

# Enerji ile İlgili Temel Referans Belgelerine Yönelik Bir Değerlendirme ve Çözümleme Çalışması

Şayende YILMAZ<sup>1</sup>, Oğuz TÜRKYILMAZ<sup>2</sup>

Bu çalışmada, siyasal iktidarın 2013–2015 döneminde yayımladığı enerji ile ilgili temel referans belgelerinin değerlendirilmesi ve çözümlenmesi amaçlanmıştır. Çalışmanın çıkış noktası, 2014 içinde sonuçlanmasına karşın; ancak 2015 Şubat ayı içinde kamuoyuna duyurulan “Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı” olmakla birlikte; bu Plan, 2014–2018 dönemini kapsayan 10. Kalkınma Planı’nın enerji ile ilgili bölümleri ve diğer belli başlı referans metinleri olan ve 10. Kalkınma Planı’na dayalı olarak hazırlanan; “Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı” ve 2014 sonunda açıklanan ve 2015–2019 dönemini kapsayan “Enerji Bakanlığı Strateji Belgesi” ile birlikte değerlendirilmiştir.

## 1. ULUSAL YENİLENEBİLİR ENERJİ EYLEM PLANI ÜZERİNE NOTLAR

### 1.1 Hazırlanışı ve Anlatımdaki Sorunlar

Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı’nın kapağında, “Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Plan’ın hazırlanması sürecinde Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD), İspanya Krallığı Hükümeti ve Deloitte Touche&Tohmatsu ile iş birliği yapmıştır” denilmektedir.

Bu ifade, ciddi bir soruna işaret etmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın (ETKB), ulusal bir eylem planını, uluslararası bir banka ve yabancı bir hükümet ile birlikte hazırlaması garip ve aykırı bir uygulamadır. Genel olarak ETKB, özel olarak Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) bünyesinde, Eylem Planı hazırlık ça-

lışmasında görev alabilecek çok sayıda uzman varken, ulusal ve stratejik nitelikte bir eylem planının hazırlanmasını uluslararası bir danışmanlık şirketine havale etmek, hayretleri mucip bir iştir.

Plan’da yer alan, “Hükümet; hidrolik, rüzgar, güneş, jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin yüksekliğinden hareketle 2023 yılı için bu kaynaklara dayalı elektrik üretimine ilişkin oldukça iddialı hedefler belirlemiştir” ifadesi ve diğer bazı garip ifadeler, bu Plan’ın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na ait olmadığını veya benimsenmediğini hissettirmektedir. Eylem Planları, kamusal bir anlayış ve içerikle, ilgili tüm tarafların görüşlerini serbestçe ifade edebileceği katılımcı mekanizmalarla ve şeffaf bir anlayışla hazırlanmalı ve toplum çıkarlarını gözetmelidir. Bakanlığın, kendi belirlediği hedeflere “iddialı” deme hakkı yoktur. Çünkü hedefler, Bakanlığın bi-

<sup>1</sup> Şayende Yılmaz, Makina Mühendisleri Odası (MMO) Yönetim Kurulu Üyesi, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi

<sup>2</sup> Oğuz Türkyılmaz, Makina Mühendisleri Odası (MMO) Enerji Çalışma Grubu Başkanı

limsel çalışmalarla belirlediği hedefler olmak durumundadır.

## 1.2 Tartışmalı Referans Değerler ve Bir Örnek

Plan'ın 9. sayfasında yer alan, “*Önemle belirtilmesi gereken bir başka husus da Türkiye’de birincil enerji tüketiminin 2012 yılında 121 milyon TEP’e ulaşması ve bu rakamın yüzde 82’sinin ithalat yoluyla karşılanmış olmasıdır*” ifadesinin hatalı olmasıdır. Zira ithalat oranı bugüne kadar hiç %82 olmamıştır. Son ETKB verilerine göre, 2013 yılı toplam enerji talebi 120,29 milyon TEP, toplam yerli üretim 31,94 milyon TEP olup, ithalatın payı %73,5’tir.

## 1.3 Sorunlu Enerji Tüketim Artış Hızları

Plan’da yer alan, “*Türkiye’nin enerji tüketimi ile GSYH gelişimi arasında yüksek bir korelasyon bulunmaktadır (istatistiksel olarak yüzde 95’ten fazla R2). Son on yıldaki gözlemlere göre, nispi olarak GSYH’deki yüzde 1’lik bir artış, ulusal enerji tüketiminde yüzde 3,4’lük bir artışa yol açmaktadır*” ifadesi de tartışmalıdır. Aynı şekilde, “*kısa vadede uluslararası ekonomi kuruluşları 2012–2017 dönemi için yüzde 5,1 ve 2018–2030 dönemi için yüzde 4,3 gibi daha yüksek büyüme oranları tahmin etmektedir*” saptaması da tartışmalıdır.

Siyasi iktidar, elektrikte de yıllık %5–6 oranında talep artışları öngörmektedir. ETKB’nin 2015–2019 Stratejik Planı’nda da elektrik üretiminde olması gerekenden daha yüksek hedefler yer almaktadır. Geçmişte de yüksek hedefler nedeni ile Türkiye’nin gereksiz yükümlülükler üstlendiği, örneğin doğal gazda önemli bir ekonomik bedel ödemek zorunda kaldığı hatırlanmalıdır.

Nitekim 2013 elektrik tüketiminde öngörülen artış %5,40 iken, tüketim yalnızca %2,43 artmış, üretim ise %0,1 oranında azalmıştır. 2014 için ise talepte yıllık bazda %5,5 artış öngörülmüşken, geçici verilere göre, 250,4 milyar kWh olarak gerçekleşen üretim %4,26 oranında, 255,5 milyar kWh olarak

gerçekleşen tüketim ise %3,71 oranında artmıştır. Yani, gerçekleşen tüketim artışı, tahmin edilenin üçte bir oranında gerisinde kalmıştır.

Geleceğe yönelik tahminlerde, Türkiye’nin her yedi sekiz yılda bir (1994, 1999, 2001, 2008–2009) ciddi bir ekonomik krizle karşı karşıya kaldığı da dikkate alınmalıdır. Ülke ekonomisindeki gelişmelerle bağlantılı olarak elektrik talep artış hızı yavaşlamaktadır. Geçtiğimiz dönemlerde elektrik talep artış hızı, milli gelir artış hızından fazla gerçekleşiyordu. Elektrik tüketim kompozisyonunun değişmesiyle birlikte, bu ilişkide de değişiklik gözlemlenmiş, elektrik tüketim artışı milli gelir artış oranına yaklaşmış olmuştur. Dünya ölçeğinde etkin olan durgunluk ve başta Rusya olmak üzere, bölge ülkelerinde yaşanan ekonomik kriz ve ülkemiz için önümüzdeki yıllarda azami %2-3’lük milli gelir artış öngörülmesi dikkate alındığında, elektrik talep artış oranının da, birincil enerji talep artışının da benzer biçimde düşük oranlarda olması söz konusu değil midir? Nitekim birincil enerji tüketimi 2012’den 2013’e artmak bir yana %0,52 oranında gerilemişken ve 2000–2013 döneminde, on üç yılda toplam %49,4 oranında (ortalamada yıllık %3’ün biraz üzerinde) artmıştır. Hal böyle iken ve enerji yoğunluğunu %20 azaltma gibi bir hedef varken, önümüzdeki yıllarda çok hızlı bir enerji tüketim artışı öngörülmesinin dayandığı kabul ve gerekçeleri anlaşılabilir, iza-ha muhtaçtır.

## 1.4 Kayıp Kaçak Sorunu

Planın “Amaçlar” bölümünde, Etkin Talep Yönetimi için Strateji olarak: “*Elektrik enerjisinde tarımsal sulamadan kaynaklı puant talep ve kayıp-kaçak sorunlarını gidermek üzere ilgili kurum ve kuruluşlarla koordinasyon sağlanacaktır*” denilmektedir.

Ancak Planda:

— Kayıp ile kaçak kavramlarının ayrılması konusunda bir hedef bulunmamaktadır.

— Özellikle Güneydoğu’da kaçak kullanım, büyük ölçüde tarımsal sulama ile ilgili olabilir; ancak ülke çapında kaçak kullanım tarımsal sulama ile sınırlı değildir. Kaçak elektrik kullanımı tespitinde hangi somut adımların nasıl atılacağına yönelik herhangi bir hedef de yoktur.

— Süregelen ve günümüzde yalnızca tarife değişiklikleri ile dağıtım şirketlerini kollama haricinde bir çabanın olmadığı bu konuda, ilgili diğer kuruluşlarla nasıl bir koordinasyon sağlanacağı, elektrik parasını dürtüştürce ödeyen tüketicinin sırtına atılan yükün, nasıl bir ekonomik ve politik araçla ele alınacağı konusunda somut hedef belirtilmemiştir.

## 1.5 Kurumsal Yapı İçin Soyut Öneri

Plan’ın Amaçlar bölümünde, “*Kurumsal Kapasitesi Güçlü Bir Bakanlık*” için hedef olarak “*Bağlı ve ilgili kuruluşlardan ihtiyaç duyulanların yeniden yapılandırılmalarına yönelik fizibilite çalışmaları yapılacaktır*” denilmektedir.

Bu ifade, sorunlu ve muğlâk bir ifadedir ve şu tür soruları akla getirmektedir:

— Yeniden yapılandırılmasına ihtiyaç duyulan kurum/kuruluşlar hangileridir?

— Hangi kurum/kuruluş, hangi ihtiyaç doğrultusunda nasıl yapılandırılacak?

— Bu hedef, hiç bir araştırma yapılmadan mı yazılmıştır?

Oysa şeffaf ve katılımcı yöntemle hazırlanan bir stratejik planda, mevcut durum analizlerinin kapsamlı ve ayrıntılı bir şekilde yapılması, geleceğe bakışın ve hedeflerin bu analizler üzerine kurulması gerekir.

— Bu Raporu hazırlayan ve onaylayanların akıllarından ne geçmektedir?

— Hizmet alımı yoluyla özel bir şirkete sipariş edilecek fizibilite araştırması ile neyin yapılabilirliği araştırılacaktır?

Yapılan düzenlemeler kurumların işlevlerini daraltmaya yöneliktir. 1935 yılında Kanun ile kurulmuş bulunan

ve enerji verimliliği ve yenilenebilir enerjiye yönelik çalışmalar konusunda liderlik yapmaya başlamış EİE Genel Müdürlüğü, kurum çalışanlarının ve yetkililerinin bile haberi olmadan; bir KHK ile ansızın kapatılmış; yerine, işlevleri tam olarak tanımlanamayan, kimler tarafından hazırlandığı belli olmayan birkaç maddelik bir düzenleme ile YEGM kurulmuştur. ETKB’nin bazı ilgili kuruluşları, KİT statüsünde olup, bu kurumların kuruluş kanunu yoktur. Kısa süreler için çıkarılan ve kanunlarla değiştirilmesi gereken KHK’ler, ülkemizde yıllardır yürürlükte kalabilmektedir. Aynı çerçeveden bir dizi ETKB kuruluşu yıllardır, 233 Sayılı KHK kapsamında. Tüzel kişiliklerini tanımlayan bir kuruluş kanunu olmayan bu kuruluşların etkin ve işlevsel çalışmalar yapması güçtür. Elektrik toptan satışı ve kamu yükümlülüğünde olan uzun vadeli sözleşmeleri yürüten TETAŞ ile elektrik iletim sistemi işletmecisi TEİAŞ.; aynı kararname kapsamında olduğu sürece, bu kurumlar için etkin bir yönetimin nasıl sağlanacağı belirsizdir.

## 2. SEÇİLMİŞ KONULARDA REFERANS BELGELERİN KARŞILAŞTIRMASI

Çalışmamızın bu bölümünde, referans metinlerin temel bazı konularda saptama ve hedefleri karşılaştırılmıştır.

### 2.1 Birincil Enerji

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
<b>10. KALKINMA PLANI (2014–2018)</b> <b>(10. KP)</b>	<b>1-</b> Birincil enerji kaynakları bazında dengeli bir kaynak çeşitlendirmesine ve orijin ülke farklılaştırmasına gidilecek, üretim sistemi içinde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payı azami ölçüde yükseltilecektir (s. 119). <b>2-</b> 2011 yılı sonunda birincil enerji üretiminde <b>yüzde 28</b> olan yurtiçi ve yurtdışı petrol ve doğal gaz çıkarımları dâhil yerli kaynak payının, <b>2018 sonunda yüzde 35’e</b> yükseltilmesi (s. 197).
<b>10. KP YERLİ KAYNAKLARA DAYALI ENERJİ ÜRETİM PROGRAMI EYLEM PLANI</b> <b>(10. KP YKDEÜPEP)</b>	<b>1-</b> 2012 yılı sonunda birincil enerji üretiminde <b>yüzde 27 olan yerli kaynak</b> payının, <b>2018 sonunda yüzde 35’e</b> yükseltilmesi (s. 2). <b>2- Birincil Enerji:</b> Biyokütle, jeotermal ve güneş kaynaklarının birincil enerji amacıyla değerlendirilmesi için mevcut potansiyelin harekete geçirilmesi: Orman köylerinde güneş enerjisi uygulamaları daha kısa sürede ve daha yoğun olarak gerçekleştirilecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanabilecek organize sera bölgelerinin belirlenmesi ve ilan edilmesine yönelik çalışmalar tamamlanacaktır. Şehir ısıtmasına uygun jeotermal kaynak potansiyeline sahip illerdeki jeotermal sahalar değerlendirilecektir. Jeotermal kaynağın hangi amaçla kullanılacağı MTA tarafından belirlenecek, jeotermal kaynağa sahip belediyelerin ısıtmada öncelikli olarak jeotermal enerji kullanması yaygınlaştırılacaktır. Uygun olan bölgelerdeki yeni binalarda güneş su ısıtma sistemlerinin kullanımına yönelik mevzuatta değişiklik yapılacaktır (s. 14). <b>3- Biyoyakıtların Benzin ve Motorinle Harmanlanması:</b> Yağlı tohum üretim envanteri hazırlanacaktır. Kullanılan biyoyakıt miktarının çevreye etkisi (emisyon azaltım miktarı) belirlenecek ve kamuoyu ile paylaşılacaktır (s. 15).

<p><b>ENERJİ BAKANLIĞI STRATEJİ BELGESİ (2015–2019)</b></p> <p><b>(ETKB SB)</b></p>	<p><b>1-</b> Doğal gaz ithalatında yeni kaynak ülkeler ve güzergahlar ilave edilerek kaynak ülke ve güzergah dağılımının dengelenmesi, Plan dönemi sonuna kadar doğal gaz ithalatında tek bir ülkeye bağımlılığın en fazla %50 seviyesinde tutulması (s. 21).</p> <p><b>2-</b> Plan dönemi sonuna kadar <b>doğal gaz kaynaklı elektrik enerjisi üretiminin</b> toplam üretim içindeki payının <b>%38'e indirilmesi</b> (s. 22).</p> <p><b>3-</b> Doğal gazın ulaştırılmadığı yerlerde LPG ve dökme LNG kullanımının yaygınlaştırılmasına ilişkin gerekli fizibilite çalışmaları tamamlanacak ve fizibl görülüyor ise strateji ve yol haritası çalışmaları 2016 sonuna kadar gerçekleştirilecektir (s. 22).</p>
<p><b>ULUSAL YENİLENEBİLİR ENERJİ EYLEM PLANI (UYEEP)</b></p>	<p>— 2011–2023 döneminde birincil enerji talebinde yaklaşık %90'lık bir artış yaşanacaktır (s. 8).</p> <p>— Birincil enerji tüketimi 2012'de 121 MTEP, 2023'te 218 MTEP (s. 8).</p> <p>— Beklenen toplam enerji tüketimi 107 MTEP, bunun yaklaşık 21, 7 MTEP'lik bölümü yenilenebilir enerji kaynaklarından (s. 22).</p> <p>— Yenilenebilir enerji kaynaklarının beklenen toplam tüketimi 23,225 MTEP (s. 24).</p> <p>— Birincil enerji arzının enerji verimliliği hedeflerine ulaşıldığı varsayımıyla <b>2023 yılında 158 MTEP</b> olacağı tahmin edilmektedir (s. 17).</p> <p>— Türkiye YEER'nin amacı, yenilenebilir enerji kaynaklarının genel <b>enerji tüketimindeki payının</b> 2023 yılında <b>en az %20'ye</b> yükseltilmesidir (s. 22).</p> <p>— Ulaştırma sektörü ihtiyaçlarının %10'unun yenilenebilir enerjiden karşılanmasını hedeflemekte (s. 8)</p> <p>— Ulaştırma sektöründeki enerji tüketiminin UEA'nın tahminlerine göre 2020 yılında 29,4 milyon TEP'e, Deloitte'un tahminlerine göre de 2023 yılında 34,5 milyon TEP'e ulaşması öngörülmektedir (s.16).</p> <p>— <b>TABLO 2:</b> Beklenen enerji tüketimi, ulaştırma sektöründe 2020 yılında 25.559 kTEP'e, 2023 yılında 29.000 kTEP'e ulaşması öngörülmektedir (s. 20).</p> <p>— 2023 yılı için yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak ulaşım alanında tüketilen toplam enerji miktarının 1.800 kTEP olacağı tahmin edilmektedir (s. 66).</p> <p>— 2023 yılı için yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak ulaşım alanında tüketilen toplam enerji miktarı 2.267 kTEP (s. 24 Tablo: 5b).</p> <p>— 2023 yılına kadar çeşitli sektörlerdeki brüt tüketimin içinde yenilenebilirin payı <b>ulaştırma sektöründe %0,87'den %10'a, elektrikte %28'den %37'ye, ısıtma soğutmada %12,74'den %14'e çıkarılması</b> hedeflenmektedir (s. 23).</p> <p>— Isıtma ve soğutmada kapasitenin baz yıla göre % 18 artması beklenmektedir (s. 66).</p> <p>— Tarım sektörünün potansiyelinden tam olarak yararlanılarak biyo-yakıt sektörü (biyo-dizel ve biyo-etanol) geliştirilecektir (s. 22).</p> <p>— 2023 yılında <b>enerji yoğunluğunun</b>, yani birim GSYH başına tüketilen enerji miktarının 2011 referans yılında gerçekleşmiş olana göre <b>en az %20</b> düşürülmesi amaçlanmaktadır (s. 10).</p>
<p><b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b></p>	
<p><b>1.</b> Dört referans metinde karşılaştırmalara esas alınan yıllar ve rakamlar arasında farklılıklar söz konusudur. Daha da vahimi UYEEP'da her sayfada birbiri ile çelişen rakamlar bulunmaktadır.</p> <p><b>2.</b> 10. KP ve 10. KP YKDEÜPEP, 2018 için birincil enerji arzında yerli kaynak payının %35'e yükseltilmesi hedefini koyuyor. Birincil enerji arzında, 2011'de %28,2, 2012'de %28,5 olan, 2013'te %26,6'ya gerileyen yerli kaynak payının, 2013'e göre, %31,5 oranında yükselmesi için, ortalama yıllık artış hızının %5,56 olması gerekir ki, bu oranda bir artış beklentisi gerçekçi değildir.</p> <p><b>3.</b> ETKBSB, 2013'te elektrik üretiminde %48,7 olan doğal gazın payını beş yılda %22 düşüşle %38'e çekme hedefinden söz etmektedir. 2014 sonu itibarıyla doğal gaz yakıtlı santrallerin kurulu gücü 21.476,1 MW'tır. Lisans alıp, yatırımları süren santrallerin kurulu gücü de 17.188,73 MW'tır. İnceleme-değerlendirme aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 9.999,06 MW'tır. Lisans iptali için başvuran toplam 9.692,06 MW güçteki projelerin; mevcut lisanslı proje stokundan düşülüp-düşülmediği bilinmemektedir. Eğer düşülmüş ise durum daha da vahimdir. Düşülmediği varsayıлып, düşüle bile, proje stoku 17.495,73 MW'a ulaşabilecektir. Daha önceleri bu proje stokunun abartılı olduğunu söyleyen uzmanlar ve TEİAŞ, gerçekleştirilebilir projelerin kurulu güç tahminini bugün 3.800 MW'a çekmiştir. Projelerin ancak %21,72'sinin gerçekleştirilebileceğinin öngörülmesi, plansızlığın boyutlarını ortaya koymaktadır.</p>	

<p>Projelerin yalnızca 3.800 MW'lık kısmı gerçekleşse bile, doğal gaz santrallerinin kurulu gücü 25.000 MW'ı geçecektir. Bu tabloya göre, elektrik üretiminde 2013 yılında %43,8, 2014 yılında %48,1 olan doğal gazın payını, beş yılda %22 düşüşle %38'e çekme hedefine ulaşmak çok zordur. Kaldı ki, benzer bir hedef (%30'un altına inme olarak) 2009 yılında yayımlanan “<i>Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi</i>”nde de yer almış; ancak bu hedef, iyi niyet temennisinden öteye geçememiş ve aksine doğalgaza dayalı üretimdeki miktar, her yıl kendi rekorunu kırarak şekilde artmıştır.</p> <p><b>4-</b> UYEEP'de, <i>ulaştırma sektörü talebinin en az yüzde 10'u yenilenebilir enerjiden karşılanacak</i> denilmektedir. Yine aynı raporda, sayfa 18'de yer alan Şekil 13'te görüleceği gibi, günümüzde ulaştırma sektörünün sadece binde 11 oranında biyokütle ve binde 22 oranında elektrik enerjisi kullandığı dikkate alındığında, bu öngörü de gerçekçi değildir. Elektrik enerjisinin ulaştırma sektöründe gelecekteki kullanım hedefleri somut olarak belirlenmemiştir. Toplu ulaşımın yanı sıra, elektrikli kara taşıtlarındaki hedefler belirlenmeden, ulaştırma sektöründe yenilenebilir kaynak kullanım hedefi nasıl hesaplanmaktadır?</p> <p><b>5-</b> ETKB Strateji Belgesi'nde; kaynak çeşitlendirmesine ilişkin hedefler gösterilmiş ve gerçekleştirme sorumluları arasında EPDK da sayılmıştır; ancak EPDK'nın lisans verme uygulamasında kaynak çeşitlendirmeye yönelik bir ilkesi yoktur.</p>
--

## 2.2 Yerli Kömür

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	<p><b>1- 2012 yılında yaklaşık 39 milyar kWh</b> olarak gerçekleşen linyit kaynaklı elektrik enerjisi üretiminin <b>2018 yılında 60 milyar kWh'e</b> çıkarılması (s. 197).</p> <p><b>2-</b> Afşin-Elbistan havzasındaki rezervlerin değerlendirilmesi için özel bir finansman yöntemi geliştirilmesi ve uygulanması (s. 197).</p> <p><b>3-</b> Kamu elindeki işletilmeye hazır sahaların rödovans usulüyle özel sektöre devrinin sağlanması, kömür aramalarına hız verilerek rezervlerin artırılması (s. 197).</p> <p><b>4-</b> Yerli kömürlerin kullanımındaki ısı değerini artıracak veya kalitesini yükseltecek AR-GE çalışmalarına ağırlık verilmesi (s. 197).</p> <p><b>5-</b> Yerli kömürlere dayalı elektrik üretim tesisi yatırımlarına yönelik teşvik uygulamasının izlenerek ihtiyaçlara göre güncellenmesi (s. 197).</p> <p><b>6-</b> Kamu elinde bulunan linyit yakıtlı termik santrallerin rehabilite edilmesi (s. 197).</p> <p><b>7-</b> Küçük rezervli kömür yataklarının bölgesel enerji üretim tesislerinde değerlendirilmesi (s. 120).</p>
(10. KP YKDEÜPEP)	<p><b>1- 2013 yılında 32 milyar kWh</b> olarak gerçekleşen yerli kömür kaynaklı elektrik enerjisi üretiminin <b>2018 yılında 57 milyar kWh'e</b> çıkarılması (s. 2).</p> <p><b>2-</b> Afşin-Elbistan, Konya-Karapınar ve Trakya-Ergene gibi büyük linyit havzaları termik santral kurulmak üzere talep garantisi-hasılat paylaşımı şeklinde veya belirli bir süre alım garantisinin sağlandığı Yap İşlet veya Yap-İşlet-Devret modeliyle EÜAŞ tarafından ihaleye çıkarılması (s. 4).</p> <p><b>3-</b> Düşük kapasiteli linyit havzalarının rödovans bedeli talep edilmeksizin ihtiyaçları olan elektriği üretmek üzere OSB'lere devredilmesi modelinin araştırılması (s. 4).</p> <p><b>4-</b> Rödovans usulüyle yeni ihale edilecek sahalarla ilişkin olarak teminat miktarları ve işletme süresinin daha uygulanabilir seviyelere getirilmesi (s. 5).</p> <p><b>5-</b> Kömür aramalarına hız verilerek rezervlerin artırılması (s. 5).</p> <p><b>6-</b> Kamu elinde bulunan linyit yakıtlı termik santrallerin rehabilite edilmesi için EÜAŞ'ın rehabilitasyon ihalelerinin Kamu İhale Kanunu kapsamında aksamaksızın yürütülmesine yönelik mevzuat değişikliği çalışması yapılması (s. 7).</p>
(ETKB SB)	<p><b>1-</b> Yerli kömürden üretilen elektrik enerjisi miktarının dönem sonunda <b>(2019) yıllık 60 milyar kWh</b> düzeyine çıkarılması (s. 58).</p> <p><b>2-</b> Var olan yerli kömür kaynaklarının elektrik enerjisi üretim yatırımlarına dönüştürülmesi ve yeni kaynakların araştırılması (s. 20).</p> <p><b>3-</b> Kamu ve özel sektördeki mevcut santrallerindeki üretimi arttıracak rehabilitasyon ve modernizasyon projelerinin gerçekleştirilmesi (s. 22).</p> <p><b>4-</b> Taşkömürü Arama Projesi için gerekli çalışmaların yapılması (s. 22).</p>
(UYEEP)	<p><b>BİLGİ YOK</b></p>

## DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

1- 2012 yılında 34,7 milyar kWh olan linyit kaynaklı elektrik enerjisi üretimi, 10. Kalkınma Plan'ında yaklaşık 39 milyar kWh olarak, 2013 yılında yaklaşık 33,6 milyar kWh olarak gerçekleşen elektrik enerjisi üretimi, 10. KP Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Planında 32 milyar kWh olarak verilmiştir.

