Bölüm III

Türkiye Açısından Nükleer Enerji Ekonomisi

III

Doç. Dr. Gürkan Kumbaroğlu

Yönetici Özeti

Bu raporda nükleer enerji üretiminin ekonomik incelemesi yapılmakta, Türkiye ile Rusya arasındaki Akkuyu'da 4.800 MW'lık bir kurulu güce sahip dört üniteli bir tesis inşa edilmesine ilişkin anlaşmanın mali değerlendirmesi yer almaktadır.

2010 yılının Mayıs ayında Rusya Federasyonu Hükümeti ve Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti, Türkiye'nin Akdeniz sahilinde Akkuyu bölgesinde, her biri 1.200 MW kurulu güce sahip dört adet VVER ünitesinden oluşan bir nükleer güç santralinin kurulup sahiplenilerek işletilmek üzere Rus Devlet Atom Enerjisi Kuruluşu Rosatom'un yetkili tayin edildiği bir hükümetlerarası anlaşma imzalamıştır. Kurulacak santralin ilk ünitesinin 2019'da hizmete girmesi, diğer üç ünitenin de sonrasında aralıklarla faaliyete alınması beklenmektedir.

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ), ilk iki ünitenin üreteceği enerjinin %70'ini, üçüncü ve dördüncü ünitenin üreteceği enerjinin %30'unu, 15 yıllık bir satın alma anlaşması süresince, KDV hariç 12,35 ABD senti/kWh ortalama fiyattan satın almayı garanti etmiştir.

0,1235 ABD doları/kWh şeklindeki elektrik satın alma anlaşması ortalama fiyatı, 2009 yılı vergi hariç sanayi elektriği son kullanım fiyatının (0,1125 ABD doları/kWh) çok az üzerindeyken, vergi hariç konut elektriği son kullanım fiyatının (0,1295 ABD doları/kWh) çok az altındadır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu açıklamalarının ışığında ülkenin 2010 yılı ortalama toptan elektrik fiyatı 9,38 ABD senti/kWh olarak hesaplanmaktadır. Akkuyu anlaşmasının 2010 reel değeri model varsayımlarının 2010 reel değeri ile karşılaştırıldığında, toptan fiyatın Akkuyu anlaşmasına yönelik en yüksek fiyat tahmininden (Düşük iskonto oranlı senaryo 5.84 ABD senti /kWh) %60 daha yüksek olduğu görülmektedir. Düşük fiyat senaryosu için ise aradaki fark çok daha yüksektir (%284).

Sözleşmenin 2020-2035 yıllarını kapsayan dönemdeki bir fiyatın ortalamasına, dolayısıyla 9-24 yıl sonrasına atıfta bulunduğu göz önünde bulundurulursa; reaktörün inşası, işletimi ve bakımının yanı sıra atık nakliyesine ve yönetim faaliyetlerine ilişkin güvenlik önlem ve düzenlemelerinin doğru şekilde tanımlanması ve kaza ve nükleer sızıntı riskine karşı tatminkar düzeyde güven ve güvenilirlik sağlanması koşuluyla, imzalanan sözleşmenin ekonomik açıdan (kararlaştırılan ortalama satın alma fiyatının ilgili yıllarda nihai tüketici yansıyacak elektrik fiyatlarından çok daha düşük kalması beklendiğinden) Türkiye için avantajlı olduğu görülmektedir. Üstelik hükümetlerarası anlaşmaya göre santralin ticari işletmeye alınmasından sonraki 15 yılı kapsayacak olan elektrik satın alma anlaşmasının sona ermesini müteakip Proje Şirketinin net karının %20'si santralin ömrü boyunca yıllık bazda Türk tarafına verilecektir.

Öte yandan Rusya ile Türkiye arasında yapılan hükümetlerarası anlaşmanın aslında bağımsız bir ticari anlaşma olarak yapılmasının, ekonomik koşullar ve Rus tarafınca üstlenilen tüm riskler göz önünde bulundurulduğunda, ne

derece mümkün olabileceği tartışmalıdır. Enerji sektöründe Rusya ile Türkiye arasındaki kuvvetli işbirliği, yükselen yeni piyasalarda Rus nükleer teknolojisinin yaygınlaşmasının desteklenmesi gibi başka hususlar, bu anlaşmanın Rus tarafınca ticari kaygı ön planda tutulmadan imzalanmasında etkin olmuş olabilir. Türkiye'nin uzun vadeli resmi enerji stratejisinde öngörüldüğü üzere nükleer enerji alanında bir geleceği söz konusu olacaksa, sızıntı ve ciddi nükleer kaza olasılıkları bertaraf edildiği, atık yönetimi herhangi bir endişeye mahal vermediği ve gerekli düzenleyici ve kontrol edici mekanizmalar başarıyla yürürlüğe konduğu müddetçe anlaşma ekonomik açıdan iyi bir başlangıç noktası olarak görünmektedir. Diğer yandan Fukushima kazası sonrasında, nükleer enerjinin yer almadığı bir geleceğin ekonomik koşullarının, fizibilite ve sürdürülebilirlik unsurlarıyla birlikte tüm dünyada tartışıldığı ve daha kapsamlı olarak ele alınır hale geldiği belirtilmelidir.

1 Giriş

Bu raporda nükleer enerji üretiminin ekonomik incelemesi yapılmakta, Türkiye ile Rusya arasındaki Akkuyu'da 4.800 MW'lık bir kurulu güce sahip dört üniteli bir tesis inşa edilmesine ilişkin anlaşmanın mali değerlendirmesi yer almaktadır. Bu çalışmanın Türkiye'nin ilk nükleer güç santralini tesis edip etmeme kararını sorgulama amacı gütmediği, nükleer enerji üretiminin sonuçlarının daha iyi anlaşılması için bu kararın uluslararası standartlar ve tecrübelerin ışığında farklı yönleriyle değerlendirildiğinin altı çizilmelidir. Bu amaca uygun olarak aşağıda kapsamlı bir ekonomik değerlendirmeye yer verilmiştir.

Öncelikle geçmişten günümüze hayata geçirilen santrallere dayanarak, dünya genelinde nükleer enerji üretiminin maliyetine ilişkin uluslararası veriler değerlendirilmektedir. Daha sonra Türkiye'nin Rusya ile yaptığı hükümetlerarası anlaşma mali açıdan uluslararası verilerle de kıyaslanarak değerlendirilmektedir. Ardından resmi arz/talep beklentilerine dayalı olarak nükleer enerjinin Türkiye'de elektrik tedariki ve fiyatları üzerindeki beklenen etkisi tartışılmaktadır. Son bölümde çalışmanın genel bir değerlendirmesi yapılarak en önemli bulgular özetlenmektedir.

2 Dünyada nükleer enerji üretiminin maliyeti

2.1 Yatırım Maliyetleri Ve Geri Dönüşü Etkileyen Faktörler

Bir nükleer santral yatırımının tüm planlama, mühendislik, inşaat ve lisanslandırma faaliyetlerine ilişkin ön aşama harcamalarının, işletim aşaması esnasında kendini amorti edecek şekilde maliyet hesaplaması yapılır; bu çerçevede sermayenin geri dönüşü için ön aşama harcamalar santralin ekonomik ömrüne yayılmakta ve yıllık bazda diğer yıllık işletme, bakım vs. maliyetlerine eklenmektedir. Sabit maliyetler santralin tüm ömrü boyunca yapacağı üretimle

amorti edileceğinden, ekonomik ömür ve iskonto oranı tahminine ek olarak bir yaşam boyu kapasite faktörü de maliyetlerin amortismanını etkilemektedir. Tüm bu konulara bu bölümde açıklık getirilmektedir.

2.2 Tesis Dönemi Faizleri Hariç Yatırım Maliyetleri

Bir nükleer santralin yatırım maliyetleri; genellikle mühendislik-satın alım-inşaat olarak tanımlanan bir santral tesisinin yalın maliyetine ek olarak, ayrıca arsa, soğutma sistemi altyapısı, idare ve müştemilattaki binalar, şantiye çalışmaları, şalt sahası, proje yönetimi ve ruhsat maliyetini de içermektedir. Bu tanım, tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetleri (overnight capital cost) olarak tanımlanan terime uygun düşmektedir. Dünya Nükleer Birliği'nin son raporunda (WNA, 2011a), 2008 yılı ortasında tedarikçilerden alınan rakamlara göre tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetleri, Gelişmiş Kaynar Su Reaktörü (ABWR) tipi reaktörler için 3000 ABD doları/kW'nin biraz üzerinde, Ekonomik Basitleştirilmiş Kaynar Su Reaktörü (ESBWR) tipi reaktörler için 3000 ABD doları/kW'nin biraz altında ve AP1000 (Westinghouse Electric Company'nin ticari markası) Basınçlı Su Reaktörü (PWR) tipleri için 3000 ABD doları/kW civarındaydı. Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü OECD'nin yakın zamanda yapılan bir çalışmasına (OECD, 2010) göre, tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetleri (2008 yılı rakamları); Güney Kore'de Gelişmiş Güç Reaktörü (APR)-1400 tipi reaktörleri için 1556 ABD doları/kW ile Japonya'da ABWR reaktörleri için 3009 ABD doları, Fransa, Flamanville'de Basınçlı Avrupa Reaktörü (EPR) için 3860 ABD doları ve İsviçre'de EPR reaktörleri için 5863 ABD doları/kW arasında değişmekteyken Dünya genelindeki ortalama 4100 ABD doları/kW düzeyindeydi. Belçika, Hollanda, Çek Cumhuriyeti ve Macaristan rakamlarının hepsi 5000 ABD doları/kW üzerindeydi. Çin'de tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetleri, Çin Basınçlı Reaktör (CPR)-1000 (bir Generation II + basınçlı su reaktörü) için 1748 ABD doları/kW üzerinde ve AP1000 tipi reaktörler için 2303 ABD doları/kW üzerindeydi. Bir Rus Vodo-Vodyanoi Energetichesky Reaktörü (VVER-1150 tipi reaktör) için tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetlerinin 2933 ABD doları/kW olduğu belirtilmektedir.

