

Kapasite Ödemesi Örneği

Bariş Sanlı, Murat Alanyalı*

barissanli2@gmail.com , alanyali.murat@gmail.com

(* TOBB ETÜ Elektrik Elektronik Bölümü, Prof Dr)

İçindekiler

Giriş.....	1
Amaç	2
Metodoloji.....	2
Politik Tasarım Parametreleri	3
Pik Saatlerin Belirlenmesi.....	4
Yeni Yatırım (CONE) Maliyeti ve Finansalların Hesaplanması.....	6
Çalışma Sistematiğinin Belirlenmesi	6
Ödeme Sistematiğinin Tasarlanması.....	7
Sonuç.....	10

Açıklama

Söz konusu yazı, yazarların “Kapasite Piyasası101” makalesinin ardından gelen sorulara bir cevap niteliğindedir. Yazının içerisindeki görüşlerin hiç biri yazarların ilgili, ilişkili veya çalıştıkları kurumların görüşleri olmayıp, yazarların çalıştıkları kurumların da böyle bir talebi, isteği, çalışması yoktur. Yazı sadece email üzerinden gelen sorulara cevap olarak hazırlanmıştır.

Özet

Bir sene içinde talebin en yüksek olduğu saatlerin belirlenerek, o saatlerde kapasite ödemesi için belirlenen tavan üzerinden ihale yapılarak, pik saatlerde devrede olan belirli kriterlere haiz baz yük santrallerine, sermaye maliyetlerini karşılayacak bir kapasite ödeme sistemi tartışılmaktadır.

Giriş

Kapasite piyasaları olmalı mı? Bu sorunun cevabı kime ve hangi finansal ortamda sorulduğuna bağlı olarak değişiyor. Örneğin petrol piyasalarında bir kapasite ödemesi yok, iflas eden ediyor, ayakta kalanlar da ya birleşiyor ya da bir anlamda daha likiditesi kuvvetli şirketler tarafından satın alınıyor. Elektrik piyasalarında ise elektriğin depolanamamasından dolayı aynı mantık bu kadar kolay çalışmıyor.

Elektrik tarafında kapasite tasarımının temel bir mantığı var, sürdürülebilir bir arz güvenliği sağlamaktır. Çünkü bugünün enerji politikalarının etkisi en az 5 yıl sonra etkisini göstermektedir. Karar aşamasından lisans alıp üretime geçmek en az 5 ilâ 7 seneyi bulmaktadır.

Elektrik piyasalarını bekleyen çok temel bir soru vardır. Bu da piyasanın mevcut ekonomik kurgusu fosil yakıt santrallerine ve bunların verimliliğine göre optimizasyon yapacak şekilde kurulmuş olmasıdır. Fakat gelişen teknoloji, artan yenilenebilir ve yardımcı teknolojiler fosil yakıt verimliliğini bir piyasa parametresi olarak daha az önemli hale getirmektedir. Peki fosil yakıtlı baz yük santralleri ne olacaktır?

Piyasa gelişiminde bir çok gelişmeye, karar alıcılar da yatırımcılar da ilk defa maruz kalıyor. En önemlisi, artan yenilenebilir ve alım garantileri olan piyasa kurgusunda, bulunması ve çalıştırılması elzem olan fosil yakıt santrallerinin “kayıp para” problemi ile yüzleşmesidir. Yani bu santraller görünüşte yakıt fiyatı üzerine bir kâr elde ediyor olsalar da, bu kâr ile banka finansman maliyetlerini ödeyemiyor olmalarıdır.

Bazı Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret sözleşmelerinde bu yatırım bedelleri “kapasite” başlığı altında yapılmaktaydı. Yani CAPEX (Capital Expenditure), sermaye ödemelerinin ayrı bir kalem halinde ödendikten sonra, yakıt ve operasyonel maliyetlerin ödenmesi üzerine kurulu bir yapı vardı. Serbest piyasa da ise rekabet, yatırımcıların bir çoğunun CAPEX’ini zamanında geri ödeyemez hale getirebilmektedir. Bu sebeple Türkiye’de de dünyada da bu sorun baştan beri bilinerek, mevzuatların hemen hemen hepsinde enerji ve kapasite bedelleri, kiralamaraları derc edilmişti. Yani Amerika yeniden keşfedilmiyor, sadece keşfetmenin ekonomik yöntemi aranıyor.