2014 yılında su gelirlerinde yaşanan sıkıntı nedeniyle, hidrolik potansiyelin düşmesi ve başta kömür santralleri olmak üzere termik üretime ağırlık verilmesi nedeni ile yerli kömürlerden üretim, yaklaşık olarak **38,5 milyar kWh** olarak gerçekleşmiştir. 2015 yılını yarladığımız bu günlerde, geriye kalan 2,5-3 yıl içinde yerli kömür kaynaklarına dayalı üretim tesisinin ne zaman ve nasıl inşa edileceği, üretimin %48 artışla, nasıl 2018 yılında 57 milyar kWh'e çıkarılacağı belirli değildir. Bu hedeflere ulaşabilmek için çok ciddi politika ve uygulama değişiklikleri gerekir. İzlene gelen ve başarısızlıkları kanıtlanmış mevcut politikalarla ulaşılması mümkün görünmeyen hedeflerdir. Ayrıca 10. Kalkınma Planı'nda bu hedef, 2018 yılı için ve **sadece linyit kaynaklı üretim için 60 milyar kWh** (Enerji Bakanlığı Strateji Belgesinde bu rakam 2019 yılı için verilmiştir.) olarak verilmiştir. İki belge arasında miktar ve kaynak çelişkisi vardır. Yıllardır ihmal edilen ve geciktirilen santral rehabilitasyonları yapılmaksızın, santrallere kömür besleyen sahalarla üretimi artırıcı kapsamlı yatırımlara yönelmeden, belirtilen hedeflere ulaşmak neredeyse imkansızdır.

2- 10. KP YKDEÜPEP, 2013 yılında 32 TWh olarak kabul ettiği yerli kömür kaynaklı elektrik enerjisi üretimini, %78 artışla 2018 yılında 57 TWh'a çıkarılmasını hedefliyor. Bu hedefe ulaşabilmek için 2014'te %34, 2015'te %26 gibi yüksek üretim artışları öngörüyor. 2014'te yerli linyite dayalı elektrik üretimi 2013'e göre %21,3 artmıştır. Bu artış oranı EP'nin koyduğu hedefin üçte biri kadar geride kalmıştır.

3- ETKBSB, yerli kömüre dayalı elektrik üretiminde beş yılda %83 artış hedefliyor. Ocak 2015 itibarıyla EPDK'dan lisans alan ve toplam 3.221,00. MW kurulu güçte olan yatırım aşamasındaki tüm yerli kömüre (liniyit, taş kömürü, asfaltit) dayalı elektrik üretim projelerinin devreye gireceği öngörülmüyor. Kömür santrallerinin yapım ve devreye alma süreleri dikkate alındığında, bu çok zor. 2014'te 38,5 milyar kWh olan kömüre dayalı elektrik üretimini, beş yıl içinde ikiye katlamak, izlenen politikalarla kolay değildir.

4- Özelleştirilecekleri gerekçesiyle, yıllardır kamu santrallerinde üretim artışına yönelik ciddi rehabilitasyon çalışmaları yapılmadığı gibi, özelleştirilen linyit santrallerinde de, henüz kayda değer bir yenileme ve kapasite artırımı söz konusu olmamıştır. Buna rağmen, bir yandan, kamu termik santrallerinin tamamının 2016 sonuna kadar özelleştirileceği ETKB tarafından bildirilirken, diğer yandan, 10. K.P. YKDEÜPEP'da yer alan, *"Kamu elinde bulunan linyit yakıtlı termik santrallerin rehabilite edilmesi için EÜAŞ'ın rehabilitasyon ihalelerinin Kamu İhale Kanunu kapsamında aksamaksızın yürütülmesine yönelik mevzuat değişikliği çalışması yapılması"* hedefi çelişkilidir. Ayrıca, ETKBSB'de bulunan, *"Kamu ve özel sektördeki mevcut kömür santrallerindeki üretimi artıracak rehabilitasyon ve modernizasyon projelerinin gerçekleştirilmesi"* hedefi de doğru bir hedef olmakla birlikte, ne denli uygulanacağı tartışmalıdır.

5- İktidarın gerek YKDEÜPEP'de, gerekse ETKBSB'de, linyit potansiyelinin değerlendirilmesi için önerdiği politika; *"Afşin-Elbistan, Konya-Karapınar gibi büyük havzaların termik santral kurulmak üzere talep garantisi-hasılat paylaşımı şeklinde veya belirli bir süre alım garantisinin sağlandığı Yap-İşlet veya Yap-İşlet-Devret modeliyle ihaleye çıkarılması"*, yani başka bir ifade ile kömür sahalarının, uluslararası şirketlere altın tepsi içinde sunulmasıdır. Bu amaçla, TAQA, Katar, Güney Kore ve Çin firmalarıyla yapılan görüşmelerden bugüne değin sonuç alınmamıştır. Yabancı bir şirketle bugün anlaşmaya varılsa bile, yatırım sürelerinin uzunluğu nedeniyle, sözü edilen havzalarda madencilik ve santral yatırım projelerinin, 10. Kalkınma Planı (2014-2018) veya ETKB Stratejik Planı (2015-2019) döneminde sonuçlanması olası gözükmemektedir.

6- İktidarın bu alandaki politikasının diğer bileşeni, kalan sahaların da özel sektöre açılması ve rödovans usulüyle elektrik üretimi amaçlı santral kurulması için TKİ tarafından ihale edilmesidir. Bu politika bugüne değin başarılı sonuç vermemiştir. Sahalarla ilgili teknik, ticari, çevresel konular yeterince araştırılmadan çıkılan ihaleleri üstlenen firmalar da iyice etüt etmeden verdikleri tekliflerle, üstlendikleri projeleri sonuçlandırmamıştır. Bugüne değin yapılan ihalelerin sonuçları yeterince değerlendirilmeden, projelerin gecikme/gerçekleşmemelerinin nedenleri iyice çözümlenmeden ve işi üstlenen tarafından getirilen çözüm önerileri güven verici olmaz. YKDEÜPEP'de, sözü edilen sorunlara değinmeden, sorun yalnızca firmaların verdiği teminat miktarlarıyla sınırlıymışçasına, çözüm önerisi olarak, teminatları yükseltmeyi önermek, konuya yaklaşımdaki ciddiyetin düzeyini ortaya koymaktadır.

7- Türkiye'nin kömür madenciliğindeki sorunlu yapı düzeltilmeden, YKDEÜPEP'de, *"uygun ülkelerde yurt dışı kömür ruhsatı alma, arama, kömür ve enerji kaynağı olarak kullanılacak madenlerin aranması, üretimi ve ithalatı"* amacıyla bir şirket kurulması önerilebilmektedir.

Hali hazırda bir elektrik üretim şirketi olan EÜAŞ bünyesindeki linyit rezervi, kömür kuruluşu olan TKİ bünyesindekinden daha fazladır. Özellikle EÜAŞ bünyesinde bulunan ve salt elektrik üretimi amacıyla kullanılacak linyit sahaları için sağlıklı, çevre ile uyumlu ve teknolojik gelişmelere olanak sağlayan stratejiler oluşturulmalıdır. Bunun için yasal düzenlemeler elden geçirilmeli, gerekirse Elbistan, Karapınar, Dinar gibi linyit sahaları için özel yasal düzenleme yapılmalı; bu kapsamda EÜAŞ yeniden yapılandırılarak proje ve tesis konularında yetkin teknik ekiplere kavuşturulmalı, buralardaki santral yatırımları gerekirse doğrudan kamu eliyle yapılmalıdır.

## 2.3 Petrol ve Doğal Gaz Üretimi

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	1- Enerji üretiminde dışa bağımlılığın azaltılması hedefiyle uyumlu olarak; yurtiçi ve yurtdışında petrol ve doğal gaz arama faaliyetlerinin hızlandırılması (s. 122). 2- TPAO tarafından yürütülen yurtdışı petrol ve doğal gaz arama, sondaj ve üretim faaliyetleri ile yabancı ülke ve şirketlerle işbirliklerinin artırılması (s. 198). 3- Kaya gazı konusunda kapsamlı araştırma faaliyetlerinin yürütülmesi (s. 122).
(10. KPYKDEUPEP)	1- Oluşturulacak işbirlikleri ile Gaz Hidrat üretim potansiyeli, Bitümlü şeyllerden üretim potansiyeli, Şeyl gaz üretim potansiyeli ortaya çıkarılacaktır (s. 9). 2- Prospekt aşamasında (keşfedilmemiş) olan Karadeniz ve Akdeniz deniz alanları ile Güneydoğu Anadolu, Trakya, Doğu Anadolu ve İç Anadolu'da hidrokarbon arama çalışmaları kapsamında sondaj yapılması ve keşif olması durumunda rezerv artışı ve buna bağlı olarak üretim artışı sağlanacaktır (s. 8). 3- Mevcut yurt içi petrol üretim sahalarımızda ikincil yöntemler kullanılarak (karbondioksit, jel, buhar enjeksiyonu uygulamaları) üretim düşüşünü engelleme ve üretimi artırma çalışmaları yapılacaktır (s. 8). 4- TPO'nun petrol ve doğal gaz üretim miktarı 2013'teki 72.000 (varil/gün) düzeyinden 2018'de 121.600 (varil/gün) düzeyine çıkarılacaktır (s. 2).
(ETKB SB)	1- Yurt içi ve yurt dışı ham petrol üretimimizin tüketimi karşılama oranının <b>%13,6</b> 'ya çıkarılması (s. 21) 2- Konvansiyonel olmayan yöntemlerle elde edilebilecek hidrokarbon potansiyelinin (kaya gazı, 2. üretim vb.) ortaya çıkarılması (s. 21) 3- Plan dönemi sonuna kadar yerli petrol, doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin artırılması için açılacak arama ve üretim kuyusu sayısı artışı <b>%20</b> , jeolojik amaçlı kuyu <b>5</b> adet; Plan dönemi sonuna kadar açılacak derin deniz kuyu sayısı keşif yapılması halinde <b>12</b> , keşif yapılmaması halinde <b>3</b> adet (s. 22).
(UYEEP)	<b>BİLGİ YOK</b>

## DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

1. *"Programda, (YKDEÜPEP) petrol ve doğal gaz için günlük toplam üretim miktarının 72.000 varilden 5 yılda 121.600 varile çıkarılması hedeflenmiştir. Bu, yüzde 70 oranında bir artışa karşılık gelmektedir. 2000 yılından bu yana petrol üretimindeki gerilemenin yüzde 14 ve doğal gaz üretimindeki gerilemenin ise yüzde 16 oranında olduğu dikkate alındığında, önümüzdeki 4 yıl için yüzde 70 artış hedeflenmesi son derece dikkat çekicidir. Üstelik üretimdeki gerilemenin, hidrokarbon arama faaliyetlerinde on kattan daha fazla artış yaşandığı bir dönemde gerçekleşmiş olması, önümüzdeki dönem için iyimser olmayı iyice zorlaştırmaktadır."* (Kaynak: Dr. Nejat Tamzok, "Enerjide Yerli Kaynak Sorunu (2)", [http://enerjigunlugu.net/enerjide-yerli-kaynak-sorunu-2\\_11258.html](http://enerjigunlugu.net/enerjide-yerli-kaynak-sorunu-2_11258.html). son erişim tarihi: 15.06.2015)

2. ETKBSB'inde yer alan *"Yurt içi ve yurt dışı ham petrol üretimimizin tüketimi karşılama oranının %13,6'ya çıkarılması"* hedefi, iddialı bir hedefdir. Son yıllarda, yurt içi petrol üretimi artmak bir yana gerilemiş ve 2,4-2,5 milyon ton/yıl aralığında gerçekleşmiş, yurt içi üretimin toplam ihtiyaç içindeki payı yalnızca %8 olmuştur. Belgede belirtilen hedefe ulaşmak için atılacak adımların neler olduğuna ek olarak, tahsis edilecek kaynakların neler olduğunun belirsizliği de dikkate alındığında, söz konusu hedef, gerçekleşme olasılığı düşük bir hedef olarak görünmektedir.

3. 10. BYKP'de, Türkiye günlük üretim rakamı olarak belirtilen 72.000 varil rakamı yalnızca TPAO günlük üretimi olup, özel petrol üreticilerinin üretimi, bu rakama dâhil değildir. İleriye dönük tahminlerde, yalnızca TPAO üretiminin esas alınması ve özel petrol üreticilerinin üretiminin dikkate alınmaması yanlıştır. Ham petrol üretiminin %75'i TPAO tarafından, kalan %25 ise diğer üreticiler tarafından, doğal gaz üretiminin ise %55'inin TPAO, %45'inin diğer şirketlerce sağlandığının göz ardı edilmiş olması gariptir.

4. Katılımcı bir anlayışla hazırlanmış olan, ülke ve toplum çıkarlarını gözetken, gerçekçi hedefler belirleyen ve bu hedeflere ulaşmak için gerekli eylem planlarını ve kullanılacak kaynakları da kapsayan bir "Ulusal Petrol ve Doğal Gaz Arama ve Üretim Stratejisi" mevcut değildir. TPAO'yu güçlendirmek, *"ulusal bir şampiyon"* yaratmak bir yana, bu kuruluşun özelleştirilmesini öngören bir iktidarın telaffuz ettiği iddialı hedeflere ulaşması da mümkün değildir.

5. Yurt içi doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır. Ülke ihtiyacının yalnızca %1'ini karşılayabilen yerli doğal gaz üretiminin de mutlaka artırılması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra, denizlerdeki aramalara mutlaka hız verilmelidir. Bir "master plan" dâhilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmelidir.

6. Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke ve toplum çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine ihtiyacı bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabilmek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayandırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.

7. Petrol ve doğal gazın yapısı gereği; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye ulaşmada değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri, dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir. Bu amaçla, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak olan TPDK, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu oluşturulmalıdır.

Bu Kurum:

- Yurt içi ve dışında petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz iletim hatları tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol rafinerileri kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz uygulamaları için mühendislik ve müşavirlik faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz teknolojileri araştırma, geliştirme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz ticaret, ithalat, ihracat, toptan satış ve dağıtım faaliyetlerini,
- LNG terminalleri tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Yeraltı doğal gaz depolama kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol depolama tesisleri kurma ve işletme faaliyetlerini,

gerçekleştirmeye uygun bir yapıda kurulmalıdır.

Arz güvenliği açısından iletimin kamu tekelinde olmasının yanı sıra, ithalat ve depolamada kamunun ciddi bir ağırlığı olması gerekir. İletim, ithalat, toptan satış, LNG gazlaştırma ve depolama alanlarında faaliyet gösterecek BOTAŞ ve diğer kamu şirketleri, kurulması önerilen Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde faaliyet göstermelidir.

8. Oluşturulacak Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı bir yapıda, kamu bünyesinde idari ve mali açıdan özerk, faaliyet ve hesapları şeffaf bir şirket olmalı ve gündelik siyasi çekişmelerden etkilenmeyecek, liyakat sahibi kamu yöneticileri tarafından yönetilmelidir.

## 2.4 Yenilenebilir Enerji

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	<p>1- Yenilenebilir Kaynakların Elektrik Üretimindeki Payı <b>2013'te %27,7 iken 2018'de %29'a çıkarılması (s. 118, Tablo 25) (2014'te %20,3).</b></p> <p>2- Rüzgâr, güneş, biyokütle ve jeotermal kaynakların elektrik üretiminde kullanılmasına yönelik potansiyelin tam olarak tespit edilmesi, bu kapsamda jeotermal aramalarının hızlandırılması (s. 198).</p> <p>3- Su kaynakları dışındaki yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin artırılması için yatırım gerçekleştirilmelerine yönelik izleme ve değerlendirme yapılması (s. 198).</p> <p>4- Biyokütle, jeotermal ve güneş kaynaklarının birincil enerji amacıyla değerlendirilmesi için mevcut potansiyelin harekete geçirilmesi (s. 198).</p> <p>5- Biyoetanol ve biyodizel yakıtların benzin ve motorinle harmanlanması uygulamalarının gıda güvenliği, çevresel etkiler ve tesis kapasitelerinin geliştirilmesi açısından izlenmesi (s. 198).</p>
(10. KP YKDEÜPEP)	<p>Plan döneminde 10.000 MW'lık ilave hidrolik kapasitenin devreye alınması (s. 2).</p> <p><b>HES:</b></p> <p>1- Su Kullanım Hakkı Anlaşması kapsamındaki katkı paylarının güncellenmesi metodolojisi değiştirilecektir.</p> <p>2- Havza planlama/optimizasyon çalışmaları bir an önce hayata geçirilecektir.</p> <p>3- HES'lerin inşaa ve işletme aşamasında düzenli bir şekilde denetlenmesi ve yaptırım uygulanması sağlanacaktır.</p> <p>4- HES projeleri tedrici olarak büyükten küçüğe doğru özel sektör başvurusuna açılacaktır.</p> <p>5- Pompaj depolamalı HES'lere (PHES) yönelik yol haritası ve planlama yapılacaktır.</p> <p>6- EÜAŞ uhdesindeki HES'lerin rehabilitasyon ihalelerine özellikle yabancı firmalar ihale mevzuatındaki kısıtlar sebebiyle katılım sağlamamaktadır. <b>Rehabilitasyon gibi karmaşık bir yapım sürecini</b> gerektiren ihalelerin 4734 sayılı KİK kapsamında yapılması, beraberinde pek çok zorluk getirmektedir. Bu sebeple, Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nda karara bağlandığı şekilde, ETKB'nin ilgili kuruluşlarının ana faaliyet ve konuları ile üretim konularına ilişkin ihalelerinde KİK'ten istisna tutulmasına yönelik çalışma yapılacaktır (s. 12-13).</p> <p><b>YENİLENEBİLİR ENERJİ ENVANTERİ:</b> Biyokütle Enerji Potansiyel Atlası (BEP) envanteri yıllık olarak güncellenecektir. Türkiye genelinde yapılan jeotermal sondaj çalışmalarına ait envanter tamamlanarak her yıl Mart ayı sonuna kadar ETKB'ye iletilecektir. Rüzgar ve güneşten elektrik üretimine ilişkin olarak işletmede olan tesislerden elde edilen veriler kapsamında, Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ve Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA) güncellenecektir (s. 13-14).</p>

(10. KP YKDEÜPEP) (Devamı)	<b>İZLEME VE DEĞERLENDİRME: Su kaynakları dışındaki yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin artırılması için yatırım gerçekleştirmelerine yönelik izleme ve değerlendirme yapılması amaçlı sistemin kurulması:</b> (İzin süreçlerinin tanımlanması ve takip edilmesi, projelerindeki ilerleme durumlarının takibi, bağlantı anlaşması kapsamında enerji nakil hattı için yapılan işlemler ile bilgilendirmelerin sistem yazılımına aktarılması) (s. 14).																																			
(ETKB SB)	<p>1- Yenilenebilir enerji kaynaklarının birincil enerji ve elektrik enerjisi arzı içindeki payının artırılması (s. 21).</p> <p>2- Plan sonuna kadar (2019) kurulu güçlerin hidrolikte <b>32.000 MW, rüzgârda 10.000 MW, jeotermalde 700 MW, güneşte 3.000 MW, biyokütlede 700 MW'a</b> ulaşması, yenilenebilir enerji kaynaklarının ticari ısı üretimindeki payının %2'den 2019'da %3'e çıkarılması (s. 21).</p> <p>3- Yerinde üretimin yaygınlaştırılması için izin ve onay süreçlerinin iyileştirilmesi ve kolaylaştırılması (s. 22).</p> <p>4- Uygun olan bölgelerdeki termik santrallerde besleme suyunun güneş enerjisiyle ön ısıtmaya tabi tutulduğu hibrit sistemlerin kullanımının sağlanması (s. 23).</p> <p>5- Kamu ve hazine arazilerinde elektrik enerjisi üretimine uygun Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanlarının (YEKA) belirlenmesi, derecelendirilmesi, korunması ve kullanımının sağlanmasına ilişkin çalışmaların desteklenmesi (s. 23).</p> <p>6- <b>Pompaj depolamalı HES uygulamasının başlatılması</b> ve yaygınlaştırılması (s. 23).</p> <p>7- Yenilenebilir enerjinin ısı enerjisi elde etmede ve soğutmada kullanımının artırılmasına yönelik tedbirlerin tasarlanması (s. 23).</p>																																			
(UYEEP)	<p>1- <b>2013</b> yılında, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payı %29, kurulu güç içindeki payı ise yüzde 40 olmuştur. 2023 hedefleri ise elektrik <b>üretimindeki payı %38, kurulu güç içindeki payı %49 (s. 19).</b></p> <p>2- Plan sonuna kadar (2023) kurulu güçlerin hidrolikte 34.000 MW, rüzgârda 20.000 MW, jeotermalde 1000 MW, güneşte 5.000 MW, biyokütlede 1000 MW'a ulaşması (s. 19).</p> <p>3- 2023 yılına kadar mevcut kurulu güç kapasitesine ilave olarak yaklaşık 60 GW'lık yenilenebilir enerjiye dayalı kurulu güç kapasitesi tesis edilecektir (s. 66).</p> <p>4- 2023 Türkiye kurulu gücü toplamının 125.000 MW'a, Türkiye elektrik üretimi toplamının 424.000 GWh'a, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki <b>payının en az %30'a kadar çıkarılması hedeflenmektedir (s. 22).</b></p> <p>5- 2023'te toplamda yenilenebilir enerji kaynaklarından yapılan brüt elektrik üretimi yaklaşık 159.433 GWh'e ulaşacaktır. Bu miktar, 2023 yılındaki toplam tüketim tahmininin yaklaşık yüzde 37'sini oluşturmaktadır. Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi hedefi ise en az yüzde 30, yani 127.324 GWh'dir (s. 66).</p> <p>6- Türkiye YEEP'nin amacı, <b>yenilenebilir enerji kaynaklarının genel enerji tüketimindeki payının 2023 yılında en az yüzde %20'ye</b> yükseltilmesidir. Bu rakam, 107 MTEP'lik beklenen toplam enerji tüketimi göz önüne alındığında, yenilenebilir enerji kaynaklarının yaklaşık 21,7 MTEP'lik bölümünü karşılaması anlamına gelmektedir. (s. 22)</p> <p>7- Orta vadede güneş enerjisi için PV teknolojisini teşvik etmek gerekmeyecektir (s. 31).</p>																																			
<b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b>																																				
1- Aşağıdaki tabloya göre, 2014 yılı değerleri referans alındığında, artışın 2019 yılında %65,4, 2023 yılında %117,4 olması gerekir. Bu plana göre 2023'te Türkiye kurulu gücünün %49'unu yenilenebilir enerji kaynakları oluşturacaktır. Ancak EPDK'nın lisans verdiği ve lisanslama aşamasındaki santrallerin kaynak dağılımı göz önüne alındığında, bu öngörüler çok gerçekçi değildir.																																				
<b>TÜRKİYE'NİN PLANLANAN YENİLENEBİLİR ENERJİ KURULU GÜCÜ VE HEDEFLER (MW)</b>																																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>HİDROLİK</th> <th>RÜZGAR</th> <th>JEOTERMAL</th> <th>BİYOKÜTLE</th> <th>GÜNEŞ</th> <th>TOPLAM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2014 (Gerçekleşen)</td> <td>23.691</td> <td>3.630</td> <td>405</td> <td>288</td> <td>45</td> <td>28.059</td> </tr> <tr> <td>2019 (Strateji Planı)</td> <td>32.000</td> <td>10.000</td> <td>700</td> <td>700</td> <td>3.000</td> <td>46.400</td> </tr> <tr> <td>2023 (UYEEP)</td> <td>34.000</td> <td>20.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>5.000</td> <td>61.000</td> </tr> <tr> <td>2019–2023 arası artış oranı</td> <td>(%6,3)</td> <td>(%100)</td> <td>(%42,9)</td> <td>(%42,9)</td> <td>(%66,6)</td> <td>(%31,5)</td> </tr> </tbody> </table>		HİDROLİK	RÜZGAR	JEOTERMAL	BİYOKÜTLE	GÜNEŞ	TOPLAM	2014 (Gerçekleşen)	23.691	3.630	405	288	45	28.059	2019 (Strateji Planı)	32.000	10.000	700	700	3.000	46.400	2023 (UYEEP)	34.000	20.000	1.000	1.000	5.000	61.000	2019–2023 arası artış oranı	(%6,3)	(%100)	(%42,9)	(%42,9)	(%66,6)	(%31,5)
	HİDROLİK	RÜZGAR	JEOTERMAL	BİYOKÜTLE	GÜNEŞ	TOPLAM																														
2014 (Gerçekleşen)	23.691	3.630	405	288	45	28.059																														
2019 (Strateji Planı)	32.000	10.000	700	700	3.000	46.400																														
2023 (UYEEP)	34.000	20.000	1.000	1.000	5.000	61.000																														
2019–2023 arası artış oranı	(%6,3)	(%100)	(%42,9)	(%42,9)	(%66,6)	(%31,5)																														

Ulusal Yenilenebilir Eylem Planının 2 ve 3. maddelerinde ortaya konan hedeflerden anlaşıldığına göre, 2023 yılına kadar mevcut kapasiteye ek olarak; yaklaşık 10 GW hidrolik, 16,5 GW rüzgar, 0,6 GW jeotermal, 5 GW güneş, 0,7 GW biyokütle'den oluşan yenilenebilir enerjiye dayalı kurulu güç kapasitesi tesis edilmesi öngörülmektedir. Bunların tamamının toplamı 32,8 GW'dır.