Reel yatırım maliyeti, genellikle, son zamanlarda çeşitli deneyimlerde görüldüğü üzere (örn. Romm, 2009; Kanter, 2009) finansman maliyeti ile malzeme ve işçilik maliyetlerindeki artış nedeniyle tesis dönemi faizleri hariç yatırım maliyetlerinin üzerine çıkmaktadır. Kennedy (2007) tarafından temin edilen maliyet tahminleri özetine göre, İnşaat Dönemi Faizleri (IDC) hariç inşaat maliyetlerinin 500-1000 İngiliz sterlini/kW (2004 yılı rakamları) arasında olduğu tahmin edilmekteyken İnşaat Dönemi Faizleri dahil inşaat maliyetleri 3000 İngiliz sterlini/kW'ye (2004 yılı rakamları) çıkabilmekteydi. Daha çok Fransız reaktörlerine ilişkin resmi olmayan kamu kayıtlarına dayanarak, Grubler (2010) belirli reaktör maliyetlerini ve bu maliyetlerde zaman içinde meydana gelen değişiklikleri araştırmış ve gerçek zamanlı inşaat maliyetlerinin önemli oranda arttığını tespit etmiştir. Massachusetts Teknoloji Enstitüsü MIT'nin bir raporunda (MIT, 2009), ortalama nükleer santral yatırım maliyetinin 4.000 ABD doları/kW düzeyinde olduğu tahmin edilmektedir (Josdkow/Parson, 2009). Diğer yandan ABD Enerji Bakanlığı (2010) ise, bir nükleer

üretim tesisinin toplam yatırım harcamalarının 5.000–6.000 ABD doları/kW düzeyinde olduğu tahminine yer veren Moody's Investors Service (Moody's, 2007) tarafından hazırlanan bir raporun sonuçlarına kıyasla bir miktar daha yüksek bir tahminde bulunarak nükleer üretim tesisinin toplam yatırım maliyetinin 5.300 ABD doları/kW düzeyinde olduğunu belirtmiştir.

2.3 Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü üretilen elektrik miktarını belirlemekte, dolayısıyla birim üretim maliyetleri üzerinde önemli bir etki yaratmaktadır. Kapasite faktörünün düşük olması durumunda daha az enerji üretildiğinden tesisin ömrü boyunca yapacağı enerji üretiminin amorti ettiği yatırım maliyetleri, daha yüksek bir birim maliyetine sahip daha düşük miktar üretimle karşılanır. Sabit maliyetler tesisin ömrü boyunca amorti edileceğinden, birim maliyet hesaplamalarında ömür boyu kapasite faktörü önem ifade etmektedir.

Joskow/Parsons (2009) ABD'deki nükleer santrallerinin %80'den düşük bir kapasite faktörüne sahip olduğunu tespit etmiştir. Uluslararası düzeyde yaptıkları analiz sonucu ise, 2007 itibarıyla ortalama kapasite faktörünün dünya genelinde yaklaşık %82 düzeyinde olduğunu ortaya koymuştur. Sadece Finlandiya'nın yüzde 90'dan yüksek ömür boyu kapasite faktörüne sahip bir nükleer santral filosuna sahip olduğu ve yüzde 85'ten yüksek ömür boyu kapasite faktörüne sahip dört ülkenin bulunduğu belirtilmektedir.

MIT tarafından hazırlanan "Nükleer Enerjinin Geleceği" başlıklı çalışma, baz senaryosunda kullanılan %85 ve %75 düzeyindeki ömür boyu kapasite faktörleriyle en makul tahminleri yansıtmaktadır. Ancak 2009 yılında yapılan güncellemede (MIT, 2009) santral filosunun ortalama kapasite faktörünün 2003'ten itibaren %90 düzeyinde gerçekleştiği belirtilmektedir. Nükleer enerji maliyeti konusunda yapılan güncelleme raporunda %85 düzeyinde bir kapasite faktörü tahminine yer verilmiştir. OECD çalışmasında da (OECD, 2010) %85 düzeyinde genel bir tahmin kullanılmıştır.

Koomey/Hultman'ın ABD'de 99 reaktör üzerinde gerçekleştirdiği analiz (2007), daha eski reaktörler için %72 düzeyinde bir medyan kapasite faktörü ortaya koyarken ana örneklem için %82 düzeyinde bir kapasite faktörü ortaya koymuştur.

2.4 Ekonomik ömür

Ekonomik ömür, yatırım maliyetlerinin amorti edilmesini sağlayacak ömür boyu enerji üretiminde belirleyici olduğundan, birim üretim maliyetlerinin belirlenmesinde de önemli bir rol oynamaktadır. Şüphesiz, santralin ömrü ne kadar uzun olursa birim üretim maliyeti de o kadar yüksek olmakta; aynı şekilde birim üretim maliyeti ne kadar yüksekse, santralin ömrü de o kadar uzun olmaktadır.

OECD'nin düzenleyici reformlar konusunda hazırladığı raporda (OECD, 1997) nükleer güç santrallerinin tipik ekonomik ömrünün 40 yıl olduğu ifade edilmiştir. Bu rakam, yakın zamanlı modelleme çalışmalarında (örn. Vaillancourt ve ark., 2008; Lenzen, 2008) genel olarak kullanılan tahminlerle de paralellik göstermektedir. Ancak pratikte, aşağıda Amerika Birleşik Devletleri'yle ilgili verilen örnekte ifade edildiği gibi santral ömrünün uzatılması uygulamasına sıkça rastlanmaktadır.

Amerika Birleşik Devletleri Nükleer Düzenleme Komisyonu NRC, işletme ruhsatlarını maksimum 40 yıllık bir süre için vermekteydi. Ancak NRC 1991 yılında işletme ruhsatlarına ilave bir yirmi yıllık süre uzatımı getiren bir dizi prosedür geliştirmiştir. NRC, o tarihten bu yana 66 reaktör (Amerika Birleşik Devletleri'nde faaliyet gösteren 104 reaktör arasından) için ruhsatları yenilemiştir ve 16 adet başvuru halen değerlendirme aşamasındadır. Ülkenin en büyük üç üniteli güç santralinin işletme ruhsatı, yakın bir tarihte yenilenmiştir (Reuters, 21 Nisan 2011).

2.5 İskonto Oranı

Doğal olarak faiz oranları ve dolayısıyla yatırımcıların kullandıkları iskonto oranlarının enerji üretimine yapılan yatırımların maliyeti üzerinde önemli bir etkisi bulunmaktadır. Seviyelendirilmiş üretim maliyetleri hesaplanırken yatırım maliyetleri, tahmini bir iskonto oranı kullanılarak yıllara yayılır. Iskonto oranı ne kadar yüksekse seviyelendirilmiş üretim maliyetleri de o kadar yüksek olmaktadır. Genel olarak reel iskonto oranının %5-10 aralığında varsayılmaktadır. OECD raporunda (OECD; 2010), yatırım, işletmeden çıkarma ve toplam seviyelendirilmiş maliyet rakamları hem %5 hem %10 iskonto oranı için bildirilmektedir ve sonuçlar iskonto oranı tahmininin önemini ortaya koymaktadır. Örneğin Belçika için nükleer enerji üretiminin seviyelendirilmiş maliyeti %5'lik bir iskonto oranıyla 61,06 ABD doları/MWh olarak hesaplanırken, iskonto oranı %10 olarak alındığında bu rakam 109,14 / MWh'ye yükselmektedir.

2.6 İşletme ve Bakım Maliyeti

OECD çalışmasına (OECD, 2010) göre, nükleer güç santrallerinin İşletme ve Bakım maliyetleri (2008 rakamları) Çin'de CPR-1000 tipi reaktörler için 7.04 ABD doları/MWh iken Macaristan'da PWR (Basınçlı Su Reaktörü) tipi reaktörler için 29.8 ABD doları/MWh'ye çıkmaktadır. Diğer yandan Almanya'da PWR reaktörlerinin İşletme ve Bakım maliyeti 8.8 ABD doları/MWh kadar düşmektedir. Ülkeye özgü maliyet dağıtımı tablolarının İşletme ve Bakım maliyetleri kalemi üzerinde önemli bir etkisi olduğu belirtilmelidir. Bir Rus VVER-1150 tipi reaktörün İşletme ve Bakım maliyeti 16.8 ABD doları/MWh olarak belirtilmektedir.

2.7 İnşaat Süresi Ve İnşaat Süresinin Ekonomik Sonuçları

İnşaat süresi ilk betonun atılmasıyla elektrik şebekesine bağlantı arasında geçen süre olarak tanımlanmaktadır. İnşaat faiz maliyetleri, faiz oranına ve inşaat süresine bağlı olarak toplam sermaye maliyetlerini belirleyen önemli bir unsur olabilmektedir. Chicago Üniversitesi'nde gerçekleştirilen bir çalışma (2004), inşaat sırasındaki faiz ödemelerinin beş yıllık bir inşaat planı çerçevesinde genel giderlerin %30'unu ve yedi yıllık bir inşaat planı çerçevesinde genel giderlerin yüzde %40'ını oluşturabileceğini ortaya koymuştur. Uzun bir inşaat süresi finansman maliyetlerini arttırmakta; dolayısıyla santral tesisinin ekonomisini de etkilemektedir.

Dünya Nükleer Birliği nükleer güç santrallerinin ortalama inşaat süresinin yedi yıl olduğunu bildirmektedir (WNA, 2011a). Diğer yandan, Koomey/Hultman (2007) ABD'deki nükleer santrallerin ortalama inşaat süresinin dokuz yıl olduğunu belirtmektedir. Kennedy tarafından pek çok çalışma üzerinde gerçekleştirilen bir değerlendirme (2007) inşaat süresinin 60-120 ay aralığında değiştiğini ortaya koymaktadır.

2.8 Bir Nükleer Kazanın Maliyeti ve Sigorta Teminatı

Nükleer güç santrallerinin işletmecileri, kusur olup olmadığına bakılmaksızın kendilerinin sebep olduğu tüm zararlardan sorumlu tutulmaktadır. Bu nedenle işletmeciler genellikle üçüncü şahıslara karşı sorumluluk için sigorta yaptırmaktadır ve pek çok ülkede bu sigortanın yapılması zorunludur.

