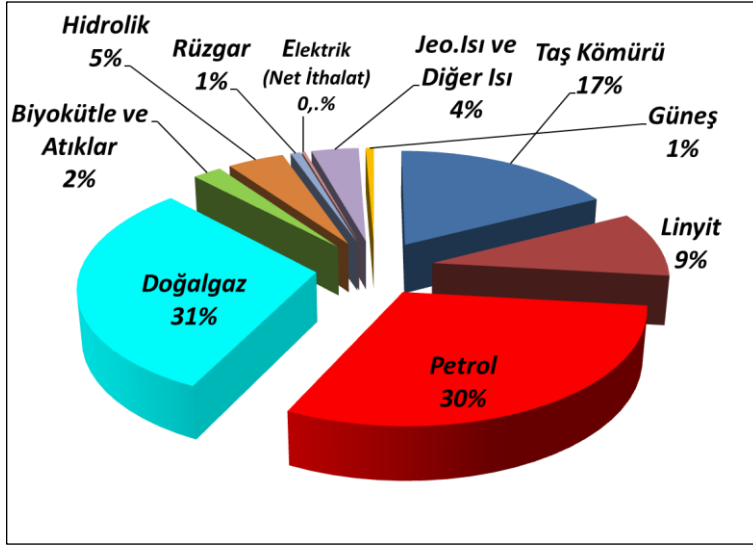
Grafik 1.1 Kaynaklar Bazında Dünya Birincil Enerji Tüketimi (%).

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 çırpidan 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, ağırlıklı ithal kaynaklara dayalı ise; toplum çıkarlarını gözetten bir planlama uygulanmıyorsa; enerji yatırımlarında toplumun değil, yalnızca kazançlarını azamileştirme amacıyla olan sermaye gruplarının çıkarlarını gözetten 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.

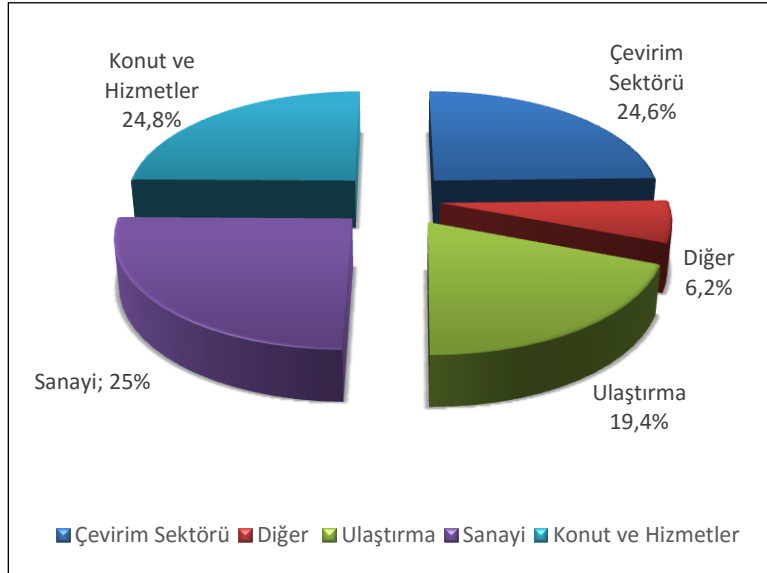
BU NEDENLE, TOPLUM ÇIKARLARINI KORUMAYI VE GELİŞTİRMEYİ AMAÇLAYAN DEMOKRATİK ENERJİ POLİTİKALARI VE PROGRAMINI; ÖNCE HAYALETMEK, SONRA TANIMLAMAK, TASARLAMAK, KURGULAMAK, GELİŞTİRMEK VE UYGULAMAK İÇİN YOĞUN BİR ŞEKİLDE ÇALIŞMAMIZ GEREKMEKTEDİR.

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 Üretim 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.

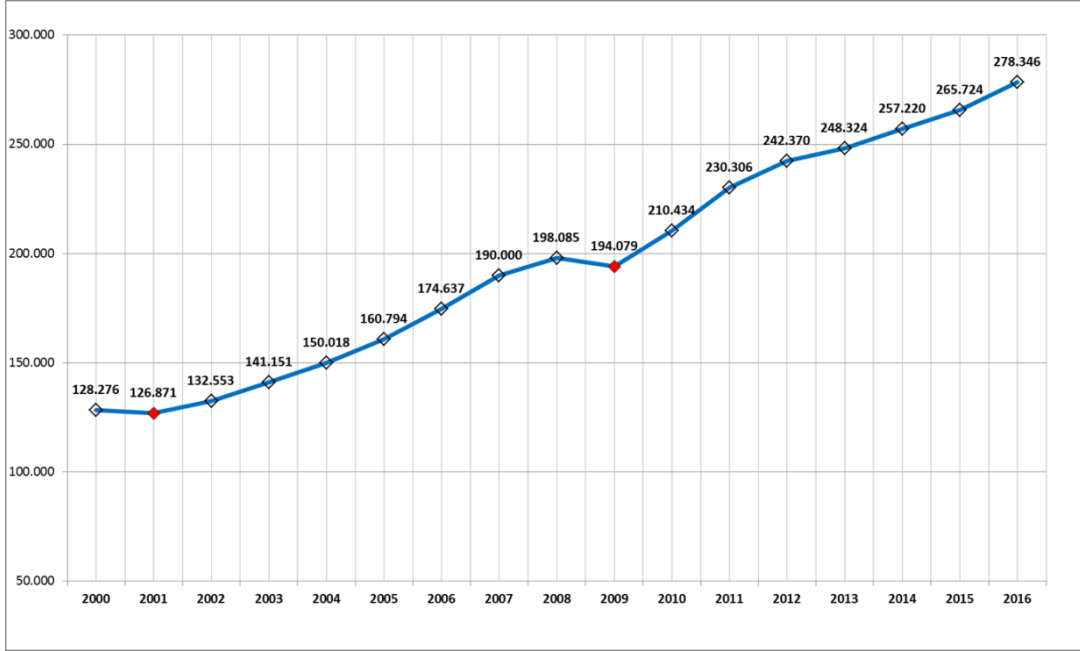
1.2 Türkiye’de Elektrik Üretimini Gelişimi

Grafik 1.4’ten görüleceği üzere ülkemizde elektrik talebinde hızlı bir artış 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 kompozisyonunun değişmesiyle birlikte, bu ilişkide de değişiklik söz konusudur. Elektrik tüketim artışı giderek milli gelir artış oranına yaklaşmaktadır.

¹ <http://www.enerjiunlugu.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 DEVRET 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												
LİSANSIZ									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-ÖL + 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 öngörülerini 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 bürokrasisinin 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 çözümler 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 araştırmamız, 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 çözümlerde, 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 de 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 itibarıyla, 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 gerçekleşmeyeceğini 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, gerçekleştirmelerin 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 Başkanlığı’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 yasa, enerjinin sakınımı yasaının 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/m²), v özgül hacim (m³/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.

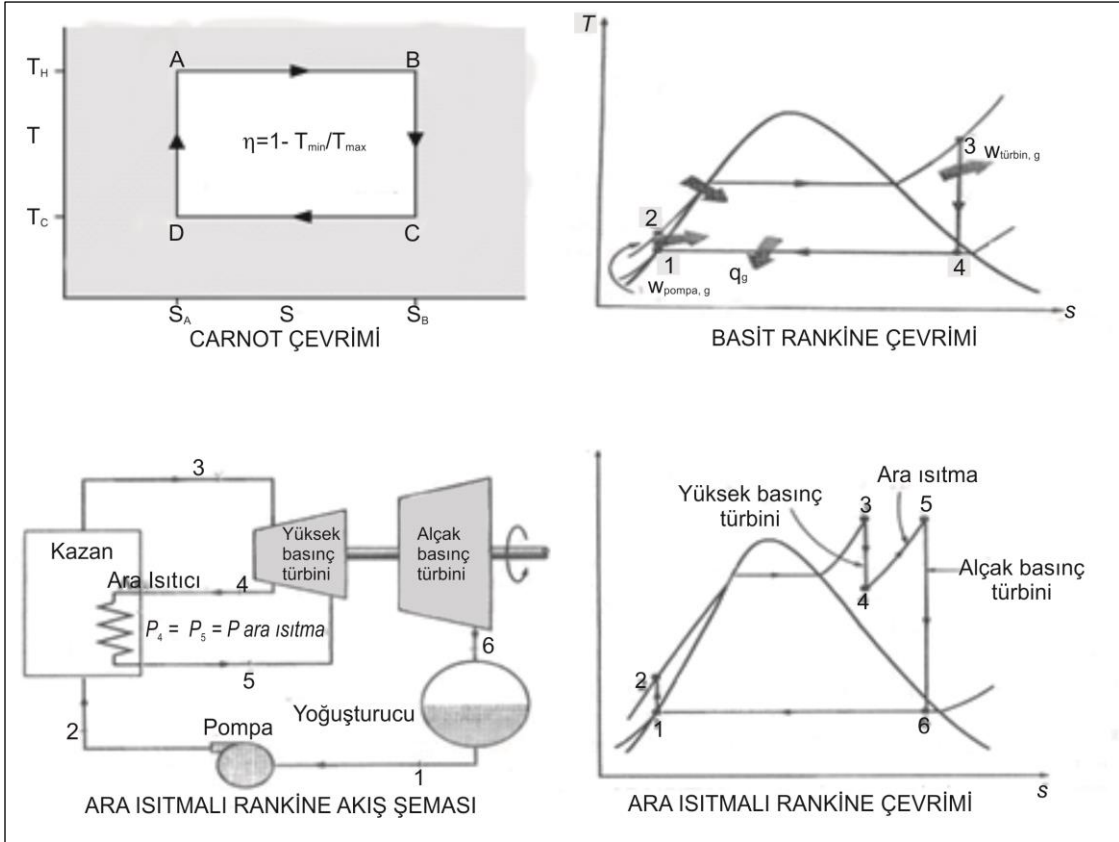
2.1.4 Çevrimler

2.1.4.1 Carnot Çevrimi

Bu çevrimde:

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

- B-C: T_H 'den T_C 'ye adyabatik genişleme
 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 genişleme
- 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:



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).

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

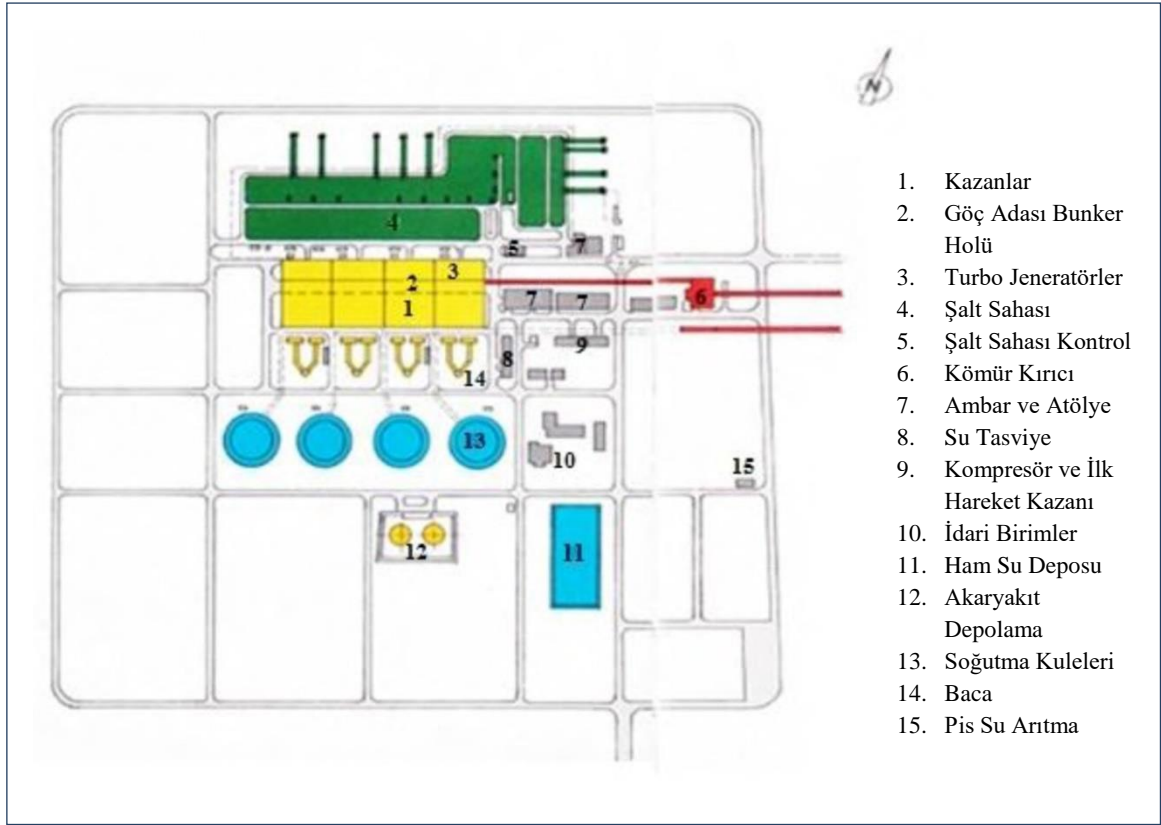
2.2 Kömürlü Santrallerin Genel Yapısı ve Üniteler

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

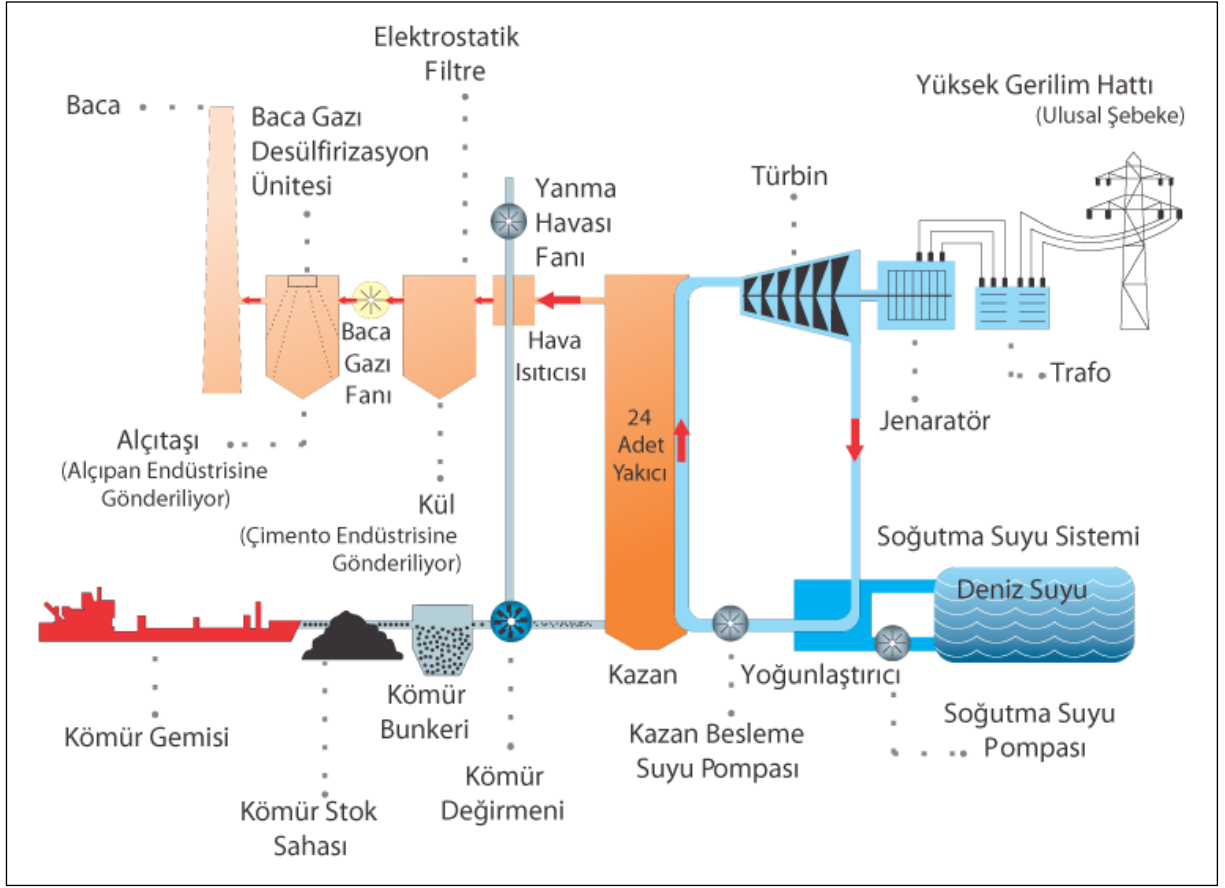
Kazan tipleri ileride detaylandırılmaktadır, ancak önce kömürlü santrallerin genel yapısı ve üniteleri ele alınacaktır. Bir termik santralin yerleşim planına örnek olarak Şekil 2.2’de Afşin Elbistan A ve İSKEN - Sugözü Enerji Santrallerinin Genel Yerleşimi Planları, Şekil 2.3’te bir kömürlü santralin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

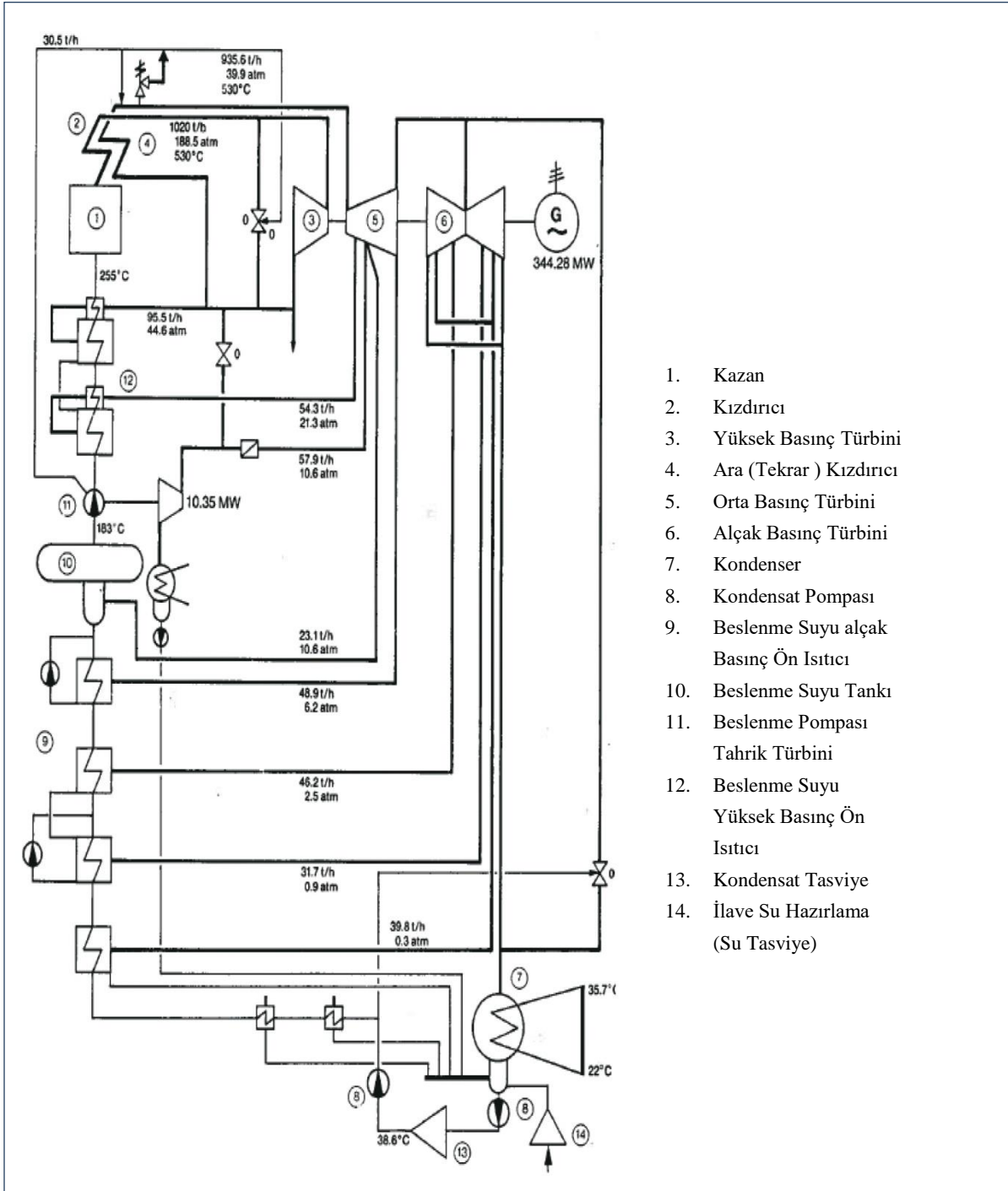


Şekil 2.2.a Afşin Elbistan A Santrali Genel Yerleşimi



Şekil 2.2.b İSKEN-Sugözü Enerji Santrali Genel Yerleşimi



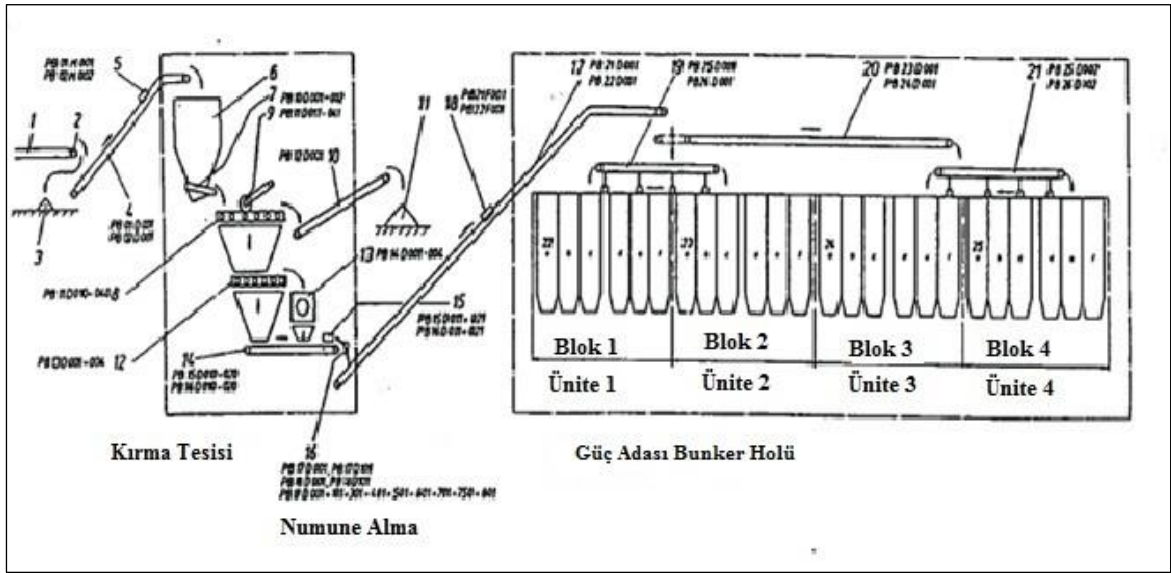


Şekil 2.4.b Afşin Elbistan A Santrali Akış Şeması

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

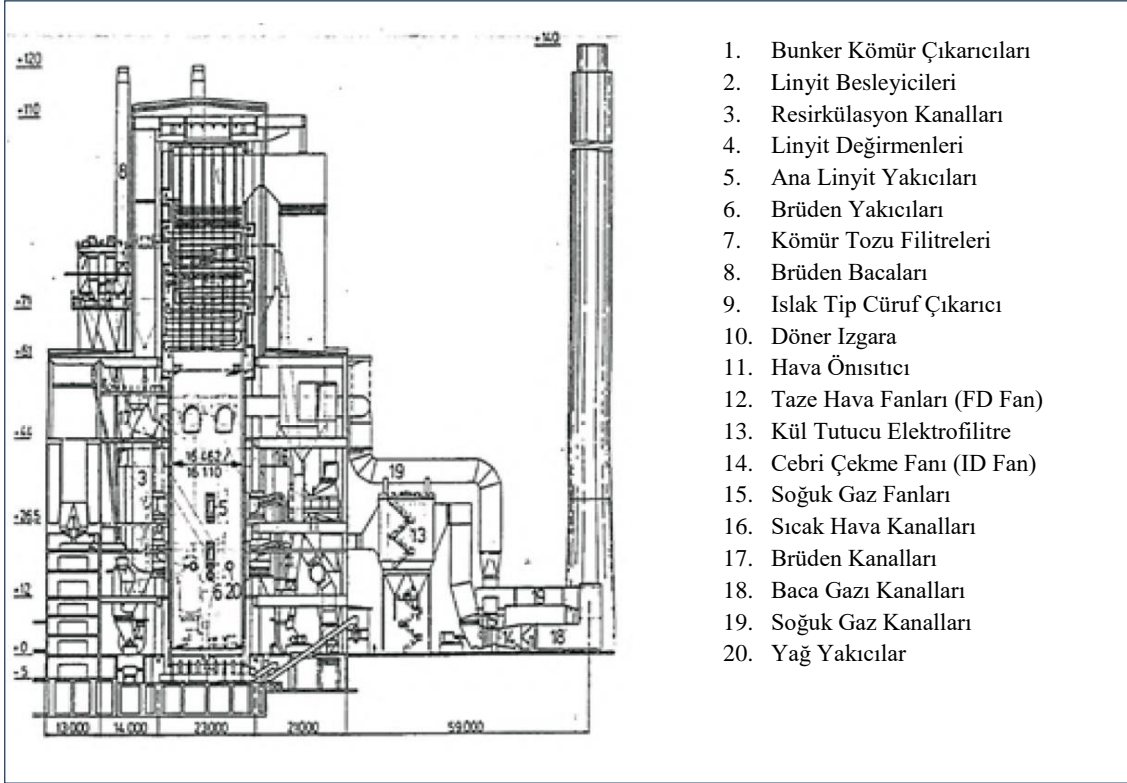
Kömürün kazanda yakılması sonucu cüruf oluşur. Kazan altı teknesinden alınan cüruf ve elektrofilitrede tutulan kül, aynı konveyör bandına dökülerek ya madende kömürün çıkarıldığı yerlere veya ayrı olarak inşa edilen kül barajlarına dökülür. Kül ve cürufun direkt suyla taşındığı hidrolik sistemler de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