## 2. ABARTILI HEDEFLER, HES'LERE DAYALI ELEKTRİK ÜRETİMİYLE BAŞLIYOR

Örnekeleyecek olursak:

10. KPYKEP, ilk hatayı baz aldığı 2014 yılı hidroelektrik santrallerine (HES'lere) dayalı elektrik üretiminde yapıyor. Eylem Planı'na göre, 2014'te hidrolik enerjiden elektrik üretim miktarı 66 TWh kabul edilmiş. Oysa 2014 geçici sonuçları 40,4 TWh rakamını gösteriyor. Bu gerçekleşme, iktidarın 66 TWh kabulünün %38,8 gerisindedir. Bu verilere göre Eylem Planı hidroelektrik üretim miktarının dört yılda %125'lik bir artışla, 40,4 TWh'dan 91 TWh'a ulaşacağını hayal ediyor.

Eylem Planı, 2014–2019 dönemi için hidroelektrik elektrik üretim kurulu gücünde de 10.000 MW kapasite artışı öngörüyor.

Strateji Belgesi ise 2015-2019 döneminde kurulu güçte %36 oranında, 8 514 MW'lık bir artış öngörüyor. Strateji Belgesi'nin HES'ler için öngördüğü kurulu güç artışının gerçekleşmesi için, Ocak 2015 itibarıyla, EPDK'dan lisans alan ve toplam 10.281,33 MW kurulu güçte olan yatırım aşamasındaki tüm HES projelerinin %82,81'inin, önümüzdeki beş yıl içinde sonuçlanması gerekiyor. Oysa Ocak 2015 tarihli EPDK verilerine göre, lisans alan projelerin %6,39'u EPDK'ya bilgi bile vermezken, %34,09'unun yatırım gerçekleşme oranı %10'un altındadır; başka bir ifadeyle, henüz yatırıma başlamamıştır. Yatırım gerçekleşme oranı %35'in üzerinde olan projelerin kurulu güç toplamı ise 4.134,52 MW'dır.

Bu veriler, hidroelektrik üretimiyle ilgili olarak gerek Eylem Planı'nın, gerekse Strateji Belgesi hedeflerinin gerçekleşmesinin imkan dâhilinde; ancak kolay olmadığına işaret ediyor.

UYEP'İN 2023 hidroelektrik kurulu güç hedefi 34.000 MW, bugünkü kurulu güce ek olarak 10.309 MW kapasitenin devreye girmesini öngörüyor. Ocak 2015 itibarıyla, lisans alan ve yatırım aşamasındaki HES projelerinin kurulu gücü ise 10.281,33 MW'tır. Başvuruları uygun bulunup lisans almaları söz konusu olan proje stoku ise 13.699,31 MW'tır. Bakanlığın 2023 için ilave kapasite hedefi olan 10.309 MW, lisanslı ve lisans alma sürecindeki toplam 23.980,64 MW kurulu güçteki HES projelerinden önümüzdeki dokuz yılda, yalnızca yarısından azının, %42,87'sinin devreye girebileceğini öngörmektedir. Bu kabulün mantığı izaha muhtaçtır.

Pompaj depolamalı HES'lerle ilgili olarak, bu tip santrallerin ekonomik olarak sisteme yük getirebileceği göz önüne alınarak, ihtiyaçla ilgili kapsamlı ve ayrıntılı çalışmalar yapılmadan, yapım kararı verilmemelidir.

## 3. RES HEDEFLERİ DE SORUNLU

RES'lerde 2014 sonunda 3.629,70 MW olan kurulu gücü, ETKBSB'de belirtilen 10.000 MW hedefine ulaştırmak için, 2015–2019 arasında, toplamda 6.370,3 MW olmak üzere, her yıl ortalama 1.274 MW kapasiteyi devreye almak gerekecektir. Başka bir deyişle, önümüzdeki beş yılın her günü 3–4 MW güçte rüzgar türbinini üretime başlatmak zorunluluğu söz konusudur. Ocak 2015 itibarıyla, lisans alan tüm RES'lerin kurulu gücü toplamının 7.459,10 MW olduğu göz önüne alındığında, bu projelerin %85,42'sinin gelecek beş yıl içinde sonuçlanmasını öngörmek imkansız olmasa da gerçekleşmesi çok güç bir hedeftir ve bu hedefe ulaşmak için çok ciddi bir çalışma gerekir.

UYEEP'in 2023 için öngördüğü 20.000 MW kurulu güç hedefi de çok iddialıdır. 2019'da ulaşılabilceği oldukça tartışmalı olan 10.000 MW kurulu gücü, 2019–2023 döneminde de yılda 2.000 MW'lık artışlarla, beş yılda ikiye katlayarak 10.000 MW artabileceği düşünülmektedir. Bunun için, yılın her günü 3 MW'lık iki türbini işletmeye almak gerekecektir.

Bu iddialı hedeflere ulaşabilmek için atılması gereken adımlar, izlenecek yol haritası, iletim şebekesinde yapılması gereken yatırımlar, şebeke bağlantısındaki engellerin aşılması, RES'lerin ekipmanlarının yerli üretiminin desteklenmesi vb. konularda ise yeterli öngörü ve planlama yoktur. Ayrıca, rüzgar ve güneş kapasitesinde ortaya konulan hedeflere ulaşıldığında, bu kesintili kaynakların, ulusal elektrik şebekesinde olası etkilerinin neler olacağı konusunda yeterli çalışmaların olup olmadığı da bilinmemektedir. Bu iki kaynağa dayalı yeni kapasite yatırımları için TEİAŞ tarafından zaman zaman elektrik şebekesine bağlantı yapmak üzere, ihale ile seçim yapılmakta ve bağlantı imkanları her bir trafo bazında belirlenmektedir. TEİAŞ tarafından yapılan bağlantı başvuru ihalelerinde söz konusu olan kapasiteler ve varılacak hedef ile Bakanlık hedefi arasında bir eşgüdüm olup olmadığı da bilinmemektedir.

## 4. JEOTERMALDE HESAP HATALARI

Jeotermale dayalı elektrik santrallerinin kurulu gücü toplamı 2014 sonunda 404,9 MW'a ulaşmışken, ETKBSB'sinde 2015 için 360 MW, 2016 için 420 MW kurulu güç hedefleri öngörmek, Strateji Belgesi'nin ciddiyetinin ve verilerinin güvenilirliğinin sorgulanması gerektiğine işaret etmektedir.

Lisans alan ve yatırım sürecinde olan jeotermal elektrik santrallerinin kurulu gücü 395,44 MW'tır. Öte yanda, 04.11.2014 itibarıyla, toplam 402,87 MW kapasitede 22 proje, lisans başvuru sürecinin çeşitli aşamalarında. Yaklaşık 150–200 MW için de arama ve saha çalışmaları devam etmektedir.

UYEEP'in 2023 hedefi ise 1.000 MW'dır.

Yukarıda sözü edilen elektrik üretimi amaçlı tüm bu projeler gerçekleşir ise proje stoku, iktidarın 2019 için koyduğu 700 MW'lık hedefini ikiye katlayabilecektir.

Ancak UYEEP'in 1.000 MW'lık 2023 hedefi bile, İTÜ Enerji Enstitüsünün, sondaj faaliyetlerine ağırlık verilmesi halinde ulaşılabilir 2000 MW olan öngörüsünün çok gerisindedir. Bugüne değin elektrik üretim amacıyla yapılan sondajlar, Batı Anadolu'nun belirli bölgelerinde yoğunlaşmıştır. Yeni jeolojik ve jeofizik yöntemlerin kullanılacağı kaynak tespit çalışmaları, jeolojik yapının ümit verdiği diğer bölgelerde, (Doğu Anadolu, Güney Doğu Anadolu) yapılacak yeni sondajlarla, jeotermal kaynağa dayalı elektrik üretim potansiyelini daha da yükseltmek mümkün olabilir.

ETKB'nin jeotermal elektrikle ilgili hedefleri güncellemesi gerekmektedir. Ayrıca, jeotermal enerjiye dayalı elektrik üretiminde öngörülen düşük hedefleri aşmak, daha yüksek kapasitelere ulaşabilmek için, iletim şebekesinde yapılması gereken yatırımlar, şebeke bağlantısındaki engellerin aşılması, JES'lerin ekipmanlarının yerli üretiminin desteklenmesi, jeotermal sondajlarda kullanılan ekipmanların ithalatında gümrük muafiyeti tanınması vb. konularda atılması gereken adımlar, izlenecek yol haritası vb. konular, maalesef ETKB belgelerinde mevcut değildir.

Özellikle arama ve sondaj kısımları, petrol ve gaz sektörü ile benzer olan jeotermal arama ve sondaj faaliyetleriyle ilgili olarak, Petrol İşleri Genel Müdürlüğüne benzer yapıda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kararlarına esas oluşturacak iş ve işlemlerle ilgili faaliyetlerin yürütülmesi, kamusal denetim ve eşgüdümün sağlanması ve jeotermal enerji kaynaklarıyla ilgili yapılan faaliyetleri 5686 sayılı Kanun ve ilgili yönetmelikleri çerçevesinde yönetmek, yönlendirmek ve uygulamaları denetlemek için, ETKB bünyesinde Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü (JIGEM) kurulması önerisi, ilgili kesimlerce değerlendirilmelidir. Jeotermal faaliyetlere ilişkin olarak oluşacak uyumsuzlukların çözümü için yeni kurulacak JIGEM yapısı içinde bir "Teknik Komite" kurulması yönünde düzenleme yapılması da düşünülmelidir.

## 5. GÜNEŞ BİZE UZAK

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu üyesi Şenol Tunç'un Türkiye'nin birçok yöresinde yaptığı fiziki inceleme ve ölçüm çalışmalarına göre, yaklaşık 11.000 km<sup>2</sup> alana tesis edilecek.

GES'ler ile 363 TWh elektrik üretmek, çatı uygulamalarıyla bu rakamı 400 TWh'a çıkarmak mümkündür. Böylesine büyük kapasitede bir potansiyel değerlendirmeyi beklerken, 2015'te izin verilecek GES projelerinin toplamı 600 MW'dır. 2015'te yapılacak yeni başvurularda, RES'ler ve GES'ler için toplam tahsis edilecek kapasite 3.000 MW'dır.

2019 hedefi 3 000 MW, 2023 hedefi ise 5.000 MW ile sınırlı tutulmuştur. Bu tablo, iktidarın güneş enerjisine ne denli uzak olduğunu ortaya koymaktadır.

## 2.5 Nükleer Enerji

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	<p>1- Akkuyu NGS'nin ilk ünitesinin Plan dönemi içinde inşası büyük oranda tamamlanacaktır. Ayrıca, Sinop'ta ikinci bir NGS'nin ilk ünitesinin inşasına başlanacaktır. Plan döneminde 5.000 MW'lık üçüncü bir NGS'nin saha belirleme, ön fizibilite ve yatırım hazırlıklarına başlanacaktır (s. 120).</p> <p>2- Nükleer enerji alanında hukuki ve kurumsal altyapı güçlendirilecektir. Nükleer alandaki faaliyetlerin güvenli ve emniyetli bir şekilde yürütülmesini tespit ve teyit etmek için bağımsız, güçlü ve yetkin bir nükleer düzenleme ve denetleme sistemi oluşturulacaktır (s. 120).</p> <p>3- Radyoaktif atıkların depolanması, yönetimi, tasfiyesi politikaları; kamuoyunun sağlıklı bilgilendirilmesi ve şeffaflık hususlarına önem verilerek oluşturulacaktır. Nükleer teknoloji alanında ülkemizde yetkinlik kazanılması ve başta inşaat olmak üzere, yerli katkının artırılması desteklenecektir (s. 120).</p>
(10. KPYKDEÜPEP)	<b>BİLGİ YOK</b>
(ETKB SB)	<p>1- Nükleer enerjinin elektrik enerjisi üretim portföyüne dahil edilmesi sağlanacaktır. 2018 sonuna kadar Akkuyu NGS için iletim hatlarının tamamlanması ve santralin elektrik enerjisi üretimine (test üretimi) başlaması, 2019 sonuna kadar Sinop NGS için inşaatın başlaması ve Üçüncü NGS için sahanın belirlenmesi planlanmıştır (s. 21).</p> <p>2- Nükleer santrallerde yerli yakıt olarak kullanılmak üzere, ülkemizin uranyum ve toryum kaynaklarının aranması ve geliştirilmesi sağlanacaktır (s. 21).</p> <p>3- NGS'lerin lisanslanması, denetimi ve yaptırımlar gibi konularda ihtiyaç duyulacak yasal ve düzenleyici altyapının, Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı tarafından belirlenen norm ve standartlara uygun şekilde oluşturularak uygulanması sağlanacaktır (s. 23).</p>
(UYEEP)	<b>BİLGİ YOK</b>

## DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

Nükleer santrallerle ilgili olarak ülkemizde,

- Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı hazırlanmamıştır.
- Nükleer enerjinin barışçı amaçlarla kullanımıyla ilgili temel yasaların bulunmadığı gibi, ikincil mevzuatta da ciddi birçok eksiklik vardır.
- Ülkemizin genel olarak nükleer teknolojiler, özel olarak nükleer santraller konusunda teknik bilgi birikimi ve deneyimi yeterli değildir.
- Nükleer teknoloji transferinin nasıl yapılacağına dair bir yol haritası yoktur. Önce Rus şirketiyle, sonra Japon-Fransız Konsorsiyumuyla imzalanan Akkuyu ve Sinop nükleer santral projelerinde teknoloji transferinin nasıl yapılacağına dair düzenlemeler bulunmamaktadır.
- TAEK’i nükleer santraller konusunda, tam yetkili ve etkin kılacak, santral lisanslarını verecek yapıya ve kimliğe kavuşturacak yasal düzenlemeler yapılmamıştır.
- Akkuyu ve Sinop NES projelerini takip edecek, denetleyecek müşavirlik firmaları görevlendirilmemiştir.
- EÜAŞ ve TAEK başta olmak üzere, ilgili kurumlarda nitelikli kadrolar etkisizleştirilmiştir.

Bu teknik kısıt ve sorunlara ek olarak başka bir dizi sorun daha vardır.

- Mevcut teknolojilerle işletilen nükleer santrallerde risk ve atık sorunları çözülmemiştir.

- Türkiye’ye göre çok daha ileri bir teknolojik altyapıya sahip olan Japonya’da, Fukushima nükleer santralinde yaşanan ve bütün dünyayı etkileyecek bir nükleer felaketin eşliğinden döndüğü son kaza karşısında, en deneyimli nükleer santral işleticisi şirketin bile çaresiz kaldığını, görmezden gelen bazı yöneticilerin; “*Risk sorunu çözülmüştür*”, “*Bize güvenli santral yapacaklar*”, “*Bize bir şey olmaz*” vb. beyanları ise kötü niyet değilse cehalet örneğidir.

- Yakıtından teknolojisine, yapımına ve işletilmesine kadar her konuda Rus şirketlerine bağımlı Akkuyu NES projesi, taşıdığı tüm olumsuzlukların ve risklerin yanı sıra, enerjide genel olarak dışa bağımlılığı, özel olarak Rusya’ya bağımlılığı artıracaktır.

- Akkuyu NES projesinde, her türlü karar yetkisinin Rus şirketine devredilmesi, hükümetler arası ikili anlaşmayla proje ile ilgili süreçlerin ulusal hukukun sınırlarına taşınmaya çalışılması, aynı kurgu ve yaklaşımla Sinop ve yeni NES projelerine karar verilmesi ve ülkemizin nükleer enerji gibi stratejik bir konuda deneme-sınama alanı yapılması kabul edilemez.

Akkuyu ve Sinop NES projelerinde, dünyada denenmiş örneği olmayan reaktörlerin kullanımının öngörülmesi, Türkiye’yi deneme tahtası yapma niyetlerinin benimsenmesidir. Siyasi iktidarın heveslendiği ve yöneldiği bu suç ortaklığına izin verilmemelidir.

- Rusya’nın yaşadığı ekonomik güçlükler nedeniyle, yatırımcı Rus şirketinin finansman bulma imkanlarının sınırlanması olasıdır. Bu nedenle, yatırım süresinin uzaması, gecikmelerin olması vb. sonuçlar da söz konusu olabilir. Bu tablo karşısında Rus şirketinin Türkiye’den, üretilen elektriğin daha fazla bölümünün satın alınması, alım fiyatının yükseltilmesi, vergi ayrıcalıkları tanınması vb. taleplerde bulunması şaşırtıcı olmamalıdır.

- NES’lerin inşaat sürelerinin uzunluğuna ek olarak, zaten yüksek olan yapım maliyetleri, yüksek sökülme maliyetleri, atık maliyetleri, öngörülen ve öngörülemeyen toplumsal maliyetleri ile toplam maliyetleri, fizibilite değerlerinden çok daha yüksek olmaktadır. Akkuyu’da, Sinop’ta, Trakya’da ve başka yerlerde, her türlü karar erkinin yatırımcı şirketlerde olduğu, şeffaflığın ve kamusal denetimin olmadığı süreçlerle, başka NES’lerin yapılmasına yönelik plan ve uygulamalar ülke çıkarlarına uygun değildir.

- Genel olarak enerji yatırımları, özel olarak nükleer santral projeleri, ülke kamuoyunun bilgi ve erişimi dışında, kapalı kapılar ardında yapılan görüşmelerin ve pazarlıkların konusu olmamalıdır. Bütün süreçler açık, şeffaf, erişilebilir ve denetlenebilir olmalıdır. Mahkemelerden bile kaçınılmaya çalışılan UAİK raporu vb. çalışmalar toplumun erişimine açık olmalıdır.

- Türkiye, üniversitelerde, nükleer araştırma kurumları ve enstitülerinde yürütülecek bilimsel çalışmalarla, nükleer enerji konusunda bilgi birikimini artırmalı, orta ve uzun vadede yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik ihtiyacını karşılamakta yetersiz kalma olasılığına karşı, enerji planlamasında; risklerin ortadan kalktığı, yeni teknolojilerin geliştiği ve atık sorununun çözüldüğü koşulların oluşması halinde nükleer enerjiden de yararlanma imkanlarını öngörmelidir. Bu amaca yönelik bilimsel çalışmalar planlanmalı, dünyadaki gelişmeler, yeni teknolojilere dayalı projeler yakından izlenmeli, bilgi birikimi yoğunlaşmalıdır.

- İlgili tüm kesimlerin katılımıyla, katılımcı ve şeffaf bir anlayışla Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı hazırlanmalı ve uygulanmalıdır.

- NES kazalarının ülkemiz ve insanlarımızı olumsuz etkilerine karşı, Acil Eylem Planları hazırlanmalı, ilgili tüm kesimlerin görüşleri alınarak dünya standartları düzeyine kavuşturulmalı ve kamuoyunun bilgisine sunulmalıdır.

Ülkemizdeki NES çalışmalarıyla ilgili sorunlara işaret eden, yanıtlanması gereken soruları içeren kapsamlı bir değerlendirme, bu çalışmanın ekinde yer almaktadır.