Ciddi bir nükleer kazanın ekonomik sonuçları, radyasyondan kaynaklanan ölümlerin ve hastalıkların (uzun vadeli ve nesiller arası), iş kaybı tazminatının, deniz ve karadaki radyoaktif kirliliğin ve yıllar içerisindeki toplu tahliyelerin bedelinin hesaplanmasını gerektirmektedir. Bunlarla ilgili maliyet tahminleri bir ülkenin iflası anlamına gelebilecek, hiçbir sigorta teminatının karşılamadığı ağır bir fatura olarak ortaya çıkmakta ve sektörün kilit önem taşıyan zayıf yönlerinden birinin altını çizmektedir.

Örneğin Almanya'da bir santralde en kötü senaryonun gerçekleşeceği bir nükleer kazanın maliyeti, 11 trilyon ABD Doları olarak hesaplanmıştır (Baetz, 2011). 90'li yıllarda devlet tarafından yaptırılan başka çalışmalarda yer alan daha ılımlı tahminler 7.2 trilyon ABD Doları tutarında bulunmaktadır (Paulitz, 2008). Buna karşılık Almanya'da zorunlu sigorta tutarı (sigortalı tutarının üstü için her bir reaktör işletmecisi tüm mal varlığı ile sorumludur) 3.7 milyar ABD Doları düzeyinde bulunmaktadır.

İsviçre'de zorunlu sigorta 1,8 milyar İsviçre Frankı (2 milyar Dolar) düzeyindedir;

ancak bir kamu kurumunun tahminine göre büyük bir nükleer felaket, ülkenin gayri safi yurtiçi hasılasının yaklaşık on katına karşılık gelen 4.3 trilyon İsviçre Frankına mal olabilecektir (Guggenbühl, 2011).

Amerika Birleşik Devletleri'nde nükleer işletmecilerinin sorumluluğunun tavanı, federal hukuk çerçevesinde 375 milyon ABD doları olarak belirlenmiştir. Ayrıca oluşturulan sektörel bir sorumluluk havuzunca ek talepler karşılanmakta, bunlar da maksimum 12.6 milyar ABD doları tutarında olabilmektedir. Ancak büyük bir nükleer kazanın faturasının oluşacak maddi hasarın yaklaşık 55 katı olacağı tahmin edilmektedir; Sandia National Laboratories tarafından 1982'de Nükleer Düzenleme Komisyonu (NRC) için gerçekleştirilen bir çalışmaya göre bir nükleer yakıt erimesinin sonuçlarının, sadece maddi zarar bakımından 314 milyar ABD doları (2011 yılı rakamlarıyla 720 milyar ABD dolarına karşılık düşmektedir) tutarında olacağı tahmin edilmektedir. 1982'de gerçekleştirilen bu çalışma bildiğimiz kadarıyla ABD için yapılmış olan en güncel maliyet tahminidir. Ancak NRC'de çalışan uzmanlar kurumun, nükleer enerjinin sağlık açısından sonuçlarına odaklanan yeni bir çalışma üzerinde çalıştığını duyurmuştur (Hargreaves, 2011).

Baetz (2011), nükleer enerji sektörü için tüm dünya çapında yeterli düzeyde sigorta sağlanmadığını bildirmektedir. Fransa'da devlet sadece 338 milyon ABD doları tutarına kadar olan sorumluluklar için teminat verirken Fransa'nın santral işletmecilerinden 134 milyon ABD doları tutarında bir sigorta talep ettiği vurgulanmaktadır. Birleşik Krallık ve Çek Cumhuriyeti için de sigorta tutarları ve teminat tutarları rakamları benzer seviyelerde bulunmaktadır.

3 Türkiye'de Nükleer Enerji Üretiminin Maliyeti

3.1 Türkiye'nin Rusya'yla İmzaladığı Anlaşma Kapsamında Nükleer Enerji Üretiminin Öngörülen Maliyeti

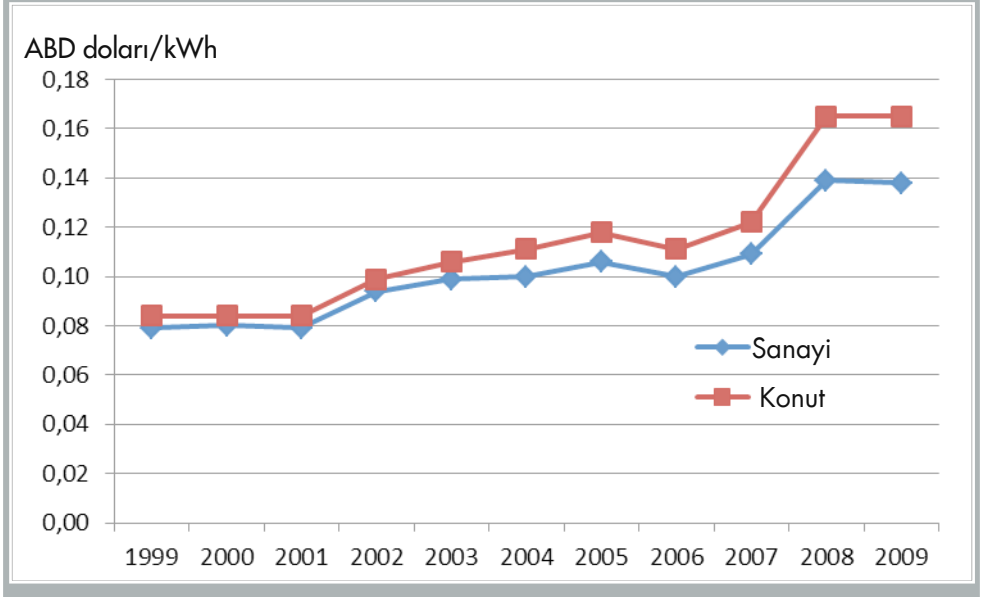
2010 yılının Mayıs ayında Rusya Federasyonu Hükümeti ve Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti, Türkiye'nin Akdeniz sahilinde Akkuyu bölgesinde, her biri 1.200 MW kurulu güce sahip dört adet VVER ünitesinden oluşan bir nükleer güç santralinin kurulup sahiplenilerek işletilmek üzere Rus Devlet Atom Enerjisi Kuruluşu Rosatom'un yetkili tayin edildiği bir hükümetlerarası anlaşma imzalamıştır.

Kurulacak santralin ilk ünitesinin 2019'da hizmete girmesi, diğer üç ünitenin de sonrasında aralıklarla faaliyete alınması beklenmektedir.

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ), ilk iki ünitenin üreteceği enerjinin %70'ini, üçüncü ve dördüncü ünitenin üreteceği enerjinin %30'unu, 15 yıllık bir satın alma anlaşması süresince, KDV hariç 12,35 ABD senti/kWh ortalama fiyattan satın almayı garanti etmiştir. Bu fiyat, ilgili üretim yılında ortalaması alınmış enerji bedelinin nominal değeri olarak belirlenmiştir. Şekil 1'de gösterilen Türkiye'de nominal elektrik bedellerinin yıllar içindeki gelişiminin incelenmesi, bu rakamın daha iyi yorumlanmasına yardımcı olacaktır. 1999-2009 yılları arasında, ortalama yıllık büyüme oranı (ABD senti/kWh cinsinden) vergiler dahil sanayi elektriği fiyatı için %5,75 olurken, konut elektriğinin vergiler dahil fiyatı için %6,98 (bu rakamlar büyüme oranında sanayi son kullanım fiyatı için toplam %18,5'lik ve konut son kullanım elektriği fiyatı için toplam %21,5'lik bir artış ifade etmektedir) olmuştur.

0,1235 ABD doları/kWh şeklindeki elektrik satın alma anlaşması ortalama fiyatı, 2009 yılı vergi hariç sanayi elektriği son kullanım fiyatının (0,1125 ABD doları/kWh) çok az üzerindeyken, vergi hariç konut elektriği son kullanım fiyatının (0,1295 ABD doları/kWh) çok az altındadır. Sözleşmenin 2020-2035 yıllarını kapsayan dönemdeki bir fiyatın ortalamasına, dolayısıyla 9-24 yıl sonrasına atıfta bulunduğu göz önünde bulundurulursa; reaktörün inşası, işletimi ve bakımının yanı sıra atık nakliyesine ve yönetim faaliyetlerine ilişkin güvenlik önlem ve düzenlemelerinin doğru şekilde tanımlanması ve kaza ve nükleer sızıntı riskine karşı tatminkar düzeyde güven ve güvenilirlik sağlanması koşuluyla, imzalanan sözleşmenin ekonomik açıdan (kararlaştırılan ortalama satın alma fiyatının ilgili yıllarda nihai tüketici yansıyacak elektrik fiyatlarından çok daha düşük kalması beklendiğinden) Türkiye için avantajlı olduğu görülmektedir.

Şekil 1 : Türkiye Son Kullanım Elektrik Fiyatlarında Zaman İçindeki Değişim (vergi dahil nominal tutarlar)



Veri kaynağı: Uluslararası Enerji Kurumu (2010)

Üstelik hükümetlerarası anlaşmaya göre santralin ticari işletmeye alınmasından sonraki 15 yılı kapsayacak olan elektrik satın alma anlaşmasının sona ermesini müteakip Proje Şirketinin net karının %20'si santralin ömrü boyunca yıllık bazda Türk tarafına verilecektir.