Şekil 2.6. Afşin Elbistan A Santrali Kazan Kesiti

Püskürtme toz (pulverize) kömür santrallerinde yakma sistemlerinde de iki teknoloji den 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 başlıcaları 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 Filtreler

2.2.3 Türbin ve Yardımcı Ekipmanı

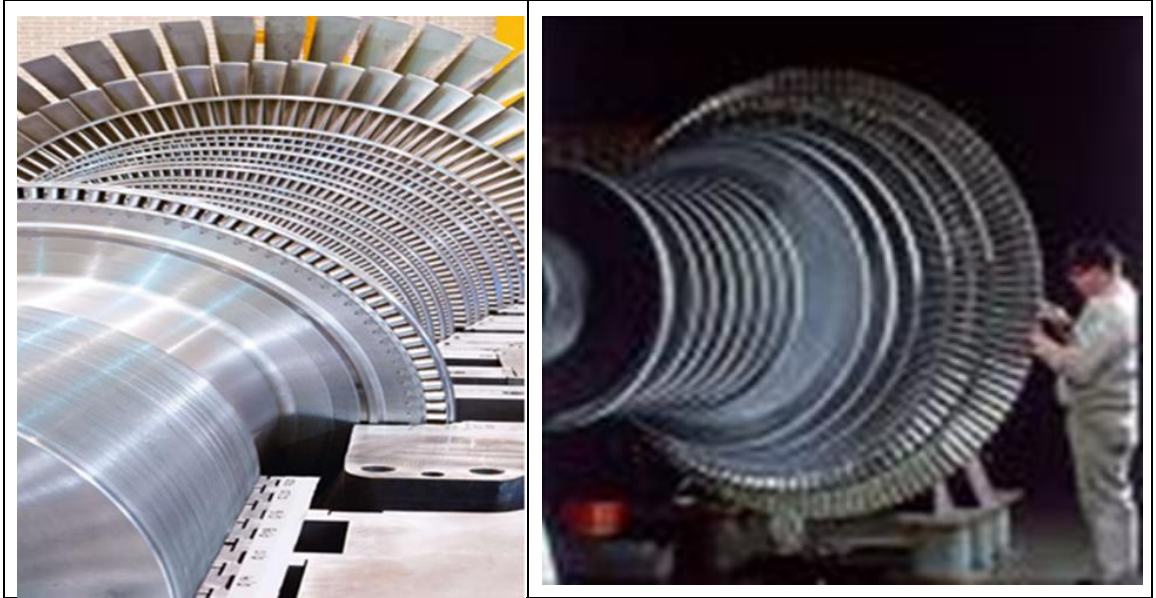
Bir buhar türbini, genel olarak yatay eksenli etrafında dönebilen bir rotor, bu rotor üzerine monte edilmiş ve rotorla beraber dönen hareketli kanatlar, türbin gövdesi, bu gövde içinde bulunan iç gövde, sabit kanat taşıyıcıları ve sabit kanatlardan meydana gelir. Rotor, her iki tarafından radyal yataklarla 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.

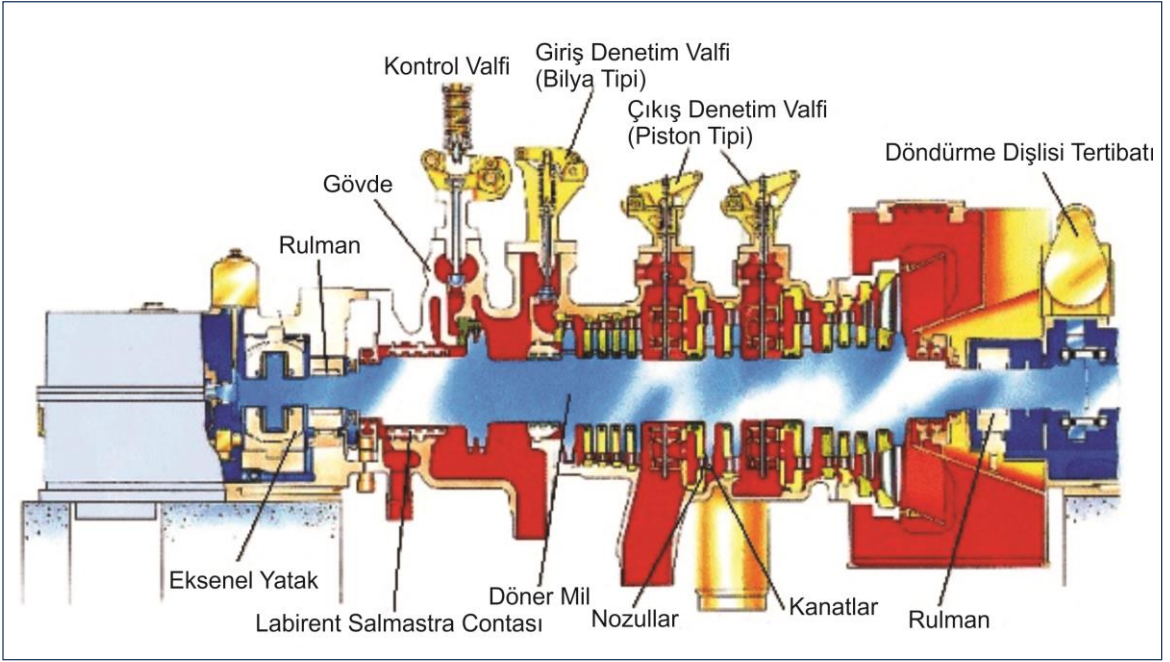
Buhar, faydalı enerjisini kanatlar yardımıyla rotora verdikten sonra çürük buhar kondenseye dökülür.

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.



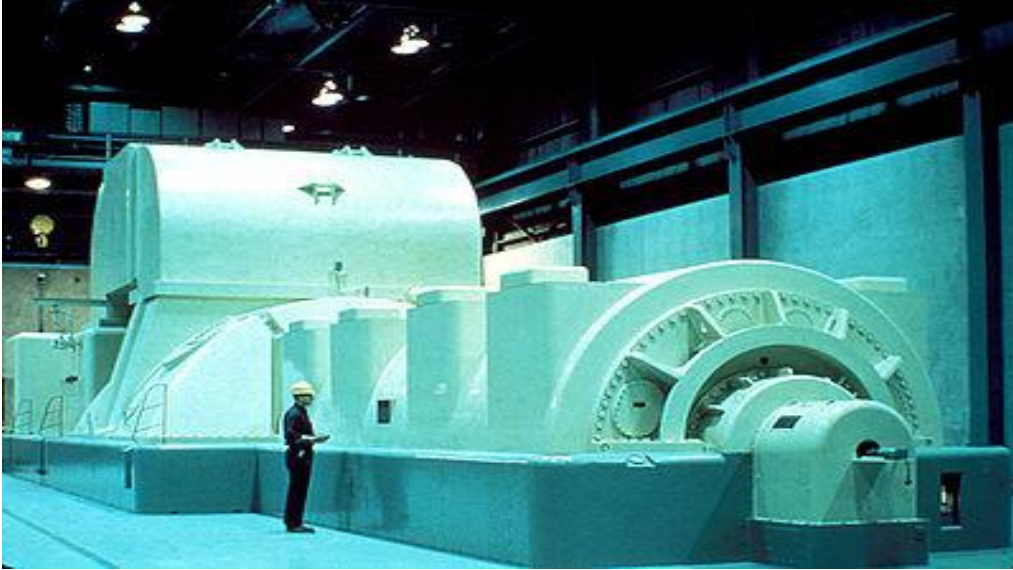
Fotoğraf 2.1 Buhar Türbini İç Görünüş ve Rotor



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 makineleridir.



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:

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

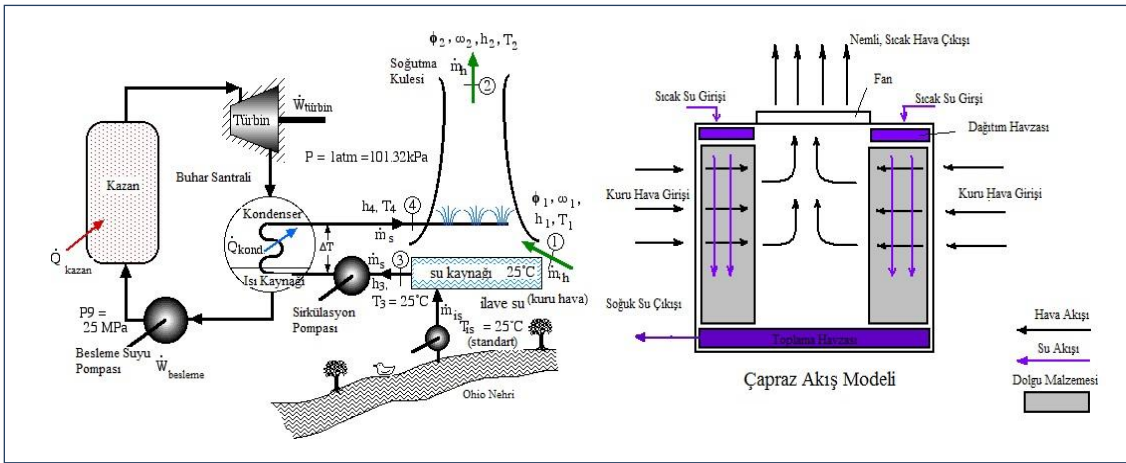
Jeneratörün çıkış gerilimini (10 kV, 15 kV, 22 kV) santralin bağlanacağı iletim hattı gerilimine çıkartan transformatöre ana transformatör, jeneratör çıkış barasından iç ihtiyaç için gerilimi düşüren transformatöre iç ihtiyaç transformatörü denilir. Santral içinde gerilim seviyesini düşüren çok sayıda 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 yoğunlaştırılır. Isınan soğutma suyu da soğutma kulesinde tekrar soğutulur.



Fotoğraf 2.4 Soğutma Kule Tipleri



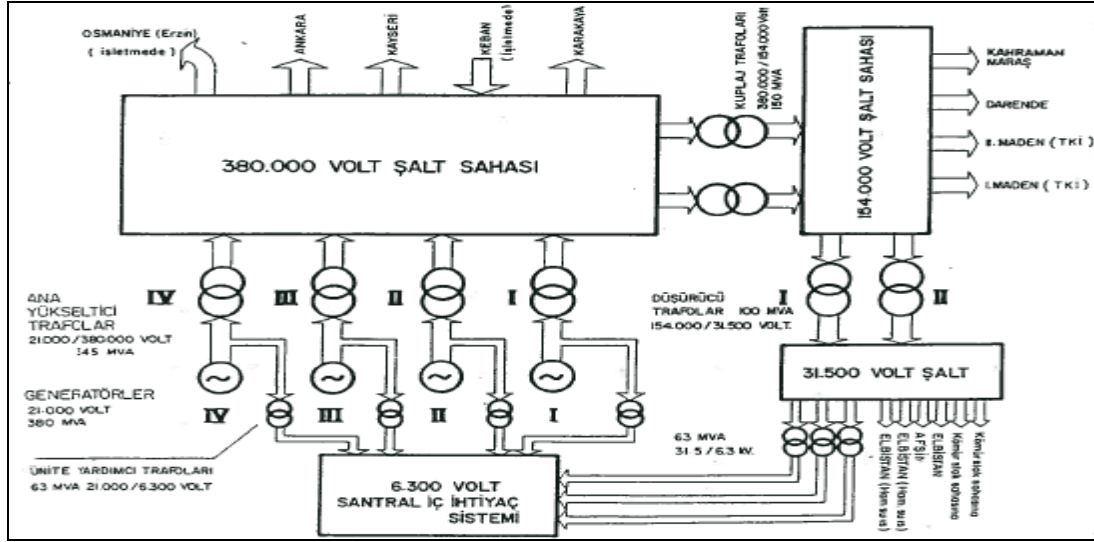
Şekil 2.8 Soğutma Kule Tipleri

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.

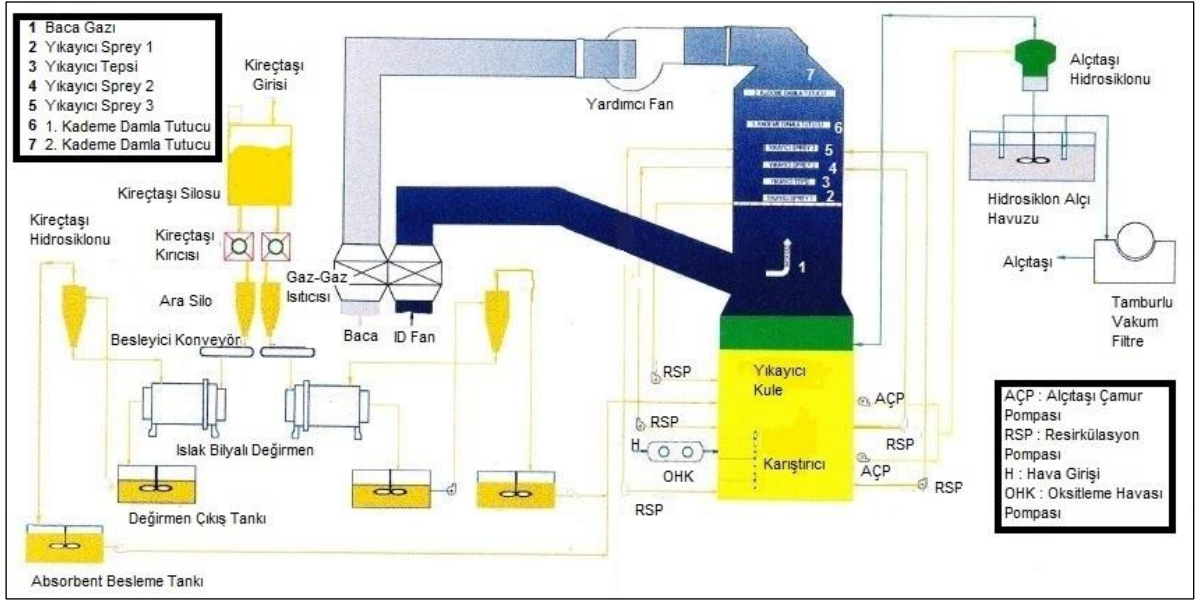
Eski dönemlerde şalt sahalarında daha çok basınçlı havayla çalışan kesiciler kullanılırken daha az yer kapladıkları için şimdilerde SF₆ gazlı kesiciler daha yaygın kullanılmaktadır.

2.2.8 Baca Gazı Kükürt Arıtma Sistemleri

Kömür veya petrol ürünleri yakan santrallerde baca gazından kükürt dioksiti (SO₂) 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)	495.000	981.670	1.178.000
	404.440	778.560	934.270
SO ₂ (mg/Nm ³)	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 ayarlanmanın 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:

- Tesisin o anki durumunun sinyal vericiler tarafından saptanması
- Kazanılan bilgilerin emirlere dönüştürülmesi
- 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 değer 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 dolaşimli (circulating) olmak üzere ikiye ayrılır. Günümüzde ticari boyuta ulaşmış ve yaygınlaşmış olan teknoloji atmosferik dolaşimli akışkan yataklı yakma (atmospheric circulating fluidized bed combustion-ACFBC) teknolojisi olup, basınçlı kabarcıklı akışkan yataklı yakma (pressurized bubbling fluidized bed combustion-PBFBC) ile basınçlı dolaşimli akışkan yataklı yakma (pressurized circulating fluidized bed combustion-PCFBC) teknolojileri henüz gelişme aşamasındadır.

2.3.1.1 Atmosferik Dolaşimli Akışkan Yataklı Yakma Teknolojisi

Atmosferik Dolaşimli 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 “dolaşimli” denir.

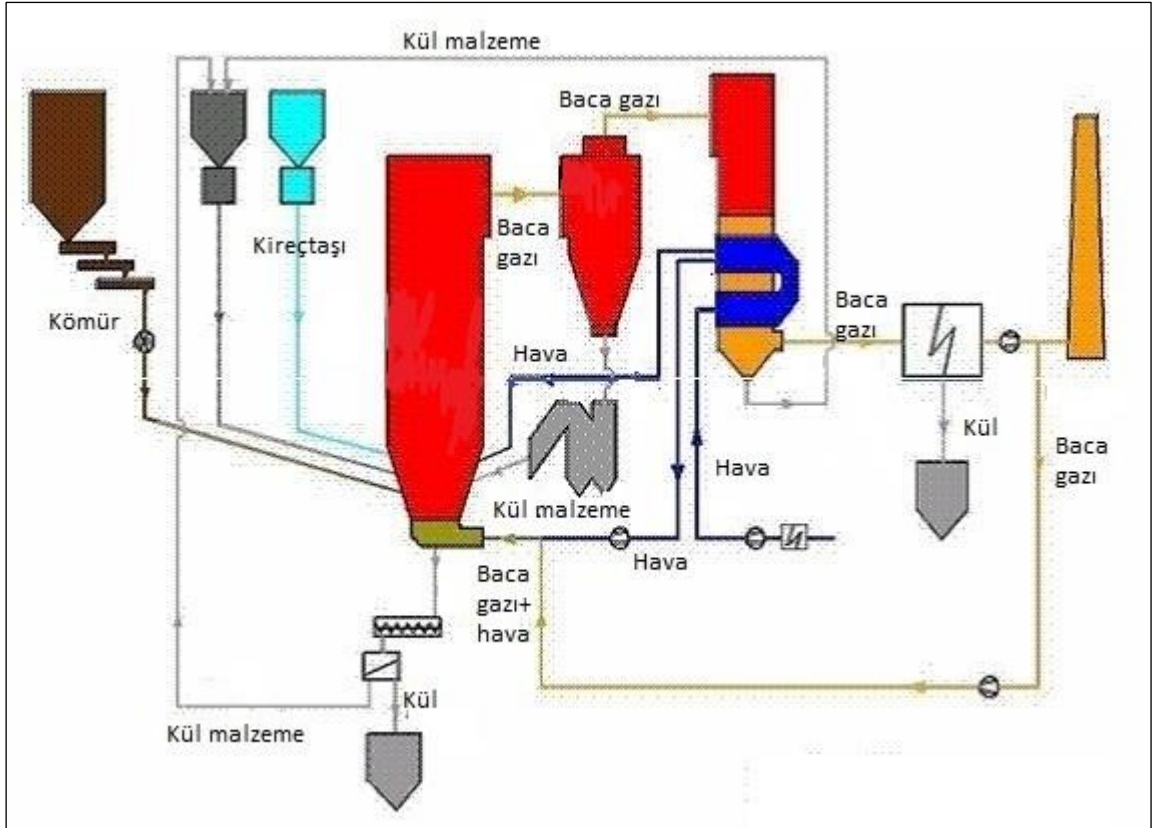
Yüksek akışkanlaşma hızı ve sirkülasyon nedeniyle dolaşimli akışkan yataklı kazanlarda belirgin bir yatak yüzeyi yoktur. Taneciklerin sistemde ortalama kalma süreleri yanma sürelerine kıyasla daha uzundur ve yaklaşık 7-10 saniye civarındadır. Taneciklerin yatakta kalma sürelerinin uzun olması ve mükemmel 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. Dolaşimli akışkan yataklı sistemlerde yüksek hız, parçacık yoğunluğu ve türbülansın dolayısı ile 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.



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 Yataktaki 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.

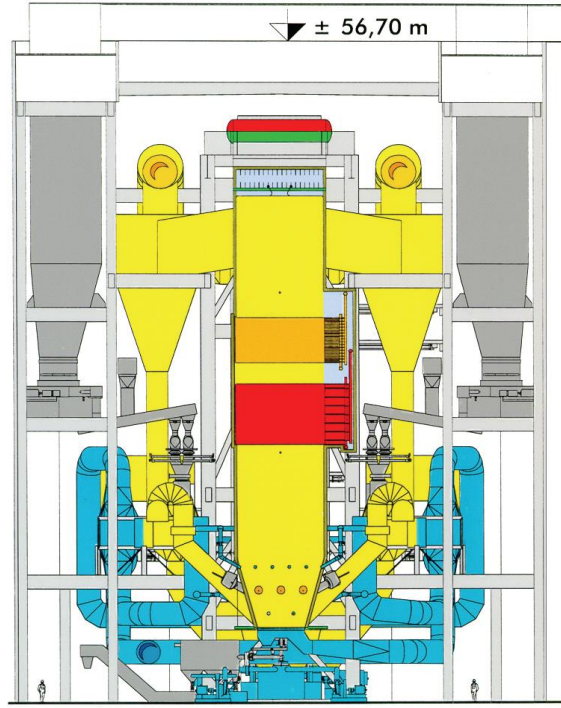
Akışkan yataklı kazanlarda uygun yakıt-gaz karışımının sağlanması, parçacıkların kazanda uzun süre kalması, gazla beraber taşınan iri parçacıkların kazana geri gönderilerek mümkün olduğu kadar tam yanmanın sağlanması yanma verimini artıran unsurlardır.

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

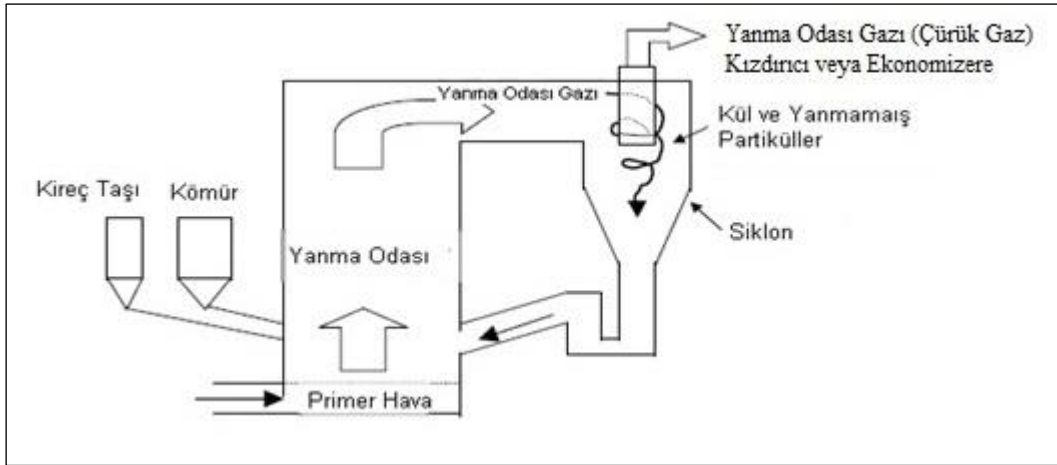
Düşük kaliteli linyitlerin çevreyi olumsuz etkilememesi için, bir yandan baca gazı arıtma tesisi gibi oldukça pahalı ilave yatırımlar yapılırken bir yandan da söz konusu düşük kaliteli yakıtların çevreye zarar vermeden yakılabilmek için geliştirilmiş, bu yöndeki gayretlerin sonucu olarak akışkan yataklı 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 °C

Kazan RH Buhar Sıcaklığı 542 °C

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

Dolaşımli 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 dolaşımli akışkan yataklı kazan ile konvansiyonel püskürtme toz (pulverize) kömür kazanın karşılaştırılması verilmektedir.