## 2.6 Enerji Altyapısı

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	<p>1- Petrol ve doğal gazda olağanüstü durum arz <b>stokları yeterli düzeyde</b> oluşturulacaktır (s. 119).</p> <p>2- Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi ile Trakya’da yer alan doğal gaz depolama tevsi projeleri tamamlanacaktır (s. 119)</p> <p>3- Doğal gaz iletim ve dağıtım ağı ülke sathında genişletilecek ve talep noktalarına doğal gaz ulaştırılacaktır (s. 119).</p> <p>4- Kamu sahipliğinde kalacak elektrik iletiminde, yatırımlar elektrik sisteminin güvenliğini koruyacak şekilde sürdürülecektir (s. 119).</p> <p>5- Yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan elektrik üretiminin sistem güvenliğini riske atmadan şebekeye entegrasyonu amacıyla gerekli yatırımlar gerçekleştirilecektir (s. 119).</p>
(10. KP YKDEÜPEP)	<p>1- 2009 yılında çalışmaları başlatılan Değirmenköy Tevsi ve Çevre Doğal Gaz Sahaları Depolama Projesi (Faz-II) ile Silivri Doğal Gaz Depolama tesislerinin kullanılabilir <b>depolama kapasitesi 2,841 milyar Sm<sup>3</sup>e</b>, toplam <b>geri üretim kapasitesi ise 25 milyon Sm<sup>3</sup>/gün’e</b> çıkarılacaktır (s. 9).</p> <p>2- Kuzey Marmara Tevsi Projesi (Faz-III) ile Silivri Doğal Gaz Depolama tesislerinin kullanılabilir <b>depolama kapasitesi 4,287 Milyar Sm<sup>3</sup>e</b>, toplam <b>geri üretim kapasitesi 75 milyon Sm<sup>3</sup>/gün’e</b> çıkarılacaktır (s. 9).</p> <p>3- 2005 yılında çalışmaları başlatılan Tuz Gölü Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi kapsamında 2016 yılı itibarıyla, ilk 6 kaverna oluşturulacak ve yaklaşık <b>500 milyon Sm<sup>3</sup> işletme gazı depolanacak</b>, 2019 yılı itibarıyla da diğer 6 kaverna oluşturularak toplamda yaklaşık <b>1 milyar Sm<sup>3</sup> işletme gazı</b> depolama kapasitesi ve <b>günlük 40 milyon Sm<sup>3</sup> geri üretim kapasitesine</b> ulaşılacaktır (s. 10).</p>
(ETKB SB)	<p>1- <b>Doğal gaz depolama</b> kapasitesinin uzun vadede <b>yıllık tüketimin %20’sini</b>, plan dönemi sonuna kadar ise <b>en az %10’unu</b> karşılayacak düzeye çıkarılması (s. 7).</p> <p>2- Özel sektörün depolama ve LNG terminal yatırımları yapabilmemesinin önünü açacak düzenlemeler yapılması (s. 17).</p> <p>3- Elektrik enerjisi ve doğal gaz <b>iletim sisteminin</b>, kısa ve orta dönem arz-talep dengesi ve uzun dönem üretim-gelişim planı doğrultusunda, sistemin kritik bir parçasının devre dışı kalmasını ifade eden (n-1) kriterlerine göre tesis edilmesi ve işletilmesi (s. 16).</p> <p>4- Spot boru hattı gazı, TAP boru hattının ters akış çalıştırılması, başka ülkelerin LNG tesislerinin de gerektiğinde kullanılabilmesi gibi alternatiflerin geliştirilmesi (s. 21).</p>
(UYEEP)	<p>1- <b>İletim şebekesi altyapısının iyileştirilmesi</b>, 60.717 km’lik iletim hattı ve 158.460 MVA’lık elektrik dağıtım ünitesi kapasitesi öngörülmektedir (s. 22).</p> <p>2- Sistem güvenliği ve enerji güvenilirliği kriterlerine göre büyük çaplı yenilenebilir enerji tesislerinin entegrasyonu için TEİAŞ’ın orta vadede <b>şebeke yönetmeliğini güncellemesi</b> gündemdedir (s. 42).</p> <p>3- Diğer tedbirlerin yanı sıra, sekonder ve tersiyer yedekler, gerilim kontrolü, kesinti ve yenilenebilir enerji tesislerinin kontrolü ve izlenmesi gibi prosedürler devreye alınacaktır (s. 42).</p> <p>4- TEİAŞ rüzgar ve güneş enerjisinin geniş çaplı bir şekilde şebekeye entegrasyonunun kontrolü, izlenmesi ve yönetilmesi için teknolojisini güncelleyecektir (s. 42).</p> <p>5- Yenilenebilir kaynaklara dayalı <b>dağıtık üretimi geliştirmeye yönelik</b> yasal çerçeve ile ilgili olarak; şebekeye bağlantı; dağıtık sistemlerde dengeleme (yan hizmetler, işletim kriterleri, ters güç akışları ve aktif talep yönetimi, depolama, dengeleme ile bağlantılı akıllı ölçüm ve kesinti prosesleri; sinyalizasyon (dağıtık üretim ve/veya tüketim ile veri değişimi, ölçüm ve sensörler arası sinyaller.) gibi prosedürlerin oluşturulması değerlendirilmeye alınmalıdır (s. 42).</p> <p>6- <b>Öztüketim</b> için bir gelir modeli tanımlanması çalışmasının yapılmasında fayda görülmektedir (s. 42).</p> <p>7- Türkiye, güvenilir bir şebeke için büyük ölçekli enerji depolamanın öneminin de farkındadır. Esas çalışmalar kamu kurumları tarafından yapılmakla birlikte, PDH uygulamaları hidroelektrik santral yatırımcıları için çok büyük faydalar sunmaktadır (s. 43).</p>

## DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Belgesi'nde, "Elektrik enerjisi ve doğal gaz iletim sisteminin, kısa ve orta dönem arz-talep dengesi ve uzun dönem üretim-gelişim planı doğrultusunda, sistemin kritik bir parçasının devre dışı kalmasını ifade eden (n-1) kriterlerine göre tesis edilmesi ve işletilmesi" gerektiğinden söz edilmektedir. Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'ne göre zaten var ve zorunlu bir hükmün sanki bundan böyle uygulanacakmış gibi Belge'ye dahil edilmesi anlaşılmalıdır. Ancak Yönetmelik'te yer alan bu kriter bugüne kadar uygulanmamış ise bu durumun nedenlerinin açıklanması gerekmektedir.

Arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından artan doğal gaz tüketimine paralel olarak depolama kapasitesinin artırılması zorunludur. Bu projelerin fizibilite çalışmaları ve yatırım finansmanını bulmak, uzun zaman aldığından, acilen yeni yeraltı depolama projeleri çalışmalarına başlanması gerekmektedir. Tuz Gölü Depolama Tesisleri Projesi'nde yapım çalışmaları hızlandırılmalı, TPAO'nun Silivri Depolama Tesisinin kapasite artırımı öngören çalışmalara gerekli finansman desteği sağlanmalı ve kapasite artırma yatırımı çalışmalarına öncelik verilmelidir.

Ülkemizde çeşitli derinliklerde tuz yatakları mevcuttur. Bu yatakların, bir yandan, tuz ve diğer sanayi mamulleri üretme amaçlı entegre projelerinin uygulanması ve ardından da (düşük basınçlı) gaz ve/veya sıvı yakıt deposu olarak kullanılabilirliği mümkündür. Bu konunun uzman kadrolar tarafından ele alınması ve tüm ülke ölçeğinde projelendirilerek bir Master Plan dahilinde TPAO tarafından devreye alınması yararlı görülmektedir.

### 2.7 Enerji Verimliliği

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
<p><b>ENERJİ VERİMLİLİĞİ STRATEJİ BELGESİ (EV SB)</b></p>	<p>2023 yılında Türkiye'nin GSYİH başına tüketilen enerji miktarının (enerji yoğunluğunun) 2011 yılı değerine göre en az %20 azaltılması hedeflenmektedir</p> <p><b>1-</b> 10 yıl içerisinde, her bir sanayi alt sektöründeki indirgenmiş enerji yoğunlukları, her bir alt sektör için %10'dan az olmamak üzere, sektör işbirlikleri ile belirlenecek oranlarda azaltılacaktır (s. 1).</p> <p><b>2-</b> 2023 yılında, Kentsel Dönüşüm Kanunu ve Deprem Yönetmeliği kapsamında kullanılabilir niteliği haiz olan binalar arasında; büyükşehir mücavir alanlarında olup, her yıl yürürlüğe konulan Yapı Yaklaşık Birim Maliyetleri Hakkındaki Tebliğ'de tanımlanan yapı grupları arasından yapı gurup sınıfı 3'üncü sınıf veya üzeri olan konutlar ile birlikte, toplam kullanım alanı on bin metrekarenin üzerindeki ticari ve hizmet binalarının tamamında, yürürlükteki standartları sağlayan ısı yalıtımı ve enerji verimli ısıtma sistemleri bulunacaktır (s. 1).</p> <p><b>3-</b> 2010 yılındaki yapı stokunun en az dörtte biri 2023 yılına kadar, sürdürülebilir yapı haline getirilecektir (s. 2).</p> <p><b>4-</b> Asgari enerji verimlilik sınıfının üzerindeki lambaların, buzdolaplarının ve elektrik motorlarının piyasa dönüşümü 2012 yılı sonuna kadar, ısıtma/soğutma sistemlerinin ve diğer enerji verimli ürünlerin piyasa dönüşümü ise AB uygulamalarına paralel olarak tamamlanacaktır. (s. 1).</p> <p><b>5-</b> 2023 yılına kadar, ülke genelindeki kömürlü termik santrallerin atık ısı geri kazanımı dahil ortalama toplam çevrim verimleri yüzde kırk beşin (%45) üzerine çıkarılacaktır (s. 1).</p> <p><b>6-</b> 2023 yılına kadar, elektrik enerjisi yoğunluğunu en az yüzde yirmi azaltmak amacıyla, talep tarafı yönetimi konusunda tedbirler geliştirilecektir (s. 2).</p> <p><b>7-</b> Yolcu veya yük taşıyan küçük araçlar (M1/N1 kategorileri) CO2 salımına ilişkin AB direktifleri doğrultusunda çıkarılacak ikincil mevzuat şartlarını karşılayacak, büyük şehirlerde ulaşım master planları hazırlanacak ve yürürlüğe konulacaktır (s. 1).</p> <p><b>8-</b> Biyokütle kaynaklarından elde edilen biyoyakıtların veya sentetik yakıtların ulaşımında kullanımı yaygınlaştırılacaktır (s. 2).</p> <p><b>9-</b> Kamu kuruluşlarının bina ve tesislerinde yıllık enerji tüketimi 2015 yılına kadar yüzde on ve 2023 yılına kadar yüzde yirmi azaltılacaktır (s. 1).</p> <p><b>10-</b> 2012 yılı sonuna kadar, uygulayıcı kurumların kurumsal yapıları, kapasiteleri ve aralarındaki işbirlikleri güçlendirilecektir (s. 1).</p> <p><b>11-</b> 2015 yılı sonuna kadar, ülke genelindeki sertifikalı enerji yöneticisi sayısı en az beş bin kişiye ve sanayi sektörlerinde uzmanlaşmış EVD sayısı en az elli şirkete çıkarılacaktır (s. 2).</p> <p><b>12-</b> 2023 yılına kadar, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji kaynakları alanlarında, yurt içinde gerçekleştirilen AR-GE sonuçlarına dayanarak üretime aktarılmış özgün tasarım ve/veya ürün sayısı en az elli olacaktır (s. 3).</p> <p><b>13-</b> "Ulusal Enerji Verimliliği Hareketi" kapsamında sürdürülen bilinçlendirme ve özendirme etkinlikleri kamu, özel ve sivil toplum işbirlikleri ile yaygınlaştırılacaktır (s. 4).</p> <p><b>14-</b> Enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili uygulamalar için kamu dışında sürdürülebilir finansman ortamları bağlamında, Türkiye'de karbon ticareti ve karbon borsası alt yapısını geliştirme çalışmaları belgenin yayım tarihinden itibaren on sekiz (18) ay içerisinde tamamlanacaktır (s. 5).</p>

(10. KP)	<p><b>1-</b> Kamu elinde kalması öngörülen termik ve HES'lerin rehabilitasyonları tamamlanarak, elektrikte kayıp-kaçak oranlarının en alt düzeye indirilmesi (s. 120).</p> <p><b>2-</b> 2011 yılı sonunda, iklim düzeltilmesi ve 2000 yılı dolar fiyatlarıyla <b>0,2646 TEP/1000 dolar</b> olarak gerçekleşen Türkiye'nin birincil <b>enerji yoğunluğunun</b>, 2018 sonunda <b>0,243 TEP/1000 dolar</b> değerinin altına indirilmesi (<b>%8,2 azaltılacak</b>) (s. 199).</p> <p><b>3-</b> 2018 yılına kadar kamu binalarındaki enerji tüketiminin, 2012 yılı baz alınmak suretiyle belirlenecek göstergeler düzeyinde ve verimlilik artışı uygulamaları ile <b>yüzde 10 düşürülmesi</b> (s. 199).</p> <p><b>4-</b> Enerji verimliliği çalışmalarının, idari ve mali açıdan güçlü, yatay sektörlerde çalışmalar yapabilecek şekilde yapılandırılmış tek bir çatı altında toplanması ve farklı sektörlerle yönelik politika ve uygulamalar arasında entegrasyonunun sağlanması (s. 199).</p> <p><b>5-</b> Enerji verimliliği alanında istatistik, ölçme-değerlendirme ve izlemeye yönelik bir mekanizma oluşturulması (s. 199).</p> <p><b>6-</b> Uygulanmakta olan mali teşviklerin etkinleştirilmesi ve yaygınlaştırılması (s. 199).</p> <p><b>7-</b> Yatırım yapmayı özendirici ilave mali tedbirler alınması, bu alandaki finansman imkânlarının belirli bir disiplin içinde kullanımı için mekanizmalar geliştirilmesi (s. 199).</p> <p><b>8-</b> Sanayide harcanan elektriğin yüzde 70'den fazlasını tüketen düşük verimli AC elektrik motorlarının daha yüksek verimli olanlarıyla değiştirilmesi (s. 200).</p> <p><b>9-</b> KOBİ'lerin enerji verimliliği konusundaki eğitim, etüt ve danışmanlık hizmetlerinin desteklenmesine yönelik mekanizmaların iyileştirilmesi (s. 200).</p> <p><b>10-</b> Proje sonrasında sağlanan tasarruflarla geri ödemeye imkân veren enerji performans sözleşmesi (EPS) borçlanma modeli dâhil olmak üzere, çeşitli finansman yöntemleriyle kamu binalarındaki enerji verimliliği yatırımlarının yaygınlaştırılması (s. 200).</p> <p><b>11-</b> Yalıtımı düşük ve/veya yetersiz yalıtıma sahip eski binalarda, binayı çevreleyen dış yapı zarfının ve ısıtma sistemlerinin yürürlükteki standartları sağlayacak şekilde ısı yalıtımlı niteliğe dönüştürülmesi (s. 200).</p> <p><b>12-</b> Ulaşımında toplu taşımanın, küçük motor hacimli, elektrikli ve hibrit araç kullanımının yaygınlaştırılması, uygun yerleşim yerlerinde akıllı bisiklet şebekeleri kurulması ve trafiğe kapalı yaya yolları oluşturulması (s. 200).</p> <p><b>13-</b> Kamuda düşük yakıt tüketimi olan taşıt kullanımının yaygınlaştırılması (s. 200).</p> <p><b>14-</b> Kömür yakıtlı mevcut termik santrallerin atık ısılarından bölgesel ısıtma ve tarımsal faaliyetlerde yararlanmak için projeler geliştirilmesi (s. 200).</p> <p><b>15-</b> Sanayide atık ısılardan elektrik üretiminin yaygınlaştırılması, atık ısı enerjisi satışları için piyasa oluşturulması, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon uygulamalarının yaygınlaşması için bu tesislerin kurulmasını özendirici tedbirler alınması (s. 200).</p>
(10. KP YKDEÜPEP)	<b>BİLGİ YOK</b>
(ETKB SB)	<p><b>1-</b> Özelleştirme planı ile uyumlu bir şekilde, 2019 yılı sonuna kadar kamu sorumluluğundaki elektrik enerjisi üretim santrallerinde ihtiyaç duyulan <b>bakım, onarım, rehabilitasyon</b> ve modernizasyon çalışmalarının tamamlanması sağlanacaktır (s. 27).</p> <p><b>2-</b> Ülkemizin <b>genel aydınlatmaya</b> yönelik elektrik enerjisi tüketiminde, 2013 yılı sonu itibarıyla, mevcut aydınlatma armatürlerinin verimli armatürlerle değiştirilmesi suretiyle plan dönemi sonuna kadar mevcut aydınlatma direklerinde en az <b>%40 tasarruf</b> sağlanacaktır (s. 28).</p> <p><b>3-</b> Elektrik enerjisi dağıtımında <b>kayıp kaçak oranının</b> plan dönemi sonuna kadar <b>%10'a</b> düşürülmesi sağlanacaktır (s. 28).</p> <p><b>4-</b> Mevcut <b>bölgesel ısıtma</b> sistemlerinin yaygınlaştırılması sağlanacaktır. Jeotermal enerjiye dayalı bölgesel ısıtma geliştirilecektir. 2 termik + 2 jeotermal santralde 2019'a kadar bölgesel ısıtmaya geçilecek (s. 28).</p> <p><b>5-</b> Yerinde üretimin yaygınlaştırılması ve <b>2019 yılı</b> sonuna kadar toplamda tüketimin en az <b>1.000 MW'lık</b> kısmının yerinde üretimden karşılanması sağlanacaktır (s. 28).</p> <p><b>6-</b> Bakanlık ve bağlı, ilgili, ilişkili kuruluşlarının merkez ve taşra teşkilatı binalarında enerji verimliliği 2013 yılı sonu verilerine göre en az <b>%20 artırılacaktır</b> (s. 28).</p> <p><b>7-</b> Elektrik enerjisinde tarımsal sulamadan kaynaklanan puant talep ve kayıp kaçak sorunlarını gidermek üzere, güneş ve rüzgar enerjisine dayalı sulama sistemlerinin hayata geçirilmesini teminen ilgili paydaşlar ile koordinasyon sağlanacaktır (s. 29).</p>



<p><b>(ETKB SB)</b></p> <p><b>(Devamı)</b></p>	<p>8- Bakanlığın enerji verimliliği ve tasarrufuna yönelik politika oluşturma ve izleme kapasitesi geliştirilecektir. Enerji verimliliği ile ilgili düzenleyici çerçeve geliştirilecek ve teşviklerin etkinliği arttırılacaktır. İyi işleyen bir enerji verimliliği sektörü oluşturulacaktır (s. 30).</p> <p>9- Enerji verimliliği ve tasarrufuna yönelik kamuoyu farkındalığı geliştirilecektir. Enerji verimliliği ve tasarrufuna yönelik olarak kurumlar ile ortak iş adımı ve etkileşim planlarının oluşturulması sağlanacaktır (s. 31).</p> <p>10- Enerji verimliliği yol haritası, mevzuatın etki analizi ve senaryo çalışmaları, kamuoyu farkındalık anketi, Verimlilik İletişim Planı yapılacaktır (s. 30).</p>
<p><b>(UYEEP)</b></p>	<p>1- Türkiye 2023 yılında <b>enerji yoğunluğunu</b>, yani birim GSYH başına tüketilen enerji miktarını 2011 referans yılında gerçekleşmiş olana göre <b>en az yüzde 20</b> düşürmeyi amaçlamaktadır (s. 8).</p> <p>2- Sanayi ve hizmetler sektöründe enerji yoğunluğunu ve enerji kayıplarını azaltmak (s. 18).</p> <p>3- Binaların enerji taleplerini ve karbon emisyonlarını azaltmak, yenilenebilir enerji kaynakları kullanan sürdürülebilir çevre dostu binaları yaygınlaştırmak (s. 18).</p> <p>4- Enerji verimli ürünlerin piyasa dönüşümünü sağlamak (s. 18).</p> <p>5- Elektrik üretim, iletim ve dağıtımında verimliliği arttırmak, enerji kayıplarını ve zararlı çevre emisyonlarını azaltmak (s. 18).</p> <p>6- Motorlu taşıtların birim fosil yakıt tüketimini azaltmak, kara, deniz ve demir yollarında toplu taşıma payını arttırmak ve şehir içi ulaşımında gereksiz yakıt sarfiyatını önlemek (s. 18).</p> <p>7- Kamu kesiminde enerjiyi etkin ve verimli kullanmak (s. 18).</p> <p>8- Kurumsal yapıları, kapasiteleri ve işbirliklerini güçlendirmek (s. 18).</p> <p>9- İleri teknoloji kullanımını ve bilinçlendirme etkinliklerini arttırmak (s. 18).</p> <p>10- Kamu dışında finansman ortamları oluşturmak (s. 18).</p> <p>11- Elektrik kayıp-kaçak oranının ortalama yüzde 5 kadar azaltılması ve akıllı şebeke kullanımının yaygınlaştırılması yoluyla elektrik iletim şebekelerinde enerji verimliliğinin artırılması hedeflenmektedir (s. 22).</p>
<p><b>ENERJİ VERİMLİLİĞİNİN GELİŞTİRİLMESİ PROGRAMI EYLEM PLANI</b></p> <p><b>(EVGPEP)</b></p>	<p>1- 2011 yılı sonunda, iklim düzeltmeli ve 2000 yılı dolar fiyatlarıyla 0,2646 TEP/1000 dolar olarak gerçekleşen Türkiye'nin birincil enerji yoğunluğunun, 2018 sonunda 0,243 TEP/1000 dolar değerinin altına indirilmesi</p> <p>2- 2018 yılına kadar kamu binalarındaki enerji tüketiminin, 2012 yılı baz alınmak suretiyle belirlenecek göstergeler düzeyinde ve verimlilik artışı uygulamaları ile yüzde 10 düşürülmesi</p> <p><b>Program Bileşenleri:</b></p> <p>1- Enerji Verimliliğine Yönelik İdari ve Kurumsal Kapasitenin Geliştirilmesi</p> <p>2- Enerji Verimliliği Çalışmalarının ve Projelerinin Finansmanı İçin Sürdürülebilir Mali Mekanizmaların Geliştirilmesi</p> <p>3- Sanayide Enerji Verimliliğinin Artırılması</p> <p>4- Binalarda Enerji Verimliliğinin İyileştirilmesi</p> <p>5- Ulaşımında Enerji Verimliliğinin Artırılması</p> <p>6- Üretiminde Yerinden Üretim, Kojenerasyon ve Mikrokojenerasyon Sistemlerinin Yaygınlaştırılması</p>
<p><b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b></p>	
<p>ETKB Stratejik Belgesi ve Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'nin hedef ve eylemlerinde, söz konusu çalışmalar aynı Bakanlık kaynaklı olmasına rağmen, önemli farklılıklar bulunmaktadır. Ayrıca tüm belgelerde, enerji verimliliği hedefleri ve eylemleri açısından bir söylem birliği yoktur. Niyetler çok olumlu ve eylemlerin hepsi sonuca katkısı olacak da olsa, bu çalışmalar için kaynakların tahsisi ve çalışmaların planlanması, programlanması, uygulanması ve sonuçlarının izlenip denetlenmesi konularına, ilgili kamu kuruluşları arasında ortaklaşmış ve anlaşılmış net bir yol haritası yoktur. Şu anda Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası desteği ile hazırlanmakta olan Enerji Verimliliği Eylem Planı'nın da yalnızca AB politikalarının Türkiye'ye adaptasyonu olarak biçimlendirilmesi halinde, söylem birliği olmayan bir başka belgenin daha ortaya çıkması kaçınılmazdır.</p>	

<p>Bu stratejilere bakıldığında, birçok konunun mevcut durum sayısal olarak tespit edilmeden ve sekiz yıl gibi kısa sürede yapılabilirliği gerek kurumsal kapasite ve gerekse bütçe açısından irdelenmeden belgelere yerleştirildiği görülmektedir.</p> <p>Örneğin ETKB SB'de "Bakanlık ve bağlı, ilgili, ilişkili kuruluşlarının merkez ve taşra teşkilatı binalarında enerji verimliliği 2013 yılı sonu verilerine göre en az %20 arttırılacaktır." denmektedir. Bugün Bakanlık binalarının enerji tüketimi nedir (iklim düzeltmeli m<sup>2</sup>/ kWh değerleriyle), yılda ne kadar enerji tüketiliyor, kaç m<sup>2</sup> bina mevcut gibi çoğaltılabilecek referans niteliğindeki soruların yanıtlarını oluşturacak, baz yıl değerleri belirtilmeden, "enerji verimliliği 2013 yılı sonu verilerine göre en az %20 arttırılacaktır" denilmesi, anlamlı değildir ve havada kalmaktadır.</p> <p>Örneğin EVSB'de "Belgenin yayım tarihi itibarıyla 10 yıl içerisinde, her bir sanayi alt sektöründeki indirgenmiş enerji yoğunlukları, her bir alt sektör için %10'dan az olmamak üzere sektör işbirlikleriyle belirlenecek oranlarda azaltılacaktır" denilmekte ve ilgili "eylem" olarak da "Her bir sektörü temsil edebilecek şekilde YEGM tarafından belirlenecek en az beş (5) işletmede, YEGM finansmanı ile dört (4) yıllık periyotlarda enerji etütleri yapılacak ve çalışmaların sonuçları ardışık periyotlarda uygulanacak olan SA-01/SH-01/E-03 eylemindeki etütlerle birlikte Sanayi Enerji Verimliliği Envanteri halinde derlenerek elektronik ortamda yayımlanacaktır" ifadesi yer almaktadır. Bu hedef ve ön-görülen eylem için, her bir sanayi alt sektöründeki indirgenmiş mevcut enerji yoğunluklarının belirlenerek tablolanan şekilde belge içinde verilmesi ve sektörü temsil edeceği belirtilen sanayi kuruluşlarının sayısı açıklanarak yıllar içinde tahsis edilecek gerekli bütçeler de ortaya konarak verilmesi gerekirken, belge, bu anlayış ve içerikle hazırlanmamıştır. Ayrıca her eylemin genel strateji hedefine katkısının da hesaplanması ve hesaplanan değerlerin, bu belge içinde yer alması stratejik yaklaşımın gereğidir.</p> <p>Son yayımlanan 10. KP Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı Eylem Planı da bazı eylemler içermektedir. Diğer belgelere göre daha somut adımları içermekle birlikte, sanayide enerji verimliliği "Motor verimi" ve "KOBİ'lerde enerji verimliliği" ile sınırlandırılmıştır. Oysa dikkate alınmamış bir husus olan, büyük sanayi tesislerinin yüksek atık ısı değerlendirilmesi imkanı da önemli tasarruf sağlama potansiyeline sahiptir.</p> <p>Ayrıca "anma çıkış gücü 7,5 kW ile 375 kW arasında olan piyasada satışı yapılan motorların verimi, IE3 verim seviyesinden düşük olmayacak veya IE2 verim seviyesini karşılayacak ve değişken hızlı tahrikle teçhiz edilecektir" denilmektedir. Ancak değişken hız sürücü konusu teknik olarak değerlendirilmeden genellenecek bir önlem değildir.</p> <p>Yine Strateji Belgesi'nde, "Kayıp kaçak oranının plan dönemi sonuna kadar %10'a düşürülmesi sağlanacaktır" denilmektedir. Dönem sonu olan 2019 yılı itibarıyla, 2008 yılında başlayan dağıtım özelleştirmelerinin üzerinden yaklaşık 11-12 yıl geçmiş olmasına karşın dağıtım şebekeleri için öngörülen %10 oranı çok yüksektir. Kaldı ki özelleştirmelerin en önemli argümanlarından biri kayıp/kaçak tüketimin gelişmiş ülkeler seviyesine indirilmesiydi. Oysa birçok dağıtım bölgesinde, özel dağıtım şirketlerinin talepleri doğrultusunda, hedef, kayıp-kaçak oranları yükseltilmiştir. Bu açıdan bakıldığında, özelleştirme politikalarıyla gerçekleştireceği iddia edilen hedefin doğru olmadığı bir kez daha ortaya çıkmıştır.</p> <p>Elektrik kullanımında kayıp ve kaçak bileşenleri birbirinden ayrılmalıdır. 2011 yılından bu yana elektrik faturalarına kayıp-kaçak tutarı yansıtılmaktadır. Şebeke kaybının tüketicilerden alınması doğrudur; ancak kaçak kullanılan elektrik bedelinin faturasını düzenli ödeyen tüketicilerden alınması adil bir durum değildir. Elektrik Dağıtım Bölgeleri özelleştirilirken öne sürülen gerekçelerden biri de kaçak kullanımın engellenmesi olduğu ve bu bölgelere talip olan şirketler de bu gerçeğe razı olarak devir aldıkları için kaçak kullanılan elektrik, dağıtım şirketlerinin sorumluluğundadır. Eğer kaçak kullanım önlenemiyorsa maliyetine, özelleştirme ihalelerine güle oynaya katılan dağıtım şirketleri katlanmalıdır. Sorunun çözümü için kamusal nitelikte sosyal destek politikaları da (belirli gelir düzeyinin altındaki hanelere ücretsiz elektrik desteği vb.) geliştirilmelidir. Kaçak kullanılan elektrik bedelleri tüketici faturalarına yansıtıldığı sürece, elektrik dağıtım şirketlerinin kaçak kullanımı engelleme çalışmaları yapmalarını beklemek ne kadar gerçekçidir?</p> <p>Sonuç olarak, enerji verimliliğinin enerji arzı için önemli bir kaynak olabilmesi için; enerji alanında (iklim değişikliği belgeleri de dahil) yayınlanan tüm belgelerin, şeffaf ve ilgili tüm kesimlerin katılacağı çalışmalarla, söylem ve eylem birliği sağlayacak şekilde tekleştirilmesi ve bu amaçla mevcut belgelerin tümünün iptal edilerek, yukarıda ifade edilen eksiklik ve hatalardan arındırılmış tek bir belge haline getirilmesi sağlanmalıdır. Bütçe ve kaynak çalışmaları yapılarak, gerçekleştirmeler her yıl izlenmeli ve sonuçlar kamuoyu ile paylaşılmalıdır.</p>
---