3.2 Türkiye'de Tahmini Üretim Maliyetlerinin (Seviyelendirilmiş Maliyet, İşletme ve Bakım Maliyetleri) Diğer Reaktör Düzeyindeki Uluslararası Verilerle Kullanılan Teknoloji Özelinde Karşılaştırılması

Koomey/Hultman'ın (2007) reaktör düzeyindeki analizinde, ABD'deki 99 nükleer reaktör için 1970-2005 yılları arasındaki enerji dağıtım hattı[1] maliyetleri değerlendirilmektedir. Yatırım masraflarının seviyelendirilmesi için bir sermaye geri dönüşüm faktörünün hesaplanmasında

- %6 oranındaki reel iskonto oranı
- AP1000 tipi reaktörleri için 60 yıllık ve tüm diğer reaktörler için 40 yıllık bir ömür varsayımı temelinde, 1983'te veya daha önce tamamlanan 57 reaktörün biri hariç hepsinin enerji dağıtım maliyetlerinin 7 ABD senti (2004)/kWh veya daha düşük olduğunu ve 1983'ten sonra tamamlanan reaktörlerin biri hariç enerji dağıtım hattı maliyetlerinin 5 ABD sentinden daha fazla olduğunu ve enerji dağıtım hattı maliyeti en yüksek olan reaktörün kWh başına 15 sentlik üretim gerçekleştirdiğini tespit etmiştir.

Kennedy'nin (2007) nükleer üretime yönelik maliyet tahminleri özeti, 12-60 İngiliz sterlini/MWh aralığında ve 32 İngiliz sterlini/MWh (2004 rakamları) düzeyinde bir ortalama seviyelendirilmiş maliyet ortaya koymaktadır.

OECD çalışmasına (OECD, 2010) göre, %10'luk iskonto oranı kapsamında nükleer güç santrallerinin seviyelendirilmiş üretim maliyetleri (2008 rakamları) Kore'de APR-1400 tipi reaktörler için 42,09 ABD doları/MWh iken, İsviçre'de PWR reaktörleri için 136,5 ABD doları/MWh düzeyindeydi. Bir Rus VVER-1150 tipi reaktörün seviyelendirilmiş üretim maliyeti 68,15 ABD doları/MWh olarak belirtilmektedir. OECD raporunda belirtildiği üzere bir Rus nükleer reaktörünün seviyelendirilmiş üretim maliyeti Avrupa'daki nükleer reaktörlere kıyasla çok daha düşük olmakta, sadece Çin ve Kore yapımı reaktörlerin maliyetleri Rus yapımı nükleer reaktörlerden düşük seviyede bulunmaktadır.

OECD raporunda yer aldığı üzere Rus teknolojisinin seviyelendirilmiş üretim maliyeti Akkuyu anlaşmasında kararlaştırılmış olan ortalama alım fiyatıyla

1- Seviyelendirilmiş maliyetler olarak bilinen enerji dağıtım hattı maliyeti, jeneratörün ötesindeki ancak santral şalt sahasında voltaj dönüştürme noktası öncesindeki elektrik dağıtımı maliyetini tanımlamaktadır.

kıyaslandığında, paranın zamansal değerine (dolayısıyla iskonto oranına) bağlı olarak, yatırımcılara yönelik oldukça sınırlı bir kar marjı yaratabilmektedir. Kararlaştırılan alım fiyatı (2020-2035 dönemi ortalaması olarak) 2027 yılı için 12,35 ABD senti/kWh alindiginda , %3,6'lık bir iskonto oranıyla 2010 yılının 6,815 ABD sentine karşılık gelecektir. Diğer bir ifadeyle, 2010-2027 yılları arasındaki reel iskonto oranının %3,6'dan yüksek olması halinde Rus tarafı (OECD raporunda verilen maliyet rakamları altında) Türkiye'ye yapmış olduğu nükleer yatırım nedeniyle ekonomik bir zarara uğrayacaktır.

3.3 Türkiye'de Tahmini Üretim Maliyetlerinin Modelleme Çalışmalarında Kullanılan Tahminlerle, Kullanılan Teknoloji Özelinde Karşılaştırılması

Tablo 1'de modelleme çalışmalarında kullanılan teknoloji bazında seviyelendirilmis maliyet belirleyici kalemlere ilişkin varsayımların özeti sunulmaktadır. Burada en ucuz nükleer enerji seçeneğinin 4,09 ABD senti/kWh düzeyindeki seviyelendirilmiş üretim maliyetiyle (2006 rakamları) AP1000 tipi reaktör olduğu görülebilir. Bu durum, önceki bölümde ana hatlarıyla açıklandığı şekilde OECD tarafından sağlanan Çin ve Kore'den alınan (bu tür teknolojinin kullanıldığı) reaktör verileriyle paralellik göstermektedir. Diğer yandan PWR tipi reaktöre ilişkin tahminler, OECD tarafından bildirilen rakamların altında kalmaktadır.

Tablo 1 Modelleme Çalışmalarında Kullanılan, Teknolojiye Özgü Nükleer Enerji Maliyet Varsayımları (2006 rakamları)

Teknoloji	Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti [Milyon £ / (GW x a)]	Değişken İşletme ve Bakım Maliyeti [Milyon £ / PJ]	Kapasite Faktörü	Yatırım Maliyeti [Milyon £ / GW]	Ekonomik Ömür [a]	Üretim Maliyetleri [ABD ¢ / kWh]
Geliştirilmiş Gaz Soğutmalı Reaktör (AGR)	42,8	0,045	%90	1913	35	5,33
AP1000 – 2010	0	0,77	%85	1625	50	4,09
EPWR – 2010	35	0,066	%85	1482,7	40	4,88
GTMH reaktörü - 2030	14,7	0,099	%90	1786,5	50	9,58
Çakıl Yataklı Reaktörü (PBR) – 2030	0	0,385	%95	1786,5	50	6,93
PWR	42,8	0,045	%90	1913	40	5,18

Kaynak: AEA Technologies

Tablo 1'de bildirilen seviyelendirilmiş maliyet rakamları, Türkiye ile Rusya arasındaki anlaşmada kararlaştırılan 12,35 ABD senti/kWh şeklindeki ortalama alım fiyatı ile karşılaştırılabilir niteliktedir: hem seviyelendirilmiş maliyet rakamlarına hem de ortalama alım fiyatına vergiler ve altyapı (iletim ve dağıtım) bedelleri dahil değildir. Anlaşma en erken 2019'daki fiyatlara atıfta bulunurken

Tablo 1'de verilen rakamların 2006 yılına ait rakamlar olduğu için rakamların kıyaslanmasında paranın zamansal değeri göz önünde bulundurulmalıdır. Tablo 2'de maliyet tahminlerinin, yıllık %4,5 ("Düşük"), %7 ("Orta Düzey") ve %10 ("Yüksek") şeklindeki üç reel iskonto oranına dayalı olarak 12,35 ABD senti/kWh düzeyinde kararlaştırılan ortalama alım fiyatıyla karşılaştırılmasına yer verilmektedir. Her iki durum için de 2010 yılına ait reel tutarlar göz önünde bulundurulduğunda, Akkuyu için "Orta" ve "Yüksek" tutarların modelleme çalışmalarında kullanılan tüm maliyet varsayımlarından daha düşük düzeyde olduğu görülmektedir. Sadece düşük düzeydeki iskonto oranı, bazı modelleme varsayımlarından bir miktar daha yüksek düzeyde bir tutar ortaya çıkarmaktadır (bu durumdaki fark kısıtlı kalmakta, en ucuz teknolojiye (AP1000) kıyasla %33 düzeyinde olmaktadır). Akkuyu'da kurulacak olan santralin ömrü ile modelleme çalışması varsayımları da benzerlik göstermektedir: Akkuyu'da tesis edilecek olan santralin 2071'de işletmeden çıkarılmasının planlandığı Enerji Bakanı tarafından belirtilmiş olup (NTVMSNBC, 2011), buna göre santral için yaklaşık 50 yıllık ekonomik ömür öngörülmektedir.

Tablo 2 Modelleme Çalışmalarında Kullanılan Seviyelendirilmiş Üretim Maliyetlerinin Akkuyu Anlaşma Fiyatıyla karşılaştırılması

Teknoloji	Seviyelendirilmiş Üretim Maliyeti Varsayımları [US ¢ / kWh]		Akkuyu Anlaşması 2020-2035 Ortalama Alım Fiyatı [US ¢ / kWh]	
	2006 nominal değeri	2010 reel değeri[1]	2010 reel değeri	2027 nominal değeri
AGR	5,33	5,71	Düşük (%4,5 iskonto oranı): 5,84	12,35
AP1000	4,09	4,38		
EPWR	4,88	5,23	Orta (%7 iskonto oranı): 3,91	
GTMH	9,58	10,27		
PBR	6,93	7,43	Yüksek (%10 iskonto oranı): 2,44	
PWR	5,18	5,55		

1 Kullanılan deflatör endeksi 2006 yılı için 103,257 ve 2010 yılı için 110,659'dur (1929-2010 ABD Doları Gayri Safi Yurtiçi Hasılaya İlişkin Örtülü Fiyat Deflatörleri, 2005=100, Ekonomik Analiz Bürosu, ABD)

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu EPDK tarafından ülkenin 2010 yılı ortalama toptan elektrik fiyatının 14,07 Krş/kWh olduğunu açıklanmıştır (2930 sayılı, 16 Aralık 2010 tarihli EPDK Kararı). Aynı yılın ortalama döviz kurunun da 1,5004 TL/ABD doları düzeyinde olmuştur (Kalkınma Bakanlığı, 2011). Bu verilere dayalı olarak 2010 yılı ortalama toptan elektrik fiyatı 9,38 ABD senti/kWh olarak hesaplanmaktadır. 2010 yılına ilişkin olarak Tablo 2'de belirtilen Akkuyu anlaşmasının 2010 reel değeri model varsayımlarının 2010 reel değeri ile karşılaştırıldığında, toptan fiyatın Akkuyu anlaşmasına yönelik en yüksek fiyat tahmininden (Düşük iskonto oranlı senaryo – 5.84 ABD senti /kWh) %60 daha yüksek olduğu görülmektedir. Düşük fiyat senaryosu için ise aradaki fark çok daha yüksektir (%284) Buradan hareketle Akkuyu için kararlaştırılan ortalama alım fiyatının, modelleme çalışmalarında kullanılan maliyet varsayımlarının altında kalarak Türkiye için avantajlı gözüktüğü söylenebilir.