Tablo 2.3 Dolaşımli Akışkan Yataklı Kazan ile Pulverize Kazanın Karşılaştırılması

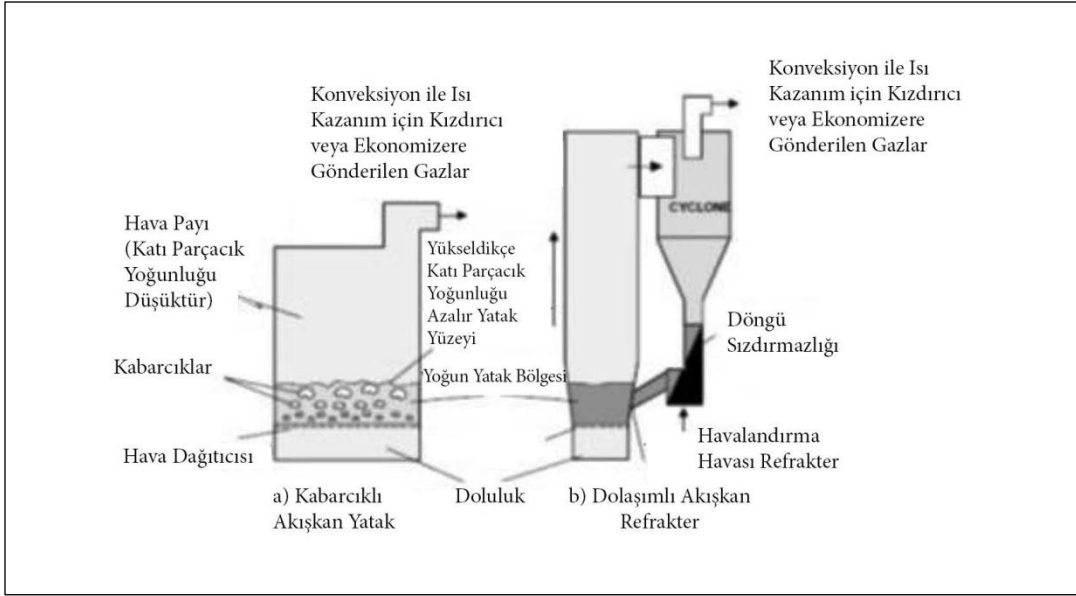
Madde	Akışkan Yatak (AY- CFB)	Püskürtme Toz (Pulverize) Kömür (PK- PC)
1. Değirmenler	Pulverize kömüre ihtiyaç olmadığından değirmenlere ihtiyaç yoktur; sadece kırıcılara ihtiyaç vardır (30-10 mm).	Pulverize kömür elde etmek için büyük kapasiteli değirmenlere ihtiyaç vardır. ($\leq 1000 \mu$) Bunların bakım maliyetleri yüksektir.
2. DeSO _x (η %) Verimleri	Genellikle optimum yanmada DeSO _x verimleri % 90 civarındadır. Ancak, özellikle AB limit değeri ($SO_2 \leq 200 \text{ mg/Nm}^3$) dikkate alındığında, yüksek kükürt ihtiva eden kömürlerin kullanımında ilave kükürt arıtma tesisi (BGD) gerekli olabilecektir.	EU kriterleri dikkate alındığında ($\leq 200 \text{ mg S}$) 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°C civarında olduğundan yakıt kalitesine de bağlı olarak ilave De-NO _x tesisine ihtiyaç yoktur. NO _x için AB kriteri $<200 \text{ mg/Nm}^3$ olup, bu limit değer de karşılanabilmektedir.	Yanma odası sıcaklıkları $\geq 900^\circ\text{C}$ 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.

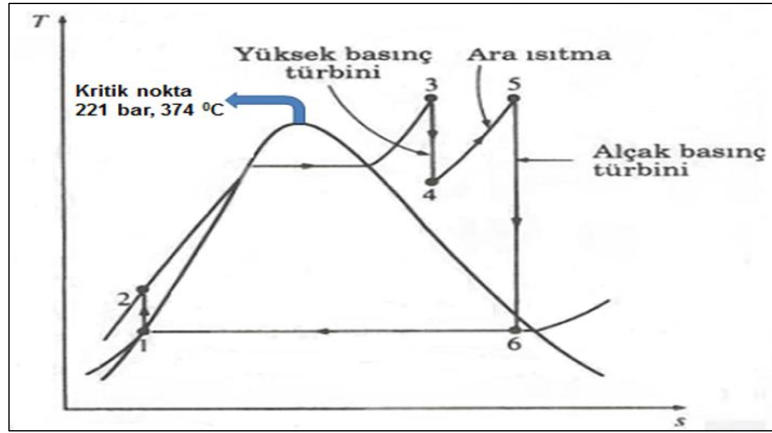
Yatakta kömür taneleri önce içerdikleri uçucu maddelerini kaybeder. Yatak içinde kömür parçacıkları yanarken, üst kısımda da uçucu maddeler yanmaya başlar. Bu teknolojide de, dolaşımli akışkan yatakta olduğu gibi, yanan gazlarla birlikte sürüklenen kül parçacıklarından iri taneli olanları siklonlarda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

Şekil 2.14’de kabarcıklı akışkan yatakta yakma teknolojisi ile dolaşımli akışkan yatakta yakma teknolojisinin karşılaştırması verilmektedir.



Şekil 2.14 Kabarcıklı Akışkan Yatak ile Dolaşimli Akışkan Yatak Karşılaştırılması

2.4 Buhar Parametrelerine Göre Kömürlü Kazan Tipleri



Şekil 2.15 T-S Diagramında Kritik Nokta

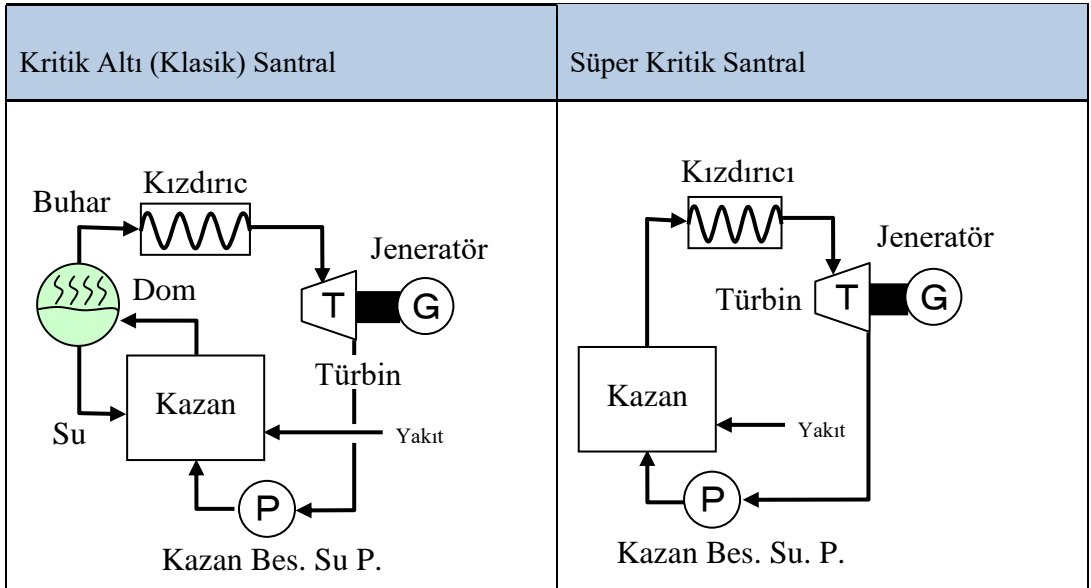
Şekil 2.15'ten görüldüğü gibi buhar kazanları için 221 bar, 374°C kritik noktadır. Kazan çıkışı 221 barın üzerinde olursa T-S çan eğrisinde sıcaklıktan çok basınç önem kazanır, grafikteki eğri çan eğrisinin üzerinden geçer ve su buhar ayrımı olmadan kazan boruları içindeki su, direk sıvı fazından gaz 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 (°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 ayırıştırıcısı 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 Kontrolü • Çözülmüş Oksijenin Atılması
Ölçümler	• pH • Çözülmüş Oksijen • Elektriksel İletkenlik • Silis • Toplam Katı Partikül	• pH • Çözülmüş 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.

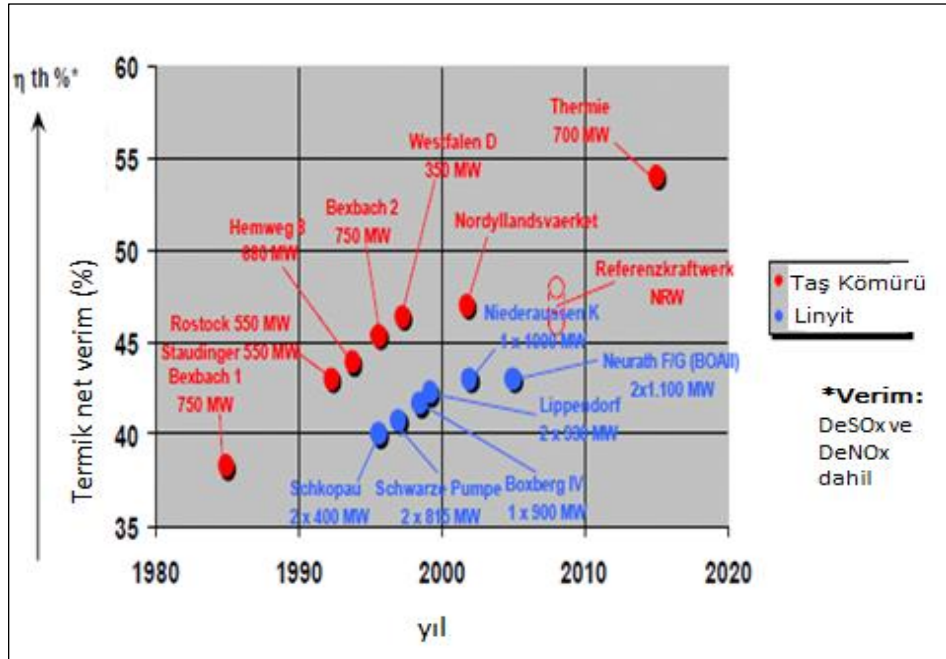
Tablo 2.6 Subkritik ve Süper Kritik Kazan Mukayesesi

Madde	Subkritik Kazan	Süper Kritik Kazan
Konfigürasyon	Dom	Tek Geçişli Start Sistemi Gerekli
Kullanılan Malzeme	Çoğunluk Karbon Çelik	Yüksek Alaşımli 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.

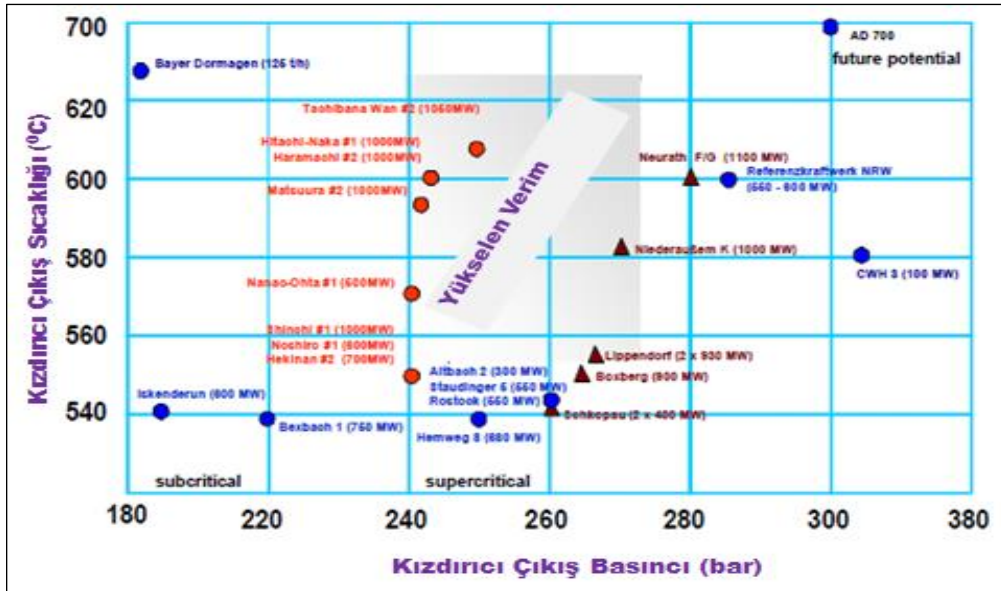
2.4.2 Süper Kritik Kazanlarda Gelişmeler

Termodinamik olarak buhar basıncı ve sıcaklığının artırılması ile ısı veriminde önemli artışlar elde edilmiştir.



Şekil 2.17 Kömürlü Santrallerde Net Verimin Gelişimi

Kaynak: Ernst Speh, 2005

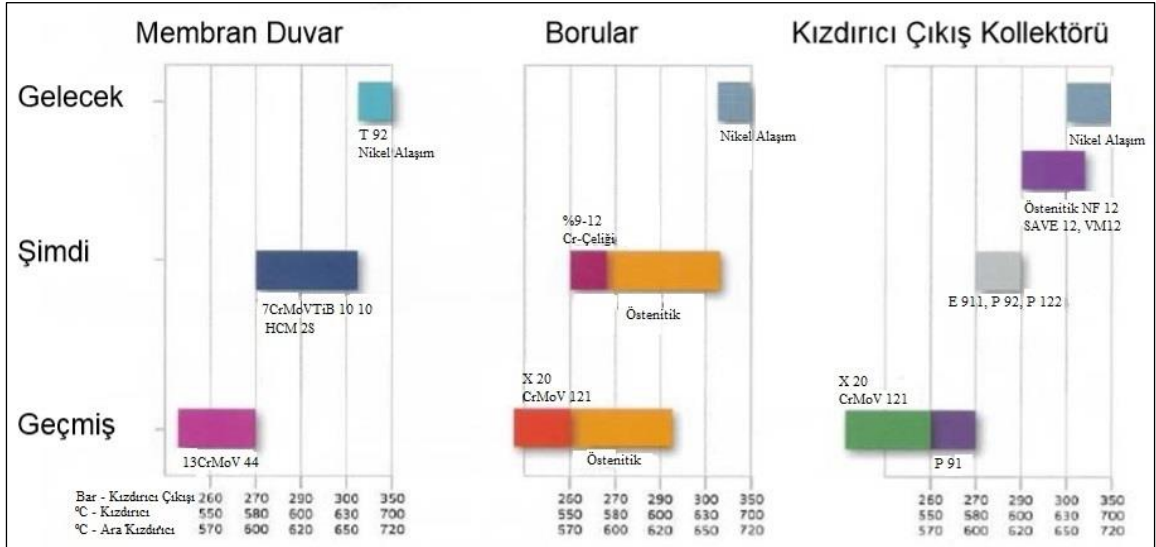


Şekil 2.18 Yüksek Verimli Santrallerde Kazan Çıkış Sıcaklığı ve Basıncı

Kaynak: Ernst Speh, 2005

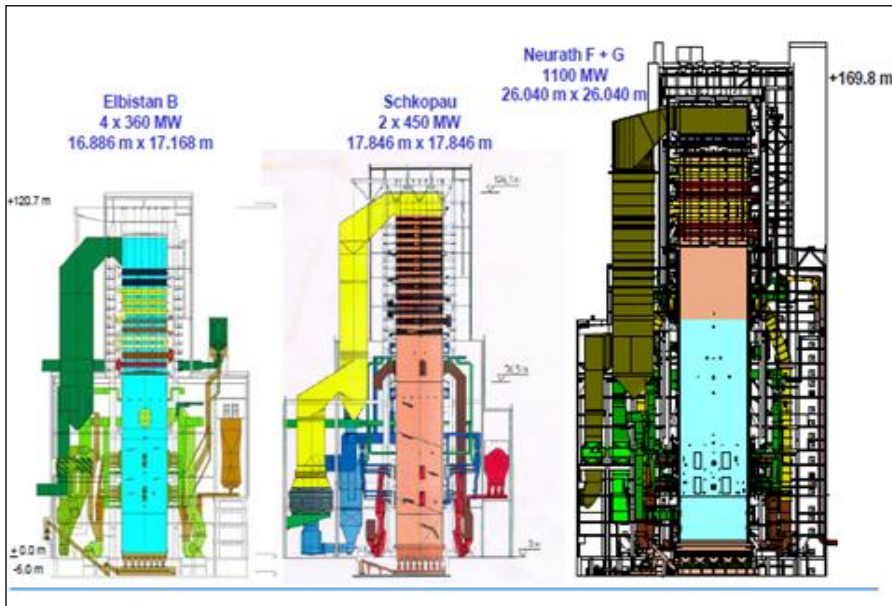
Buhar parametrelerindeki bu artışlar nedeni ile kullanılan malzeme kalitesi artmış, buna bağlı olarak MW başına birim yatırım maliyetleri yaklaşık % 10 artmış, buna karşılık ise net termik verimlerdeki ciddi artışlar uzun dönemdeki üretim maliyetlerini azaltmıştır.

Şekil 2.19’da kazanların evaporatör (membran) boru duvarlarında, 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 ($^{\circ}\text{C}$) 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 teknolojiye 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 yansımalarına bakmak gerekirse, bu da genel olarak çevrimdeki buharın sıcaklığının 30°C artırılması, 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 CO₂ 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

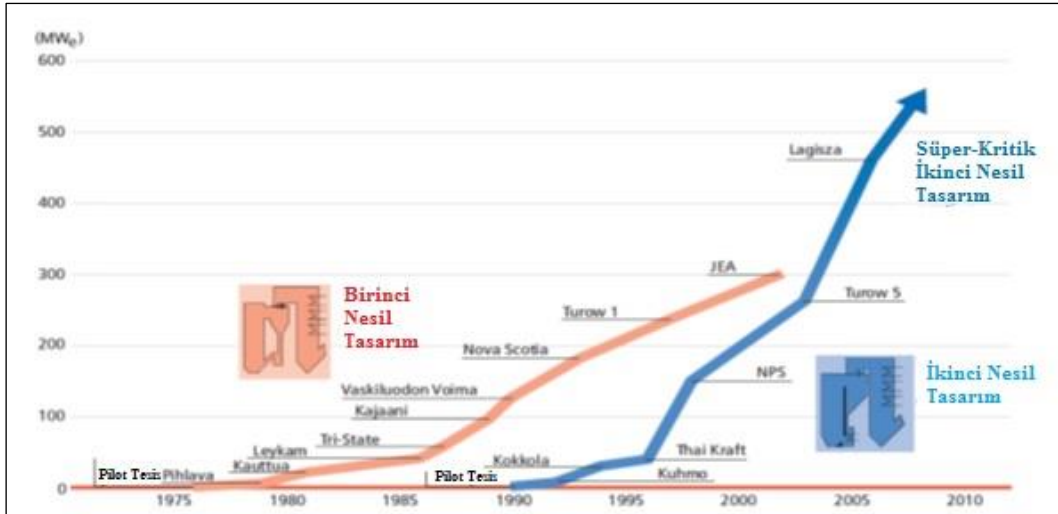
buhar parametreleri ile kurulu güçlerinin 600–800 MWe mertebelerine ulaşması hedeflenmektedir.

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°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 ÇEVİRİM 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 bulunmaktadır.

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 güvenilirliğini 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 CO₂ 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 [SO₂ 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. CO₂ 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, CO₂ ve su buharı elde edilir. Gazlaştırmada eksik oksitleyici verilir ve süreç sonunda kül, CO, H₂, CH₄ ve diğer bazı hidrokarbon gazlar elde edilir, ama üretilen sentetik gaz ağırlıklı olarak karbon monoksit ve hidrojen 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 ısı 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 dolaşımli 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 ısıl 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 kullanılacak teknolojileri belirler. Gazlaştırma sıcaklığı, oksitleyicinin niteliği (hava, oksijen, su buharı, CO₂ 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 dolaşımli 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 + H₂O reaksiyonları sayesinde CO’nun CO₂’ye ve hidrojene dönüştürülmesi) membran teknolojileri ile tutulması kolaylaştırılan nerdeyse saf CO₂ 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 ısıl 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.

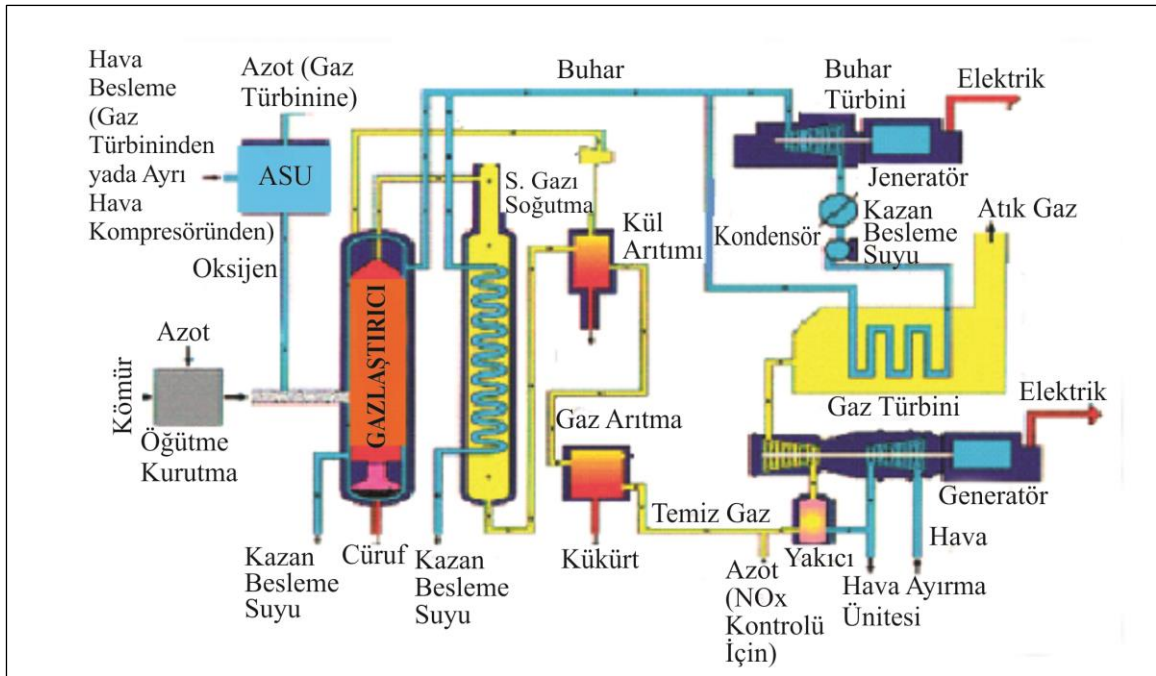
Gazlaştırma teknolojilerine tarihsel açıdan bakacak olursak, ilk adımlarını 1800’lü yılların başında, aydınlatma amacıyla kullanılan şehir gazı (towngas–havagazı) üretiminde görmek mümkündür. Bu dönemlerde bilhassa piroliz sürecinin kullanılmasına rağmen (kömürün oksijensiz ortamda ısıtılması ile gaz 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 ısı da çeşitli şekillerde değerlendirilmektedir (mesela oksitleyicinin ön ısıtılmasında)
- Emisyon değerleri düşüktür. Gazlaştırma ile verimlilikteki artışa paralel olarak kömürün yanmasından kaynaklı SO_x, NO_x, toz emisyonlarında da önemli ölçüde azalmalar sağlanmaktadır. Dönüşüm veriminin % 1 puanlık artışıyla kömüre göre farklılıklar göstermekle birlikte, karbondioksit emisyonları % 2,5 azalmaktadır¹. Yukarıda özetlediğimiz nedenlerden de ötürü kömürün gazlaştırılarak değerlendirilmesi “temiz kömür teknolojileri” kavramına uygundur.
- Yakma öncesi kirleticileri önleme teknolojisine sahiptir. Örnek olarak reaktöre kireçtaşı ilavesiyle SO₂ 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 kullanılabilirdiği gibi; gazlaştırma sonucunda sadece elektrik değil, hidrojen ve çeşitli kimyasallar ile ulaşımda kullanılacak yakıtların da üretilmesi mümkündür.
- CO₂ 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 CO₂’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/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: CO₂ 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 TRIGTM seçilmiştir. TRIGTM 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.