## 2.8 Özelleştirmeler

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	- Kamu elektrik üretim tesislerinin önemli bir bölümü ile dağıtım varlıklarının tümünün özelleştirilmesi tamamlanacaktır. Kamu kesimi, özelleştirmelerin dışında tuttuğu santrallerle elektrik üretimine devam edecek, iletim ve toptan satış faaliyetlerini sürdürecektir (s. 119).
(10. KP YKDEÜPEP)	BİLGİ YOK

(ETKB SB)	- Elektrik enerjisi üretim özelleştirmelerinin açıklanacak plana uygun şekilde tamamlanması takip edilecektir (s. 49). - Plan dönemi sonuna kadar, elektrik enerjisi tarifelerinde ulusal tarife sistemini sona erdirecek bölgesel tarifelere geçilmesi için ön çalışmalar gerçekleştirilecektir (s. 49). - EPIAŞ'ın da kurulmasıyla birlikte enerji piyasaları daha şeffaf, güvenilir ve izlenebilir hale getirilecektir (s. 49).
(UYEEP)	<b>BİLGİ YOK</b>
<b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b>	
Aşağıda belirtilen adımlar sadece makul değil, ulusal çıkarlarımız ve kamu yararı açısından gerekli adımlar olarak görülmektedir.	
a. Bundan böyle santral özelleştirmelerinin durdurulması,	
b. Mahkeme kararı ile iptal edilen santral devirlerine yönelik olarak mahkeme kararlarının uygulanması,	
c. Özelleştirme süreçlerinin hukuki incelemesi sonucunda, hukuksuz olduğu saptanan santral devirlerinin iptali için yasal süreçlerin başlatılması,	
d. Süresi dolan YİD santrallerinin yeniden özel sektöre devredilmemesi ve kamu eliyle faaliyet göstermesi,	
e. Piyasa takas fiyatlarından memnun olmadıkları için sürekli şikayet eden özel santrallerin gönüllü olarak bu santralleri kamuya devredebilmelerine imkan verecek hukuki düzenlemelerin yapılması,	
f. Durumlarından sürekli şikayet eden dağıtım şirketlerine, hukuksuz ek ödemeler yapacak düzenlemeler yerine, bu faaliyetlerin yeniden kamu eliyle yürütülmesi için gerekli işlem ve mahsuplaşmaların yapılması,	
g. Kamunun yeni santral inşa etmesinin önündeki yasal ve fiili engellerin kaldırılması gerekir.	

## 2.9 Yatırım Süreçleri

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	<b>BİLGİ YOK</b>
(10. KP YKDEÜPEP)	Devlet Yardımları Kararnamesi'nde yer alan yerli kömür üretimi ve termik santral kurulmasına yönelik teşvikler, ETKB ile koordinasyon içinde ve birer yıllık dönemlerde izlenerek değerlendirilecek ve gerektiğinde güncellenecektir (s. 7).
(ETKB SB)	- Enerji ve doğal kaynak yatırımlarını kolaylaştırmaya ilişkin yönetim ve süreç yapısı hayata geçirilecektir (s. 50). - Enerji ve Tabii Kaynaklar Yatırım Koordinasyon Kurulu ile Proje Takip ve Koordinasyon Başkanlığı kurulacaktır (s. 50). - Enerji üretimine ve santral ekipman üretimine yönelik olarak özel ihtisas endüstri bölgeleri yatırımcılara açılacaktır (s. 50). - Kamu sorumluluğunda bulunan sahalara yönelik termik santral yatırımları ve diğer büyük projeler kamu-özel sektör iş birliği modelleri ile ekonomiye kazandırılacaktır (s. 50). - Sektördeki yatırımları teşvik etmek amacıyla alternatif finansman modelleri geliştirilecektir (s. 50).
(UYEEP)	- Türkiye'de yeni yatırımları özendirmeye yönelik teşvikler (genel yatırım, bölgesel yatırım, büyük ölçekli yatırım, stratejik yatırım) sabit fiyat garantisi, lisanslandırma ve yetkilendirme prosedürlerinin yönetimi yatırımları kolaylaştıran süreçlerdir (s. 30). - <b>Büyük Ölçekli Yatırımlar Teşvik Planı:</b> Bu programın amacı, Türkiye'nin teknolojik olanaklarını ve Ar-Ge kapasitesini arttırmaktır (s. 30). - <b>Stratejik Yatırımlar Teşvik Planı:</b> Bu plan, ithalat bağımlılığı yüksek (% 50'den fazla) ara ve nihai ürünlerin üretimi için sunulmaktadır. 50 milyon TL veya daha yüksek tutardaki yatırımlar bu plandan yararlanabilmektedir (s. 30). - Bu teşvik planları, gerçekleştirilen faaliyetlere bağlı olarak, yenilenebilir enerji tesislerine, AR-GE girişimlerine, ekipman geliştirme faaliyetlerine ve yenilenebilir enerji santralleri için ekipman üretimlerine uygulanabilmektedir (s. 30).

(UYEEP)	- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amacıyla Kullanımına Dair Kanun (5346 sayılı Kanun) ve (6094 sayılı Kanun) sabit fiyat garantisi vermektedir. Sabit fiyat garantisi işletmeye giriş tarihinden itibaren 10 yıllık bir süre için geçerli olmakla birlikte, yerli katkı ilavesi sadece ilk 5 yıl için geçerlidir. Mevcut sabit fiyat garantisi programı 31 Aralık 2020 tarihine kadar işletmeye giren tesisler için uygulanmaktadır (s. 52). - Lisans ve izin prosedürleri sadeleştirilmeli, mükerrerlikler önlenmeli ve gecikmeler azaltılmalıdır. Bunun için öneriler: Tek durak ofis uygulamasına geçiş; mükerrerlikleri ve aynı görevlerin farklı kurumlar nezdinde yönetilmesi ihtiyacını önleyecektir. İlâveten, yatırımcı açısından da başvurusunu izleyebilmesi açısından elverişli bir mecra olacaktır. İdari görevlerin yönetilmesine ilişkin süre sınırı getirilmesi, farklı süreçlerdeki gecikmeleri azaltacaktır. Pozitif idari sükut imkanlarının araştırılmasıyla, belirli bir süre içinde cevap verilmemesi halinde, başvuru kendiliğinden kabul edilmiş olacak ve böylelikle harcanan zaman azalacaktır (s. 31).
(Devamı)	
<b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b>	
Strateji Belgesi'nde büyük yatırımlar için kamu-özel sektör işbirliği modelleri ile yapılacağı söylenirken aynı zamanda alternatif finansman modellerinin geliştirileceği de söylenmektedir. Ancak diğer taraftan da kar paylaşımı esasına dayanan finansman modeli ile özellikle Afşin-Elbistan vb. büyük linyit sahalarında termik santral yatırımı için yatırımcı aranmakta ve hatta girişimlerde bulunmaktadır. Kısaca, bu konuda bir politika ve hedef belirsizliği mevcuttur.	
Yasal düzenlemelerde, 20 yıllık elektrik enerjisi üretim planlama çalışması ile 10 yıllık elektrik iletim yatırım planı hazırlanıp yayımlanması yer aldığı halde, bu çalışmalar resmi olarak yayımlanmamaktadır. Elektrik üretim planı çalışmaları, yatırımcılar için yol gösterici olacaktır. Elektrik enerjisi 10 yıllık iletim yatırım planı, elektrik sisteminde 10 yıl içinde yapılması gereken altyapı, tesis ve yazılım-donanım yatırımlarının belirlenmesi için önemlidir. Bu gibi planlama çalışmaları bulunmadığı için yatırımcı elektrik sistemi içinde ileriye görme şansına sahip değildir. Çok büyük ölçekli ve çok yüksek tutarda olan elektrik üretim tesislerinin zamanlaması ve tesis yerleri, ihtiyaç üzerine belirlenmemektedir. Tersine, yatırımcının istediği zamanda ve istediği yerde yapmasına olanak verecek şekilde bir uygulama devam etmektedir. Kurulu kapasite büyüdükçe, dönemsel ve bazı koşullara bağlı olarak yararlanılamayacak kapasitenin de artacağı beklenmelidir. Diğer bir deyişle, sistemin ihtiyacının dışında yapılan elektrik üretim tesislerinin önemli bir kısmı belirli dönemler için atıl kalabilecek ve plansız yapılan yatırımlar sonucu bu atıl kapasite zaman içinde artabilecektir.	

## 2.10 Enerji ve Doğal Kaynaklarda Yerli Teknoloji

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	-Yenilenebilir enerjinin ekonomiye katkısı en üst seviyeye çıkarmak için ekipmanlarda yerli imalat düzeyi artırılacak ve özgün teknolojiler geliştirilecektir (s. 105).
(10. KP YKDEÜPEP)	-Petrol arama ve üretim sektöründe kullanılan yerli ürün oranının artırılması, imalatı yapılacak ürünlerin tespiti, prototip-deneme imalatı ve yerleştirilmesi gerçekleştirilecektir (s. 11).
(ETKBSB)	-Yerleştirilecek ekipmanlara yönelik envanter ve ihtiyaç analizi yapılacak ve yerleştirmeye ilişkin yol haritası belirlenecektir (s. 45). -Ülkemizdeki imalat sanayi göz önünde bulundurularak yerli katkı kullanım oranlarının artırılması sağlanacaktır (s. 45). -Uluslararası anlaşmalarla yapılan satın almalarda, yerli sanayinin kapasitesi de göz önünde bulundurulularak "offset" yükümlülüğü konulması sağlanacaktır (s. 45). -Yerleştirilecek ekipmanlarda katma değeri yüksek aksam ve bütünleştirici parçalara yönelik olarak envanter ve ihtiyaç analizleri yapılacak, yerleştirmeye ilişkin üretim imkanları araştırılarak yerli üretimin teşvik edilmesine ilişkin yol haritası belirlenecektir (s. 45).
(UYEEP)	<b>BİLGİ YOK</b>
<b>DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER</b>	
Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planında yerli katkı payı teşvikinin dışında yerli teknolojinin ve imalatının gelişimine ilişkin bir plan ya da yol haritasının olmaması, hükümetin yerli teknolojiyi yaratmak, geliştirmek gibi bir derdinin olmadığını çok açık göstermektedir.	

ETKB Strateji Belgesi, TMMOB Makina Mühendisleri Odası raporlarında ısrarla belirtilen bazı önerilere yer vermekle birlikte, bu çalışmada referans alınan dört belgede de maalesef enerji ekipmanlarının yerli üretimi ile ilgili herhangi somut bir hedef, plan, yol haritası, eylem planı ve metodoloji bulunmamaktadır. Oysa enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir kamusal politika olmalıdır. Yeni teknolojilerin üretim faaliyetlerinde uygulanabilmesi için, bilimsel çalışmalar, yeterli organizasyon ve yönetim yapısı gerekmektedir.

Bunun için öncelikle;

- Yerli sanayinin yeterliliklerini ve ihtiyaçlarını kapsayan detaylı bir **veri tabanı ve sanayi sektör raporu hazırlanmalıdır**. Belirlenen ihtiyaçlara göre strateji planları ve imalat sektörünü destekleyecek politikalar oluşturarak, **hükümet, kamu kuruluşları, özel sektör, meslek örgütleri** ve **üniversitelerin** işbirliği ile uzun vadeli bir yol haritası hazırlanmalıdır.
- **TÜBİTAK**'ın enerjiyle ilgili enstitüleri, **Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi** olarak; siyasi kaygılardan ve kadrolaşmalardan uzak, özerk bir birim olarak yeniden yapılandırılmalıdır. Enerji ile ilgili kurumlar ehil ve liyakatli yöneticiler tarafından yönetilmeli,
- Çalışanların yönetim ve denetimde söz sahibi olmasını sağlayacak düzenlemeler yapılmalıdır.
- **Enerji Ekipmanları Sanayi Müsteşarlığı** vb. bir organizasyonla kamu, yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.
- Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki **AR-GE** çalışmalarının çekici hale getirilmesi ve eşgüdümü sağlanmalıdır. Enerji ekipmanlarının yerli üretimi alanında doktora ve doktora sonrası programları ve yurtdışı merkezlerle ortak çalışma imkanları desteklenmelidir.
- Yerli üretimin amacı sadece pompa, vana üretimini arttırmak değil asıl teknoloji üretmek olmalıdır. Teknoloji transferini etkin bir şekilde sağlayabilmek "soft" teknolojiyi öğrenmekten geçer. Bu nedenle, santral sözleşmeleri yapılırken kurulacak sistemlerin dizayn revizyonları teknoloji üreten firmalarla birlikte yapılmalıdır.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının ve yerli üretimin teşviki konusunda uzun dönemli, **güvenilir ve kararlı bir mevzuat oluşturulmalı** ve yatırım riskleri azaltılmalıdır.
- **Üretilen ürünlerde yerli katkı ilavesi belirlenmiş hedeflere yönelik olarak kademeli ve uzun vadeli olarak planlanmalıdır**.
- Yerli ürün katkı payı oranı hesaplanırken **işçilik ve yatırım maliyetleri** de bu oranlara dâhil edilmelidir.
- Enerji sektöründe, makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi teşvik edilmeli ve işbirliği ağları geliştirilmelidir. Hangi bölgelerde hangi enerji kaynağı hakimse o bölgede hakim ve yaygın olan enerji dalında araştırma merkezleri kurulmalıdır
- Yerli üretim yapan firmaların ürünlerinin **uluslararası bilinirliğinin** sağlanması için verilen destekler artırılmalıdır.
- Enerji Bakanlığı Strateji Belgesi'nde yer alan "*Uluslararası anlaşmalarla yapılan satın almalarda, yerli sanayinin kapasitesi de göz önünde bulundurularak "offset" yükümlülüğü konulması sağlanacaktır*" maddesi, yerleştirme çalışmalarının en önemli ayaklarından biridir, bu nedenle, en kısa sürede hayata geçmelidir.

Ülkemizde teknoloji transferini etkili bir biçimde sağlayabilecek, teknoloji üretimini yaratabilecek mühendislik ve sanayi altyapısı vardır. Sorun, bunları planlı ve kararlı bir şekilde örgütleyecek, destekleyecek, yönetecek kamu yönetiminin eksikliğidir. Unutulmamalıdır ki "**Teknoloji için ödenen para bilgisizlik için kesilen ceza faturasıdır.**"

## 2.11 AR-GE Çalışmaları

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	- Başta enerji ve imalat sanayi olmak üzere tüm sektörlerde, doğal kaynakların etkin kullanımını ve çevresel bozulmaların önlenmesini sağlayacak temiz teknolojiler ile katma değeri yüksek yeşil ürünler geliştirilmesine yönelik AR-GE ve yenilik faaliyetleri desteklenecektir (s. 99).
(10. KP YKDEÜPEP)	<p><b>1-</b> Yerli kömürün temiz kömür teknolojileri ile üretilmesi, gazlaştırılması, sıvılaştırılması gibi alanlarda AR-GE çalışmalarına ağırlık verilmesi: Kömürden gaz, petrol ve hidrojen üretiminin sağlanmasına yönelik yerli teknolojilerin gelişiminin desteklenmesi; kömür ya da bitümlü şist sahalarında kömür gazlaştırma teknolojilerinin uygulanabilirliğinin araştırılması; temiz kömür teknolojileri ile yakma teknolojilerinin geliştirilmesi yönündeki araştırma ve uygulamaların desteklenmesi; üretilen yüksek kükürt içerikli kömürlerin teshin ve sanayi sektörlerinde kullanılabilirliği amacıyla yakma teknolojilerinin geliştirilmesi (s. 6).</p> <p><b>2-</b> Kömürün kurutulması ve briketlenmesiyle ilgili yürütülecek AR-GE çalışmalarının sürdürülmesi; kömürden hümit asit ve türevlerinin elde edilmesine ilişkin çalışmaların sürdürülmesi; asfaltit ve bitümlü şistlerin değerlendirilmesine yönelik araştırmaların yürütülmesi; kömür kalitesinin iyileştirilmesine yönelik araştırmaların sürdürülmesi; AR-GE laboratuvarlarının tamamlanarak geliştirilmesi, sağlanacaktır (s. 6).</p> <p><b>3-</b> Özel imalat süreçleri uzmanlık gerektiren yerleştirme çalışmalarının (prototip-deneme imalatı) hukuki altyapısını oluşturmak ve mal alım mevzuatını (TPAO Mal Alım Yönetmeliği) AR-GE çalışmalarına uyumlu hale getirmek amacıyla, mevzuat üzerinde gerekli değişiklikler yapılacaktır (s. 11).</p>

(10. KP YKDEÜPEP) (Devamı)	<b>4-</b> Yurt içi firmalar ile ortak projeler geliştirerek AR-GE desteklerinden (örneğin TÜBİTAK 1007-Kamu Kurumları Araştırma ve Geliştirme Projelerini Destekleme Programı vb.) faydalanılacaktır. Bu kapsamda; 1. Yapılabilecek ortak AR-GE projelerinin tespiti, 2. Ortak AR-GE projeleri gerçekleştirebilecek firmaların tespiti, 3. AR-GE projelerinin ilgili kuruma sunulması, 4. AR-GE projelerinin gerçekleştirilmesi planlanmaktadır (s. 11).
(ETKB SB)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plan dönemi sonuna kadar, sektörde yapılan ve stratejik önem arz eden AR-GE projelerinin sayısının artırılması sağlanacaktır (s. 46).</li> <li>- Enerji ve Doğal Kaynaklar Enstitüsü ve bu Enstitü bünyesinde bir AR-GE koordinasyon birimi kurulacaktır (s. 46).</li> <li>- AR-GE Strateji Belgesi hazırlanacak ve AR-GE faaliyetlerinin yönü belirlenecektir (s. 46).</li> <li>- Öncelikli teknolojilerde kamu-üniversite-sanayi iş birlikleri ile kurulacak merkezlerin tesis edilmesi (s. 46).</li> <li>- Madencilikte iş sağlığı ve güvenliğine yönelik araştırma ve kapasite geliştirme faaliyetlerinin yürütülmesi (s. 46).</li> <li>- <b>Ulusal teknoloji envanterinin 2016 yılı sonuna kadar oluşturulması sağlanacaktır (s. 46).</b></li> </ul>
(UYEEP)	<b>Büyük Ölçekli Yatırımlar Teşvik Planı:</b> Bu programın amacı, Türkiye'nin teknolojik olanaklarını ve AR-GE kapasitesini arttırmaktır. Bu teşvik planları, gerçekleştirilen faaliyetlere bağlı olarak, yenilenebilir enerji tesislerine, AR-GE girişimlerine, ekipman geliştirme faaliyetlerine ve yenilenebilir enerji santralleri için ekipman üretimlerine uygulanabilmektedir (s. 30).

### DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

AR-GE çalışmalarına ilişkin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'nda hiç bir plan önerilmemiştir. 10. KP EÜPEP'de plandan çok niyet niteliğinde ifadeler yer almıştır. Ancak **Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nun aşağıda yer alan Haziran 2013 Tarihli 26. Toplantısında TÜBİTAK Tarafından Geliştirilen "Enerji Sektöründe Yerli İmalat Proje Kararları"** desteklenmesi gereken önemli kararlardır.

PROJELER	KARAR
<b>Yerli Termik Santral Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi (MİLTES) [2013/201]</b>	Yerli termik santral tasarım ve imalat kabiliyetinin geliştirilmesi ve kamu-özel sektör işbirliği ile 5 yıl içinde akışkan yatak kazanı teknolojisinde %80 yerlilik oranı hedefine ulaşılması.
<b>Hidroelektrik Enerjisi Teknolojilerinin Geliştirilmesi (MİLHES) [2013/202]</b>	Hidroelektrik enerjisi teknolojilerine yönelik tasarım ve üretim kabiliyetinin ülkemize kazandırılması, kamu-özel sektör işbirliği ile 5 yıl içinde başlangıç olarak 5 MW, daha sonrasında 20 MW ve üzeri güce sahip santrallerde %80 yerlilik oranı hedefine ulaşılması.
<b>Rüzgâr Enerjisi Santrali Teknolojilerinin Geliştirilmesi (MİLRES) [2013/203]</b>	2023 yılında rüzgâr enerjisi santralleri için öngörülen 20 GW kurulu güç hedefine, kamu-özel sektör işbirliğinde geliştirilecek rüzgâr türbin sistemlerinde (500 kW ve 2,5 MW) %80 yerli teknoloji ile ulaşılması.
<b>Güneş Enerjisi Teknolojilerinin Ülkemize Kazandırılması (MİLGES) [2013/204]</b>	Güneş enerjisi teknolojilerinin ülkemize kazandırılması ve kamu-özel sektör işbirliği ile alt sistem teknolojileri tasarımında, 5 yıl içinde toplam %80 yerlilik oranı hedefine ulaşılması.
<b>Termik Santral Baca Gazı Arıtma Teknolojilerinde Yerli Tasarım ve İmalat Kabiliyetinin Geliştirilmesi (MİLKAS) [2013/205]</b>	Termik santral baca gazı arıtma teknolojileri alanında yerli tasarım ve imalat kabiliyetinin gelişmesi, kamu-özel sektör işbirliği ile %80 yerlilik oranı hedefine ulaşılması.
<b>Kömür Gazlaştırma ve Sıvı Yakıt Üretimi Teknolojilerinin Geliştirilmesi [2013/206]</b>	Kömür gazlaştırma ve elde edilen sentez gazından sıvı yakıt üretimi teknolojilerinin ülkemize kazandırılması, kamu-özel sektör işbirliği ile 5 yıl içinde %75 yerlilik oranı hedefine ulaşılması.
<b>Enerji Verimliliğinin Artırılması Çalışmaları [2013/207]</b>	Binalarda ısı yalıtımı, bölgesel ısıtma sistemleri, atık ısı geri kazanımı, sokak aydınlatması, elektrikli ev aletleri, ulaşım araçları, elektrik motorları ve kompresörlerde enerjinin daha verimli kullanımının sağlanmasına yönelik; <ul style="list-style-type: none"> <li>· Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda iş modeli ile destek paketlerinin geliştirilmesi,</li> <li>· Düzenleyici mevzuat çalışmalarının yapılması,</li> <li>· <i>İlgili Bakanlık ve kuruluşlarımızın gerekli desteği vermesi gerekir.</i></li> </ul>

Gerekirse, AR-GE çalışmalarında, devlet-üniversite-meslek kuruluşları-özel sektör stratejik ortaklık oluşturmalı, belirlenen somut hedefler için çalışmalar yoğunlaştırılmalıdır.