3.4 Atık Yönetimi Maliyetleri: Türkiye İçin Karşılaştırmalı Analiz

Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti arasında imzalanan hükümetlerarası anlaşma gereği Proje Şirketi, Elektrik Satış Anlaşması çerçevesinde TETAŞ tarafından alınan elektrik için kullanılmış yakıt ve radyoaktif yakıt yönetimi hesabına 0.15 ABD senti/kWh ödeme yapmakla yükümlüdür. Anlaşmaya göre atık yönetiminden Proje Şirketi sorumlu olup ayrı bir anlaşma ile Rus menşeli kullanılmış nükleer yakıt Rusya Federasyonu'nda yeniden işlenebilir. Bu çerçevede işletme esnasında ortaya çıkacak nükleer atıkların Rusya Federasyonu'na taşınması ve yeniden işlenmesi öngörülebilir. Bu durumda ilgili fon tarafından yakıt yönetimi hesabında biriktirilen paranın Proje Şirketi'ne ödenmesi beklenebilir.

Dünya Nükleer Birliği'ne göre (WNA, 2011a), bir atık deposunda kullanılmış yakıt depolama veya imhası dahil yakıt döngüsünün arka aşaması, kWh başına genel üretim maliyetinde %10'luk bir artışa neden olmaktadır. ABD kullanılmış yakıt programının finansmanının MWh başına 1 ABD doları tutarındaki bir ücretle sağlandığı belirtilmektedir.

OECD raporuna göre, yakıt döngüsü maliyetleri 4-11,6 ABD doları/MWh aralığında ve mod değeri 9,33 ABD Doları/MWh düzeyinde bulunmaktadır. Bu rakamların atık yönetimine ilişkin hem ön aşama hem arka aşama maliyetlerini içerdiği bildirilmektedir. Dünya Nükleer Birliği (2011a) yakıt döngüsünün ön aşama maliyetinin yaklaşık değerinin 7,7 ABD Doları/MWh olduğunu bildirmektedir. Son aşama maliyetler için 1,5 ABD Doları/MWh eklendiğinde ulaşılan toplam 9,2 ABD Doları/MWh tutar, Akkuyu anlaşmasında yer alan radyoaktif atık yönetimi muhasebesinin uluslararası tecrübelere paralel olduğunu göstermektedir.

3.5 İşletmeden Çıkarma Maliyetleri: Türkiye İçin Karşılaştırmalı Analiz

Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti arasında imzalanan anlaşma gereği Proje Şirketi, Elektrik Satış Anlaşması çerçevesinde TETAŞ tarafından alınan elektrik için işletmeden çıkarma hesabında birikmek üzere 0.15 ABD senti/kWh tutarında ayrı bir ödeme yapacaktır. Anlaşmaya göre santralin sökümünden Proje Şirketi sorumludur. Bu durumda ilgili fon tarafından yakıt yönetimi hesabında biriktirilen paranın bu amaçla Proje Şirketi'ne ödenmesi beklenebilir.

Dünya Nükleer Birliği'nin raporuna (2011a) göre, iskontosuz işletmeden çıkarma maliyetleri bir nükleer güç santralinin başlangıç sermaye maliyetinin %9'u ila %15'ini teşkil etmektedir. Bu maliyetlerin Amerika Birleşik Devletleri'nde 0,1-0,2 sent/kWh civarında seyrettiği aynı raporda belirtilmektedir.

Kennedy'nin (2007) nükleer üretime ilişkin maliyet tahminleri özeti, işletmeden çıkarma maliyetlerinin 195-500 milyon İngiliz sterlini aralığında olduğunu göstermektedir. Kennedy, bir ortalama senaryosunda bu maliyetlerin 0,7 İngiliz sterlini/MWh düzeyinde olduğunu tahmin etmektedir (2006 rakamları).

3.6 Üçüncü Şahıslara Karşı Sorumluk: Türkiye ve Uluslararası Standartlar

Nükleer enerji alanında üçüncü şahıslara karşı sorumluluk açısından uygulamada olan iki temel uluslararası rejim bulunmaktadır:

i. Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA) himayesinde 1963 yılında imzalanmış olan ve 1977'de yürürlüğe girmiş olan Nükleer Zararlardaki Sivil Sorumluluğa İlişkin Viyana Sözleşmesi.

ii. OECD himayesinde 1960 yılında imzalanmış ve 1968'de yürürlüğe girmiş olan Nükleer Enerji Alanında Üçüncü Taraf Sorumluluğuna İlişkin Paris Sözleşmesi.

Paris Sözleşmesinin kapsamı Nükleer Enerji Alanında Üçüncü Taraf Sorumluluğuna İlişkin Ek Sözleşme (Brüksel Ek Sözleşmesi) ile 1963 yılında genişletilmiştir. Ayrıca Viyana Sözleşmesi ve Paris Sözleşmesinin uygulanmasına ilişkin Ortak Protokolle Paris ve Viyana Sözleşmeleri birbirine bağlanmış ve bu Ortak Protokol 1992'de yürürlüğe girmiştir. Ortak Protokolün taraflarına iki Sözleşmenin de tarafıymışçasına muamele edilmekte ve aynı olaya ilişkin olarak iki sözleşmeden hangisinin geçerli olacağının belirlenmesi için bir amir hukuk hükmüne yer verilmektedir.

Gerek Paris Sözleşmesi gerek Brüksel Ek Sözleşmesi, daha geniş kapsam elde etmek, bir nükleer tesisin işletmecisinin sorumluluğunu arttırmak ve yeterli ve adil ücretlendirme sağlamaya yönelik gelişmiş yöntemler elde etmek amacıyla pek çok kez ek protokoller vasıtasıyla tadil edilmiştir (NEA, 2007). 2004'te imzalanmış olan Paris Sözleşmesini tadil eden en güncel protokol "nükleer zarar" tanımını genişleterek çevresel ve ekonomik zararları da dahil etmiştir. Sorumluluk sınırları ise İşletmeciler için 700 milyon Euro (sigortalı), tesisi gerçekleştiren Devlet için 500 milyon Euro (kamu fonları), Toplu Devlet Katkısı için 300 milyon Euro (AB fonu) olmak üzere toplam en az 1.500 milyon Euro olarak belirlenmiştir (Dünya Nükleer Birliği, 2011b). 2004 yılında yapılan tadilatın, devletlerin bir nükleer işletmecisinin maksimum sorumluluğunu kısıtlama şartını ortadan kaldırarak devletlere sözleşmeye sınırsız sorumluluğa yönelik bir poliçe seçeneğiyle katılma imkanı vermektedir.

Uluslararası sözleşmeler asgari sorumluluk şartları öngörmekte olup ülkeye özel teminatlar bu miktarları aşabilecektir. Ancak pek çok ülkede sorumluluk sınırları halen, Tablo 3'te görülebileceği üzere 2004 yılındaki tadilatın getirdiği asgari şartların altında bulunmaktadır.

Tablo 3 Uluslararası sorumluluk ve tazminatların kapsamı – ülke örnekleri

Ülke	İşletmeci Sorumluluk Sınırı	Finansal Teminat Sınırı	Diğer Tazminatlar: Devlet + Uluslararası Fon
Arjantin	$ 80 m	$ 80 m	-
Brezilya	$ 160 m	$ 160 m	-
Avusturya	$ 106 m + 10% (I+L)*	$ 406 m + 10% (I+L)*	-
Belçika	$ 433.2 m	$ 433.2 m	0 + $ 197.6 m
Kanada	$ 70.7 m	$ 70.7 m	-
Çin	$ 43.9 m	$ 43.9 m	$ 117.1 m + 0
Çek Cumhuriyeti	$ 445.7 m	$ 445.7 m	-
Finlandiya	$ 276.6 m	$ 276.6	0 + $ 197.6 m
Fransa	$133.3 m	$133.3 m	$ 144 m + $ 197.6 m
Almanya	Sınırsız	$ 2.5 b	$ 2.5 b + $ 197.6 m
Macaristan	$ 158.1	$ 158.1	$ 316.2 + 0
Japonya	Sınırsız	$ 1.3 b	-
Kore	$ 474.2 m	$ 43.2 m	-
Fas	$ 158.1 m		$ 7.9 m + 0
Hollanda	$ 495.3 m	$ 495.3 m	$ 2.8 b + 197.6 m
Romanya	$ 237.1 m	$ 237.1 m	$ 237.1 m + 0
Rusya Federasyonu	Belirtilmemiştir	$ 350 m	-
Güney Afrika	$ 322.4 m	$ 322.4 m	
İspanya	$ 1 b + $1b (çevresel zarar)	$ 1 b + $1b (çevresel zarar)	0 + $ 197.6 m
İsveç	$ 474.2 m	$ 474.2 m	0 + $ 197.6 m
İsviçre	$ 960.7 m + 10% (I+L)*	$ 960.7 m + 10% (I+L)*	
BK	$ 227.6 m	$ 227.6 m	$ 49.6 m + $ 197.6 m
ABD	$ 11.6 b	$ 11.6 b	-

* I + L: Faiz ve mahkeme masrafları

Kaynak: OECD'nin Nükleer Enerji Kurumu'nun Aralık 2009 verilerine dayalı olarak IDSA (2010).

Türkiye, Paris Sözleşmesini 1961'de ve Ortak Protokol'ü 2007'de TBMM onayından geçirmiş olmakla birlikte henüz ne Paris Sözleşmesi Tadilat Protokollerini ne de Brüksel Ek Sözleşmesini onamıştır.

Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti arasında imzalanan anlaşmada nükleer kaza durumunda Proje Şirketi'nin üstleneceği sorumluluğa ilişkin bir üst sınır getirilmemiştir. Anlaşmanın 16ncı maddesinde işbirliği çerçevesinde oluşabilecek nükleer zarara ilişkin üçüncü taraf sorumluluğu, Türkiye'nin taraf olduğu veya olacağı uluslararası anlaşmalara, belgelere ve Türk tarafının ulusal kanunları ve düzenlemelerine göre düzenleneceği belirtilmiştir. Halihazırda Türkiye'de geçerli olan Borçlar Kanunu'na göre yükümlülüğün bir üst sınırı bulunmamaktadır. Bu çalışma kapsamında yapılan görüşmelerde konuya ilişkin düzenlemelerin yapılması için müzakerelerin Temmuz 2011'de başlamasının öngörüldüğü öğrenilmiştir.