CO₂ tutma, taşıma, kullanma ve depolama sistemi (KTKD): Gazlaştırma süreci esnasında sentez gazından CO₂’yi fiziksel çözücü-bazlı (Selexol) yöntemle absorbe ederek % 65 CO₂ emisyonu azaltmak hedeflenmektedir. Bu değer aynı zamanda yılda 3 milyon ton CO₂’ye karşılık gelmektedir. Tutulan CO₂ yaklaşık 98 km uzunluktaki boru hattı ile Heidelberg yakınında bulunan başka bir CO₂ 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, CO₂ dâhil bu ürünlerin satışından yılda 50-100 milyon ABD doları gelir elde etmeyi öngörmektedir.

Maliyet: Projelendirme aşamasında; linyit ocağı, CO₂ 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, CO₂ 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 OPTIMASH 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 ısı değerli) en uygun gazlaştırma teknolojisi irdelenmiş ve bunun yüksek basınçlı dolaşımli 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, SO_x, NO_x 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 H₂S, CO_S ve NH₃'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 Basın (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 Basın Kömürü ⁴		38	30
Linyit ⁴		37	28

1. DOE/NETL 2007/1281, Ağustos 2007

2. EPRI 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 mücadeleyle 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 bileşenlerindedir. Dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin toplam elektrik üretimindeki payının % 41 seviyelerinde olduğu da dikkate alınır, 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] EPRI 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_gasification_combined_cycle.html
- [15] Mıhladı, 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 yürütücülüğünü 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 kömürlerin gazlaştırılması konulu (kısa adıyla OPTİMASH) 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 ÇEVİRİM 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.

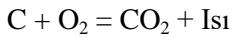


Fotoğraf 4.1 Entegre Bir Demir Çelik Fabrikasında Yüksek Fırın Görünüşü

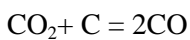
Demir üretiminde diğer bir önemli malzeme kok kömürüdür. Kok, birçok koklaşabilir yapıdaki maden kömürü karışımının fırınlarda pişirilerek içeriğindeki uçucu bileşenlerinden ayrıştırılması ile elde edilmektedir. İçeriğinde % 90-93 karbon, biraz kül ve sülfür ihtiva eden kok, son derece güçlü fiziksel 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:

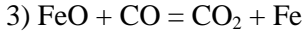


Reaksiyon yüksek ısı altında ve bol miktarda karbonun bulunduğu ortamda olduğundan karbon dioksit karbon monoksite aşağıdaki gibi indirgenir:

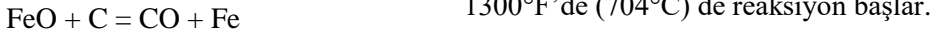


Bu reaksiyonun ürünü olan karbon monoksit aşağıdaki formüllerde görüldüğü gibi demir oksitleri indirgemek için gerekmektedir.

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

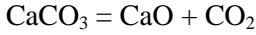


veya

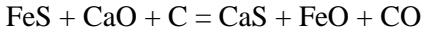


Demir cevheri bu işlemlerden geçerken yumuşar ve bilahare sıvı hale dönüşerek kokun arasından fırının tabanına damlar.

Kireçtaşı aşağıdaki reaksiyona uğrayıncaya kadar katı halde kalır:



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:



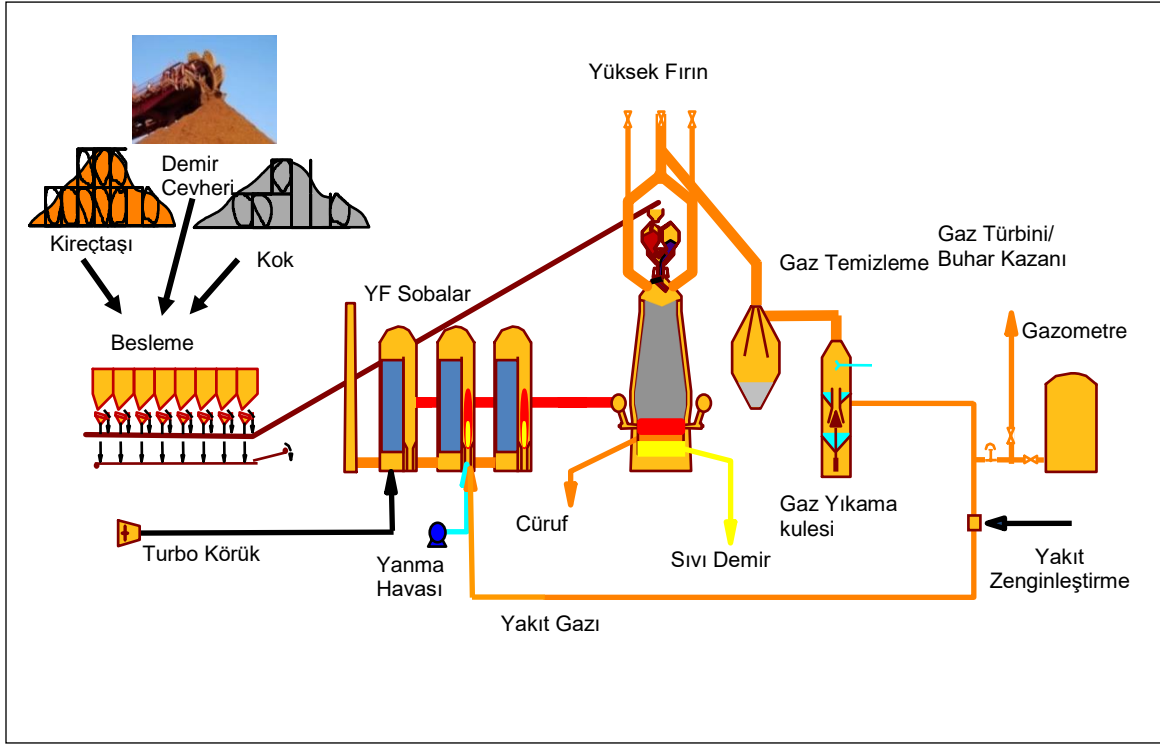
CaS cürufun içinde kalmaktadır. Cüruf, demir cevherinin içinde bulunan diğer bileşikleri de (SiO_2 , Al_2O_3 , MgO , CaO vs.) içermekte olup sıvı hale dönüşerek kokun arasından fırının tabanına damlar, fakat yoğunluğu demirden az olduğu için sıvı demirin üzerinde yüzer durumda olur.

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 Nm³ miktarda üretilen yüksek fırın gazının içerdiği enerji 3000-3750 kJoule/Nm³ (715 -895 kCal/Nm³) (LHV) arasında, kullanılan yakıtı bağı olarak değişmektedir [1].

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



Şekil 4.1 Yüksek Fırın Proses Şeması

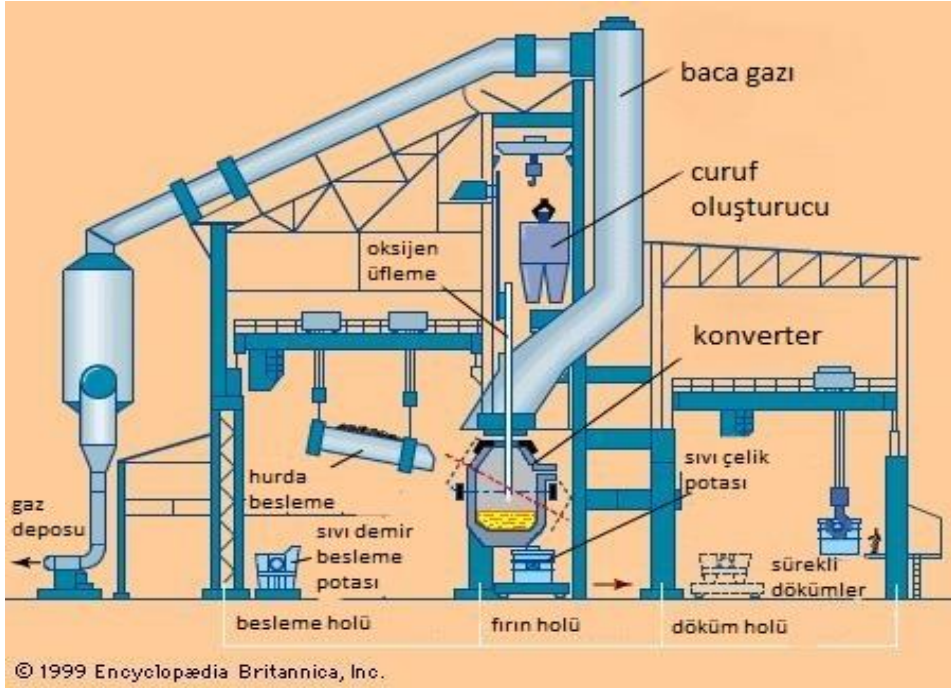
Dünyada kurulu modern yüksek fırınların yıllık kapasiteleri 2,2-5,65 MT-SHD/yıl (Milyon Ton Sıvı Ham Demir/yıl) arasındadır

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 Nm³ gaz toplanabilmektedir. Isıl değeri YFG'nin yaklaşık 2 katı (1600-2100 kCal/Nm³) 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 Çelikhanedeki 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 ($5,0 \text{ Mt} \cdot 95 \text{ Nm}^3/\text{t} \cdot 1600 \text{ kCal}/\text{Nm}^3 \cdot 0,000116222 \text{ kWh}/\text{kCal} \cdot 0,45 \eta/8000$

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

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

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

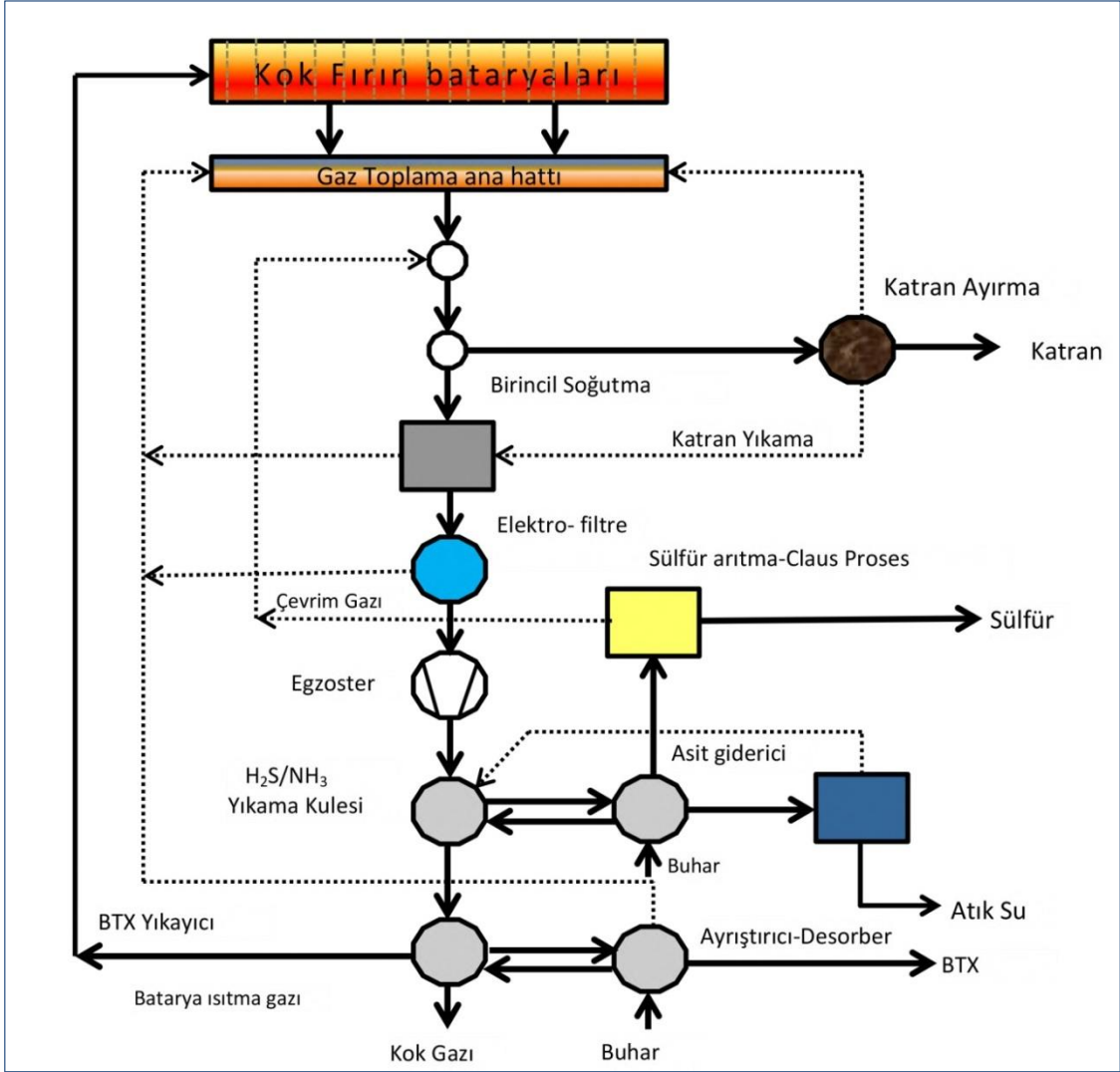


Fotoğraf 4.3 Kok Fabrikası Bataryaları



Fotoğraf 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

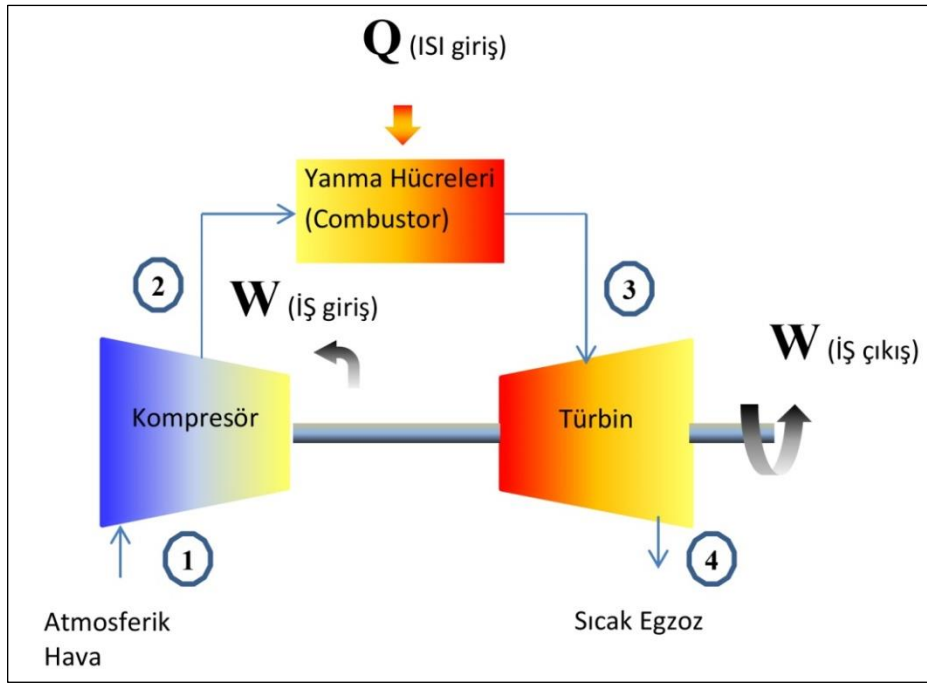
4.2.1 Genel

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.

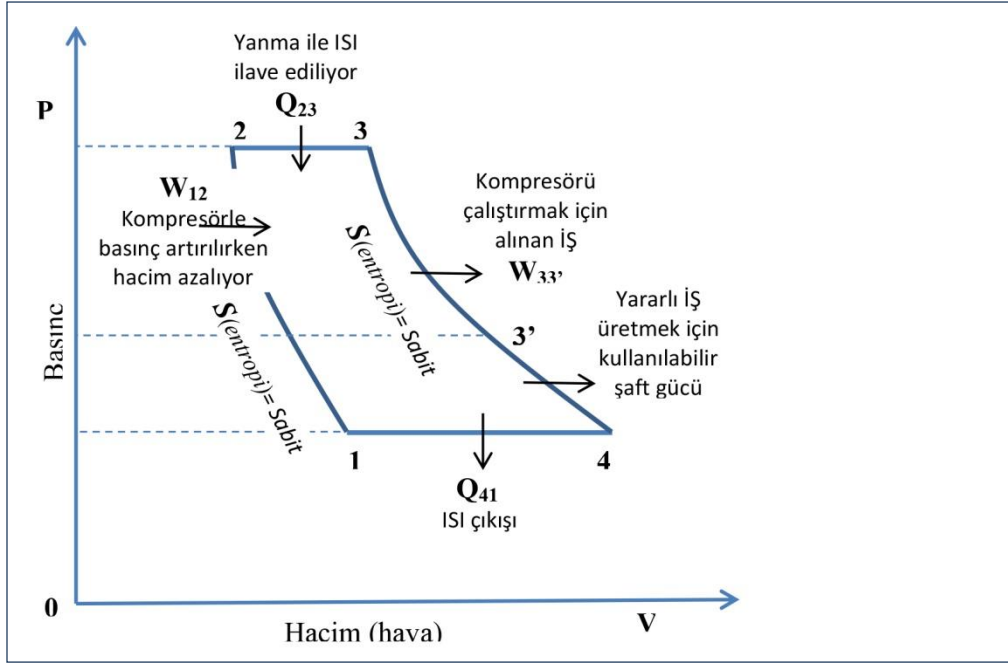


Şekil 4.4 Gaz Türbini Tipik Brayton Çevrimi Şeması

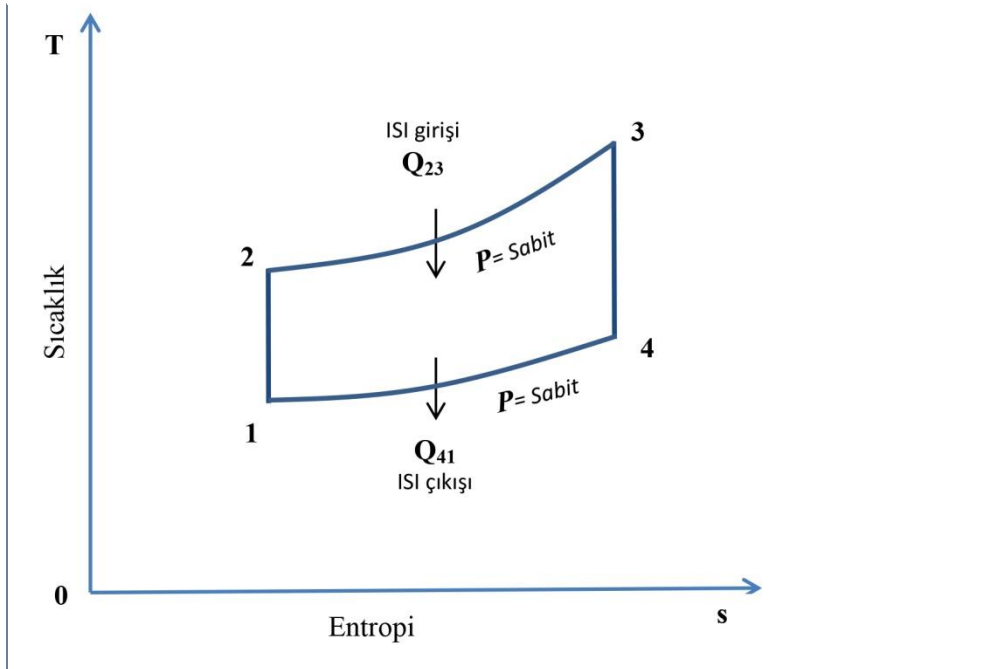
Gaz türbini işleyişinde akışkan olarak kullanılan havanın çevrim boyunca geçirdiği değişimleri ve etkileri, yukarıdaki tipik gaz türbini şeması (Şekil 4.4) ve Basınç-Hacim (Şekil 4.5) ve Sıcaklık-Entropi (Şekil 4.6) diyagramları vasıtasıyla açıklanabilir.

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 Basınc-Hacim Diyagramı (Birim kütle hava için İş (W) ve Isı (Q) giriş ve çıkışları)



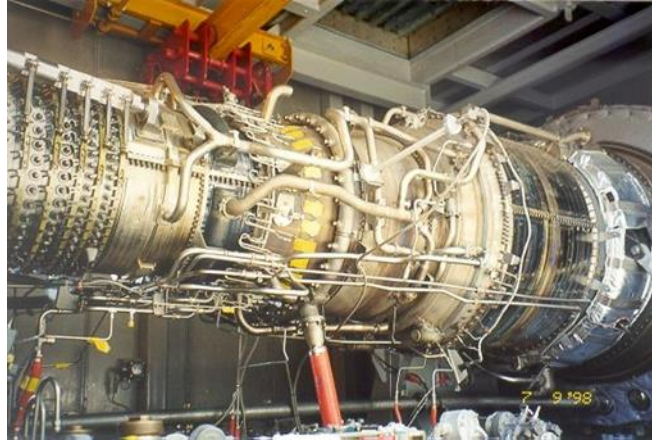
Şekil 4.6 Brayton Çevrimi Sıcaklık-Entropi Diyagramı

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 sahiptirler. Bu türbinlerin yüksek verimli olması ve hızlı devreye girebilmesi özellikleri nedeniyle, enterkonnekte şebeke dışında ada işletmesinde de etkili biçimde kullanılmalara olanak vermektedir (Ünite büyüklükleri: 4-116 MW [2].



Fotoğraf 4.5 Endüstriyel Aero Derivative Gaz Türbini

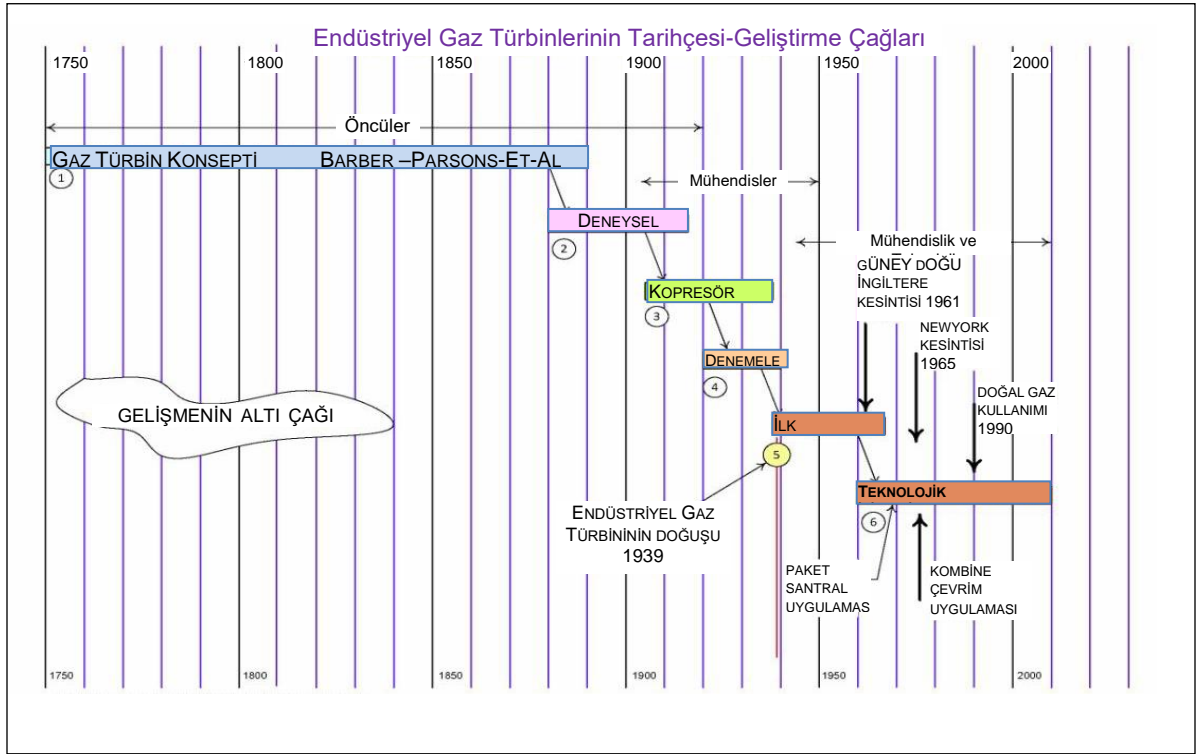


Fotoğraf 4.6 Ağır Hizmet Tipi Gaz Türbini

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

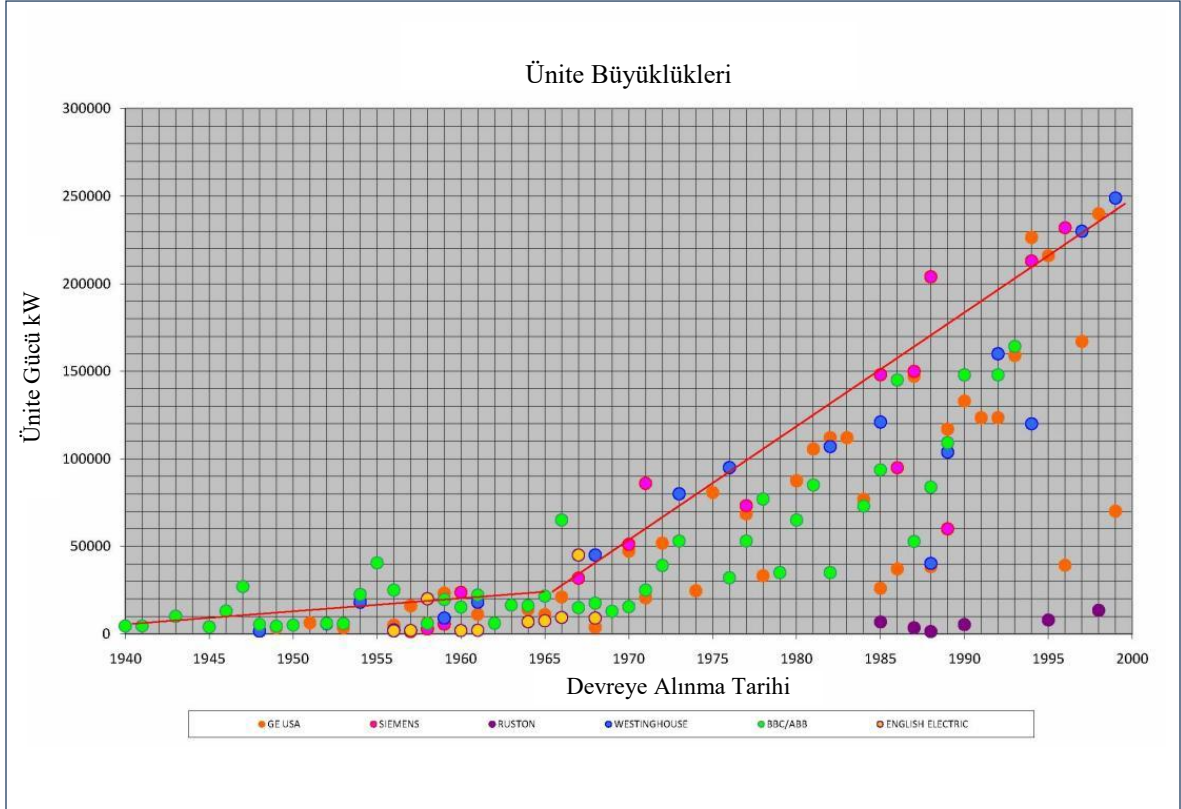
İlk geliştirme dönemlerinde gaz türbinlerinin açık çevrim şeklinde mi yoksa kapalı çevrim şeklinde mi çalıştırılmasının uygun olacağı araştırmalara konu edilmiştir.