TEYDEB kapsamında desteklenen projelerin kapsamı ve sonuçları kamuoyuna açıklanmalıdır. Kümelenme desteklenmeli ve aynı alanlarda çalışan kuruluşlar arasında işbirliği sağlanmalıdır.

## 2.12 Bölgesel Enerji Piyasalarına Entegrasyon ve Uluslararası Arena

REFERANS METİN	TEMEL VERİLER VE HEDEFLER
(10. KP)	-Türkiye'nin mevcut jeostratejik konumunun etkin bir biçimde kullanılmasıyla enerji üreticisi ve tüketicisi ülkeler arasında transit ve terminal ülke olunması sağlanacaktır. Ceyhan'ın uluslararası petrol piyasasında ana dağıtım noktalarından ve petrol fiyatlarının teşekkülünde önemli merkezlerden biri olması yolundaki çalışmalar sürdürülecektir (s. 120). -Avrupa'ya gaz satışında ve iletiminde aktif bir rol üstlenilecek, komşu ülkelerle elektrik ticareti kapasitesinin artırılmasına yönelik altyapı oluşturulacaktır. TANAP projesi tamamlanacak, ENTSO-E sistemi ile tam entegrasyon sağlanacak, diğer komşu ülkelerle yürütülen yüksek gerilim elektrik iletim hattı projeleri bitirilecektir (s. 120).
(10. KPYKDEÜPEP)	-Türkiye, uzun vadeli arz güvenliği için yerli kömürün yanı sıra, ithal taş kömürüne de ihtiyaç duymaktadır. Fiyat avantajları ve süreklilik gibi kavramlar nedeniyle, uygun ülkelerde yurt dışı kömür ruhsatı alma, arama, kömür ve enerji kaynağı olarak kullanılabilir diğer madenlerin aranması, üretimi ve ithalatı gibi faaliyetleri organize edecek bir şirket kurulacaktır (s. 5). -Yurt dışında mevcut projelerde üretim miktarının düşüşü engellenecektir. Mevcut ortaklıkların yanında yeni üretim-geliştirme projelerinde pay elde etmek yolu ile ve yeni arama projelerinde yer alarak yatırım yapmak suretiyle rezerv ve üretim artışı sağlanacaktır (s. 8).
(ETKB SB)	-İletim sisteminin ENTSO-E ile kalıcı bağlantısının gerçekleştirilmesi (s. 40). -Uluslararası enterkonneksiyon kapasitesinin <b>2019 yılı sonuna kadar 2 katına</b> çıkarılması (s. 40). - Çevre ülkelerdeki gelişmeler doğrultusunda, kurulacak bölgesel elektrik piyasalarına eşleşme yoluyla katılım sağlanması, bölgesel piyasaların işletimine ilişkin organizasyonlarda görev alınması, (s. 41). -Transit boru hatlarına ilişkin yeni projelerin hayata geçirilmesi suretiyle ülkemizin doğal gaz alanındaki enerji koridoru olma rolünün güçlendirilmesi, Plan dönemi sonuna kadar <b>en az üç uluslararası projenin</b> inşaatına başlanmasının sağlanması (s. 41). -Ülkemizin, İstanbul Finans Merkezi çalışmaları da göz önüne alınarak Ceyhan ve Aliağa teslimli ürünlerin işlem gördüğü, Karadeniz ve Akdeniz'de referans fiyat oluşturma gücüne sahip bir enerji merkezi olmasının sağlanması (s. 41). -Arama sahalarında yurt dışı yatırımları olan ve uluslararası tecrübeye sahip şirketlerle ortaklık kurularak uluslararası alanda petrol, doğal gaz, kömür gibi enerji hammaddeleri ile radyoaktif mineral ve diğer enerji dışı hammaddelerde yeni kaynaklar oluşturulması (s. 42). -Plan dönemi sonuna kadar yurt dışında ortak olunacak/satın alınacak; <b>kömür için 5, petrol ve doğal gaz için 3, radyoaktif mineral ve enerji dışı hammadde için 5 adet üretim sahası</b> planlanmıştır (s. 42). -Enerji ve doğal kaynak sektörlerinde ülkemizin uluslararası kuruluşlarda etkinliği arttırılacaktır. <b>Enerji ve Tabii Kaynaklar Ataşelikleri</b> hayata geçirilecektir. Plan dönemi sonuna kadar atanan <b>Ataşe sayısı 20</b> olarak planlanmıştır (s. 43).
(UYEEP)	-Türkiye İran arasında 600 MW'lık back-to-back DC istasyonlu 400 kV'luk bir hattın yapımı planlanmaktadır (s. 44). -Cizre (Türkiye) ile Musul (Irak) arasında 400 kV'luk bir enterkonneksiyon hattının yapımı devam etmektedir. Fizibilite etütlerine göre, 500 MW'lık bir back-to-back DC linkinin yapımı planlanmaktadır (s. 44). -Birecik (Türkiye) ile Halep (Suriye) arasındaki mevcut 400 kV'luk iletim kapasitesinin artırılması için, 600 MW'lık bir back-to-back DC tesisinin yapımı planlanmaktadır (s. 44).

### DEĞERLENDİRMELER - SORULAR - ÖNERİLER

1. Avrupa ve diğer tüketim noktaları için arz güzergahı olan ülkemizin, gerek kendi ihtiyaçları, gerekse diğer ülkelerin ihtiyaçlarının karşılanması yönünden bir doğal gaz ticaret merkezi olma potansiyeli de bulunmaktadır. Bu doğrultuda, Türkiye'nin kuzey, doğu ve güneyindeki yakın/uzak komşularında bulunan doğal gaz kaynaklarının; Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşabilmesi için gerçek ve işlevsel bir merkez olması sağlanmalı, bu amaca yönelik olarak arz güvenliğini, fiyat istikrarını ve arz kaynaklarının rekabetini gerçekleştirmeye yönelik adımlar atılmalıdır.

2. Bu konularda mevcut bilgi kirliliği yanlış değerlendirmelere ve kararlara neden olmaktadır.

Dr. Volkan Özdemir'in konuyla ilgili saptamaları önemlidir.

"Bu zamana kadar konuşulan projelerde Türkiye her zaman aslında 'başkalarının' kendisine biçtiği enerji rolünü oynuyor. Dolayısıyla, Türk dış enerji politikasını ilkin Batı-Rusya eksenleri arasında ikilem rolü olarak değerlendirmek şart oluyor. Bu rolün tam olarak ne olduğu ise bu kadar kafa karışıklığı arasında öncelikle enerjide koridor, transit, merkez (hub) gibi temel kavramları ve bunların birbirinden farkını doğru tanımlamayı gerektiriyor. Türkiye gibi geçiş ülkeleri için enerji taşımacılığında başlıca üç kategori bulunuyor:

**a) Koridor:** Enerji fiyatları alıcı-satıcı tarafından belirlenirken geçiş ülke coğrafyasının bunlar arasında salt köprü olarak kullanılması ve taşımacılığın yapıldığı iletim sistemi mülkiyetinin o ülkenin tasarrufunda olmaması. Örnek: Bakü-Tiflis-Ceyhan petrol boru hattı (TPAO'nun payı sadece %6,75)

**b) Transit:** Enerji fiyatları yine alıcı-satıcı tarafından belirlenirken bunlar arasında yer alan coğrafyada taşımacılığın geçiş ülkesine ait şebeke üzerinden yapılması. Böylece vananın kontrolü ilgili ülkenin elinde bulunuyor ve üçüncü aktörler taşıttıkları gaz/petrolün bedelini geçiş ülkesi şirketine ödüyor. Örnek: Ukrayna.

**c) Merkez (hub):** Alıcıyla satıcı arasında aktarıcı rolü üstlenilmeksizin farklı enerji kaynaklarının dengelenmesiyle çok sayıda piyasa oyuncusunun bir araya geldiği, bununla alakalı yeterli altyapı ve hizmetlerin mevcut olduğu bir fiziki/sanal ticaret merkezinin ilgili ülkede kurulması. Enerji fiyatları bu merkezde arz/talep dengesine göre belirlenirken gelişmiş ülke örneklerinde enerji merkezi o ülkenin finansal piyasalarına entegre oluyor ve bunun işletimi ilgili ülkenin şirketlerince yapılıyor. Örnek: ABD-Henry Hub veya Avrupa: NBP, TTF.

Görüldüğü gibi bu üç kategori, aslında birbirinden tamamen farklı jeopolitik anlayış ve ekonomik işleyiş mekanizmasına sahip. Bir ülkenin enerji denkleminde bulunduğu pozisyon onu üç kategoriden birine koyarken bu aynı zamanda bir fırsat maliyetini de beraberinde getiriyor. Koridor olan merkez olma iddiasını kaybettiği gibi, transitten merkeze geçiş de pek kolay olmuyor. Koridorda geçiş ülkesinin konumu ve rolü 'başkaları' tarafından belirleniyor; transitten fiyatlar yine başkalarınca belirlense de koridora nazaran geçiş ülkesinin eli daha güçlü. Enerji merkezi (hub) olmak ise her şeyden önce akışkan bir piyasa yapısı, depolama dahil gelişmiş altyapı ve yeterli insan kaynağı talep eden sofistike bir ticaret mekanizması anlamını taşıyor. Yoksa ülkemizde sanıldığı kadar aksine altımızdan ne kadar çok boru hattı geçerse o denli enerji merkezi olunmuyor. Zaten olunsaydı Türkiye'yle kıyaslanamayacak boru hattı ve depolama kapasitesine sahip Ukrayna bu duruma düşmez ve kendiliğinden 'hub' olurdu." (Dr. Volkan Özdemir, "Türk Dış Enerji Politikası (Tanap örneği): Koridor Olamazsın Demedik Merkez Olamazsın Dedik!", <http://www.eppen.org/index.php?sayfa=Yorumlar&link=&makale=183>, son erişim tarihi: 15.06.2015)

3. Ulus ötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAŞ tekelini zaafa uğratacak olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemeli; TANAP, TURANG vb. projeler yeniden ele alınmalıdır. BOTAŞ ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulus ötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAŞ'ın uygun görmesi halinde, taşıma ücreti karşılığında mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra, ihraç etme imkanına da sahip olmalıdır.

Bu yaklaşımla, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşenmesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı yerine, deniz geçiş mesafesi daha kısa olan Mavi Akım Boru Hattı'na paralel yeni bir boru hattının yapılması ve ilave gaz arzının BOTAŞ'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden ihraç pazarlarına iletmek de söz konusu olabilir.

Bu noktada, yine Dr. Volkan Özdemir'in görüşlerine yer vermemizde yarar var.

“Bilindiği üzere TANAP’la ilk etapta ticari sözleşmeleri yapılmış 6’sı Türkiye’ye 10’u Avrupa’ya olmak üzere 16 bcm gaz taşınması öngörülmüştür. 10 milyar dolar civarında maliyete sahip olması beklenen proje Azerbaycan devlet petrol şirketi SOCAR’ın kontrolünde (%58), Türkiye BOTAS’la küçük ortak (%30) ve bir de İngiliz BP şirketi var (%12). TANAP’ı özgün kılan ise uluslararası bir proje olarak adlandırılmasına rağmen dikkatle bakılınca aslında ulusal bir hat olması. Çünkü boru hattı tek giriş olarak Türkiye-Gürcistan sınırında başlıyor; Türkiye’yi baştan sona kat etikten sonra Edirne’de Türkiye-AB sınırında bitiyor, yani aslında bir ‘iç’ hat vazifesi görüyor. Bu projeye Türkiye, gaz iletim sisteminde halihazırda fiili bir tekel olan kamu şirketi BOTAS’a rekabet de yaratıyor. Üstelik BOTAS yaptığı taşımacılık faaliyetinde üçüncü taraf erişimini sağlamakla yükümlü ve hukuken ulusal regülatör EPDK kurallarına tabi iken, Hükümetler-Arası ve Ev sahibi Hükümet gibi uluslararası anlaşmalardan hukuki varlık kaynağını alan TANAP için bu düzenlemeler geçersiz kalıyor. Zira, ulusal bir hat olup da böylesi bir muafiyete sahip olan başka bir proje AB dahil geniş Avrasya coğrafyasında bulunmuyor; SOCAR hattın sahibi olarak bu ayrıcalığın keyfini çıkarıyor.

Projenin taşımacılık ve tarifeler boyutunda ise ilginç ayrıntılar yer alıyor. BOTAS yurt içinde herhangi bir şirketin 1000 metre küp gazını mesafe farkı olmaksızın giriş posta pulu çıkış yöntemiyle kendi sisteminden 28 TL’ye taşıyor (yaklaşık \$11/mcm). Aynı zamanda uzun erimli kontratlarla dış tedarikçilerden Türkiye sınırında teslim aldığı kendi gazını da yine 11 dolara ülkenizin farklı noktalarına götürüyor. 2011’de Azerbaycan’la yapılan bu türden alım-satım anlaşmasına göre Şah Deniz 2. Fasıldan üretilen gazın 6 bcm hacimli kısmı da BOTAS’ın. O vakitler TANAP projesi gündemde olmadığından söz konusu miktar da diğer anlaşmalarda olduğu gibi sınırda teslim alınacak ve BOTAS’ın kendi iletim sistemiyle ülkenin çeşitli noktalarındaki tüketicilere ulaştırılacaktı. Fakat daha sonra TANAP projesi ortaya atıldı ve Türkiye ile TANAP proje şirketi arasında yapılan Ev Sahibi Hükümet Anlaşmasına göre BOTAS kendi gazını kendi sisteminden taşıma yerine TANAP’tan taşıma kararı aldı! Gürcistan sınırında başlayan TANAP’ın büyük yatırım maliyetini edimsel kılmak için de yüksek bir tarife bedeli belirlendi. Buna göre BOTAS, TANAP’tan taşıtaacağı her 1000 metre küp gazını Eskişehir’den önce çekmemeye ve burada 79 dolar+yakıt gazı, Trakya çıkışında ise 103 dolar+yakıt gazı ödemekle yükümlü kılındı (<http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2014/10/20141021-14-1.pdf>). Yani BOTAS kendi sistemiyle mevcut şartlarda 11 dolara taşıdığı gaz için TANAP’a 79+/103+ dolar ödeyecek! Meseleyi somutlaştırmak adına örneğin BOTAS’ın bu gazı Ankara’ya getirip sattığını düşünelim. TANAP Eskişehir çıkışı 79 dolar+yakıt gazı+BOTAS şebekesi 11 dolar olmak üzere paçalda 90+ dolarlık bir bedel kasadan çıkacak, yani bin metre küp başına fazladan en az 79 dolar ödeyeceğiz! 1000 metre küpte en az 79 dolar olan bu ek maliyet 6 bcm için yıllık 500 milyon dolara kadar çıkacak! Öte yandan hattın %30 sahibi olan BOTAS’ın yaklaşık bu oranda taşıma geliri de olacak. Bu salt bir muhasebe hesabı ama iktisadi yaklaşımda durum daha karışık: Zira, BOTAS %30 hisseye sahip olduğu TANAP’a yatıracağı 3 milyar dolarla kendi iletim sistemini iyileştirebilir, 16 bcm gazı ek kompresör ve loop hatlarla rahatlıkla taşıyabilirdi. Tabii ki bu yatırım ve işletim giderlerini de taşıma bedeline yansıtmak zorunda kalacaktı ama bu bedel asla 79 dolar gibi uçuk rakamların yanından bile geçmeyecekti. Örneğin, TANAP projesi ortada yokken Azerbaycan’la Türkiye arasında 2010 yılında yapılan müzakerelerde BOTAS sistemi kullanılarak Şah Deniz 2 gazının Gürcistan sınırımızdan Yunanistan’a taşınması öngörülmüyordu ve BOTAS’ın SOCAR’a çıkardığı toplam transit bedelinin bu rakamların yarısı bile etmediği iddia edildi. O zamanlar Azeri gazının Avrupa’ya aktarımında BOTAS sisteminin transit olarak kullanılması düşünülüyordu. Aynı gaz aynı sınırda şimdi ise 103+ dolara teslim edilecek ve bu sefer taşıma bedelini alan değil bu bedeli ödeyen taraf biz olacağız! Bu anlaşmayı 2001 yılında taraflarca imzalanmış ve halihazırda işleyen Şah Deniz 1 anlaşmasındaki hükümlerle kıyaslırsak durum daha da kötü. Zira o anlaşmada Türkiye koridor olmamış, Azerbaycan gazının belirlenen miktarını kendisi ‘re-export’ hakkıyla Yunan DEPA’ya satma konusunda anlaşmıştı ve halen satmakta.

Projede Türk tarafının bu ‘fedakarlığına’ telafi olarak Bakü, Ankara’ya Hazar Denizi’ndeki Şah Deniz sahasında %10’luk ek pay önerdi. Başta BOTAS’ın alması düşünülen bu hisseler nihayetinde TPAO’nun oldu. Bu durum, TPAO’yu Şah Deniz Konsorsiyumunda BP’den sonraki en büyük hissedar yaparken Türkiye enerji sektöründe eksik olan ‘upstream’ boyutunu tamamlaması açısından olumlu görülüyor. Ancak söz konusu hissenin alım bedelinin yanında saha gelişimi ve Güney Kafkasya boru hattı kapasite artışı için yapılacak yatırımın (28 milyar dolar) ek %10’luk payla yeni mali külfet getireceği hesaplandığında toplamda en az 5 milyar doların TPAO’nun kasasından çıkacak olması unutulmamalı. Şah Deniz Konsorsiyumu’ndaki hisse artırımının projenin ortasında yapılması da bir başka tartışma konusu. Zira, yüksek gaz üretim maliyeti nedeniyle Fransız Total Konsorsiyumdan çıkarken Norveç Statoil şirketi buradaki payını azalttı. Bu durumda akıllara ister istemez şu sorular geliyor: Dünyanın her yerinde yatırımları olan bu enerji ‘majörleri’ neyi biliyorlar ki bu projeleri terk ediyor veya küçücük üretimimizle biz onlardan daha fazla neyi biliyoruz ki hisse artırıyoruz?

Bir başka tartışma konusu ise gaz fiyatı. Şah Deniz 1’den gelen Azerbaycan gazını mevcut haliyle Rus gazından daha ucuza aldığımız malum. Şah Deniz 2’de ise gazın fiyatını Rus gazına endekslemiş ve ondan %12 daha ucuza almak üzere anlaşmıştık. Fakat yine TANAP’ın ortaya çıkmasıyla bu gazı Gürcistan sınırında değil Eskişehir çıkışında alacağımız unutulmamalı. Farz edelim ki Rus gazının fiyatı \$350/mcm, bu durumda, Şah Deniz 2 gazının fiyatı %12 indirimle \$308/mcm oluyor. Ancak buna bir de 79+ dolar TANAP taşıma bedelini eklediğimizde günün sonunda gaz fiyatı Rus gazından %12 ucuza değil bir o kadar pahalıya mal oluyor! Projenin savunucuları meseleye tek taraflı bakmamak gerektiğini Azerbaycan’la Türkiye arasında ‘stratejik ittifak ve ekonomik karşılıklı bağımlılık ilişkisi’ bulunduğunu söylüyor; buna gerekçe olarak da SOCAR’ın Türkiye’deki yatırımlarını gösteriyorlar. Evet SOCAR özelleştirilen Petkim’i aldı ve İzmir’de Star rafinerisi projesi var. Bu, bir bakıma haklı bir bakış açısı. Türkiye-Azerbaycan yakınlaşmasını desteklenmeli ve bunun artırılması gerekiyor. Ancak bu anlaşmalardaki ihtilafların çözümü için dış hukukun seçilmesi ve Türkiye’nin düştüğü ticari zaaf görmezden gelinmemeli. Sıkıştıkları her noktada strateji sözünü dillerinden düşürmeyen ve ‘jeopolitik yüksek strateji’ bahanesiyle yukarıdaki kara delikleri geçiştirenlere başka bir ‘stratejik’ soru sorulur. Tamam Azerbaycan kardeş devletimiz ve enerji piyasalarında olmaz ama hadi SOCAR kardeş şirketimiz ve burada yatırımları var diyerek istediğiniz ölçekte konuya yaklaşalım: Peki ileride Batı-Rusya gerilimi artıp Güney Kafkasya’da savaş ortamı oluşur ve Rus ordusu Bakü’ye girerse buna kim dur diyebilecek? Olmaz olmaz demeyin 2008 Gürcistan ve 2014 Ukrayna’yı hatırlayın. Bizim işimiz önceden uyararak. Uluslararası toplum Karabağ’da Ermeni işgalini görmezden gelir ve Türkiye de işgal altındaki topraklar için bile Azerbaycan’a yardım edemezken böyle bir senaryoda Bakü’ye güvenlik garantisi nasıl sağlanacak, SOCAR el değiştirirse kim ne yapabilecek, bunları hiç düşündük mü?”

Dr. Volkan Özdemir, “**Türk Dış Enerji Politikası (Tanap örneği): Koridor Olamazsın Demedik Merkez Olamazsın Dedik!**”, <http://www.eppen.org/index.php?sayfa=Yorumlar&link=&makale=183>, son erişim tarihi: 15.06.2015)

4. Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diplomasi yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır.

5. Çağdaş bir enerji kaynağı olarak doğal gazı kullanmak da kamusal bir haktır ve kentsel dağıtım hizmetleri özel şirketler eliyle verilse de kamusal bir hizmettir. Doğal gaz sistemi de ülke girişlerindeki ölçüm istasyonları, iletim ve dağıtım şebekeleri, bu şebekelerdeki kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, pig istasyonları, vana grupları vb. birçok bileşenden oluşur. Bu faaliyetlerde bir planlama, eşgüdüm ve denetim zorunludur. Sistemin parçalar haline bölünmesi, her bir parçanın, ithalat, iletim, toptan satış, dağıtım, depolama vb. faaliyetler üzerinden özelleştirilmesi ve çok sayıda özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi de, eşgüdümü zorlaştıracak ve planlamayı güçleştirecektir.

6. Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke, kamu ve halk çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine ihtiyaç bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabilmek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayandırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.

7. Doğal gaz ithalat kısıtlamaları kaldırılmalı ve BOTAS’ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devri yönündeki ısrarlı dayatmalara son verilmelidir. Dünya Bankasının Türkiye Doğal Gaz sektörünü irdeleyen raporunda bile, gerçekçi olmadığı belirtilen, sözleşme devirleri son bulmalıdır. BOTAS’ın yeni anlaşma yapmasının yasaklanmasına karşın doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman aldığı ve sona erecek sözleşmeler nedeniyle, önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı, BOTAS’a ve talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.

8. Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri “takrir-i müzakere” konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat iyileştirmeleri hedeflenmeli, alınmayan gazın bedelinin ödenmesine cevaz veren, gazın üçüncü ülkelere satılmasını önleyen hükümler iptal edilmelidir. Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır.

9. Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelerden kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır.

# RAPOR EKİ: TÜRKİYE'DEKİ NÜKLEER ENERJİ SANTRAL PROJELERİ ÜZERİNE NOTLAR, GÖZLEMLER VE YANIT BEKLEYEN SORULAR

10. Türkiye 2014 yılında 48 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğal gazda, Rusya'ya ve İran'a %80'e yaklaşan bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmelidir. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli bir ithalat oranı sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan arz çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Doğal gaz ithal edilecek ülkelere Türkmenistan ve Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır. TPAO eliyle Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar vb. ülkelerle ortak arama ve üretim anlaşmaları yapılmalıdır. Bu amaçla TPAO'ya gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.

11. ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır. Doğal gaza ilişkin "Acil Durum Planı" hazırlanışı ve uygulamasına dair hükümler yasal düzenlemelerde yer almalı, buna dair Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda bir yapılanma tanımlanmalıdır.

12. Doğal gaz iletim şebekesinde gerek ülke gaz ihtiyacının karşılanmasında arz güvenliğini sağlamak için, gerekse üçüncü ülkelerden temin edilecek gazı Avrupa ve diğer ihraç pazarlarına taşıma ve ihraç edebilmek için, BOTAS eliyle, mülkiyeti ve işletilmesi BOTAS'ta olacak şekilde, yeni boru hatları, yeni loop hatları, kompresör istasyonları inşa edilerek, iletim şebekesinin kapasitesi artırılmalıdır.

13. Batı ile Rusya arasındaki Doğu-Batı ve Kuzey-Güney eksenli enerji projeleri arasında ikilem yaşayan Türkiye, enerjide söylem bazında dile getirdiği merkez olma iddiasının tam aksine başkalarının üzerinden geçtiği ve konumunu çizdiği bir geçiş noktası olarak görülmektedir. Ulusal çıkarları gözetilen enerji politikaları uygulanırsa, bu iki ana enerji eksenindeki rekabet, Türkiye için bir avantaja dönüşebilir ve Türkiye kendi rolünü kendi belirleyebilir. Oysa Ankara, izlediği yanlış politikalar ve bakış açısının yetersizliği nedeniyle, Türkiye'nin coğrafi konumunun getirdiği avantajlı pozisyonu heba etmekte, her iki eksendeki emperyal çıkarları gözetilen unsurlar için de önce pazar sonra "koridor" olmaya yönelmektedir. Türkiye, kendi potansiyelinin farkına varmalı, koridor ve transit geçiş ülkesi olmak yerine, petrol ve gaz ticaretinde merkez olmayı hedeflemelidir.

### 3. SONUÇ

Siyasal iktidarın, yıllardır sürdürüldüğü enerji politikalarıyla ilgili olarak, son iki yıl içinde yayımladığı temel referans belgelerinin karşılaştırılmasının ve değerlendirilmesinin yapıldığı bu çalışma bize, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın hazırladığı strateji belgeleri ve eylem planlarının; özensiz, dikkatsiz, gerçekçi hedeflerden uzak bir şekil ve içerikte hazırlandığını ve üzerinde mutabık kalınmış bir metodolojinin olmadığını göstermektedir.

Dört referans metinde de, karşılaştırmalara esas alınan yıllar ve rakamlar arasında farklılıklar, birbiri ile çelişen tartışmalı hedefler bulunmaktadır. Eylem planlarında çalışmaların planlanması, programlanması, uygulanması ve sonuçlarının izlenip denetlenmesi konularında eksiklikler olduğu gibi; ilgili kamu kuruluşları arasında da ortaklaşmış ve anlaşılmış net bir yol haritası yoktur.

Raporda yer alan değerlendirmeler, öneriler ve sorular çerçevesinde, enerji planlamalarına yönelik ciddi bir paradigma değişikliğine ihtiyaç vardır. Planlar, Strateji Belgeleri, Eylem Planları,

ulusal ve kamusal çıkarların korunmasını, toplumsal yararın artırılmasını, yurttaşların ucuz, sürekli ve güvenilir enerjiye kolaylıkla erişebilmesini ve çevreye verilen zararın asgari düzeyde olmasını hedeflemelidir. Bu planlama, kaynakların sağlıklı envanterini yaparak, yerli ve yenilenebilir kaynaklara ağırlık vererek,

güvenilir girdi-çıkış analizleri uygulayarak, enerji yatırımlarında toplum yararının gözetildiği, fayda maliyet ve etki analizi çalışmaları yapılarak, çalışmaların yönetim ve denetim süreçlerinde söz ve karar sahibi olduğu, yeni bir kurum-sallaşma üzerinden bütünsel kaynak planlaması anlayışıyla yapılmalıdır. ■

### TEŞEKKÜR

Bu raporun hazırlık çalışmalarının yöneticiliğini ve editörlüğünü üstlenen MMO Enerji Çalışma Grubu ve Oda Yönetim Kurulu Üyesi Şayende YILMAZ'a, MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz TÜRKİYILMAZ'a ve raporun Enerji Verimliliği bölümünü hazırlayan MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Tülin KESKİN'e, raporun redaksiyonu ve geliştirilmesi için yoğun emek harcayan MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Maden Mühendisi Mehmet KAYADELEN'e, raporun hazırlanması sürecinde görüş ve katkılarını bizden esirgemeyen ve çalışmalarını bizlerle paylaşarak raporumuzu zenginleştiren; ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyeleri Elektrik-Elektronik Y. Mühendisi Budak DİLLİ, Matematikçi Yusuf BAYRAK ve Petrol Y. Mühendisi Tefrik KAYA'ya, Maden Mühendisleri Odasından Dr. Nejat TAMZOK'a, Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Çalışmaları Koordinatörü Olgun SAKARYA'ya, Petrol Mühendisleri Odası Enerji Politikaları Çalışma Gurubu Başkanı Necdet PAMİR'e, Yöneyim Araştırmacısı-İstatistikçi Ülker AYDIN'a, Kimya Mühendisi Dr. Figen AR'a, Makina Mühendisi Prof. Dr. İskender GÖKALP'e, nükleer enerji santralleri ile ilgili görüş öneri ve çalışmalarını bizimle paylaşan Nükleer Enerji Mühendisi Dr. Benan BAŞOĞLU'na, iktisatçı yazar Dr. Volkan Özdemir'e ve raporu yayına hazırlayan MMO Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına teşekkür ederiz.

*TMMOB Makina Mühendisleri Odası  
Yönetim Kurulu*

Türkiye'nin nükleer enerji santrali (NES) projeleri ile ilgili olarak aşağıda anlatılan notları düşmenin, gözlemleri paylaşmanın ve yanıtlanmasını beklediğimiz bir dizi soru yöneltmenin; anlamlı, önemli ve kayda değer bir çaba olduğu düşüncesindeyiz.

### 1. NÜKLEER ELEKTRİK SANTRALLERİ, SALT BİR ELEKTRİK SANTRALİ MİDİR?

Bir ülkede ilk kez yapılacak olan nükleer santral projelerine, salt "bir elektrik santrali projesi" gözüyle bakılmaması gerekmektedir. Bir ülkenin ilk nükleer santral projeleri, elektrik üretim tesisi inşası projesinden çok daha ayrıntılı, kapsamlı, iyi planlanmış ve tasarlanmış; altyapı geliştirme projeleri olarak ele alınmalıdır. Bu tür yatırımlar, altyapı geliştirmeye yönelik birçok projeyi içerdiğinden, "Nükleer Enerji Programı" olarak adlandırılır ve çok kapsamlıdır.

Nükleer enerji programlarını başarılı bir şekilde yürütmekte olan ülkelere elde edilen tecrübeler ışığında; nükleer santral projelerinin etkin bir şekilde planlanabilmesi, lisanslanabilmesi, inşası ve işletilebilmesi için; önem taşıyan ve ekte listelenen **19 altyapı alanı** [1] bulunduğu belirlenmiştir. Oysa ilk kez nükleer santral inşa etmek isteyen ülkelerde, bu altyapı bileşenlerinden birçoğu bulunmamaktadır. Mevcut olmayan veya yetersiz bulunan altyapı bileşenlerinden ötürü, ilk nükleer santral projeleri "özel sektör" için oldukça riskli projelerdir. Yetersiz altyapı bileşenlerinin projelerde gecikmelere ve maliyet artışlarına neden olması ve daha önceden öngörülemeyen sayısız proje risklerini tetiklemesi ve oluşturması, neredeyse kaçınılmazdır. Dolayısıyla, ilk nükleer santral projeleri genellikle

kamu projesi olarak kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirilir ve bu projelerle beraber ülkenin nükleer enerji altyapısı da tesis edilir.

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı, nükleer enerjiye ilk kez yönelmekte olan ülkelere, "Kilometre Taşı" yaklaşımı adını verdiği bir yöntemi tavsiye etmektedir. Bu yöntem göre, nükleer enerjinin bir ülkeye girişi sırasında üç fazlı bir altyapı geliştirme çalışmasının yapılması gerekmektedir.

Birinci fazda (Faz 1), 19 altyapı bileşeni ile ilgili kıyaslama, mevcut durum değerlendirilmesi ve eksiklik analizi gerçekleştirilmekte, eksiklikler projelendirilmekte ve program bütçesi hükümet onayına sunulmaktadır.

İkinci fazda (Faz 2), onaylanmış program bütçesi kullanılarak, birinci fazda saptanan eksikliklerin tamamlanmasına yönelik altyapı projeleri gerçekleştirilmektedir.

Nükleer santral inşasına başlanması ise ancak üçüncü fazda (Faz 3) olmaktadır.

Rusya Federasyonu (RF), ülkemizde nükleer enerjiye yönelik sağlıklı bir altyapı olmadığını bildiği halde, Türkiye'deki ilk nükleer santralin inşa edilmesi, santral sahipliği ve işletilmesi işine girişmiş bulunmaktadır. Ticari ve proje risklerinin ciddiye alınmaması ve önemsenmemesi, Akkuyu projesinin, RF için ticari yatırımdan çok stratejik bir önem taşıdığına işaret etmektedir. RF'nin, altyapı eksiklikleri olan bir ülkede, bütün proje risklerini adeta göz ardı ederek, ilk nükleer santral projesine talip olması, Türkiye'deki kamu yönetiminde nükleer çalışmalar ile ilgili temelsiz bir özgüven oluşturmuş ve altyapı ile ilgili çalışmalara yeterince önem verilmemiştir.

Altyapı ile ilgili sorun öbekleri aşağıda özetlenmeye çalışılmıştır.

### 2. STRATEJİK YAKLAŞIM YOKSUNLUĞU

• Türkiye, RF'ye doğal gaz, petrol ve taş kömürü temini açısından, büyük oranda bağımlı bulunmaktadır. Genel olarak doğal gaz, özel olarak RF'den ithal edilen doğal gaz bağımlılığı azaltacağı öne sürülen nükleer enerjideki lisanslı tek sahasının; RF'nin bir kamu şirketine, bir dizi ayrıcalıklı, altın tepsi içinde sunulmasının, enerji yönetiminde olması gereken akılcılık ve mantık yönünden, hiçbir açıklanabilir tarafı bulunmamaktadır. Türkiye'nin Akkuyu'da muhatap aldığı kuruluşun, bir RF kamu şirketi olması, RF tarafının, Akkuyu Projesini, salt ticari açıdan bakmanın ötesinde, RF devletinin stratejik hedefleri açısından da değerlendirebileceğini düşündürmektedir. Uluslararası alanda enerjiyi "dış politika silahı" olarak kullandığı bilinen RF'ye, hükümetler arası ikili anlaşma ile Akkuyu Projesinin nerede ise kayıtsız-şartsız teslim edilmesinin büyük bir stratejik hata olduğu aşikârdır.

• Yüzölçümünün yaklaşık %42'si, 81 ilinin 55'i, sanayinin ve barajların büyük kısmı birinci derece deprem bölgesinde bulunan ülkemiz, dünyadaki önemli deprem ülkeleri arasında gösterilmektedir. Türkiye gibi ülkelerde, uygun sahaların sayısının oldukça az olması nedeniyle nükleer santral sahası bulmak zordur. Diğer yandan, deprem ülkelerinde bu sahaların geliştirilmesi de nispeten daha pahalıdır. Bu durum, Türkiye gibi ülkelerdeki nükleer santral yapımına uygun sahaları stratejik açıdan çok daha

önemli hale getirmektedir. Stratejik açıdan önem taşıyan bir sahayı, enerji kaynakları açısından bağımlı bulunulan başka bir devletin kontrolüne bırakmak, bu nitelikteki nadir sahaları stratejik açıdan iyi değerlendirememek anlamına gelmektedir. Bu uygulama ile, uzun vadede, öyle bir tercih yapılması halinde, yerli nükleer santral programının geliştirilmesinde kullanılabilir bir saha, enerji açısından bağımlı bulunulan başka bir ülkeye, en az 50-60 yıl süreyle tahsis edilmektedir.

- Sahip oldukları 500 MW kapasiteli bir doğal gaz santralinin yanı sıra, yeni santraller satın alarak elektrik sektöründe daha faal olmayı öngören RF, Akkuyu NES projesiyle tesis edilecek 4.800 MWe'lık kurulu güç ve elektrik üretim sektöründe faal olmayı öngören RF şirketleri eliyle, uzun vadede Türkiye'deki elektrik fiyatlarını etkileme ve yönlendirme imkânını da elde etmiş olacaktır. Yabancı bir devlete, hem doğal gaz açısından bağımlı olunması ve hem de elektrik fiyatlarını; doğal gaz fiyatları ve nükleer elektrik üretimiyle etkileme olanağının verilmesi, siyasal iktidarın, iddia ettiğinin aksine, enerjide hiçbir "stratejik derinliği" olmadığını ortaya koymaktadır.

### 2.1 NÜKLEER ENERJİNİN GELİŞTİRİLMESİNDE STRATEJİ YOKSUNLUĞU

- Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'nın, nükleer enerjiye girmek isteyen ülkeler için tavsiye ettiği Kilometre Taşı yaklaşımında "Faz 1" diye ifade ettiği faaliyetler (altyapı ile ilgili bir kıyaslama, mevcut durum değerlendirmesi ve eksiklik analizi, eksikliklerin projelendirilmesi ve altyapı eksiklik projelerinin tek bir program altında bütünleştirilmesi, program bütçesi-

nin hükümetin onayına sunulması vb. çalışmalar) **gerçekleştirilmemiştir**. Hali hazırda, ülkemizin "Faz 2" aşamasının sonlarında ve inşaata başlamaya hazır halde olduğu varsayılmaktadır. Oysa Türkiye'nin nükleer enerji altyapısının geliştirilmesine yönelik bütünleşmiş bir programı, planı ve bu programa yönelik hükümet onayından geçmiş bir altyapı geliştirme bütçesi bulunmamaktadır. Siyasal iktidarın nükleer enerji alanındaki çalışmaları, "kervan yolda düzülür" gibi bilim ve teknik dışı bir yaklaşım ile yürütülmektedir. Altyapı ile ilgili mevcut stratejik yetersizlik, önümüzdeki günlerde gündemdeki NES projelerinde büyük sıkıntıların ortaya çıkmasına sebep olacaktır. Hatta bu sıkıntılar daha santral inşasına başlanmadığı bu günlerde bile gündeme gelmeye başlamıştır. CED süreci tamamlanmadan, adeta yangından mal kaçırırımışçasına yapılan inşaat çalışmaları, deniz yapıları temel atma törenleri vb. yanlış uygulamalar, ileride daha başka sorunlara da neden olabilecektir.

### 2.2 BU ACELE NİYE?

- Nükleer enerji ve NES yatırımlarının gerçekleştirilmesi konularında faaliyet gösteren kuruluşların yönetim kademelerine, yeterli etüt ve çalışma yapmadan, aceleci şekilde hareket etme, hızlı ve çabuk sonuç alınan yöntemleri tercih etme ve bu yönde geri dönüşü olmayan adımlar atma anlayışının egemen olduğu gözlemlenmektedir. Oysa nükleer enerji, altyapının çok önemli olduğu, yavaş, bilinçli ve planlı adımların atılması gereken bir alandır. Bu alanda, "en büyük hataların başta yapıldığı" bilinmektedir. Nükleerde hızlı ve kestirme adımlar, teknolojinin doğası gereği riskli kabul edilmektedir.

### 3. ÇALIŞMALARIN İÇERİK VE YÖNTEMİNDEKİ SORUNLAR

- Nükleer enerji faaliyetlerine katılan bütün kurum ve kuruluşlarda, doğru bir "liderlik ve güvenlik kültürü" temeline dayalı etkin ve işlevsel bir yönetim anlayışı, işleyişi ve sisteminin oluşturulması gerekmektedir. Oysa bugün nükleer enerji faaliyetlerine katılan kurum ve kuruluşların birçoğunda, en temel anlamda ISO 9001 gibi yaygın kalite yönetim sistemleri bile bulunmamaktadır. Liyakate dikkat edilmezken, bilgili ve deneyimli uzman kadrolar işlevsizleştirilirken, insan kaynaklarının yeni mezun gençlerden veya uzmanlık alanları enerji olmayan sektör dışından atanan kişilerden oluşturulduğu gözlenmektedir.
- Normalde, nükleer santral yapmak isteyen ülkelerin, ilk atması gereken adımlardan bir tanesi, dünyadaki mevcut reaktör teknolojileri üzerine bir "teknoloji değerlendirmesi" gerçekleştirmektir. Bu amaçla nükleer santral tedarikçilerine soru formları gönderilip, tedarikçilerden alınacak yanıtlara göre, ülke için en iyi olacak reaktör teknolojilerinin belirlenmesi ve ihale süreci öncesinde, şartnameler ve sözleşme görüşmelerine esas metinlerin, bu bilgiler ışığında hazırlanması gerekmektedir. Önemli hususlardan bir tanesi, nükleer santral kurmayı öngören ülkenin, çalışmaların daha ilk aşamalarda, kuracağı reaktörler için "ülke gerekleri ve şartnameleri" belgesinin hazırlanmasıdır. Bu belge, santral sahası ile ilgili bilgiler, lisanslama otoritesinin gerekleri, işletici kuruluşun talepleri ve yeni teknoloji ile ilgili hususlardan oluşmakta, ülkede kurulması istenen santralin sahip olması gereken özellikler listelenmektedir. Bunun için, EPRI [2], EUR [3] gibi santral işleten kuruluşların oluşturduğu

birliklerin hazırladığı gereklerden ve şartnamelerden faydalanılması tavsiye edilmektedir. Türkiye'de böyle bir belge hazırlanmadığı gibi, nükleer santrallerin 4-5 sayfalık kısa anlaşmalar ile yaptırılmaya çalışılması, nükleer enerji işinin siyasi iktidar, ETKB ve ilgili diğer kurumlar tarafından, ne kadar basite indirildiğini ve ne kadar gayri-ciddi bir şekilde ele alındığını açıkça göstermektedir.

Ülkemizde son nükleer santral çalışmalarında herhangi bir ihale süreci söz konusu olmamıştır. Bir rekabet ortamında karar verilmemişinden dolayı, santraller için fiyat olarak; en ekonomik alternatifin, en yüksek, en güvenli teknolojinin ve yerlileştirmeye en uygun tasarımın seçilip seçilmediği kafalarda hep soru işareti olarak kalacak ve bugüne değin yanıtlanmamış olan bu hususlar, sürekli olarak sorgulanacaktır. Türkiye'de nükleer santral inşa etme "modeli"nin, yabancı santral sahipliğine dayanması ve tüm sorumluluk ve karar verme erkinin yatırımcı yabancı şirkete devredilmesi nedeniyle; inşa edilecek santrallerin nükleer ada, türbin jeneratör, elektrik sistemleri, ölçü-kontrol, nükleer güvenlik, kimyasal sistemler, inşaat işleri gibi alt konu başlıklarında ve bu başlıklarla ihale değerlendirmeleri, sözleşme görüşmeleri, tasarım onayları vb. çoğaltılabilecek birçok noktada, ilgili yerli uzman gruplarının değerlendirilmelerini içermeyecektir. Rusya'dan nükleer santral satın almış ve zorunlu ön çalışmaları yapmış olan, Finlandiya ve Çin gibi ülkelerin, tesis tasarımlarına güvenlikle ilgili sebeplerden ötürü müdahale ettiği ve tasarımlarda değişiklik talep ettiği bilinmektedir. Oysa Türkiye'nin izlediği yanlış yöntemle, yatırımcı taraf ne yaparsa kabul edilmesi ile sonuçlanacak, lisanslama dışındaki mühendislik süreçlerinden hiç birisi Türk tarafının kontrolünde bulunmayacaktır. Diğer yandan, lisanslama sü-

recinde de yabancı danışmanların etkin olması söz konusudur.

### 4. NÜKLEER GÜVENLİKLE İLGİLİ YANIT BEKLEYEN SORULAR

- Akkuyu nükleer santral sahiplik modeli nedeniyle, santralin ömrü boyunca, Türkiye'nin nükleer güvenliğinin Rus şirketinin/devletinin eline bırakılması ve kendi nükleer güvenliği ile ilgili Rus tarafına isteklerde bulunmak zorunda kalması/kalacak olması kabul edilebilir mi?
- Lisanslama otoritesinin karşısında bir özel sektör şirketinden çok, özellikle doğal gaz açısından, birincil düzeyde bağımlı bulunulan RF bulunmaktadır. Doğal gaz açısından bağımlı olunan bir devletin sahip olduğu nükleer santrale, Türkiye'nin nükleer lisanslama kuruluşunun nükleer güvenlikle ilgili lisans yatırımlarında bulunması zor olmayacak mıdır? Lisans sahibinin enerjide bağımlı olduğumuz bir devlet olması, nükleer lisanslama ve denetlemenin sağlıklı bir şekilde yürütülmesini zorlaştırmayacak mıdır?
- "Milli Enerji", "dışa bağımlılığı azaltacak" gibi yanlış olan ve seçim propagandasını andıran reklam temaları, siyasal iktidarın temsilcilerince sık sık tekrarlanan 2023 nükleer santral hedefleri; lisanslama otoritesi personelinin, inşaat ve işletme lisansı değerlendirmeleri sırasında nükleer güvenlikle ilgili bilimsel ve teknik kaygılarını özgürce dile getirmelerine engel olmayacak mıdır?
- Nükleer santral programına katılan kuruluşların birçoğunda, tecrübeli nükleer güvenlik uzmanlarının bulunmadığı görülmektedir. Ayrıca nükleer güvenlikle ilgili kaygılarını dile getirenlerin dışlandığı da belirlenmiştir. "Nükleer Güvenlik" gibi yaşamsal öneme sahip bir uzmanlık alanına, projeleri "engellemeye" çalışan bir olgu olarak bakılması, çok

sakıncalı ve ülke güvenliği açısından yanlış bir anlayış ve uygulama değil midir?

- Nükleer santralin hem sahibi hem de tedarikçisi RF olduğundan, nükleer santral yatırımlarında, santral sahibi tarafından gerçekleştirilmesi gereken "tasarımın gözden geçirilmesi"ni" de Rus tarafı kendi içinde gerçekleştirecektir. Tasarımın, bağımsız yerli uzmanlarca gözden geçirilmesi söz konusu olmayacağından, lisanslama kuruluşu personelinin üzerine bu açıdan da çok büyük yük binecektir. Diğer yandan, "tasarımın gözden geçirilmesinin", Türkiye lisanslama otoritesinin görevi olmamasının yanı sıra, bu kuruluşun, bu konuda tecrübesi bulunmadığı da bilinmektedir. Örneğin Finlandiya'da son inşa edilmekte olan EPR reaktörü için (Olkiluoto 3) Fin lisanslama otoritesinin (STUK) "tasarım gözden geçirme" çalışmasını yapması gerekmiştir. Yapımcı şirket AREVA, STUK'un bunu 7 ayda tamamlayabileceğini öngörmüş; fakat STUK'un bunu tamamlaması tam 20 ay sürmüştür. Bu proje'nin hâlihazırda 8 yıla yakın gecikeceği, maliyetinin de yaklaşık bir buçuk kat artacağı tahmin edilmektedir [4].
- RF'ye daha önce nükleer santral siparişi vermiş Finlandiya ve Çin gibi ülkeler, satın aldıkları tasarıma büyük ölçüde müdahale etmiştir. Örneğin Finlandiya, 1977'lerde inşa ettiği iki adet VVER440 model (Lovisa 1 ve 2) nükleer santral ünitesini satın alırken, tasarımı Finlandiya gereklerine uydurabilmek amacıyla reaktördeki bazı Rus teknolojilerini Westinghouse ve Siemens tasarımları ile değiştirmiş, sonuçta, ortaya espri olsun diye "Eastinghouse" tasarımı olarak adlandırılan Sovyet-Batı tasarımı karışımı yepyeni bir model çıkmıştır [5]. Aynı şekilde Çin, Rusya'dan Tianwan nükleer santralini satın alırken, bazı Rus teknolojilerini istememiş,

santralin kontrol odası, güvenlik, koruma sistemleri tasarımını Siemens liderliğindeki uluslararası bir konsorsiyuma yaptırmıştır [6]. Türkiye, santrali satın almadığı ve santralin ömrü boyunca sahibi RF olacağından, böyle müdahaleler yapması da mümkün olmayacaktır.