Amaç

Kapasite piyasalarının tasarımındaki temel amaca yazının başında değinilmişti. Bu problemi bir önceki yazıdan biraz daha ileri bir seviyeye taşıyarak, arz fazlası olan bir piyasayı da kapsayacak bir kapasite ödeme sistemi tasarlanmaya çalışılacaktır.

Farzedelim ki bir elektrik piyasasında arz fazlası olsun ve yeni baz yük yatırımların devreye girmesi de en az 4 seneyi bulsun. Bu piyasa da arz fazlası dönemlerinde fiyat düşük çıkarak, yatırım yapanları santrallerini kapatmaya hatta sökmeye sevk edebilir. Bunu gören diğer yatırımcılar da yatırım yapmaz. Dolayısıyla sistemde geleceğe doğru yatırımların yapılmadığı bir ortam oluşur. Yatırımcı, fiyatlar istediği seviyeye yükselene kadar yatırıma başlamaz. Fakat yatırıma başladığında da aslında gecikmiş olur. Yüksek fiyat sinyalinin teşvik ettiği yatırımlar devreye girene kadar arz güvenliği sorunu yaşanabilir.

Örneğin bugün piyasanın ihtiyacı olmayan bir doğal gaz santraline 5 sene sonra ihtiyaç olabilir. Fakat bu santral sahibi bugün lisansını iptal edip, santralini kapatsa, bu santralin tekrar lisans alıp devreye girmesi en erken 4 sene de olacaktır. Karar alıcıların, piyasa kurgusunda ihtiyaç duyabileceği baz yük santrallerinin sistemden ayrılmasını geciktiren kararlar alması gerekecektir.

Bunun için gelecek vadeli fiyatlar, uzun süreli ikili anlaşmalar, kapasite mekanizmaları öngörülmektedir. Gelecek vadeli fiyatlar petrol piyasasında gerçek fiyatları yansıtmaktan çok bir hedging mekanizması olmaktadır. Kapasite mekanizmalarının ileri doğru çalıştırılması esastır, yoksa bugün kapasite bedelini alan yatırımcı bu yatırımı 3 sene daha devrede tutmayı düşünmeyebilir.

Yani hem kayıp para problemini çözebilmek hem de arz fazlası dönemlerindeki yeni ve verimli yatırımları arz eksiği dönemlerine taşıyabilmek temel amaçtır.

Metodoloji

Bir kapasite mekanizma tasarımında herşey matematik değildir. Bazı parametreler politiktir. Örneğin sistemde kapasite olarak öncelikli olarak kömür santrallerin olmasını çünkü doğal gaz krizlerinde öncelikle bu santrallerin tüm kapasiteleri ile devrede olmalarını garanti altına almak bir politika amacı

olabilir. Aynı şekilde belirli bir verimin üzerindeki santrallere kapasite bedeli ödemek de politika tercihidir. Fakat daha politik bir parametre tüm tasarımın başladığı noktadır. Yıllık 8760 saatin kaç saati pik yani tüketimin en yüksek olduğu (TEYO) saattir. Orijinal tasarımlarda piyasa fiyatı da bir "soft cap" olarak kurgulanıyor, fakat bu örnekte pik talep üzerinden hareket edilecektir.

Çünkü bu pik saatlerde kapasite bedeli ödemediğimiz baz yük santrallerinin mutlaka devrede olmasını teşvik etmek temel tasarım parametrelerinden biridir. Kapasite bedeli, pik saatlerde yeterli kurulu gücü garanti altına almalıdır. Her ne kadar yatırımcılar aksini düşünse de kapasite bedelinin yenilenebilir kaynaklara verilmesi ekonomik değildir. Alım garantisi üzerine kapasite bedeli doğru bir yaklaşım olmayıp haksız zenginleşmeye yol açabilir.

Daha önce Kapasite Piyasası 101ⁱ yazısında bu kavramlar mümkün olduğunca anlaşılır şekilde açıklanmaya çalışılmıştı. Dolayısıyla detaylı bilgi için o yazıya, ayrıca kitap olarak da "Capacity Mechanisms in the EU Energy Market" (L. Hancher, A. Hauteclocque, M. Sadowska)'a bakılabilir.