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.



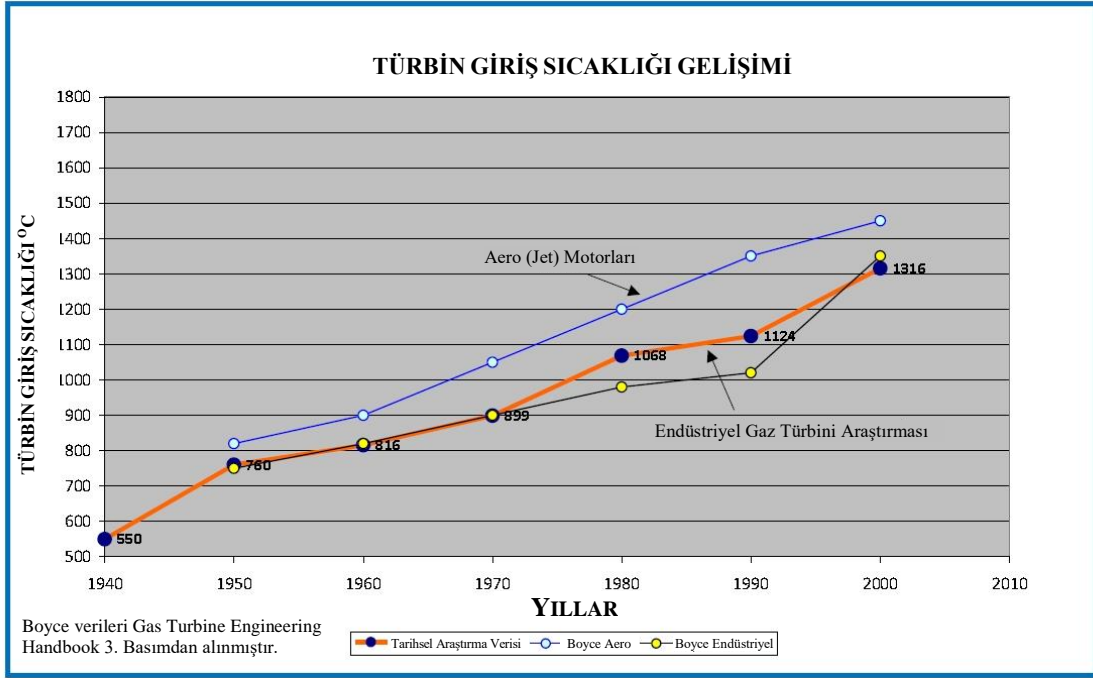
Şekil 4.8 Teknolojik Gelişmeler-Ünite Büyüklükleri [4]

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.



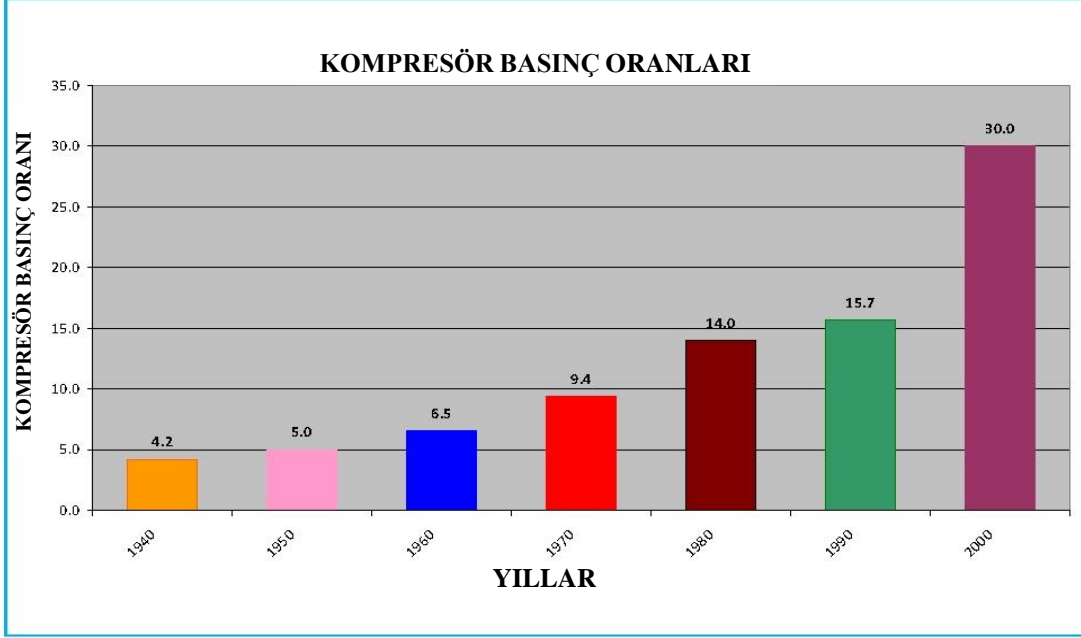
Şekil 4.9 Teknolojik Gelişmeler-Sıcaklık [4]

4.2.2.5 Basınç Oranları

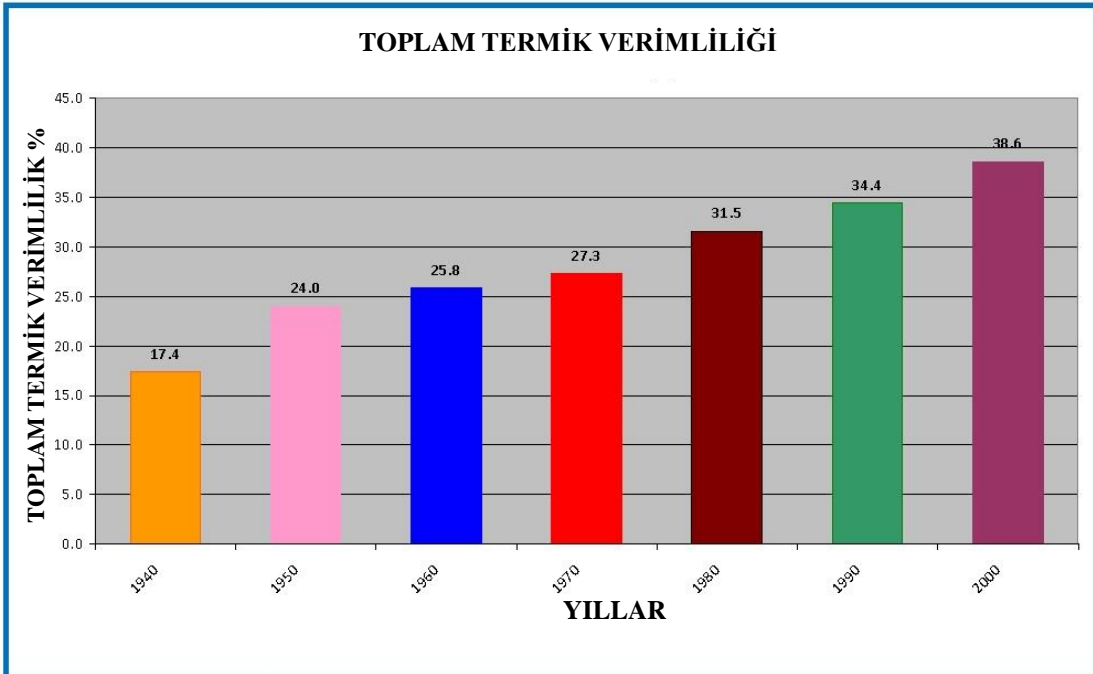
Gaz türbini kompresörü basınç oranları sürekli artırılmıştır. Şekil 4.10’da endüstriyel gaz türbinlerinde basınç oranları gelişimleri verilmektedir.

4.2.2.6 Termik Verimlilik

İlk yıllarda % 17-18 civarında olan gaz türbini termik verimleri % 25-% 26 civarında olan buhar türbini verimlerinin 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 yarıışı 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]

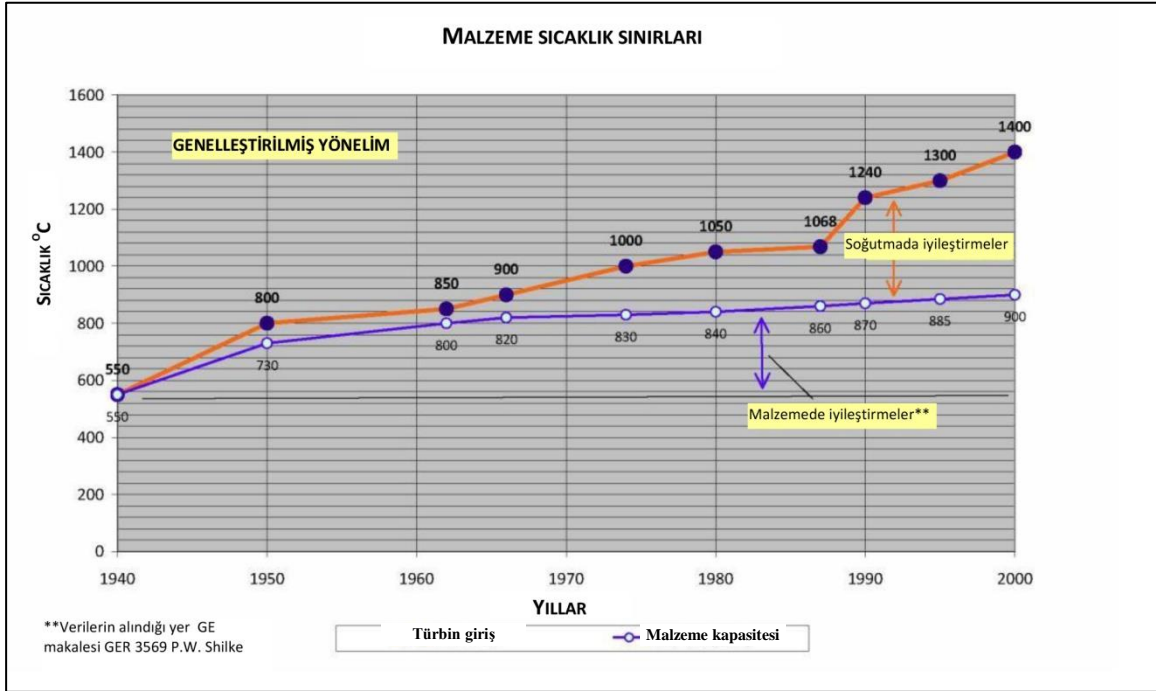
2015 yılı itibarıyla basit çevrim verimleri % 42 seviyelerine ulaşmıştır (GE Power H-class 9HA. 02 Gaz Türbini basit çevrim % 42,7). Kombine çevrim verimlerinin ise % 61’in üzerinde olduğu imalatçılar tarafından belirtilmektedir (MHPS (Mitsubishi Hitachi Power System) M701J Gaz Türbini KÇ verimi % 61,7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

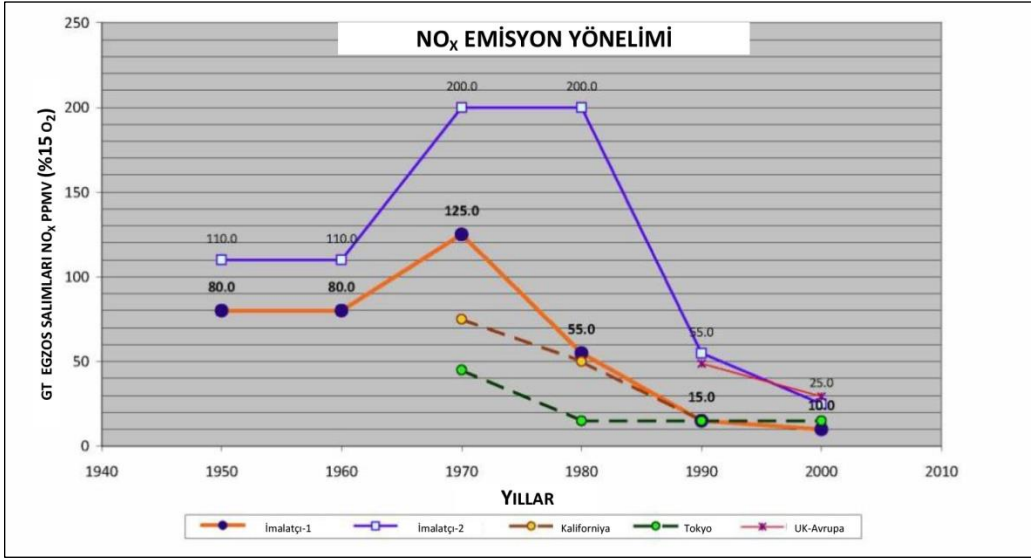


Şekil 4.12 Teknolojik Gelişmeler-Malzeme Sınırları [4]

4.2.2.8 Emisyonlar

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

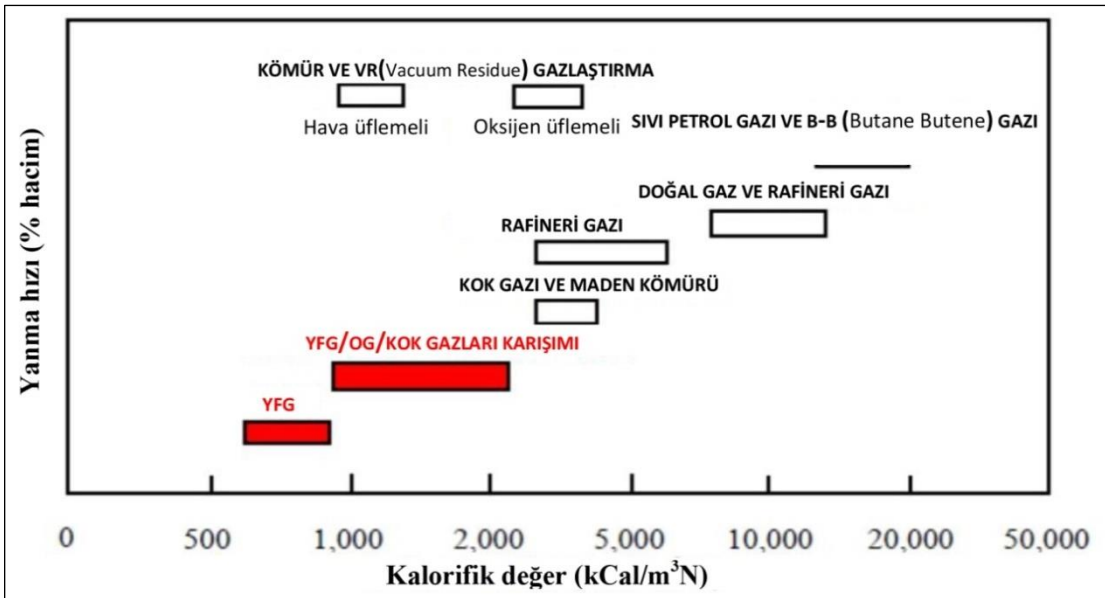
1970’li yıllarda 75 ppmv yeterli kabul edilirken 1990’lı yılların başında 15 ppmv ve aşağısı talep edilmeye başlanmıştır.



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 ₂ O	C ₂ H ₆	Alt Isıl Değer, kcal/Nm ³	Alt Isıl Değer, BTU/scf	MWI (Modifiye Wobbe İndeksi)
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 üfleli kömür gazlaştırma	16	18	2	10	54	0,5		1120	119	4,4
Hava üfleli 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 edilen deneyimler değerlendirilerek geliştirilmiştir.

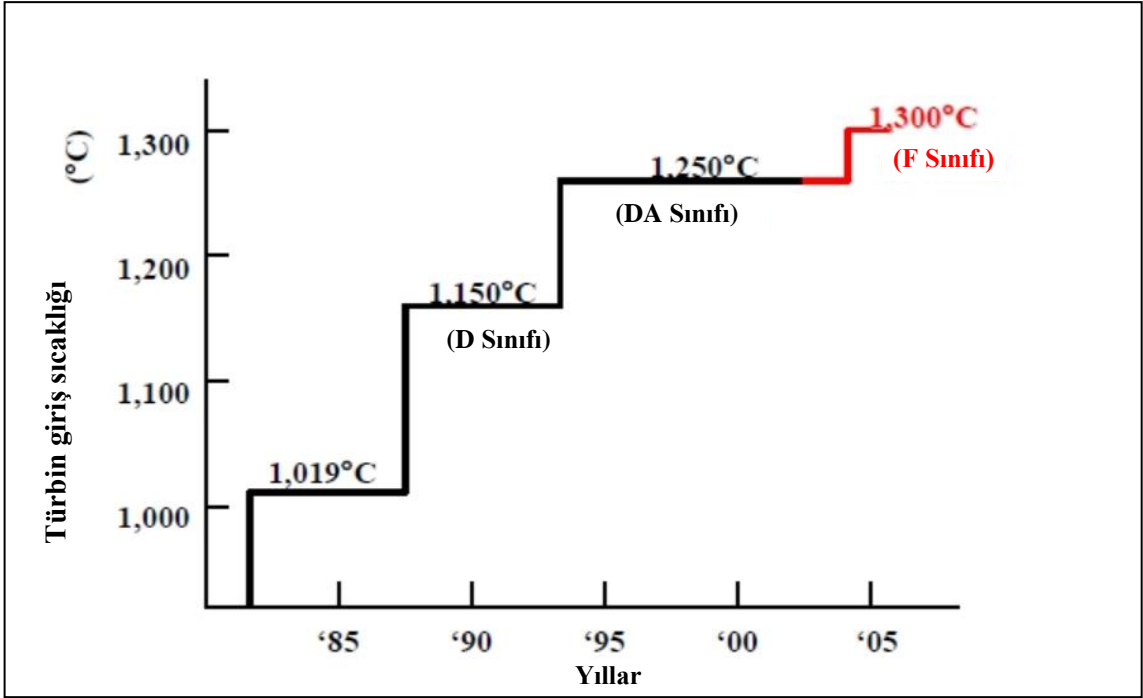
Düşük kalorili gazların özellikle yüksek fırın gazının gaz türbinlerinde yakılması tamamen yeni bir gaz türbini tasarlamak yerine yüksek kalorili yakıt kullanmak üzere tasarlanmış ve başarılı bir şekilde işletilmiş gaz türbinlerinin uyarlanması (modifiye edilmesi) ile sağlanmıştır.