- Rus şirketin basına yaptığı açıklamalarda, kurulacak tesisin 9 şiddetindeki depreme dayanıklı olacağı temasının sürekli olarak işlenmekte olduğu görülmektedir. Diğer yandan, standart VVER1200 tasarımının 0,25 g (maksimum yer ivmesi) değerine göre hazırlanmış olduğu bilinmektedir [7]. Bazı tanınmış deprem uzmanları tarafından Akkuyu sahası için tasarım g-değerinin 0,4 g olabileceği açıklanmıştır. 0,3 g'nin üzerinde yer ivmesi tasarımıyla, nükleer santral yapma tecrübesine dünyada sadece Japon'ların sahip bulunduğu da ifade edilmektedir. Bu durumda, VVER1200 için tasarımın 0,4 g değerine göre yeniden yapılması, güvenlikle ilgili sistem ve bileşenlerin, bu düzeydeki yer ivmesi deprem şartlarına dayanımı sağlayacak özelliklerin planlanması, tasarlanması ve uygulanması zorunlu değil midir? Deprem tasarımı açısından bu vasıfta bir deneyimi bulunmayan RF tarafının, 0,4 g civarı yer ivmesi için tasarımı sağlıklı bir şekilde nasıl gerçekleştireceği, Türk tarafınca da bu tasarımların nasıl denetlenip onaylanacağı belirli midir? Deprem esnasında hasar gören bir santral yapısındaki/bileşenindeki hasarın, santralin diğer bileşenleri üzerindeki olası etkilerini saptamaya yönelik herhangi bir çalışma yapılmış mıdır? Tesis inşaatı için en önemli ölçüt olmayan, deprem şiddeti ölçütü sürekli gündemde tutulurken, deprem tasarımı açısından hayati önemi olan g-değeri (maksimum yer ivmesi) neden gündeme getirilmemekte, neden dikkate alınmamaktadır?

#### 4.1 YAKIT ÇEVİRİMİ

VVER-1200 reaktörlere dünyada sadece Rus TVEL şirketi yakıt sağlayabilmektedir. Bu da yakıt kaynağında çeşitlilik amacı ile uyuşmamaktadır ve Rusya'ya, ilave bir bağımlılık getirecektir. Örneğin 2007 yılından itibaren 3 Baltık ülkesi, İgnalina sahasına yakın bir konuma yeni bir nükleer santral yapmaya karar vermiştir. Bu sahada geçtiğimiz yıllarda Rus yapımı RBMK türü eski bir reaktör modeli bulunmakta idi. Litvanya, yeni inşa edilecek nükleer santrali Ruslardan almak istememiş, sebep olarak da Rus reaktörlerinin yakıtının sadece tek bir firma tarafından (TVEL) sağlanabiliyor olmasını ve bu durumun da Litvanya'nın milli politikasında yer alan "yakıt kaynaklarının çeşitlendirilmesi" ilkesine aykırı olmasını göstermiştir [8].

Rus tarafı yakıt teknolojisini çok iyi saklamıştır. Hatta ortak bir tarihi olan yakın komşusu Ukrayna'ya 19 adet Rus yapımı nükleer reaktör kurmuş olmasına karşın, yakıt teknolojisini sağlamamıştır. Ukrayna, Rusya'nın tepkilerini göğüsleyerek, bağımlılığı kırmak için Westinghouse ile ortak yakıt imalat çalışmaları yapmak zorunda kalmıştır [9].

#### 4.2 EMNİYET

ABD gibi bazı ülkeler, kendi ülkelerinde yabancılara nükleer santral lisansı verilmesini yasaklamıştır [10]. Bunun sebebi, nükleer santrallerin normal işletmesi sırasında tonlarca yüksek seviyeli nükleer radyoaktif madde içermesidir. Bu tehlikeli maddelerin ülke sınırları içinde **yabancı bir ülkenin** denetiminde olması, tesisin bulunduğu konumda bir ulusal güvenlik açığının doğmasına neden olmaktadır. Ülkemizde de tahıl ambarı olan Konya ovasının hemen güneyinde, turizm merkezi Akdeniz'in tam ortasında, yüksek seviyeli radyoaktif atıkların, bir başka devletin sahip olduğu bir şirketin kontrolüne bırakılması, uzun vadeli bir ulusal güvenlik açığı doğmasına neden olacaktır.

#### 4.3 FİNANSMAN VE MALİ DESTEK

Tesis yapımı için herhangi bir ön finansman çalışması gerçekleştirilmemiştir. Tek bilinen şey, Akkuyu projesinde bütün finansmanın RF tarafından sağlanacak olmasıdır. Rus tarafının Akkuyu'nun finansmanının bir kısmını Batı kaynaklarından arayacağı söylenmiştir. RF'nin Kırım'ı ilhak etmesinin ardından, ABD ve AB'nin RF'ye uygulamakta olduğu ambargo, Akkuyu projesinin finansman imkanlarını nasıl etkileyecektir? Diğer yandan, bazı RF imalatı reaktörlerde kullanılmakta olan Batı sistemleri, örneğin VVER1200 santrallerinden Siemens'in bazı sistemlerinin kullanılması gibi, Akkuyu santralinde de kullanılacak mıdır ve son ambargolar ışığında Batı kaynaklı bu sistemlerin temin edilmesinde sıkıntılar ortaya çıkacak mıdır?

Mevcut sahiplik modeli, ülkenin en önemli problemleri arasında yer alan dış ticaret açığına çözümsüz bir öge daha ekleyecektir. Yerli halka elektrik satarak büyük miktarlarda para kazanacak olan yabancı şirketler, santralin işletmede kaldığı süre boyunca (en az 60 yıl) elde ettiği kârları ya ülkesine taşıyacak ya da kendi açısından önem taşıyan stratejik diğer yatırımlara yönlendirecektir. Örneğin yüksek alım fiyatları ve alım garantileri nedeniyle, Rus tarafının santralin işletmede kaldığı süre boyunca; büyük miktarlarda net kâr elde edebileceği kabul edilirse, hâlihazırda Rusya ile Türkiye arasındaki dış ticarete Rusya lehine bulunan dengesizliğin, daha da artacağı dikkate alınmakta mıdır? Nükleer santraller için dünyada ilk kez denemeye çalışılan yabancı sahipliği modeli nedeniyle, ülkemizin genel olarak dış ticaret açığı ve cari açık problemleri daha da artmayacak mıdır? Ayrıca, santral sahibi olacak ülkeler ile Türkiye arasındaki dış ticaret dengesi santral sahibi ülke lehine daha da bozulmayacak mıdır?

#### 4.4 LİSANSLAMA VE YASAL ALTYAPISI

Ülkemizde nükleer santrallerin güvenli bir şekilde inşa edilmesini ve işletilmesini temin etmeye yönelik denetimlerin ve analizlerin yapılması ile sorumlu bulunan kuruluş, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'dur (TAEK). Bu kurumun "nükleer güvenlik" için, her şeyin üzerinde olacak şekilde kararlar üretmesi önem taşımaktadır. Bunun sağlanabilmesi için TAEK'in bağımsız bir yapıya sahip olması gerekmektedir. Oysa TAEK, nükleer santral projeleri reklamını da kendisine vazife gören, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı teşkilat yapısı içinde, "İlgili Kuruluş" olarak görev yapmaktadır [11]. Bu durum, lisanslama kuruluşunun bağımsızlığı ilkesi ile çelişmektedir. TAEK, bu örgütsel şartlar altında nükleer güvenlikle ilgili bağımsız kararlar üretebilecek yetiye sahip bulunmakta mıdır? Bu durum, Türkiye'nin taraf olduğu Uluslararası Nükleer Güvenlik Konvansiyonu'na da aykırı değil midir [12]?

Ülkedeki yasal altyapıyı, nükleer santral inşaat ve işletmesine uygun hale getirmek üzere gerçekleştirilmesi düşünülen bir **yasal altyapı geliştirme programı** bulunmamaktadır. Çıkarılması gereken yasa ve yönetmeliklere yönelik bir planlama ve hazırlık bulunmamakta, yumurta kapağına geldiği anda, düzenlemeye acil ihtiyaç duyulduğu zmandan itibaren düşünölmeye başlandığı görölmektedir. Normalde, nükleer enerjiye yönelen bir ülke, inşa edilecek ilk nükleer santrali tedarik eden ülkenin lisanslama kod, standart ve yönetmeliklerini kendisine uyarlamaktadır. Aslında bu uyarlama süreci ve çalışmalarına, bir anlamda, nükleer santral lisanslama ve denetleme altyapı teknolojisinin transferi gözüyle bakmak mümkündür. Bugün ülkemizde, her santral sahasına tamamen farklı ülkelerden tasarımlar yaptırılmaya çalışılmaktadır. Bu da her tedarikçi ülkeden ayrı ayrı kod ve standartların ülkemize taşınması anlamı taşımaktadır. Bu standartlar ülke-

ler arasında farklılıklar gözetmektedir. Bazı ülkelerin gerekleri çok daha sıkı olabilmekte ve hatta farklı ülkelerin kod, standart ve yönetmeliklerinin, bazı durumlarda çeliştiği de bilinmektedir. Nükleer enerjiye ilk girişte zaten yeterli ve tecrübesiz insan kaynaklarına sahip bir ülkenin, farklı farklı lisanslama altyapılarını kendisine entegre etmeye çalışması hem büyük çelişkiler hem de gereksiz yükler ve kafa karışıklıkları oluşturmayacak mıdır?

#### 4.5 ENDÜSTRİYEL KATILIM

Akkuyu'ya Rus VVER1200, Sinop'a Japon ATMEA, belirsiz başka bir sahaya da Çin AP1000 ve CAP1600 veya işletme halinde örneği bulunmayan 3-4 farklı prototip reaktör, yabancı şirket sahipliğinde yaptırılmaya çalışılmaktadır. Oysa bu işe yeni giren ülkelerin ilk nükleer santral projelerinde; daha önce inşa edilmiş bir ünitenin benzerini yapmaları ve seçilen tasarımın olgunlaşmış ve lisanslama sorunlarının çözülmüş olması tavsiye edilmektedir. Ülkemizin, Fukushima kazası sonrası reaktör tasarımcılarının satamadıkları tasarımlarını denemek istedikleri bir "denek" ülke haline getirilmeye çalışılması, kaygı verici değil midir?

**Yabancı şirket sahipliğinde** nükleer santral yapılmasına yönelik olarak izlenmekte olan yöntem, teknoloji transferine de uygun değildir. Bunun sebebi, nükleer teknolojinin normalde dünyada paylaşılmak istenmeyen ve çok iyi saklanan stratejik bir teknoloji olmasıdır. Teknolojiyi transfer etmiş ülkeler, santral satın alımı sırasında; sözleşmeye ekledikleri ülke çıkarlarını gözeterek maddeler, teknoloji transferi ve oluşturdukları kaliteli örgütsel yapılar sayesinde başarılı olmuştur. Yabancı şirketlerin, kendilerinin yapıp işlettikleri nükleer santralde teknoloji transferi ve yerli katkı da çok sınırlı kalacaktır.

Ülkemizde, teknoloji transferi deyince kablo, vana, pompa, vs. "hard" teknoloji öğeleri imalatı akla gelmektedir. Oysa teknoloji transferi ve yerleştirir-

menin kalbi; proje yönetimi, program yönetimi, tasarım mühendisliği, vs. gibi "soft" teknolojilere dâhil olmaktır. Ülkemizin bu açılardan çok zayıf olduğu bilinmektedir. Yerleştirme çalışmalarını ile ilgili olarak, üst yöneticilerin "hard" teknoloji odaklı yanlış yönlendirilmeleri de "soft" teknolojiler konusunda ülkemizin atması gereken adımları engellemektedir. Örneğin yabancı sahipliği üzerine kurulu santral inşa etme modelinde, "Soft Technology" sınıfına giren "nükleer santral proje yönetiminin" (işlerin yapılış sırası, kullanılacak kaynaklar, neyin nerden alınacağı, maliyetler vs.), yerli kaynaklarca öğrenilmesi neredeyse mümkün değildir.

Başarılı nükleer santral uygulamasına sahip ülkelerin standart tasarıma gittikleri, belirli bir tasarımı yerleştirerek, yerli imkânlarla sürekli geliştirdikleri, aynı standart tasarımı çok sayıda projede uyguladıkları ve bu standart tasarımla dünya pazarına açıldıkları görölmektedir (Almanya, Fransa, Güney Kore, Çin, vs.). Dolayısıyla yerli katkıda başarı için farklı farklı modeller inşa etmeye çalışmak yerine, Türkiye şartlarına ve yerli katkıya en uygun bir tasarım belirleyip, bunun standart bir tasarım olarak yerleştirilmeye çalışılması gerekmektedir. Ayrıca yerlileştirme programlarının, bütün enerji sektörünü kapsayacak şekilde öngörülmesi gerekmektedir. Çünkü kömür, doğal gaz ve nükleer santrallerin ortak bileşenleri bulunmaktadır. Ayrıca daha karmaşık teknolojilerin yerleştirilmesi, daha basit teknolojilerin yerleştirilmesi tecrübesi ile yakından ilgilidir.

Ticarileştirme sağlam bir "standardizasyon" kültürü gerektirmektedir. Diğer yandan, ülkemizdeki elektrik sektöründe standardizasyon kültürünün oldukça zayıf olduğu görölmektedir. Örneğin Türkiye'de işletme halindeki santrallerin ana ekipmanları, farklı farklı tedarikçilerden temin edilmiştir. Bunlar arasında Siemens, Alstom, Skoda ve Mitsubishi tasarımları bulunmaktadır.



Hatta geçmiş yıllarda inşa ettirilen bir santralin kazan kısmının Batı, türbin kısmının ise Doğu (Sovyet) teknolojisi içerdiği görülmüştür. Her seferinde ihtiyaç duyulan ekipmanların, en ucuzu temin edilmeye çalışılırken, işletilmesi zor ve pahalı bir üretim portföyü oluşturulmuştur. Aynı şey hidrolik santraller için de geçerli bulunmakta ve aynı hata bugünlerde özel sektör tarafından da tekrarlatılmaktadır. Bugün nükleer enerjide de 3-4 farklı projede, yabancı sahipliğinde tasarım yaptırılmaya çalışıldığı görülmektedir. Akkuyu'ya Rus VVER1200, Sinop'a Japon ATMEA, belirsiz başka bir sahaya da Çin AP1000, bir başka sahaya da CAP1600 tasarımlarının adı geçmektedir. Dolayısıyla nükleer enerjide bir "standardizasyon" ile ilgili tedbirlerin alınmaması, yerleştirmeyi olumsuz etkilemeyecek midir? Bir adım sonrasında, ülkemizin tedarikçilerin yeni tasarımlarını denedikleri bir nükleer teknoloji çöplüğü haline gelmesi söz konusu olmayacak mıdır?

Nükleer santral teknolojisini yerleştirmede başarı sağlamış ülkelerde, hidrolik santraller, kömür santralleri gibi daha basit enerji üretim teknolojilerinin yerleştirmesi sırasında edinilen tecrübeler, nükleer santral çalışmalarında da kullanılmıştır. Örneğin termik santrallerin türbin adası ile nükleer santrallerin türbin adası, birçok açıdan birbirine benzemektedir. Termik santrallerde türbin adası kısmının yerleştirme çalışmalarında başarılı olmuş bir ülke, nükleer santral çalışmalarına yönelik yolun önemli bir kısmını kat etmiş olmaktadır. Ülkemizde termik ve hidrolik santrallerin yerleştirilmesine önem verilmediği veya bu konuda gerçekleştirilen sınırlı sayıda çalışmada da çeşitli sebepler yüzünden bir başarı elde edilemediği görülmektedir. Dolayısıyla bu durumun nükleer santrallerin yerleştirme çalışmalarını olumsuz etkilemesi de kaçınılmazdır. Yerli firmaların ilgi-

lerinin hafriyat, inşaat vb. kalemlerde yoğunlaştığı gözlemlenmektedir.

Güney Kore'de inşa edilecek bütün termik, hidrolik, nükleer ve rüzgâr santralleri imalatının DOOSAN'a yaptırılması zorunludur. Bu açıdan hükümet tarafından koruma programı uygulanmaktadır. Enerji sektöründeki bütün alım ve imalatlar bir huniden geçirilmektedir. G. Kore'de devlet, santral ekipmanlarının yerli imalatı için Changwon'da Korea Heavy Industries adı altında dev bir ağır sanayi tesisi kurmuştur. Devletin teknoloji transferi politikası çerçevesinde geliştirilen bu tesisler, 2000 yılında yerli bir ağır sanayi ve inşaat kuruluşuna eklenmiş ve "Doosan Heavy Industries & Construction" adını almıştır (KHI ismi Doosan olarak değişmiştir). Doosan 1962 yılından bu yana, ağır sanayi ve inşaat alanlarında faaliyet göstermektedir. Ülkemizde sözleşme bedeli 10 milyon ABD doları ve üzeri olan savunma harcamaları, Savunma Sanayi Müsteşarlığının uyguladığı OFFSET mekanizmasına tabii tutulmaktadır <sup>[13]</sup>. Bu yolla savunma sanayinde birçok teknolojinin yerleştirilmesi ve yerli sanayi firmalarının imkân ve kabiliyetlerinin kullanılması mümkün olmuştur. Benzer bir yapının enerji sektörü için de oluşturulması, ülkedeki enerji sektörü ile ilgili maliyeti belirli bir değerin üzerindeki bütün dış alımların, ülkenin dış ticaret dengesi ve teknoloji edinimi bakış açısı ile tek bir huniden geçirilmesinde fayda vardır.

Rus tarafı, VVER tipi santrallerde tek imalatçı olması nedeniyle, altyapı ile ilgili hususlarda Türk tarafının önüne sürülmüş yeni sözleşmeler getirebilecektir.

#### 4.6 İNSAN-KAYNAKLARI

Türkiye'de nükleer enerjiye ilk girişini organize etmesi gereken kamu sektöründe insan kaynakları, maalesef bilimsel yöntemler ışığında yönetilmemektedir. Yazboz tahtası gibi kadrolar oluşturulup dağıtılmakta, kadrolara kaliteli ve ehliyetli personelin istihdamı personel yönetmeliklerinin yanı-

sıra, siyasi engellere takılmakta, etkin insan kaynakları planlaması bir türlü yapılamamaktadır. Nükleer sektörde nitelikli insan gücünün yetişmesi ve tecrübe kazanması yıllar süren bir süreçtir. Hâlbuki ülkemizde kadrolar anlık kararlarla ehliyete bakılmaksızın oluşturulmakta, daha sonra da yine anlık kararlarla dağıtılabilmektedir. Dolayısıyla ehliyetli, tecrübeli ve kaliteli kadrolar oluşturulamamakta, yüksek teknolojiye yönelik uzun soluklu çalışmalar organize edilememektedir.

Türkiye'nin nükleer enerjiye yönelik insan kaynakları yetiştirme programı, Rus devletinin Akkuyu'nun işletmesi için yetiştirdiği işletme personeline indirgenmiş olduğu görülmektedir. Diğer yandan, ülke gençlerinin, gelecekte Türkiye toprakları içinde çalışma dili Rusça olacak bir tesiste, Rus devletine yaklaşık 10-15 yıl hizmet edecekleri bir mecburi hizmet anlaşması imzalamalarına aracılık edilmesi ne kadar sağlıklı bir politikadır?

#### 4.7 SATIN-ALMA

Nükleer santral proje yönetimi çok karmaşık ve uzun süren bir süreçtir. Genellikle 5-20 yıl arasındaki bir süreyi kapsamakta ve çok karmaşık müşteri-tedarikçi yönetimine ihtiyaç duymaktadır. Santrallerimizin yabancıların sahipliğinde yapılması, nükleer santraller konusunda satın-alma tecrübesine sahip yerli uzmanların yetişmesini de engelleyecektir.

#### 5. SONUÇ

Türkiye'nin nükleer enerji santral projeleri ile ilgili olarak yukarıda verilen bilgiler, yapılan değerlendirmeler ve yanıtlanmaları için yöneltilen sorular, genel olarak enerji yatırımlarının, özel olarak da nükleer santral projelerinin, ülke kamuoyunun bilgisi ve erişimi dışında, kapalı kapılar ardında yapılan görüşmelerin ve pazarlıkların konusu olmaması gereğini vurgulamaktadır. Bütün süreçler açık, şeffaf, erişilebilir ve denetlenebilir olmalıdır.

Benzer sorunlarla karşı karşıya kalınmaması ve yaşanan sorunların artmaması için, ilgili tüm kesimlerin katılımıyla ve şeffaf bir anlayışla ciddi bir Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı hazırlanmalı ve uygulanmalıdır.

#### KAYNAKÇA

1. "Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power" (IAEA Nuclear Energy Series NG-G-3.1), VIENNA, 2007. ([http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1305\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1305_web.pdf)).
2. "Advanced Nuclear Technology: Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document, Revision 13", EPRI 05-Dec-2014. (<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001018397>).
3. "European Utility Requirements (EUR) for LWR Nuclear Power Plants", (2012). (<http://www.europeanutilityrequirements.org/Documentation/EURdocument.aspx>).

4. "Olkiluoto Nuclear Power Plant", Wikipedia (2.6.2015) ([http://en.wikipedia.org/wiki/Olkiluoto\\_Nuclear\\_Power\\_Plant](http://en.wikipedia.org/wiki/Olkiluoto_Nuclear_Power_Plant)).
5. "Loviisa Nuclear Power Plant", Wikipedia (2.6.2015). ([http://en.wikipedia.org/wiki/Loviisa\\_Nuclear\\_Power\\_Plant](http://en.wikipedia.org/wiki/Loviisa_Nuclear_Power_Plant)).
6. "Tianwan Nuclear Power Plant", Wikipedia, (2.6.2015). ([http://en.wikipedia.org/wiki/Tianwan\\_Nuclear\\_Power\\_Plant](http://en.wikipedia.org/wiki/Tianwan_Nuclear_Power_Plant)).
7. "AES-2006: Design of Modern NPP with VVER-1200 Reactor", State Atomic Energy Corporation "ROSATOM", Sayfa 30. ([http://www.atomeks.ru/mediafiles/ufiles/Asia\\_2014/materials/01\\_Sergey\\_Svetlov\\_AES\\_2006\\_Design\\_of\\_Modern\\_NPP\\_with\\_VVER\\_1200\\_Reactor.pdf](http://www.atomeks.ru/mediafiles/ufiles/Asia_2014/materials/01_Sergey_Svetlov_AES_2006_Design_of_Modern_NPP_with_VVER_1200_Reactor.pdf)).
8. "Lithuania Adopts Law on New Nuclear Power Plant", Reuters, 28.6.2007. (<http://www.reuters.com/article/2007/06/28/lithuania-nuclear-idUSL2870020520070628>).
9. "Nuclear Power in Ukraine",

World Nuclear Association, (21.5.2015) (<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/Ukraine/>).

10. "Foreign Ownership, Control, or Domination (FOCD) of Commercial Nuclear Power Plants", Amerikan Nükleer Lisanslama Otoritesi, (2015). (<http://www.nrc.gov/reactors/focd.html>).
11. "Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşlar", T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı WEB Sitesi. (<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bagli-Ilgili-ve-Iliskili-Kuruluslar>).
12. "Convention on Nuclear Safety", INFCIRC/449. (<https://www.iaea.org/publications/documents/infcircs/convention-nuclear-safety>).
13. "Savunma Sanayii Müsteşarlığının (SSM) Tedarik Faaliyetleri ve Hukuki Çerçeve", Dış Denetim, Ekim - Kasım - Aralık 2010. (<http://www.sayder.org.tr/e-dergi-savunma-sanayii-mustesarliginin-ssm-tedarik-faaliyetleri-ve-hukuki-cerceve-9-14.pdf>).

#### RAPORDA GEÇEN KISALTMALAR

BYKP	: Beş Yıllık Kalkınma Planı
EBRD	: Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETKBSB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Belgesi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EVSB	: Enerji Verimliliği Strateji Belgesi
EVGPEP	: Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı Eylem Planı
GEP	: Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
KP	: Kalkınma Planı
KP YKDEÜPEP	: Kalkınma Planı Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı
REPA	: Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TAQA	: Abu Dhabi National Energy Company
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
UAEK	: Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu
UYEEP	: Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı

## EK: KİLOMETRE-TAŞI YAKLAŞIMI VE 19 ALTYAPI ALANI