Bu çalışmada detaylı bir piyasa tasarımı yerine, mantığını göstermeye çalışan bir tasarım anlatılmaya çalışılacaktır ki, bu adımlar sırası ile:

1. Politik tasarım parametrelerinin tartışılması
2. Pik saat sayısının belirlenmesi
3. Yeni yatırım maliyet ve finansal parametrelerinin hesaplanması
4. Opsiyonun yani hangi tüketimin ya da fiyatın üzerinde kapasite bedeli ödenenlerin devrede olmasının isteneceği
5. Ödeme sistematığının tasarlanması

olarak incelenecektir. Şimdi sırası ile bu adımlar tartışılacaktır.

Politik Tasarım Parametreleri

Bugün ki hangi teknolojileri yarına bırakmak istiyoruz, ayrıca yarın devreye girecek teknolojilerin hangilerinin ekstra ödeme almasını istiyoruz? Politik tasarım parametreleri bu soruların cevaplarından oluşmaktadır. Bu soruların bir çok cevabı olabilir. %56 ve üzeri verimli doğalgaz santralleri devrede kalmalı dense, neden %56.2 değil diye bir soru sorulabilir.

Neden baz yük? Yenilenebilir santraller de sisteme katılsın denildiğinde bir yatırımcının tüm finansal riskleri iki defa (hem kapasite hem de alım garantisi ödemesi) diğer oyuncular tarafından üstlenilmiş olur. Yatırımcılar ikisinden birini seçmeye zorlanabilir.

İlk dikkat edilmesi gereken konu, santrale yapılan ödemenin bir kapasite bedeli yani CAPEX olmasıdır. Türkiye gibi ülkelerde eskiden 7 senede yatırım dönüşü beklenirdi. Şimdi ise bu 10 sene olarak kabul edilebilir. Yani 10 sene de banka borcunu ödeyememiş yatırımlara ödeme yapılıp yapılmaması arz güvenliği seviyesine göre karar verilmesi gereken bir durumdur. Bunun içinde tahminler gerekir.

Arz güvenliği seviyesi ise, ne kadar yedek/planlama marjı bırakılacağı ile ilgilidir. Yine aynı şekilde kaynakların emre amadeliklerine göre ağırlıklandırılması ile elde edilecek bir güvenilir kurulu güç üzerinden %15'lik bir planlama marjı bırakılabilir. Fakat bu rakam niye %15.1 değildir denemez, politika tercihidir.

Aynı şekilde, Türkiye gibi doğal gaz bağımlılığı yüksek bir ülke bunu azaltmak için kömür santrallerini önceliklendirebilir. Eğer ceza mekanizması konmaz ise, herkes sistemden ödeme alıp, pik saatlerde yükümlülüğünü yerine getirirse yüksek kazanç, getirmez ise arz güvenliği sorununda sıfır sorumluluk talebinde bulunacaktır.

Bir diğer politika tercihi de, bir gecede sıfırdan yapılabiliyor olsa hangi üretim yatırımının arz güvenliğine katkı yapacağıdır. Genelde dünyadaki hesaplarda tek çevrim-gaz türbini doğal gaz santrali hesaplamalarda kullanılmaktadır. Çünkü farzedelim ki senede 15 saat arz açığı var, bu açığı kapatmak için yeni santral yapılırsa belki senede 2000 saatten fazla çalışma imkanı bulamayacak ve zarar edecektir.

Bir diğer fakat en önemli nokta ise bu kapasite bedelinin bölgesel farklılık gösterip göstermeyeceğidir. Farzedelim sistemde kapasite ödemesinin tamamını ülkenin en doğusundaki santraller aldı, bu Marmara bölgesinde bir arz güvenliği iyileşmesi sağlamayacaktır. ABD’de aynı iletim bölgelerinde bile farklılıklar gözükmetedir.

Türkiye gibi ülkeler de ise kapasite bedellerinin mevsimsel farklılaştırılması da gerekebilir. Yani kapasite bedelinin kışın doğal gaz santrallerine ödenmesi, dengeleme gazı piyasası doğru çalışmaz ise, şebeke gazının çalınarak kapasite bedeli alınmasına yol açar. Bu da arz güvenliğini iki defa tehlikeye sokar. Dolayısıyla, kendi gazını getirenler hariç kış için doğal gaz santrallerine kapasite bedeli ödenmeyebilir.