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 hücrelerinde 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/Nm³ 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/Nm³) 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 Üfleli Syngas	Hava Üfleli Syngas
Kompozisyon (Hac. %)	CH ₄	88,0		2,02	0,21	2,9
	C ₂ H ₆	7,11	-	0,24		
	C ₃ H ₆	3,58				
	C ₄ H ₁₀	1,24				
	C ₅ H 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
<ul style="list-style-type: none"> • Daraltılmış alevlenebilme aralığı (zonu) • Düşük yanma hızı 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Uygun hava yakıt oranı 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Hava baypas vanalı çoklu kutu tipi yanma hücreleri
<ul style="list-style-type: none"> • Düşük kalori 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Büyük kapasiteli gaz besleme sistemi 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Emiş kontrollü kompresör • Yakıt gazı geri dönüş sistemi
<ul style="list-style-type: none"> • Kirli toz 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Toz temizleme 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Islak tip elektrofiltre • Gaz temizleme sistemi
<ul style="list-style-type: none"> • Zehirli (CO) 	→ <ul style="list-style-type: none"> • YFG gazı kaçaklarını önleme 	→ <ul style="list-style-type: none"> • Gaz soğutucu • Gelişmiş şaft sızdırmazlığı

4.3.1.1 Isıl Değer

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

Tablo 4.4 Çeşitli Isıl Değerlere Göre Tasarım Değişiklikleri

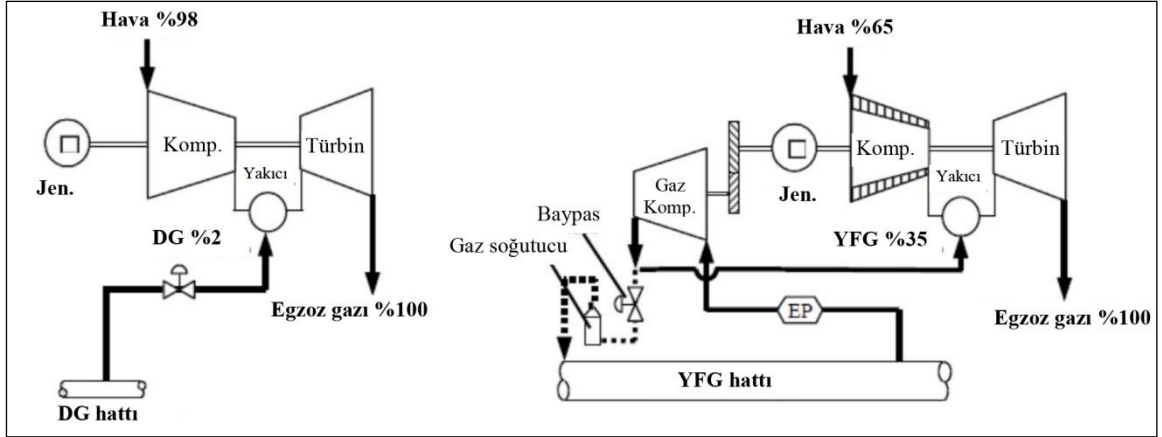
Isıl Değer	Yüksek 10.000 ile 5.000 kcal/Nm ³	Standart (Doğal Gaz) 8.500 kcal/Nm ³	Orta 2.000 ile 7.000 kcal/Nm ³	Düşük 600 ile 2.000 kcal/Nm ³
Hava Kompresörü	Standart	Standart	Standart	Değişiklik
Yanma Hücresi	Standart (Küçük değişiklik)	Standart	Standart (Küçük değişiklik)	Değişiklik
Türbin	Standart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

Sıcağa maruz elemanların değiştirilebilirliğini ve güvenilirliğini muhafaza etmek için farklı ısı değerlerdeki yakıtlar için aynı türbin parçaları kullanılmaktadır. Ancak diğer parçalar ısı 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

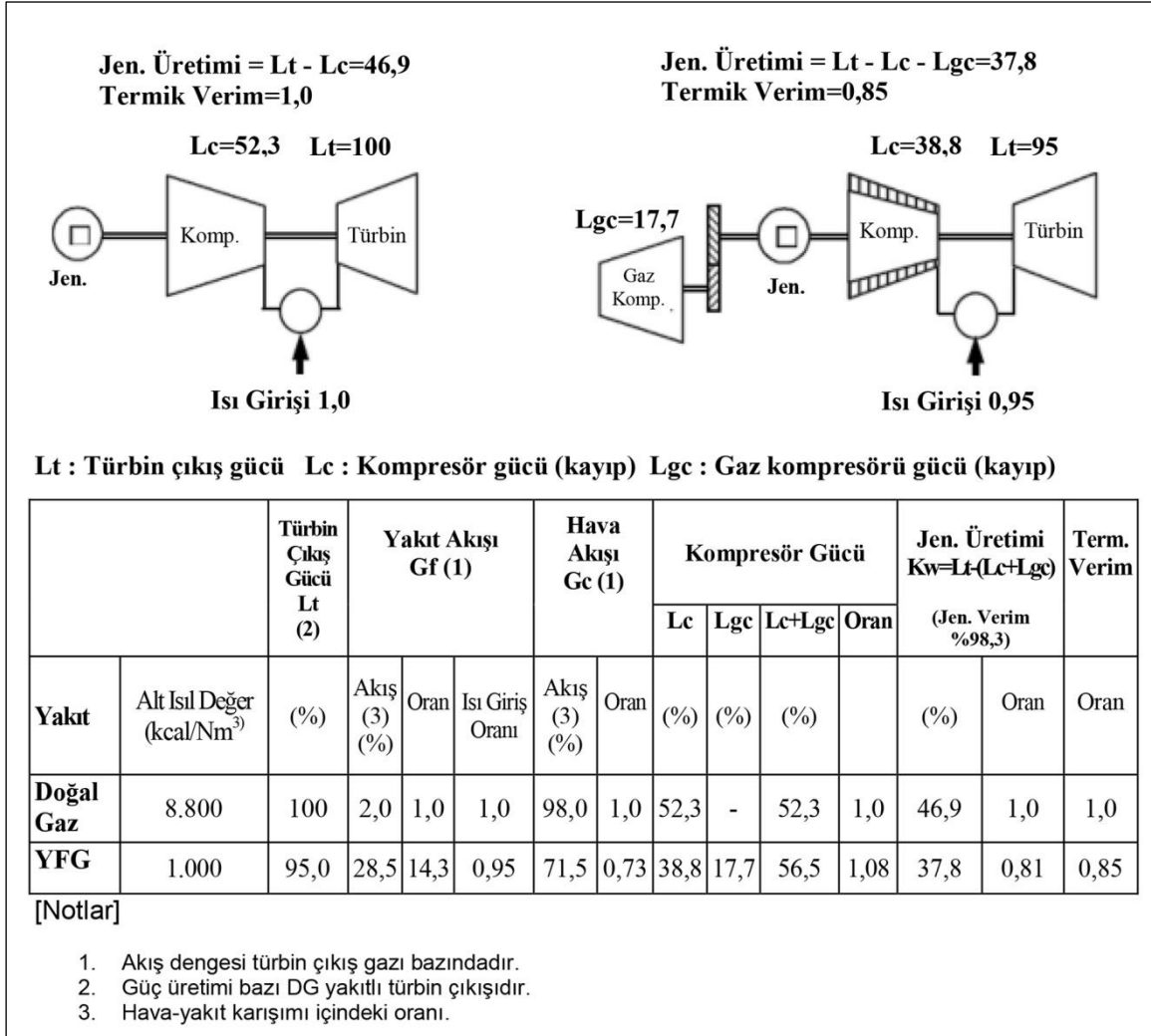
Diğer bir çözüm de kompresörde basınçlandırılan havanın yaklaşık % 33’ünün havaya atılmasıdır. Bu çözüm, eğer bu havanın kullanılabileceği bir yer yoksa, ekonomik olmamaktadır.

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 santralının 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.

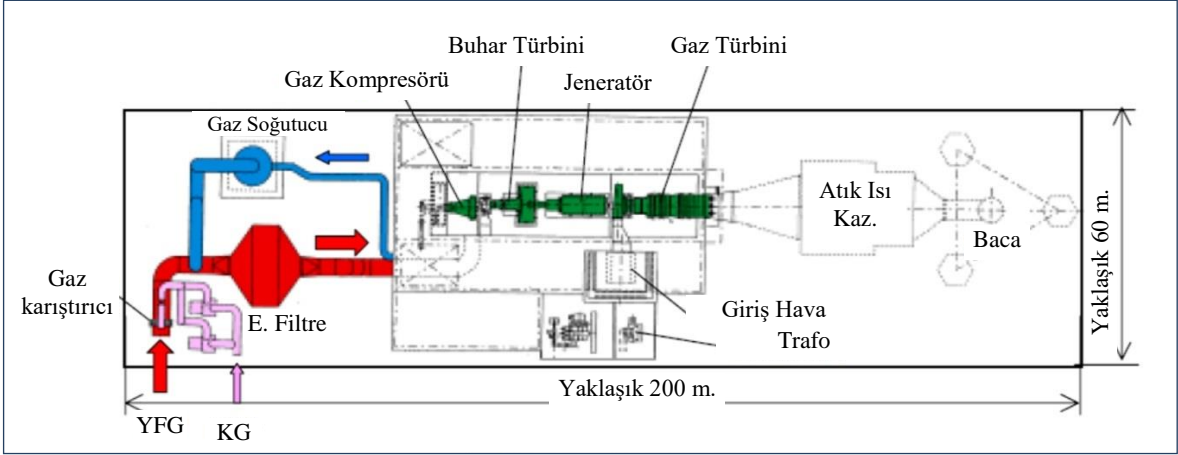


Şekil 4.17 Toplam Performansa Etkileri

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.

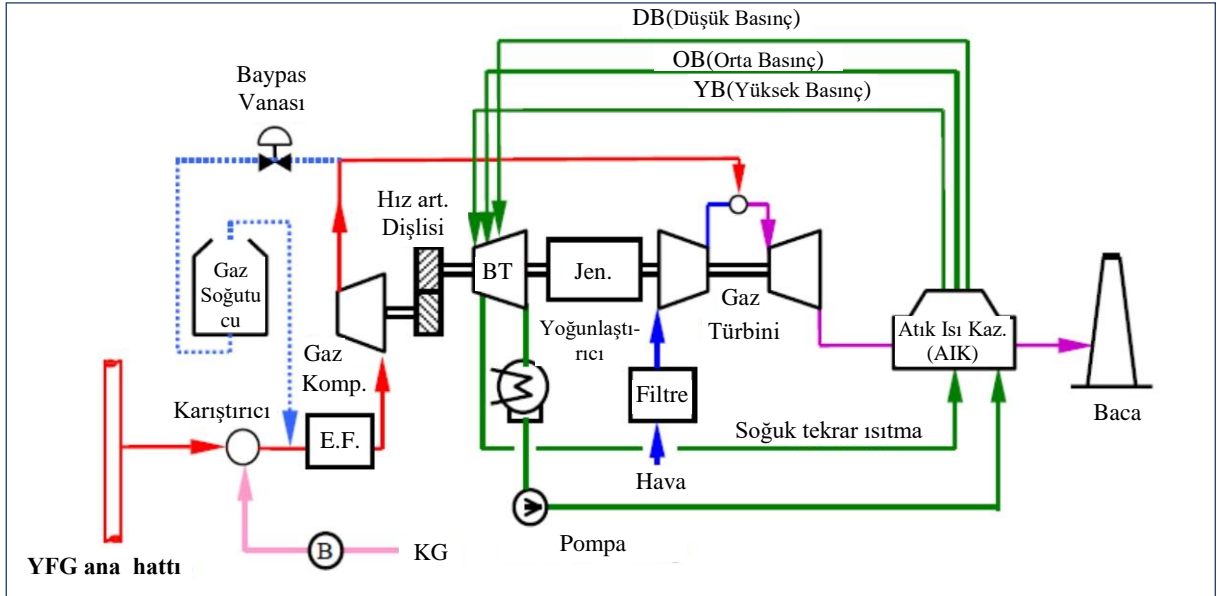
4.4 Düşük Kalorili Gaz Yakıtlı Gaz Türbini Kombine Çevrim Santrali

4.4.1 Tesis Yerleşimi ve Proses Akış Şeması



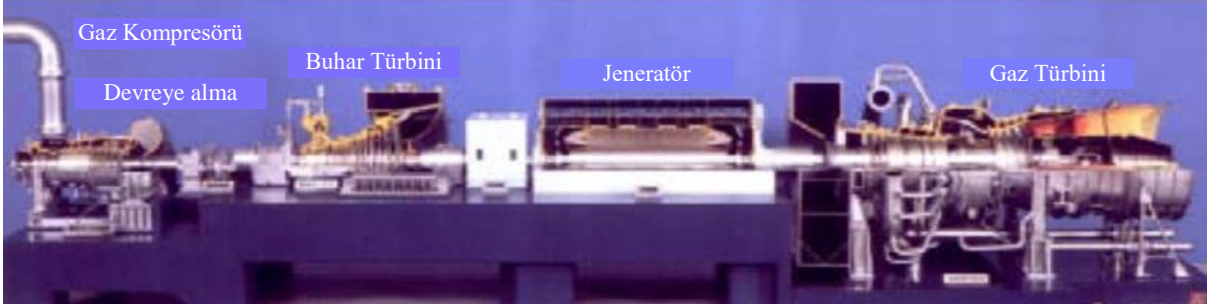
Şekil 4.18 Tüm Ekipmanların Yerleşimi [8]

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



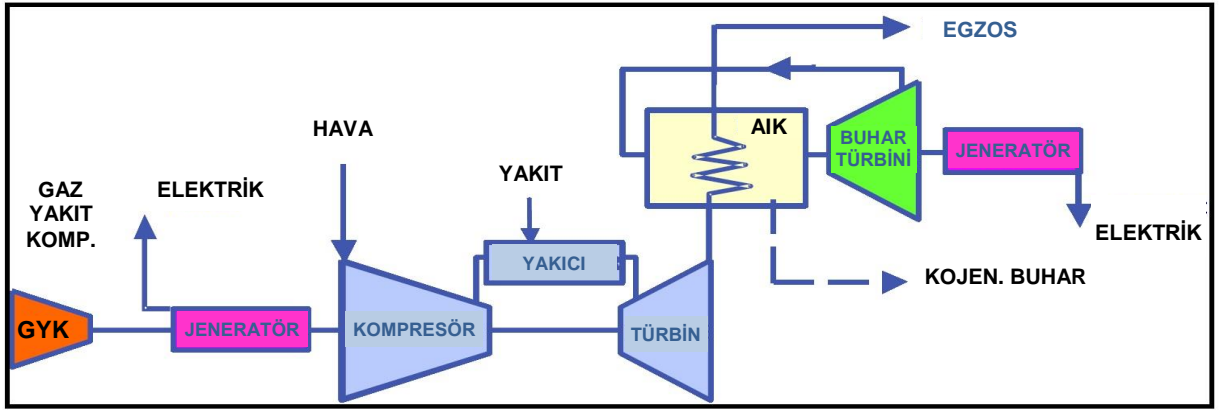
Şekil 4.19 Tüm Tesis Akış Şeması [8]

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/Nm³ (478kCal/Nm³) ısı 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.

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 gücünü 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 santralının 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., Goldmeier, 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 ısı verim elde edebilmek için alışlagelmiş 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 kullanılabilirdiği 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 processte 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.

Burada;

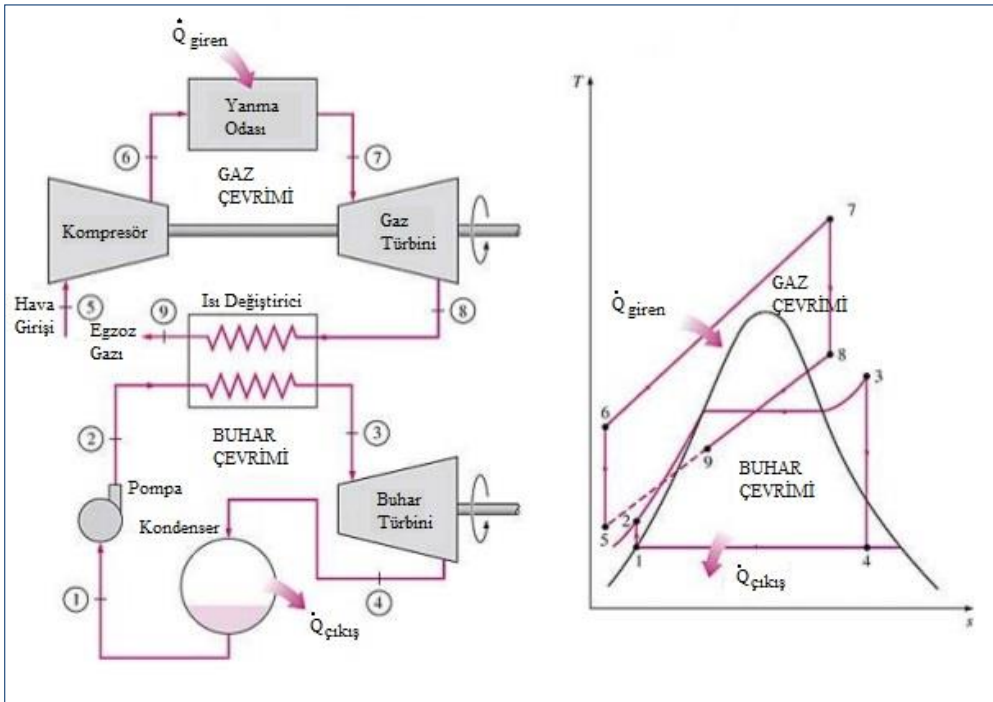
η_c = Carnot verimi

T_H = Enerjinin sağlandığı üst ısı kaynağının sıcaklığı

T_L = Enerjinin atıldığı, genellikle çevre olan alt ısı 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 akışkanının sıcaklığı ne kadar artırılabilir ve çevreye verilen atık ısının sıcaklığı ne kadar düşürülebilir, 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 ısısını 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

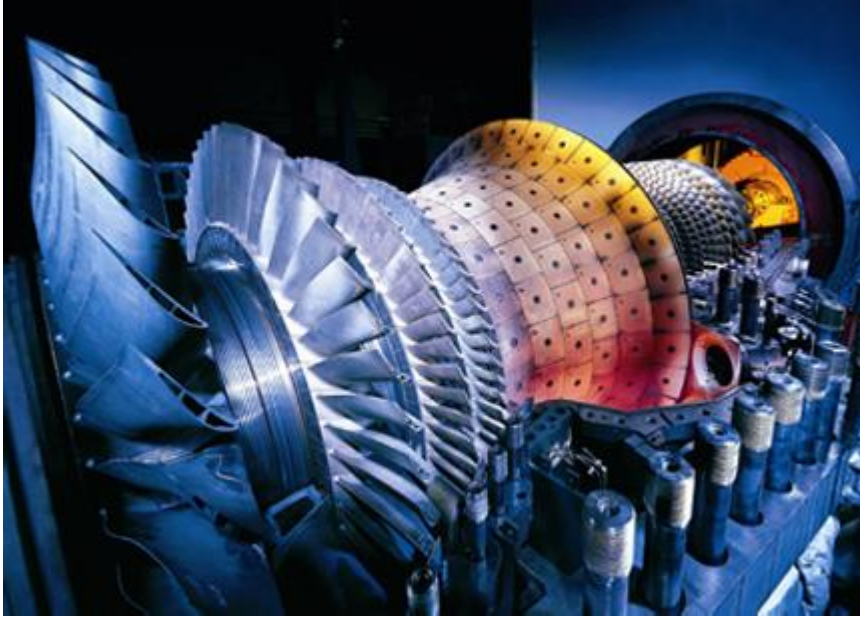
5.5.1 Gaz Türbini

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 impuls 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 sıcaklıklara kadar türbin giriş sıcaklıklarına çıkılabilmektedir.

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 Üretici)

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 dizaynının mümkün olması ve ekonomizerde buharlaşma imkanının (riskinin) az olması. Doğal sirkülasyonlu kazanların ise, en önemli avantajı ilave güç harcıyarak 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 çığlenme 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) operasyonu ile 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 yoğunlaştırılır 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 yoğunlaştırılırken ortaya çıkan ısı, deniz, göl, akarsu gibi büyük bir kaynaktan alınan su yardımıyla ortamdaki ısı atılabilir. Yakınında bu amaçla kullanılacak 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 santrallerinde 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 ısı kaynak sıcaklığı o oranda düşer ve çevrimin verimi artar.

5.7 Kombine Çevrim Santrallerin Diğer Termal Santrallerle Kıyaslanması

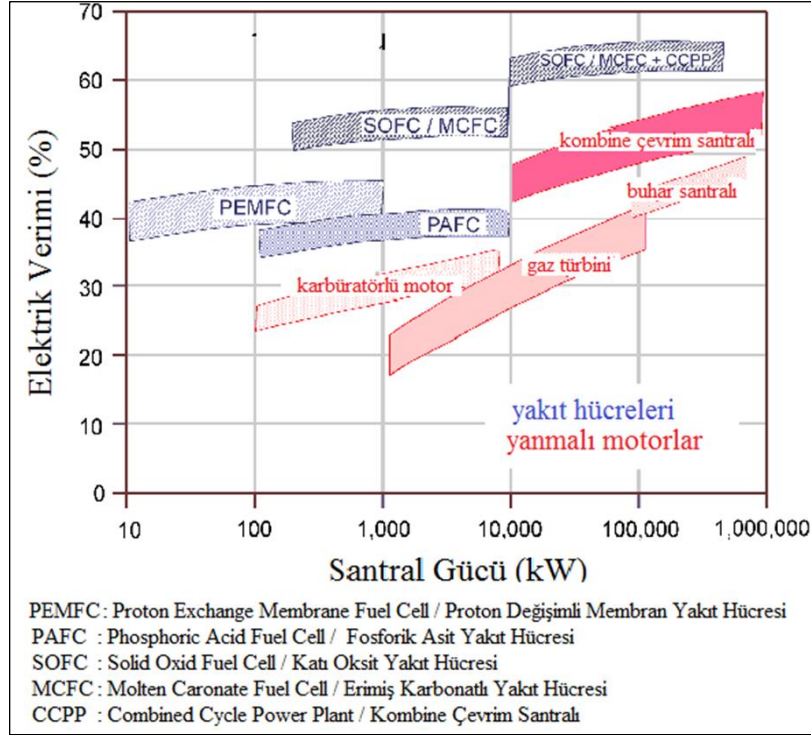
Kombine çevrim santrallerini diğer konvansiyonel santrallerle kıyaslamak için termodinamik parametreler tek kriter değildir. Maliyet, çevresel faktörler, yakıt vb. kriterleri de göz önüne alınmalıdır.

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 NO_x oluşturabilmesidir. Bunu önlemek amacıyla düşük NO_x 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 doktora 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, KASNERA 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 özellikle 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 üretilen 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 üretilen, 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 atıklarının, hayvansal atıklarının 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 üretilen elektrik ve ısı enerjisi potansiyeli de tespit edilmiştir. Türkiye’de yaygınlaştırılabilir 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 ısı enerjisi 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 yakıtı dönüştürülürler. Yakma işlemi klasik olarak çok eskidir. Hava kirliliği sorunları konusunda ve düşük enerji verimliliği nedeni ile istenmemektedir. Pirolizde, atığın termal degradasyonu havasız ortamda gerçekleştirilerek kok, piroliz petrolü ve syngaz oluşturulur. (Piroliz, organik bir maddenin oksijensiz bir ortamda ısı

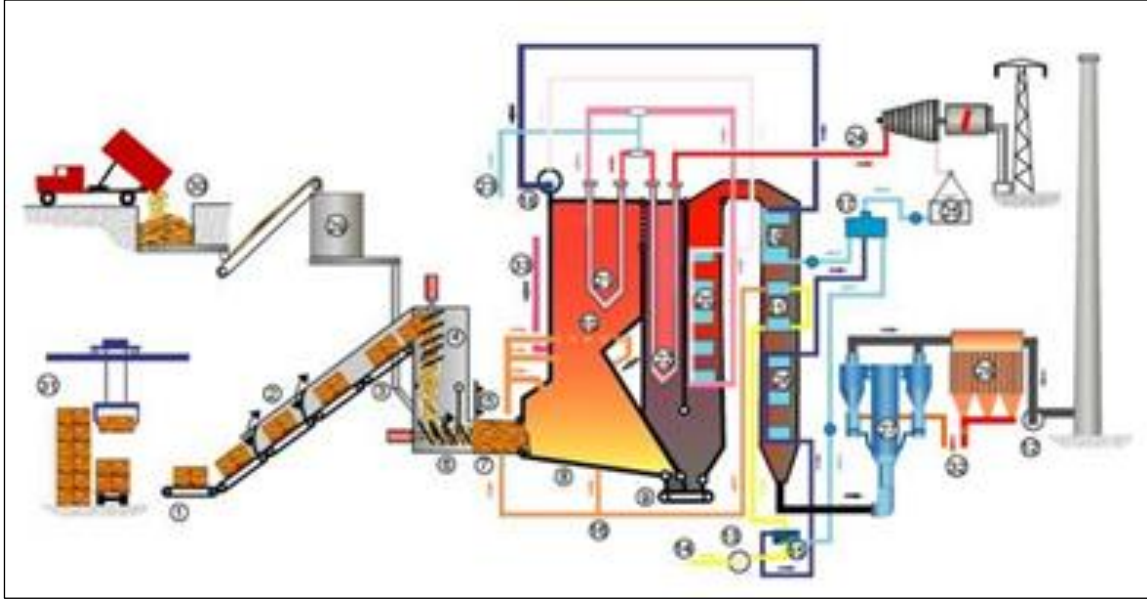
etkisiyle küçük moleküllere parçalanmasıdır. Odun kömürü, yakıt, gübre, metil alkol, tatlandırıcı, asetik asit ve daha pek çok kimyasal madde piroliz yöntemiyle üretilmektedir. Piroliz kelimesi Türkçede “ateş” ve “ayırma” anlamına gelen Yunanca “piro” ve “liz” kelimelerinden türetilmiştir) Gazlaştırmada 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 yakıtla 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 kullanılabilir 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 değişiklikler, 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 tesisdeki 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 (CO₂) emisyonlarıyla sonuçlanan katı yakıt gazlaştırmada aynı miktarda enerji üretmek için daha az katı yakıt kullanılmasıdır. Gazlaştırma, yakma teknolojilerine göre daha çevreci teknolojilerdir ve CO₂, SO₂, NO_x emisyonları bakımından çok daha avantajlıdır. Kükürt çoğunlukla, SO₂'ye nazaran daha kolay şekilde giderilebilen H₂S formunda bulunur. Gazlaştırma sırasında NO_x, SO₂, 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. Depolanmanın 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

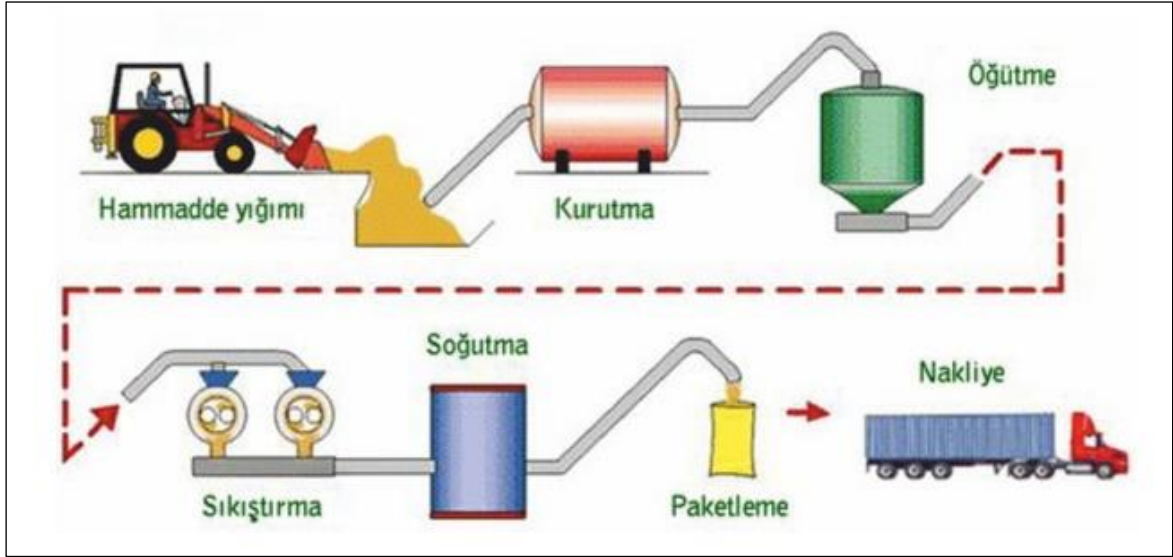
önce % 40-50, kurutmada sonra % 10-15 olabilir. Motor egzoz gazından elde edilen atık ısı kurutucularda kullanılabilir. Tarımsal atığın ön kurutması arazide veya depolama alanı içerisinde meydana gelebilir. Bir miktar tarımsal atığın tanecik boyutları istenen özelliklerin altında olabilir. Bu özellikteki 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 buldukları 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 ormancılığında 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 kirliticileri, dioksinler ve furanları içermektedir
Kükürt H ₂ S’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
NO _x Kontrolü: Mevcut durumlarda gerekli değildir ama daha sıkı yasal düzenlemeler SCR gerektirebilir	NO _x Kontrolü: Gereklidir (düşük NO _x brülörleri, kademeli, yanma, SCR/SNCR)
C, CO içindeki Syngas’a dönüştürülür	C, CO ₂ ’ye dönüştürülür
CO ₂ Kontrolü: Konsantr Akımdan Ön Yanmalı ile giderim	CO ₂ Kontrolü: Konsantr 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 yakıtta 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 kaynaklarıdır. 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 ısı 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 verdiği için, 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 biyokütle, 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 VERCOSL 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 ÜRETİMİ¹

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 kullanılabilir. Özellikle hayvansal katı atıklar, biyolojik arıtma tabii tutulduktan sonra biyogaz (% 65 metan, % 35 CO₂) 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, “Biyokütleyle 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’nin ÇED Proje Tanıtım Dosyası’ndan alınmıştır.

kullanan biyogaz tesisleri ile bu konuda önderdir. Tesisler 100-15.000 m³/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’lik 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 halindeki 69,77 MWe ve inşa halindeki 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 kullanılmayan 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.