4 Nükleer Enerjinin Türkiye'de Elektrik Arzı ve Fiyatları Üzerindeki Tahmini Etkisi

Türkiye'de elektrik sektörü talep tarafındaki hızlı artış ve arz tarafında ağırlıklı olarak hidrolik ve fosil yakıt bazlı termal elektrik üretimin ile karakterize edilebilmektedir. Elektrik talebi son 40 yıldır ortalama %11,3 gibi yüksek bir oranda artış göstermiş ve bu durum üretim, iletim ve dağıtım altyapılarına yıllık 4-5 milyar ABD doları tutarında yatırım ihtiyacı doğurmuştur. Ekim 2011 itibarıyla ülkenin mevcut toplam kurulu gücü 51 GW seviyesinde bulunmaktadır (EÜAŞ, 2011). Toplam kurulu gücün 31,8 GW'ı termik elektrik üretimi santrallerinden oluşmaktadır. Üretim payları bakımından dağılım şu şekildedir: 2010 yılındaki toplam elektrik üretiminin %45,9'u doğal gaz kullanılarak üretilmiştir; %18,4'ü evsel kömürle çalışan elektrik santrallerinde üretilmekte; %6,9'u ithal kömürle çalışan santrallerde; %2,5'i sıvı yakıtla çalışan elektrik santrallerinde; %1,35'i rüzgar enerjisinden üretilmekte; %0,47'si jeotermal santrallerde ve %24,5'i hidroelektrik santrallerde üretilmektedir. Ulusal politikanın öncelikli bir hedefi olarak, ithalata bağımlılığın artmaması, dolayısıyla ithal kömür ve gazla çalışan elektrik santrallerin payının artmaması hedeflenmektedir. 2010 yılında Türkiye'deki doğal gaz tedarikinin sadece %2'si ülke içi kaynaklardan karşılanmış, kalan doğal gaz ithal edilmiştir; ithal doğal gazın %46'sı Rusya'dan, %20'si

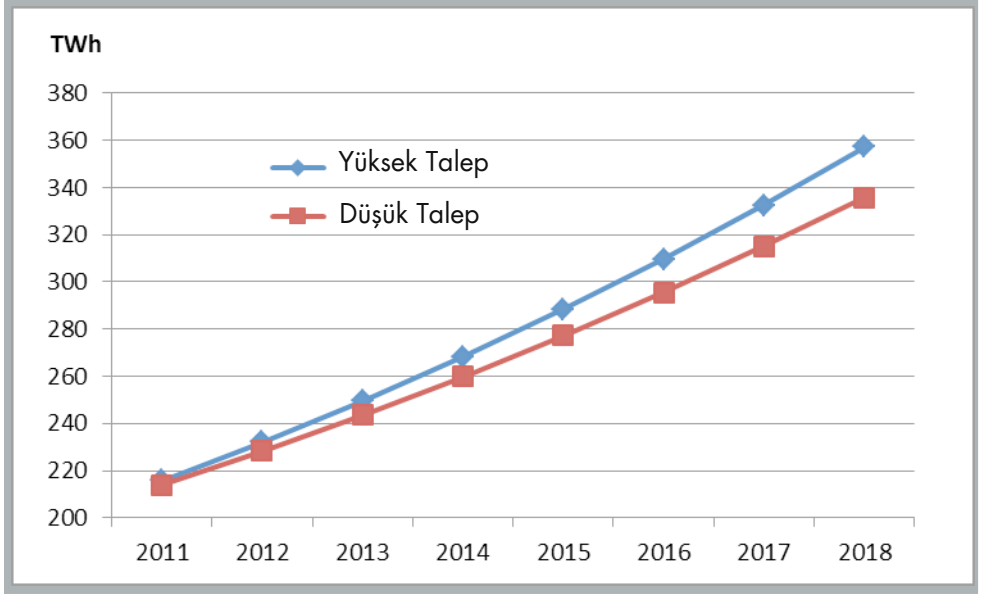
İran'dan, %12'si Azerbaycan'dan, %10'u Cezayir'den, %3'ü Nijerya'dan, kalanı da spot piyasadan tedarik edilmektedir (EPDK, 2011). Kömür kullanımı sera gazı ve diğer kirletici emisyonlara neden olduğundan ülkenin artan elektrik talebini karşılamak için nükleer ve yenilenebilir enerji üretiminin payının arttırılması hedeflenmektedir. Nükleer kapasitenin genişlemesine ilişkin planlama; uzun inşaat hazırlık süreleri ve özel satın alma anlaşmaları dolayısıyla çok daha önceden yapılmaktadır.

Diğer yandan yeni yenilebilir enerji teknolojilerin benimsenmesi ve yaygınlaşması, teşviklere ve/veya birim üretim maliyetlerini bu teknolojilerin geleneksel teknolojilerle rekabet edebileceği bir düzeye indiren gelişmelere bağlıdır. Bu gelişmeler, kümülatif üretim hacmi artarken birim maliyetinde gittikçe artan azalmayı ifade eden öğrenme eğrileriyle gösterilmektedir (örn. IEA, 2000). Ancak yenilebilir enerji teknolojilerinin yaygınlaşmasına ilişkin potansiyel, ayrıca liberalleştirilmiş elektrik piyasalarını karakterize eden yüksek düzeydeki (özellikle elektrik fiyatına ve talebine ilişkin) belirsizlikten ve yatırımcıların belirsizlik ortamında yatırım seçeneklerini değerlendirme şeklinden de etkilenmektedir.

4.1 Arz Kapasitesi ve Elektrik Fiyatları Üzerindeki Kısa Vadeli Etki (2018'e dek)

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi TEIAS'ın güncel kapasite tahmini raporunda 2018 yılına kadarki arz/talep projeksiyonları yer almakta olup, Akkuyu elektrik santralinin birinci ünitesinin 2019 yılında elektrik şebekesine elektrik vermesi planlandığından, bu yıl nükleer enerji bakımından bir referans noktası olarak görülebilir. 2011 ila 2018 yılları arasında düşük talep senaryosunda talebin yılda ortalama %6,7 oranında artması ve 2018 yılında 336 TWh'ye ulaşması, yüksek talep senaryosunda %7,5 oranında artarak 357 TWh'ye ulaşması beklenmektedir. Şekil 2'de görülebileceği üzere büyüme oranının neredeyse sabit kalacağı varsayılmıştır.

Şekil 2: 2018 Yılına Kadarki Resmi Elektrik Talebi Tahminleri

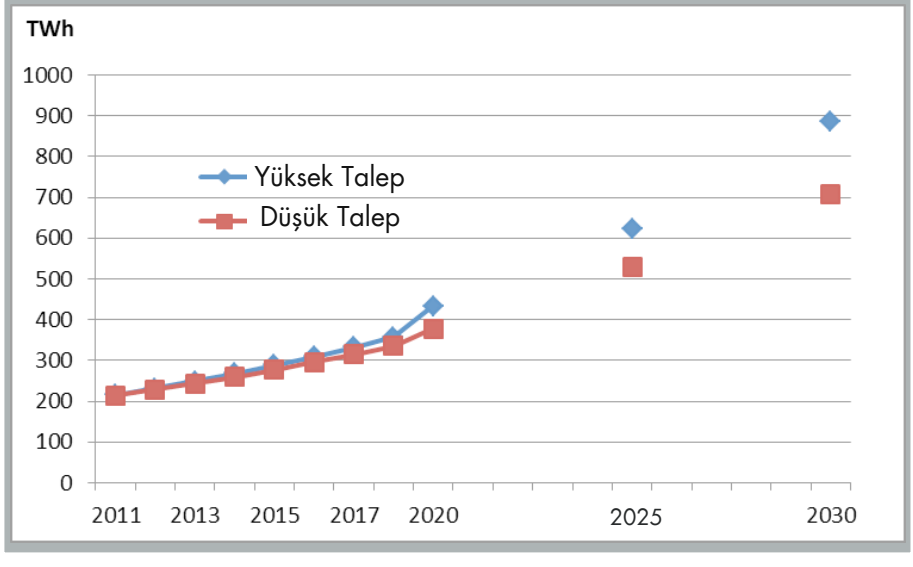


Arz kapasitesine ilişkin projeksiyonlar inşaat ruhsatı başvurularını ve inşa aşamasındaki santralleri gözönüne almaktadır. İnşaat süresine ilişkin farklı tahminlerin yer aldığı iki senaryo tanımlanmıştır. Hidroelektrik enerji üretimine ilişkin ılımlı tahminleri (yani kurak yıllarda güvenilir üretim kapasitesi varsayımında) ve inşaat süresinin öngörülenden daha uzun olacağı tahmininin yapıldığı senaryo göz önünde bulundurulduğunda, yüksek talepli büyüme senaryosunun gerçek olması halinde 2014'te ve düşük talepli büyüme senaryosunun gerçek olması halinde 2015'te kapasite yetersizliğinin söz konusu olacağı tespit edilmiştir. İnşaat sürelerinin daha kısa olduğu senaryoda yüksek talepli büyüme için yetersizliğin 2015'te, düşük talepli büyüme içinse 2016'da söz konusu olacağı tahmin edilmektedir. Ilımlı olmayan üretim düzeyi tahminlerinin (proje üretimi kapasitesi faktörlerini temel alan) kullanılması halinde arz kapasitesinde yetersizliğin söz konusu olduğu yıllar iki yıl daha erken başlamaktadır. Her halükarda nükleer güç santrali işletmeye girmeden önce ilave kapasiteye ihtiyaç olduğu görülmektedir. Ancak ileriki yıllarda önemli miktarda bir nükleer enerji kapasitesinin (garantili satın alma anlaşması ve nispeten düşük marjinal maliyetle) arz tarafına eklenecek olması, özel sektördeki yatırımcıların karlılık endişesi nedeniyle yatırım cesaretlerinin kırılmasına neden olabilir. Bu nedenle nükleer çağının arifesinde olası bir tedarik yetersizliğinden kaçınmak üzere önlemlerin alınması gerekebilecektir.