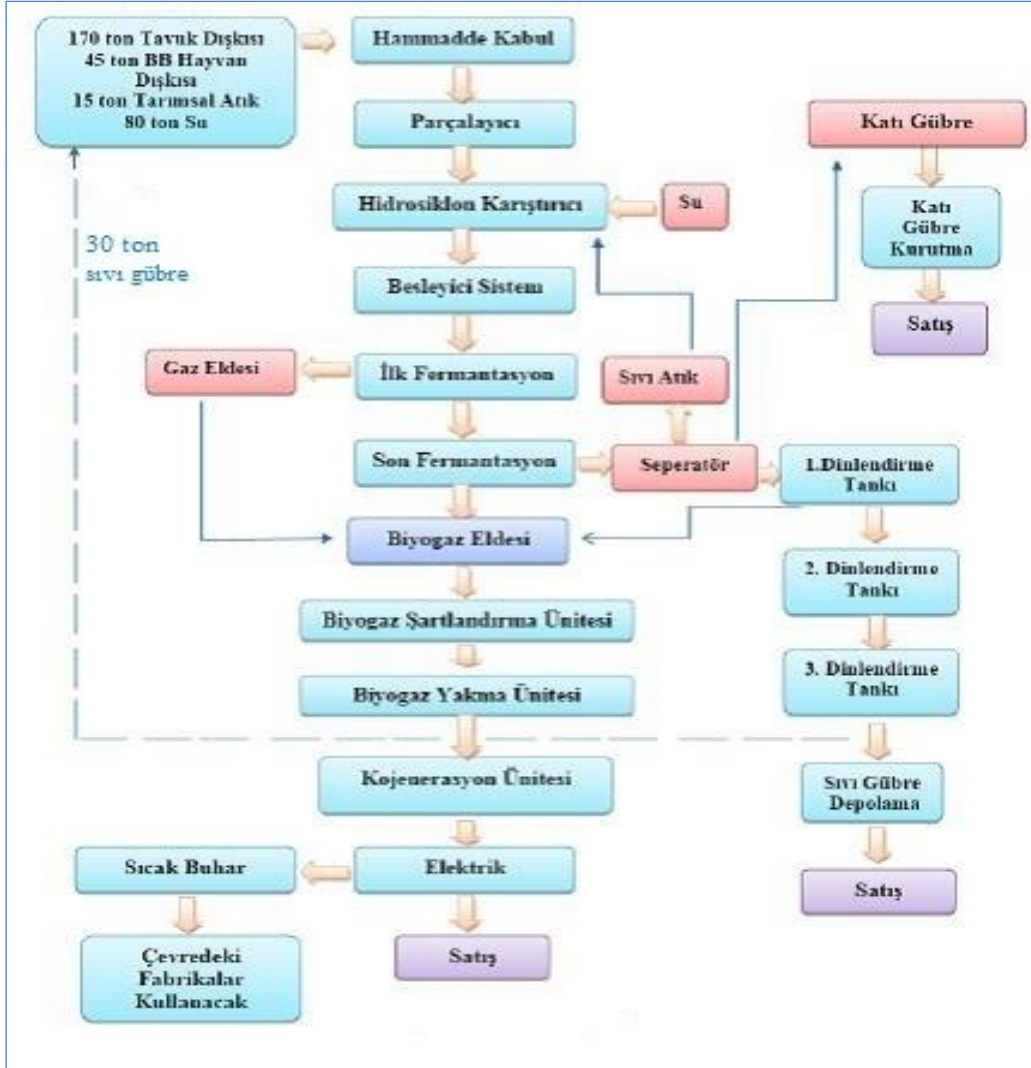
Mayalandırıcıdan alınan gaz, bir gaz motoru ve jeneratörden oluşan kojenerasyon seti ile elektrik üretir. Üretilen elektriğin yaklaşık % 10’u karıştırıcılar, pompalar, fan gibi ekipmanlarında kullanılır. Geriye kalan elektrik tesisin diğer kısımlarında kullanılabilir ve şebekeye verilebilir. Gaz motoru 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 mertebesinde dir.



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 boyutlarınının 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 Nm³(%35-55 metan) alt ısıl değere sahip çöp gazı, elektrik üretimi için etkin olarak kullanılabilir 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

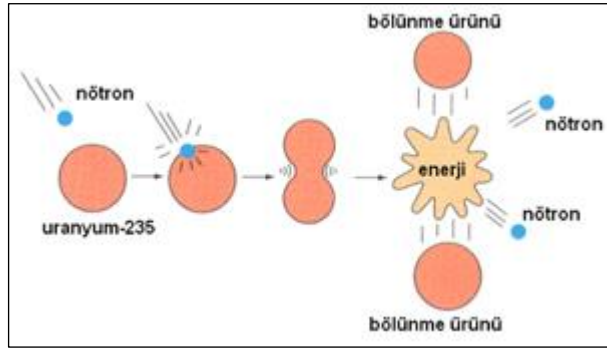
Tipik Tesis

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)

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 (filyon) 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

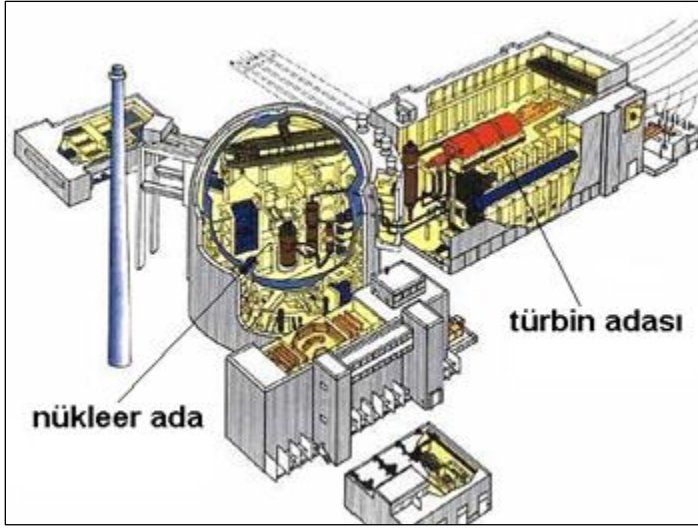


Şekil 8.1 Bölünme Reaksiyonu

"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.

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.

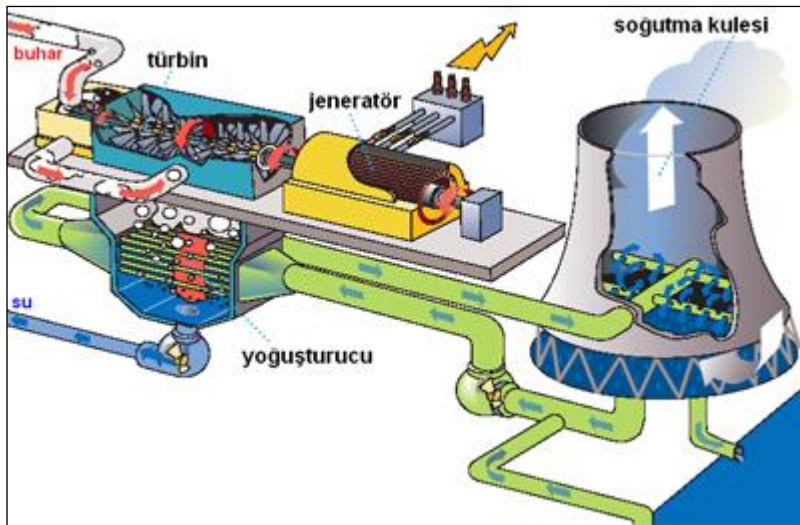


Nükleer adanın görevi ise suyu yüksek enerji ve kalitede buhara dönüştürmektir. En basit anlamda, nükleer adayı içine su giren ve yüksek kaliteli buhar çıkan bir kutu olarak düşünmek mümkündür. Bu buhar daha sonra elektrik üretiminde kullanılmak üzere türbin adasına gönderilmektedir.

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 türbinini çıkış ağzından türbinini terk ederek yoğunlaştırıcı 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 yoğunlaştırıcı bölümüne girmekte ve boruların dış yüzeyine çarparak suya dönüşmektedir. Yoğuşan su, yoğunlaştırıcunun altında bulunan sıcak su havuzunda birikerek pompa yardımıyla ön-ısıtıcılardan geçirilerek tekrar buharlaşmak üzere reaktör adasına gönderilmektedir. Besleme suyu adı verilen bu suyu reaktör adasına basan pompalara “besleme suyu pompası” adı verilmektedir.

Santral nehir kenarına kurulmuş ise, bazı durumlarda nehrin kapasitesi yoğunlaştırıcı 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

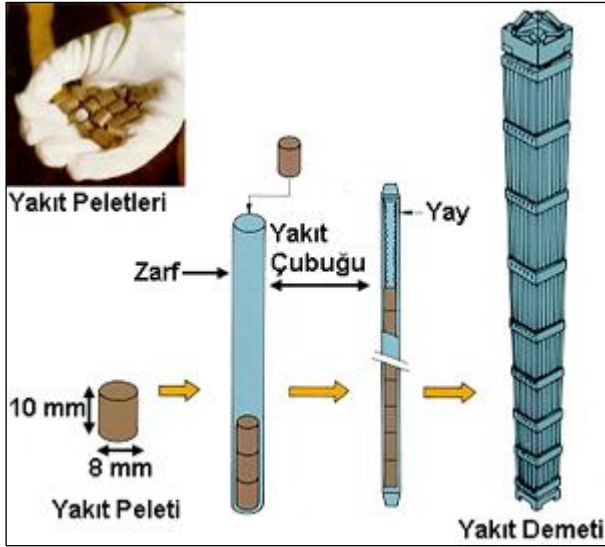
Nükleer santralleri diğer elektrik üretim tesislerinden farklı kılan “nükleer ada” bölümüdür. Farklı türde nükleer reaktörler geliştirilmiştir. Fakat bu farklı türlerin nükleer enerjinin ürettiği bölümleri aynı ana bileşenlerden oluşmuştur. Bu bileşenler; yakıt ve yakıt zarfı, soğutucu, yavaşlatıcı, 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 (filyon) 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 kullanılmaktadır. 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 artırılması 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 ayırıştırma 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 hapsedmektir. Nükleer enerjinin kullanılmaya başlandığı ilk yıllardan bu yana alüminyum ve magnezyum alaşımları, paslanmaz çelik gibi zarf malzemeleri kullanılmamış 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 kullanılacak 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 üreticine 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 kullanılabilmesi gibi, reaktör kalbinde kaynamasına izin verilecek şekilde iki fazlı soğutucu olarak da kullanılabilir.

Ticari nükleer santrallerde soğutucu olarak kullanılmakta olan veya kullanılmış 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. Buldukları 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.

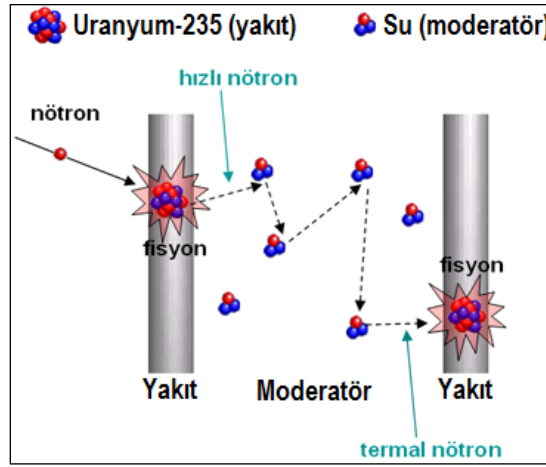
Nötronlar için çok etkin bir yavaşlatıcı olan hidrojen atomları içerdiğinden, aynen soğutucu malzemesinde olduğu gibi, moderatör malzemesi için de en iyi adaylardan bir tanesi sudur. Suda bulunan hidrojen çekirdeklerinin boyutu, nötronun boyutu ile hemen hemen aynı olduğundan, çok etkin yavaşlama sağlayabilmektedir.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

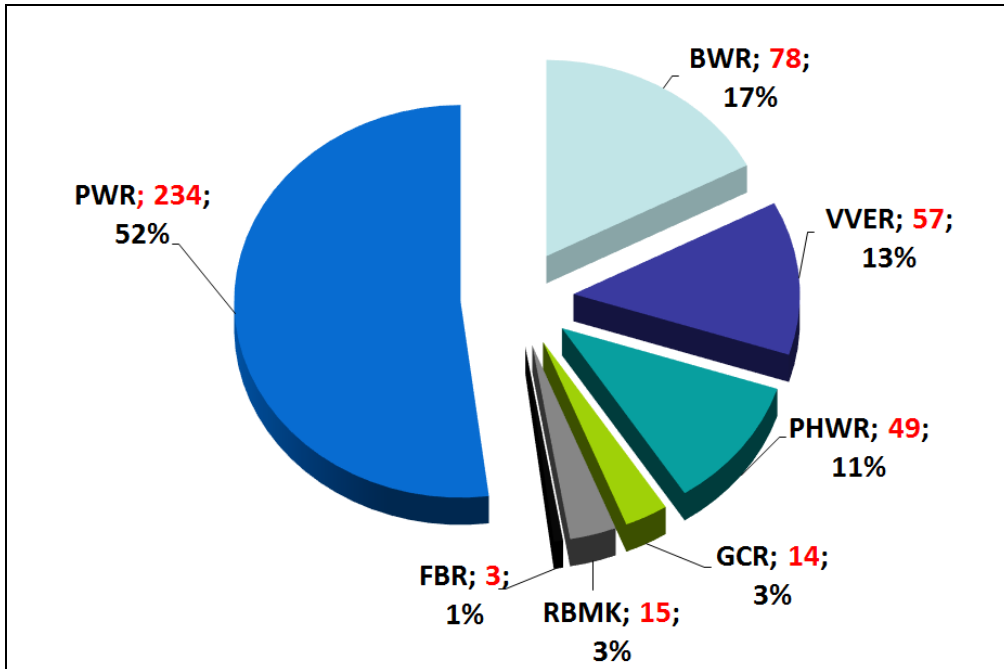
Nükleer enerjinin üretildiği reaktör sistemlerinde yukarıda anlatılanların yanı sıra diğer bazı destek sistemleri de bulunmaktadır. Örneğin, reaktör kalbinde mesnet kolonları ve plakaları yakıtın yerli yerinde durmasını sağlamaktadır. Ayrıca kontrol çubuklarının kolaylıkla hareket etmesi için reaktör 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, yansıtıcı (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 yarısından

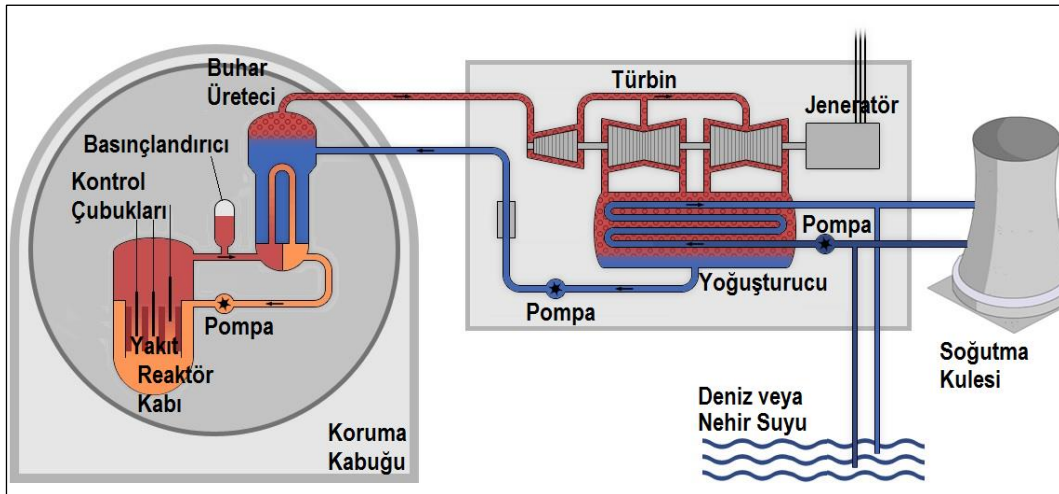
fazlası batı tasarımı PWR'lardan oluşmaktadır. Bunu % 17'lik bir payla yine Batı tasarımı kaynar su reaktörleri (BWR) izlemektedir.

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 başaramış 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 yarısından fazlası PWR'dır. PWR türü reaktör tasarımı, ilk olarak Westinghouse Bettis Atom Enerjisi Laboratuvarında, ABD donanmasının nükleer denizaltı yapım programı sırasında düşünülmüştür. PWR’ların denizaltı sistemlerinde başarıyla uygulanmasının ardından, elektrik enerjisi üretmek amacıyla da kullanılabilceği 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, KEPSCO 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 üreticine taşınmaktadır. Buhar üreticinde 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 üreticine 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 üreticileri arasında devri-daim etmesini sağlayan çok güçlü ve büyük pompalar bulunmaktadır. Birinci döngü, reaktör tasarım gücüne göre 2, 3 veya 4 buhar üreticiden oluşabilmektedir.

İkinci döngüde oluşan yüksek enerjili buhar türbine gönderilmektedir. Enerjisini türbin kanatlarına çarparak bırakan buhar, türbin shaftının dönmesini sağlamakta, shaftın 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 üreticine 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 kullanılmaktadır. 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 tasarımılanmış sistemler bulunmaktadır.

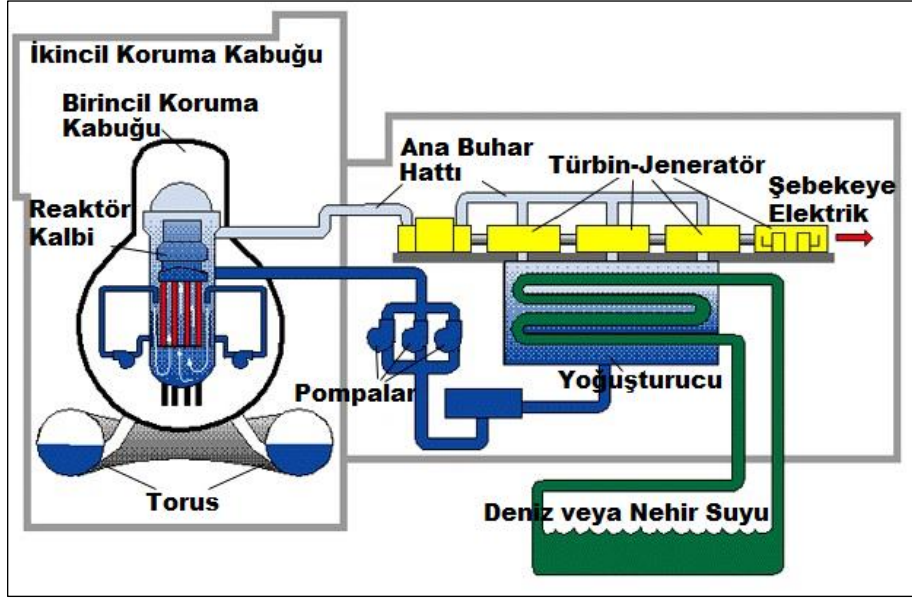
8.3.2 Kaynar Su Reaktörleri (BWR)

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, İsviçre, 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 kullanılmaktadır. 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 bulunduğu için, 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.

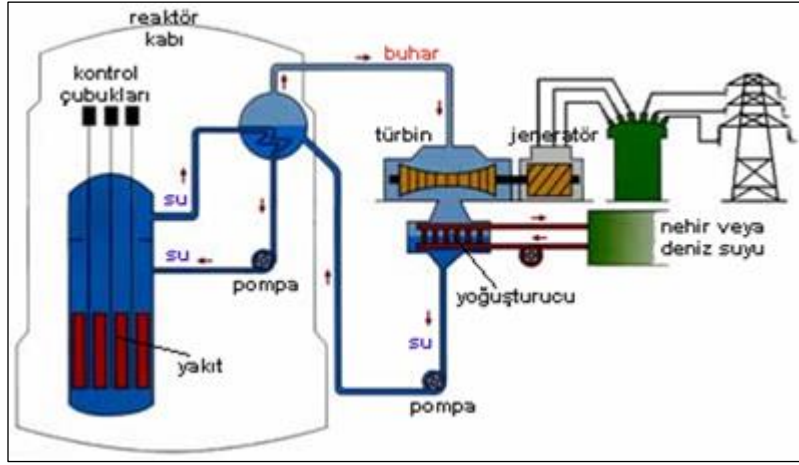
Birinci ve ikinci nesil VVER'leri temsil eden VVER-440/230 ve VVER-440/213 modellerin en ilginç yanlarından bir tanesi Sovyetler Birliği zamanındaki ağır yük taşımacılığı ile ilgili kısıtlar nedeniyle 6 adet buhar üretici döngüsüne sahip bulunmalarıdır.

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 üretici 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 standartlarına 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 RBMK’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 tasarlanmıştır; 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.

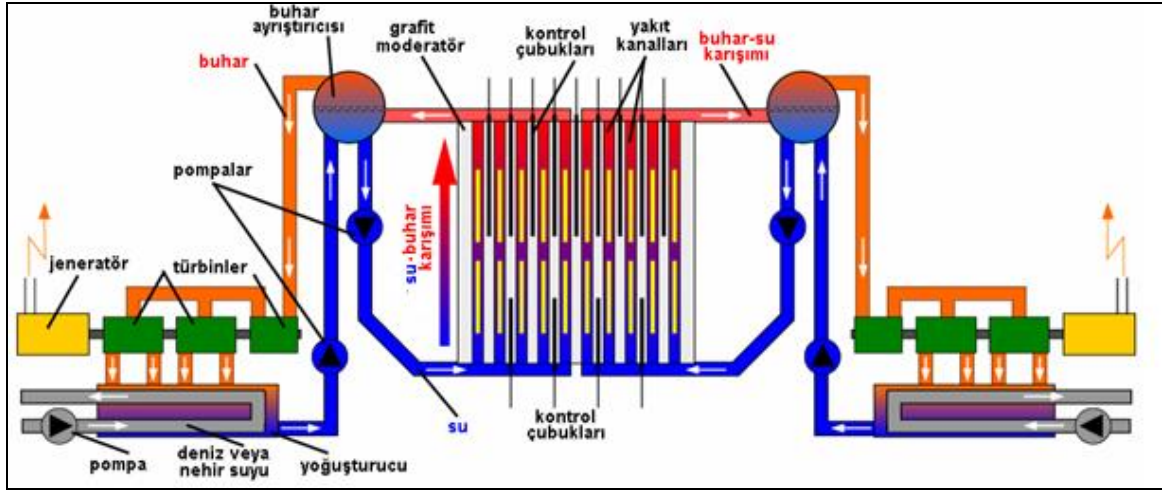
Üçüncü nesil olarak tanımlanacak RBMK’lardan sadece 1 ünite Smolensk sahasında bulunmaktadır. Bu ünite Çernobil kazası sonrasında 1988 yılında çıkartılan güvenlik yönetmeliklerine büyük ölçüde uygun olacak şekilde tasarlanmıştır ve inşa edilmiştir. Smolensk-3’e en ileri tasarım RBMK gözü ile bakmak mümkündür.

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 tasarlanmıştır. 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, yoğunlaştırıcılar 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. RBMK’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 (PHWR/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 kısaltmadır. CANDU'lar ağır su yavaşlatıcı ve doğal uranyum yakıt kullanmaktadır. Basınç kanalları prensibi ile tasarılanmış 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.

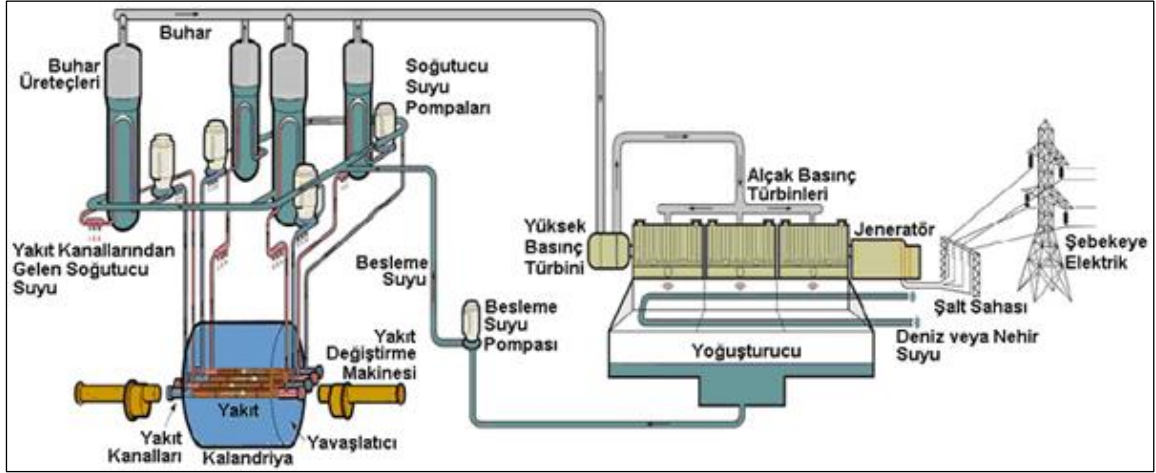
CANDU'larda, ticari prototip gözüyle değerlendirilebilecek büyük çaplı (200 MWe sınıfı) ünite çalışmalarına 1959 yılında başlanmış ve reaktöre Douglas Point adı verilmiştir. Prototipin ardından geliştirilecek daha büyük çaplı ticari reaktörle reaktörün gücü 500 MW elektrik olarak belirlenmiştir. İlk ticari reaktör 4 ünitelik Pickering-A santralının 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. Rajasthan 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 santralının 4 ünitesi 1977-79 yılları arasında hizmete alınmıştır. Son inşa edilen CANDU-9'lar, Darlington nükleer santralidir.

1970'li 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 üretici, 4 adet ana soğutucu suyu pompası, 1 adet basınçlandırıcı ve yakıt değiştirme makinesinden oluşmaktadır. CANDU-9 modelinde ise 8 adet buhar üretici 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 yapılmakta, uçlarındaki tıplar 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 tıpları yerine yerleştirmekte ve sızıntı kontrolü gerçekleştirmektedir. Günde genellikle 2 veya 3 yakıt kanalında yakıt değişimi yapılmaktadır. Reaktördeki bir simülator, 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 arasında, 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

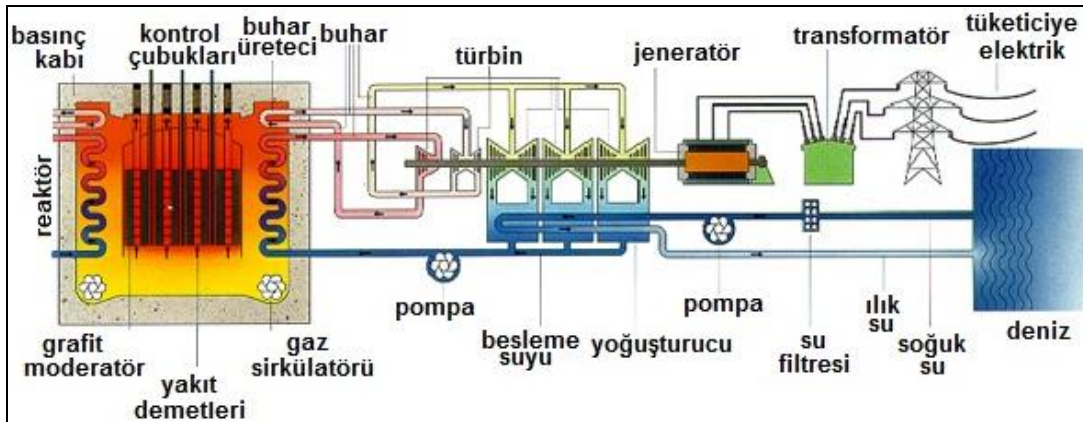
ortalama 5-7 yıl arası bir süre kullanılabilir. Yakıt değiştirme aynen RBMK ve CANDU türü santrallerde olduğu gibi özel olarak geliştirilmiş bir yakıt değiştirme makinesi yardımıyla gerçekleştirilmektedir. Bu makine, reaktör tam güçte çalışırken yakıt değiştirme işlemini gerçekleştirebilmekte, yakıtın 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 olduğunda, 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 yansıtıcı (reflektörü) 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 kırımlar 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 üreticinde 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 içerisinde 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 yapılabilen, 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)

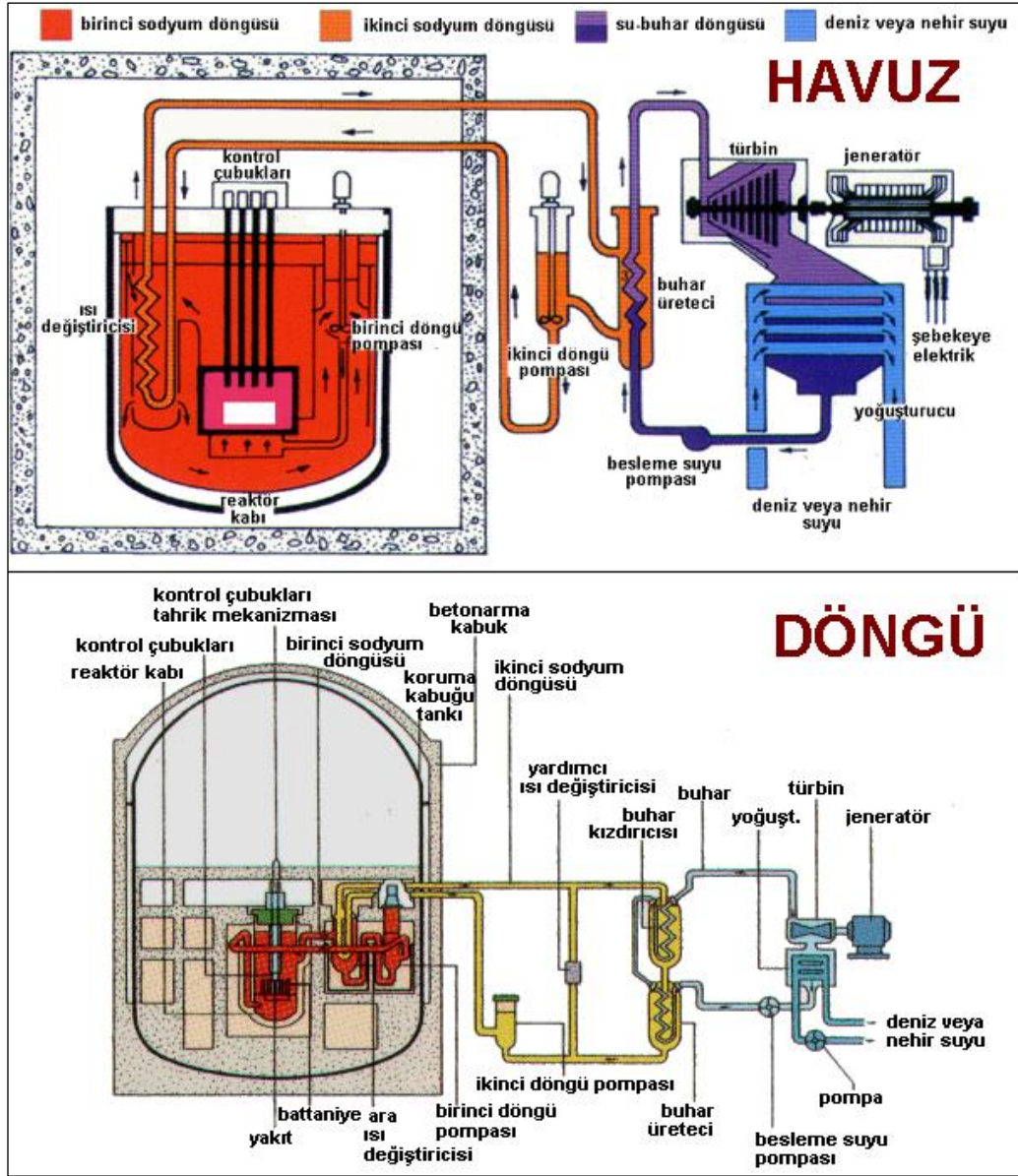
Diğer tür reaktörler arasında bugüne kadar ticarileştirilmesi için yoğun çaba sarf edilen tasarımlardan bir tanesi hızlı üretken reaktörlerdir (FBR). FBR’ler daha henüz tam ticari reaktör statüsü kazanamamıştır.

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 ampülü 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 kullanılacak 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 yoğusturucu için deniz, nehir suyu döngüsüdür. Radyoaktif olan birinci döngü soğutucusu ile türbin için kaynatılan suyun kazara

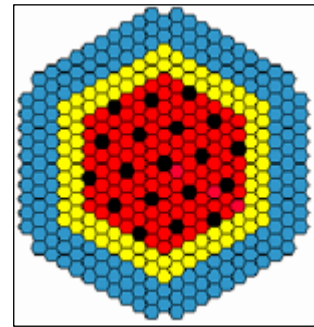
temas edip patlayıcı bir reaksiyona girmesi arzu edilmediğinden, FBR’lerde bir ara “temiz” sodyum soğutma döngüsü daha ilave edilmiştir.

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 üreticine girmektedir. Kızdırıcıdan hafif soğumuş olarak çıkan sodyum buhar üreticine girmekte ve enerjisinin bir kısmını bırakarak buhar üreticini terk etmektedir. Buhar üreticini 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 üretici aşamasıdır. Buhar üreticinden çıkan buhar, kızdırıcıya girmekte ve kızgın buhar olarak çıkmaktadır. Kızdırıcıdan çıkan buhar türbin adasına gitmektedir. Türbinde enerjisini kaybeden buhar yoğunlaştırıcıda tekrar su haline dönüştürüldükten sonra ön-ısıtıcıdan geçirilmekte ve tekrar buhar üretici-kızdırıcı düzeneğine bir pompa yardımıyla gönderilmektedir.

FBR’lerde yakıt plütonyum-239 ve uranyum-238 karışımından 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 plütonyum-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. Hepsisi 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



Şekil 8.15 FBR Reaktör Kalbi

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 Tennessee 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.

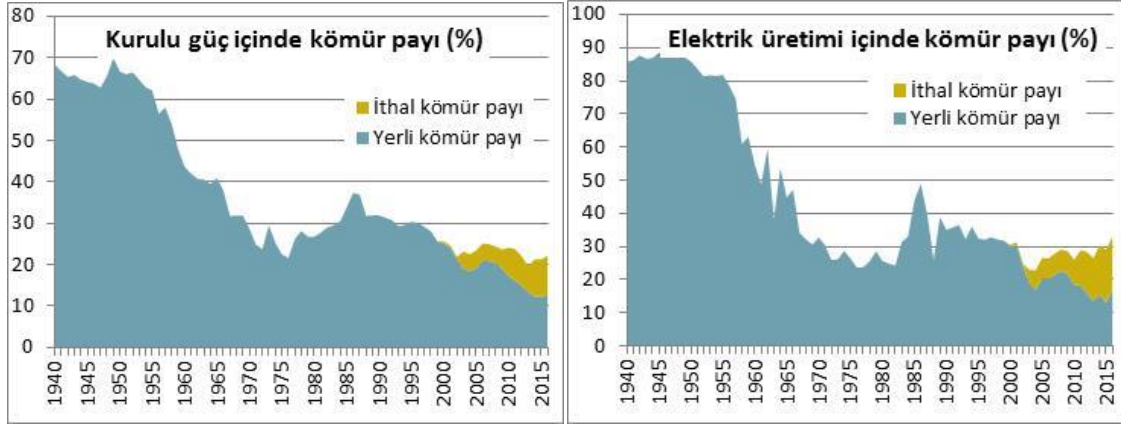
Elektrik üretiminde kömürü yüksek oranda kullanan çok sayıda ülke bulunmaktadır. Bunlar arasında, 2013 yılı itibarıyla; Güney Afrika Cumhuriyeti (% 92,6), Polonya (% 83,7), Kazakistan (% 81,3), Çin (% 74,7), Hindistan (% 72,7), Avustralya (% 64,6), İsrail (% 54,7), Endonezya (% 51,2), Çek Cumhuriyeti (% 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 Silahtarğa 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 sığrama 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	150
	Tunçbilek B 1	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	680
	Yatağan 3	210
1985	Soma B 3	165
1986	Soma B 4	165
	Afşin-Elbistan A 3	340
	Yeniköy 1	210
1987	Afşin-Elbistan A 4	335
	Çayırhan 1 ve 2	300
	Yeniköy 2	210
1989	Seyitömer 4	150
	Çatalağzı 1	150
	Kangal 1	150
1990	Kangal 2	150
1991	Çatalağzı 2	150
	Soma B 5	165
1992	Orhaneli 1	210
1993	Soma B 6	165
	Kemerköy 1	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	360
	Çan 1 ve 2	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	270
	Aksa Enerji Göynük 1	135
2016	Enerjisa Tufanbeyli 1, 2 ve 3	450
	Aksa Enerji Göynük 2	135
	Naksan – Adularya Yunus Emre 1	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	İşken Sugözü Adana Yumurtalık 1 ve 2	1.320
2004	Çolakoğlu Kocaeli	45
2005	İçdaş Çelik Biga 1	135
	İskenderun Demir Çelik	220,4
	Kahramanmaraş Kağıt Sanayi	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	30
	Göknur Gıda Niğde	1,5
2014	İzdemir Enerji Aliağa	350
	İçdaş Çanakkale Bekirli	600
	Atlas Hatay 1 ve 2	1.200
2015	Kipaş Kağıt Kahramanmaraş	7,6
2016	Kahramanmaraş Kağıt Sanayi	9,7
	Eren Enerji Zonguldak 4 ve 5	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 artırılması 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 kullanılabilir 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 İctaş	Milas-Yatağan Linyit Sahaları (IC İctaş, 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 İctaş	Milas-Yatağan Linyit Sahaları (IC İctaş, 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 Mihaliççık 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 aşılp 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 çıktığında, beraberinde pek çok sorunla karşı karşıya kalınacağı 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 bağı 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 yapıyor 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 tasarımılandırılmalıdır. 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 işlettilirilmesi 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 madencilikçe 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.

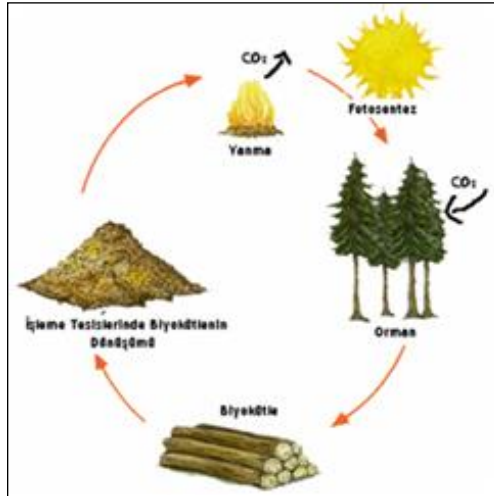
10. ÜLKEMİZİN ORMAN VE TARIMSAL BİYOKÜTLE POTANSİYELİ

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 tanımlanmıştır [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.

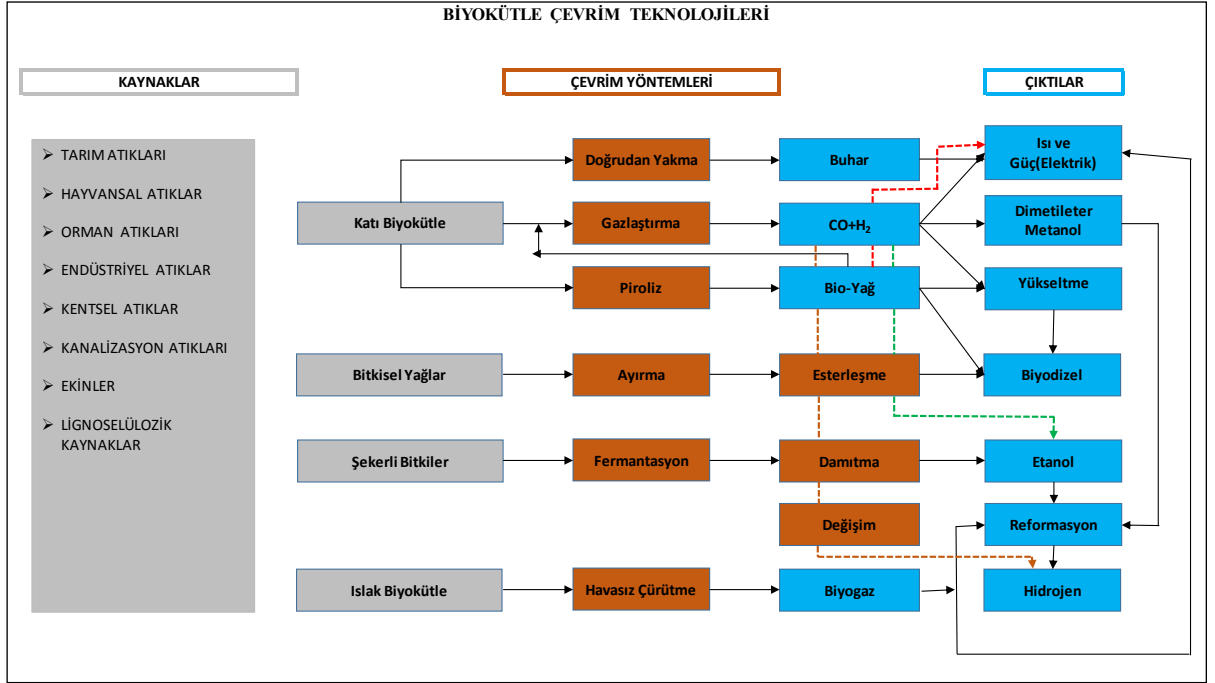
Fotosentez yoluyla enerji kaynağı olan organik maddeler sentezleşirken tüm canlıların solunumu için gerekli olan oksijeni de atmosfere verir. Üretilen organik maddelerin yakılması sonucu ortaya çıkan karbondioksit ise, daha önce bu maddelerin oluşması sırasında atmosferden alınmış olduğundan, biyokütleden enerji elde edilmesi sırasında çevre, CO₂ 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 artırılması için şarttır. Türkiye’deki başlıca enerji kaynakları linyit, su, jeotermal, rüzgar, güneş ve biyokütle enerjisidir. Biyokütle doğrudan yakılarak veya çeşitli süreçlerle yakıt kalitesi artırılıp, 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 kullanılacakları 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, titre kava, kızılbaş, 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 kava, 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 kullanılabilirdiği gibi çeşitli işlemler sonucunda pelet, briket haline getirilerek de konutlarda ve iş yerlerinde ısıtma amacıyla kullanılabilir. 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 üretilmektedir.

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 m³, 1 kg iyi kurutulmuş odun için ise 7-9 m³ 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 harcadığı 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 sarıçamaya aittir. Yapraklı ağaçlarda ise en yüksek değer 4.894 kcal/kg ile okalptusun, en düşük değer ise 4.500 kcal/kg ile çınarıdır. 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 parçalanmış ağaçlar; ormanlarda biriken kuru yapraklar, kozalaklar, küçük dallar ve dal parçacıkları; ağaçlandırma için saha temizliği, sıklık ve sırlık bakımını 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 kullanılabilmesi 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, okalıptüs, çınar, kızılbaş 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.

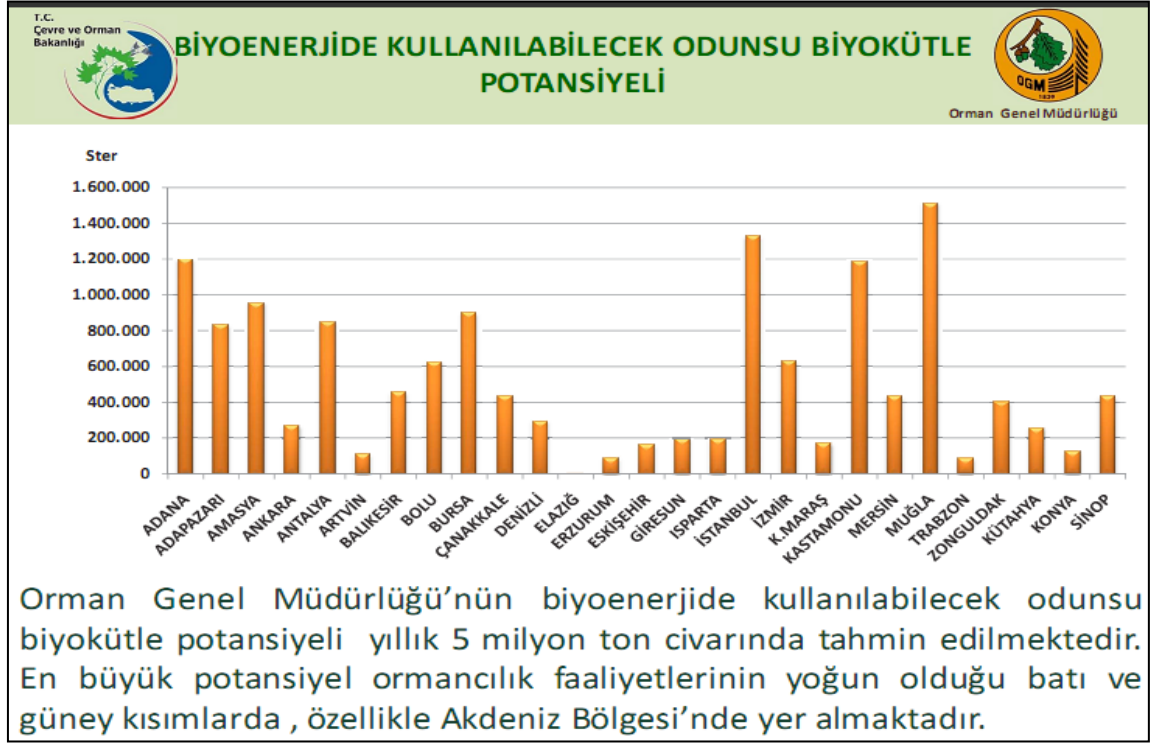
Ülkemizde 6831 sayılı Orman Kanunu’nun 34. ve 37. maddeleri uyarınca orman artıkları çeşitli amaçlar için kullanılabilir. Bu atıklardan enerji üretimi amacı ile mutlaka faydalanılmalıdır. Son yıllardaki biyokütle çalışmalarının büyük bölümü, orman yangınlarını önleme ve orman işletme faaliyetlerinin 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 değişimler 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	m³	m³	m³
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 m³e gerilemiştir. Dikili kabuklu gövde hacmi 21,2 milyon m³e ulaşmış ve bunlardan elde edilen endüstriyel odun üretimi 16,6 milyon m³ olmuştur. Ormanda hasat sonrası kesilen ağaçların 5,4 m³’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 Müdürlüğü’nün 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, kızılalağaç 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), Dalli 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 Biyoküteller

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 yetiştirme 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, Utilization 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.tuik.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.