4.2 Arz Kapasitesi ve Elektrik Fiyatları Üzerindeki Uzun Vadeli Etki (2019-2030)

2018 sonrasına yönelik uzun vadeli elektrik arzına ve talebine ilişkin projeksiyonlar, Şekil 3'de görüldüğü şekilde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca (EPDK) 5 yıllık aralıklarla temin edilmiştir. Diğer ülkelerdeki deneyimlere ve ekonomideki yapısal değişiklik beklentilerine uygun olarak elektrik talebinin büyümesinde uzun vadede az bir yavaşlama olması tahmin edilmektedir. Buna uygun olarak, yüksek büyüme oranı senaryosunda ortalama yıllık büyüme oranı 2020-2025 döneminde %7,5'ten 2025-2030 döneminde %7,3'e gerilemektedir. Diğer yandan düşük büyüme oranı senaryosunda, ortalama yıllık büyüme oranı 2020-2025 döneminde %6,9'dan 2025-2030 döneminde %5,9'a gerilemektedir.

Şekil 3: 2030'a Kadarki Resmi Elektrik Talebi Tahminleri



Arz tarafında iki senaryo göz önünde bulundurulmaktadır: ilave 10.000 MW'lik doğal gaz ve 5.000 MW'lik akaryakıtla çalışma kapasitesiyle fosil yakıt ağırlıklı senaryo ve ilave 25.000 MW'lik rüzgar, 9.000 MW'lik güneş ve 8.000 MW'lik biyoyakıt kapasitesiyle yenilenebilir enerji ağırlıklı senaryo. Her iki senaryoda da 12.000 MW'lik bir nükleer kapasite öngörülmekte ve tüm hidrolik ve yerli kömür potansiyeli kullanılmaktadır. Buna uygun olarak 2030 yılında nükleer kapasitesinin payının fosil yakıt ağırlıklı senaryoda %7,4'e, yenilenebilir enerji ağırlıklı senaryoda %6,4'e yükselmesi beklenmektedir. Nükleer kapasitenin uzun vadede elektrik fiyatlarına etkisi bu nedenle bu payla sınırlıdır; ekonomisi ise yeni nükleer güç santrallerinin 12.000 MW kapasite düzeyine ulaşması için Akkuyu'nun kapasitesinin (4.800 MW'lik toplam kapasiteye sahip olacağı öngörülmektedir) üzerindeki kısımlar için yapılacak yeni enerji satın alma anlaşmalarındaki ekonomik koşullara bağlıdır. Akkuyu santrali için ilk iki ünitenin yapacağı üretimin %30'unun ve son iki ünitenin yapacağı üretimin %70'inin Proje Şirketi tarafından serbest elektrik piyasasında bir enerji perakende tedarikçisi vasıtasıyla satılması kararlaştırılmıştır. Türk elektrik piyasasının uzun vadeli tasarımı ve yapısı, makul bir kar marjı ve kontrol edilebilir bir piyasa enerji potansiyeli için belirleyici olacaktır.

4.3 Alternatif Enerji Üretimi Teknolojilerine Yapılan Özel Sektör Yatırımı Üzerindeki Etki

Elektrik ve diğer enerji piyasalarının liberalleşmesi özellikle yatırımların karlılığına ilişkin olarak belirsizlik yaratmaktadır. Belirsizlikle beraber belirli bir teknolojinin risk profili; teknolojilerin ticari açıdan kanıtlanmış olması ve seviyelendirilmiş maliyetlerinin eşit olması durumunda dahi enerji üretimi karması tercihini etkilemektedir. Tablo 4'te seçilmiş bir dizi üretim teknolojisinin maliyet ve risk özelliklerine ilişkin nitel bir karşılaştırma sunulmaktadır.

Tablo 4 : Farklı üretim teknolojilerine ilişkin nitel maliyet ve risk değerlendirmesi

Teknoloji	Ünite boyutu	İnşaat Süresi	kW başına sermaye maliyeti	İşletme maliyeti	Yakıt maliyeti	Düzenleme riski
CCGT (Kombine Çevrim Gaz Türbini)	Orta	Kısa	Düşük	Düşük	Yüksek	Düşük
Kömür	Büyük	Uzun	Yüksek	Orta	Orta	Yüksek
Nükleer	Çok büyük	Uzun	Çok yüksek	Orta	Düşük	Yüksek
Su	Çok büyük	Uzun	Çok yüksek	Çok düşük	Sıfır	Yüksek
Rüzgar	Küçük	Kısa	Yüksek	Çok düşük	Sıfır	Orta

Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı'ndan uyarlanmıştır (2003)

Elektrik üretimine yönelik güneş, rüzgar gibi yeni yenilebilir enerji teknolojileri bir taraftan kısa vadeli planlama ve inşaat hazırlık süreleri dahil cazip düşük riskli özelliklere, sıfır veya çok düşük yakıt, işletme ve bakim maliyeti ile yok sayılabilecek sera gazı ve kirletici emisyonlarına sahipken; diğer taraftan kısmen bu teknolojilerin halen öğrenme eğrisinin oldukça yüksek kısmında yer alması ve kısmen dağınık bir enerji kaynağının bir araya toplanması gerekmesi nedeniyle nispeten sermaye yoğun olmaktadır. Bu durum yüksek sermaye gereksinimi ve uzun hazırlık süreleri olan, uzun sermaye geri dönüşü süreleri gerektiren ve dolayısıyla yüksek yatırım riskine sahip hidro veya nükleer enerji sistemlerine tezat teşkil etmektedir. Esneklik özelliklerine ek olarak yatırımdan doğan risklerin, özel sektör yatırımcılarının teknolojik tercihleri üzerinde önemli bir etkisi bulunmaktadır. Üretilen enerjinin satın alımını garanti eden bir satın alma anlaşması (Türkiye'nin Rusya'yla yaptığı nükleer enerji anlaşmasında olduğu gibi) sermaye-yoğun yüksek riskli teknolojilere yatırımın önünü açmaktadır. Bu, yeni teknolojilerin yaygınlaşmasına olanak sağlayacak bir stratejik sübvansiyon olarak görülebilir. Sübvansiyon olmaması durumunda Türkiye'de bu teknolojinin benimsenmesi mümkün olamayacaktır. Ancak önemli miktarda bir nükleer kapasite artırımına karar verilmiş olması, başta yüksek sermaye maliyetlerine sahip yenilebilir enerji olmak üzere alternatif teknolojilere yapılan yatırımları, bu teknolojilerin yatırım maliyetleri düşüş göstermedikçe ve/veya sübvansiyonlar makul bir kar marjı sağlamadıkça olumsuz etkileyebilir.

5 Sonuçlar

Nükleer enerji ekonomisinin Türkiye'ye özgü, Akkuyu nükleer güç santrali için yapılan anlaşmaya ilişkin olarak, bu çalışmada varılan sonuçlar aşağıda özetlenmektedir:

- Nominal değer olarak KDV hariç 12,35 ABD senti/kWh'lik ortalama alım fiyatının; seviyelendirilmiş üretim maliyetleri, elektrik fiyatlarının zaman içerisinde gösterdiği değişim, söz konusu olan uzun vadeli (tüm mali riskin proje şirketi tarafından üstlenildiği) "Yap-İşlet" yatırım modeli değerlendirildiğinde Türkiye için ekonomik açıdan avantajlı olduğu görülmektedir.
- Radyoaktif atık yönetimi için ödenecek olan 0,15 ABD senti/kWh şeklindeki fiyat, uluslararası rakamlarla uyumlu gözükmektedir. Proje Şirketi atık yönetiminden sorumlu olup atıkların yeniden işlenmek üzere Rusya

Federasyonu'na gönderilmesi öngörmektedir. Atıkların nakliyesine yönelik güzergah, araç ve güvenlik planları henüz netlik kazanmamıştır. Bu durum, uzun uluslararası nakil mesafesi ve olası kamuoyu muhalefeti nedeniyle atık yakıt yönetimine ilişkin ekonomik koşulları değiştirebilecek bir faktör olarak kabul edilebilir. Ancak atık yönetimi ile ilgili sorumluluğu taşıyan taraf olarak Proje Şirketi ilgili mali riski de taşımaktadır.

- Nükleer santralin ekonomik ömrünü tamamladıktan sonra sökümü için ödenecek olan 0,15 ABD senti/kWh şeklindeki fiyat, uluslararası rakamlarla uyumlu gözükmektedir. Santral sökümünden Proje Şirketi sorumludur.
- Ciddi bir nükleer kazanın (uzun vadeli/nesiller arası sağlık etkilerine ve ölümlere, kara ve denizde radyoaktif kirliliğe ve yıllar boyu süren toplu tahliyelere yol açan) maliyeti, kazanın sonuçlarının getireceği manevi yıkım bir yana, gayri safi milli hasıla rakamlarının katları büyüklüğünde tahmin edilmekte olup hiçbir sigortayla teminat altına alınabilecek durumda değildir.[2] Bu nedenle sigorta teminatlarında sorumluluğu sınırlayan bir üst limit getirilmektedir; teminat miktarına bağlı olarak sigorta ücretleri değişmekte ve üretim maliyetleri üzerinde etkileyici bir parametre olmaktadır. Akkuyu projesi için bir teminat sınırı belirlenmemiştir. Anlaşmaya göre, nükleer zarara ilişkin üçüncü taraflara karşı sorumluluk Türkiye'nin taraf olduğu ve olacağı uluslararası anlaşmalara ve Türk tarafının ulusal kanunları ve düzenlemelerine göre düzenlenecektir. Konuyla ilgili olarak Türkiye'de halihazırda geçerli olan uygulama olan Borçlar Kanunu uyarınca herhangi bir sorumluluk üst sınırı mevcut değildir. Ancak konu şu an müzakere edilmekte olduğundan gelecekte buna ilişkin bir düzenleme yapılması beklenebilir. Türkiye'nin Paris Sözleşmesini Tadil Eden Protokolü onaylaması halinde, işletmeci sorumluluğunun en az 700 milyon Euro düzeyinde olacak şekilde düzenleme yapılma zorunluluğu olacaktır.
- İnşaat süresinin uzaması finansman maliyetlerini arttırmakta ve dolayısıyla ekonomik koşulları etkilemektedir. Akkuyu'daki ilk güç ünitesinin 2019'da ticari faaliyete başlaması planlanmaktadır. Bu da inşaatın 2012'de başlaması halinde inşaat süresinin yedi yıl olarak öngörülmekte olduğunu göstermektedir. Yatırım süresi zarfında oluşabilecek risklere karşı sigorta yaptırma sorumluluğu Proje Şirketine aittir. Şirketin başarısızlığı halinde tüm gerekli yetkinlik ve kabiliyete sahip bir halef atama sorumluluğu Rus Tarafına aittir. Buna göre inşaatta meydana gelebilecek olası gecikmeler, maliyet aşımları ve kredi düşürmelere ilişkin olarak Türk tarafının herhangi bir mali sorumluluğu bulunmamaktadır.
- Hükümetlerarası anlaşmaya göre inşaatın genel yüklenicisi olarak atanan JSC Atomstroyexport ürün ve hizmet alımlarında Türk şirketleri mümkün mertebe istihdam edilecektir. Buna göre, ekonomik olduğu ve kaliteden emin olunabildiği sürece santral (çekirdek hariç) inşaatında yurtiçinde üretilen malzeme ve ekipman kullanılması beklenebilir. Yerel ekonomiyi güçlendirebilecek bu durum, Türk şirketlerinin gereken kalite standartlarında ekonomik olarak üretim yapmak için gerekli uzmanlık bilgisi ve üretim düzenlemeleri bulunamayabileceğinden, ancak bir dereceye kadar mümkün gözükmektedir.

2- İnsan hayatına değer biçmenin ve çevre ve yaşam hakkına verilen zarardan kaynaklanan kaybı ölçmenin imkansizlığı vurgulanmalıdır.

- Santralin tasarım itibarıyla Richter ölçeğine göre 9 büyüklüğünde bir depreme kadar güvenli olması öngörülmektedir. Tasarım detayları sahanın özelliklerine göre belirlenmekte olup Akkuyu özelinde sahanın sismik özellikleri üzerinde yıllar önce yapılmış olan çalışmalardaki parametreler Proje Şirketi tarafından güncellenmektedir. Proje Şirketi sahaya özel güvenlikte tasarım yapabilmek için sismik hareketlerle birlikte sıcaklık, nem ve havadaki tuz oranı gibi ilgili değişkenlere ilişkin bağımsız ölçümler yaptırılmaktadır. Sismik hareketliliğin artmış olmasının tespiti halinde tasarımda bir değişiklik gerekli olabilecek, bu da ilave maliyet doğurabilecektir. Bununla ilgili mali risk Proje Şirketi'nin üstünde gözükmektedir.
- Türkiye'nin ekonomik kalkınmasına paralel olarak elektrik talebi geçmiş yıllarda hızlı artış göstermiş ve artmaya devam etmesi beklenmektedir. Mevcut lisans başvurularının ötesinde yeni yatırımlar için özendirici adım atılmazsa nükleer çağın arifesinde arz yetersizliği oluşabilir. Önemli miktarda bir nükleer enerji kapasitesinin (garantili satın alma anlaşması ve nispeten düşük marjinal maliyetle) arz tarafına eklenecek olması başta yüksek sermaye maliyetlerine sahip yenilebilir enerji olmak üzere alternatif teknolojilere yatırım yapacak özel sektör yatırımcılarının karlılık endişesi nedeniyle yatırım cesaretlerinin kırılmasına neden olabilir. Bu nedenle nükleer çağının arifesinde olası bir tedarik yetersizliğinden kaçınmak üzere önlemlerin alınması gerekebilecektir.

Sonuç olarak, ekonomik analiz bulgularını değerlendiren nihai bir yorum özeti olarak, Rusya ile Türkiye arasında yapılan hükümetlerarası anlaşmanın Türkiye için ekonomik açıdan avantajlı göründüğünü söylemek mümkündür. Aynı anlaşmanın hükümetler arası nitelik taşımaksızın bağımsız bir ticari anlaşma olarak yapılmasının, ekonomik koşullar ve Rus tarafınca üstlenilen tüm riskler göz önünde bulundurulduğunda, ne derece mümkün olabileceği tartışmalıdır. Enerji sektöründe Rusya ile Türkiye arasındaki kuvvetli işbirliği, yükselen yeni piyasalarda Rus nükleer teknolojisinin yaygınlaşmasının desteklenmesi gibi başka hususlar, bu anlaşmanın Rus tarafınca ticari kaygı ön planda tutulmadan imzalanmasında etkin olmuş olabilir. Türkiye'nin uzun vadeli resmi enerji stratejisinde öngörüldüğü üzere nükleer enerji alanında bir geleceği söz konusu olacaksa, sızıntı ve ciddi nükleer kaza olasılıkları bertaraf edildiği, atık yönetimi herhangi bir endişeye mahal vermediği ve gerekli düzenleyici ve kontrol edici mekanizmalar başarıyla yürürlüğe konduğu müddetçe anlaşma ekonomik açıdan iyi bir başlangıç noktası olarak görünmektedir. Diğer yandan Fukushima kazası sonrasında, nükleer enerjinin yer almadığı bir geleceğin ekonomik koşullarının, fizibilite ve sürdürülebilirlik unsurlarıyla birlikte tüm dünyada tartışıldığı ve daha kapsamlı olarak ele alınır hale geldiği belirtilmelidir.

Referanslar

ABD Kongresi (Eylül 1993), "Aging Nuclear Power Plants: Managing Plant Life and Decommissioning," OTA-E-575 , Washington, DC: U.S. Government Printing Office.

Baetz, J. (Mayıs 2011), "Insurance Cost vs. Nuclear Power Risk," Associated Press,http://www.pittsburghlive.com/x/pittsburghtrib/business/s_734814.html

Cooper, M.(2009),The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse ?

Dünya Nükleer Birliği, 2011a." Nükleer Enerji Ekonomisi",http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html.

Dünya Nükleer Birliği, 2011b." Nükleer Hasara İlişkin Sorumluluk,http://www.world-nuclear.org/info/inf67.html.

EPDK, 2011. "Doğal Gaz Sektör Raporu 2010."

EÜAŞ, 2011. "Elektrik Üretim Sektör Raporu 2010."

Grubler, A. (2010), "The Costs of the French Nuclear Scale-Up: A case of Negative Learning By Doing," Energy Policy,38

Guggenbühl (March 2011), "Ein schwerer Atomunfall bleibt am Volk haften", Infosperber, http://www.infosperber.ch/Wirtschaft/Ein-schwerer-Atomunfall-bleibt-am-Volk-haften

Hargreaves, S. (2011), "Nuclear Industry Shielded from Big Disaster Costs," CNNMoney – http://money.cnn.com/2011/03/25/news/economy/nuclear_accident_costs/index.htm

IEA (2010), "Electricity Information 2010", OECD/IEA, Paris.

IEA (2003), "Power Generation Investment in Electricity Markets,"OECD/IEA, Paris.

IEA (2000)," Experience Curves for Energy Technology Policy", OECD/IEA, Paris.

Joskow, P.L, Parsons, J.E. (2009), "The Economic Future of Nuclear Power," Daedelus, The Global Nuclear Future, Cilt 1.

Kanter, J.(28 Mayıs 2009), "Nuclear Renaissance Runs into Trouble", The New York Times.

Kennedy, D., (2007), "New Nuclear Power Generation in the UK: Cost Benefit Analysis," Energy Policy, 35.

Koomey, J., Hultman, N.E., (2007), "A Reactor-Level Analysis of Busbar Costs for US Nuclear Plants", 1970–2005, Energy Policy,35.

Lenzen, M., (2008), "Life Cycle Energy and Greenhouse Gas emissions of Nuclear Energy: A Review," Energy Conversion and Management ,Cilt No. 49, Sayı 8.

MIT (2003), "The Future of Nuclear Power," An Interdisciplinary MIT Study,http://web.mit.edu/nuclearpower/

MIT (2009), "Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study,"http://web.mit.edu/nuclearpower/

Kalkınma Bakanlığı (Haziran 2011), "Temel Ekonomik Göstergeler."

NEA (2007), "International Nuclear Third party Liability"– *Press Kit,*http://www.oecd-nea.org/press/press-kits/nuclear-law.html.

Moody's (Ekim 2007), "New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs Addressing An Inevitable Necessity, Moody's Global Credit Research", Research Report.

NTVMSNBC (7 Haziran 2011), "Nükleer Santraller 2071'de kapatılacak,"http://www.ntvmsnbc.com/id/25220653/

OECD (1997), The OECD Report on Regulatory Reform – Volume I: Sectoral Studies (Düzenleyici Reformlar Konulu OECD Raporu – Cilt I: Sektörel Çalışmalar.

OECD (2010), "Projected Costs of Generating Electricity"

Paulitz, H. (2008), Die Atomstrom-Lüge: Verschwiegene Kosten, getäuschte Verbraucher, Frontal".http://frontal21.zdf.de/ZDFde/inhalt/2/0,1872,7380194,00.html.

Ramachandran (Nisan 2010), "The Civil Nuclear Liability Bill," Institute for Defence Studies and Analyses (IDSA) Issue Brief http://www.idsa.in/issuebrief/TheCivilNuclearLiabilityBill_rramachandran_150410

Reuters (21 Nisan 2011), "NRC Extends Life of Largest U.S. Nuclear Station," http://www.reuters.com/article/2011/04/21.

Romm, J.(Ekim 2009), "Toshiba Tells San Antonio its New twin 13 Billion Nukes will Cost 4 Billion More - The City balks," Climate Progress.

Strip D. R.(Eylül 1982), "Estimates of the Financial Consequences of Nuclear Power Reactor Accidents," NUREG/CR-2723, Sandia National Laboratories.

Vaillancourt, K., Labriet, M., Loulou, R. ve J-P. Waaub 2008. "The Role of Nuclear Energy in Long-Term Climate Scenarios: An Analysis with the World-TIMES Model,"Energy PolicyCilt 36, Sayı 7.