Son parametre ise kapasite mekanizmasının kaç sene ileri doğru çalıştırılacağıdır. Örneğin İngiltere piyasası 4 sene sonrası için ödemeleri oluşturmaktadır.

Özetle politika tasarım parametreleri:

1. Kapasite bedeli ödenecek santrallerin ülkenin batısında, öncelikli olarak yerli kömür santralleri, sonra ithal kömür sonra ise doğal gaz santralleri olması,
2. Doğal gaz santrallerinin en geç 8 sene içerisinde devreye girmiş, kombine çevrim olması,
3. Ödenecek bedelde tavan olarak alınacak santral tipinin tek çevrim doğal gaz santral yatırım bedeli olması,

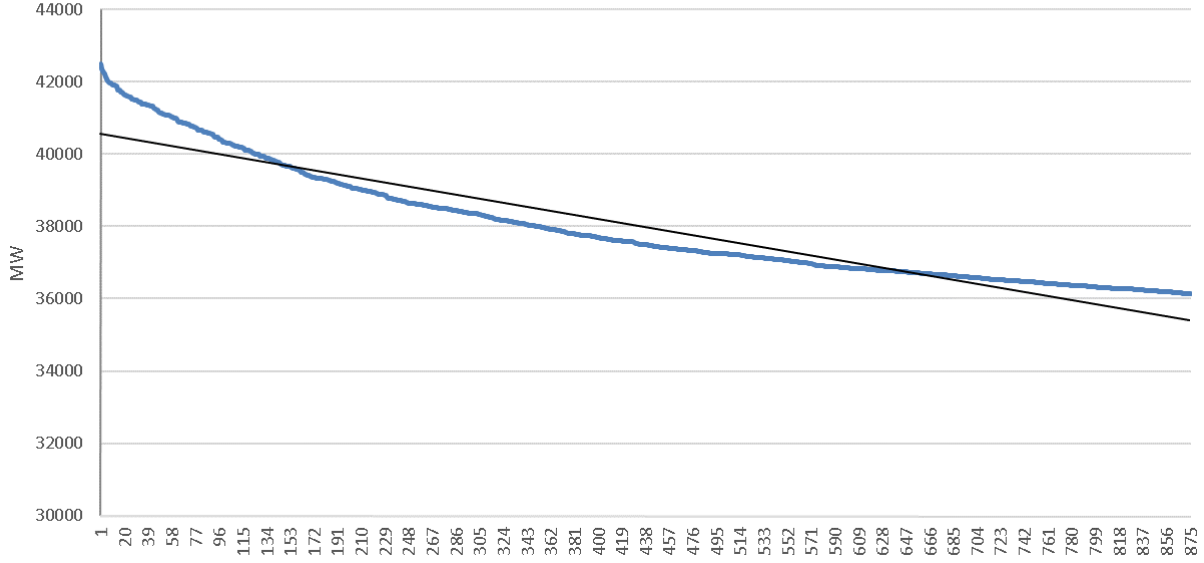
olarak örneklenebilir. Aynı şekilde karar alıcı bu parametrelerin bir kısmını belirleyerek ilana çıkar ve belirlediği kapasite bedelinden eksiltme usulü ile ihale alır ve güvenilir rezerve ulaştığına inandığı noktada ihaleyi sonlandırır.

Pik Saatlerin Belirlenmesi

Piyasa tasarımında kapasite ödemesi alan santrallerin, örneğin, fiyatlar 300 TL/MWh üzerinde iken devrede olmaları istenebilir. Fakat Türkiye’de fiyatlardan çok talep seviyesinin yönetilmesi daha çekici bir çözüm olmaktadır.

Peki, Türkiye’de 8760 saatin ne kadarı tüketimin pik yaptığı saattir? İlk 10 saat, ilk 100 saat, ilk 400 saat? Cevapların hepsi kabul edilebilir. Sorunu çözmek için 8760 saatlik tertiplenmiş yük eğrisinin en yüksek talebin olduğu ilk 876 saatine bakalım.

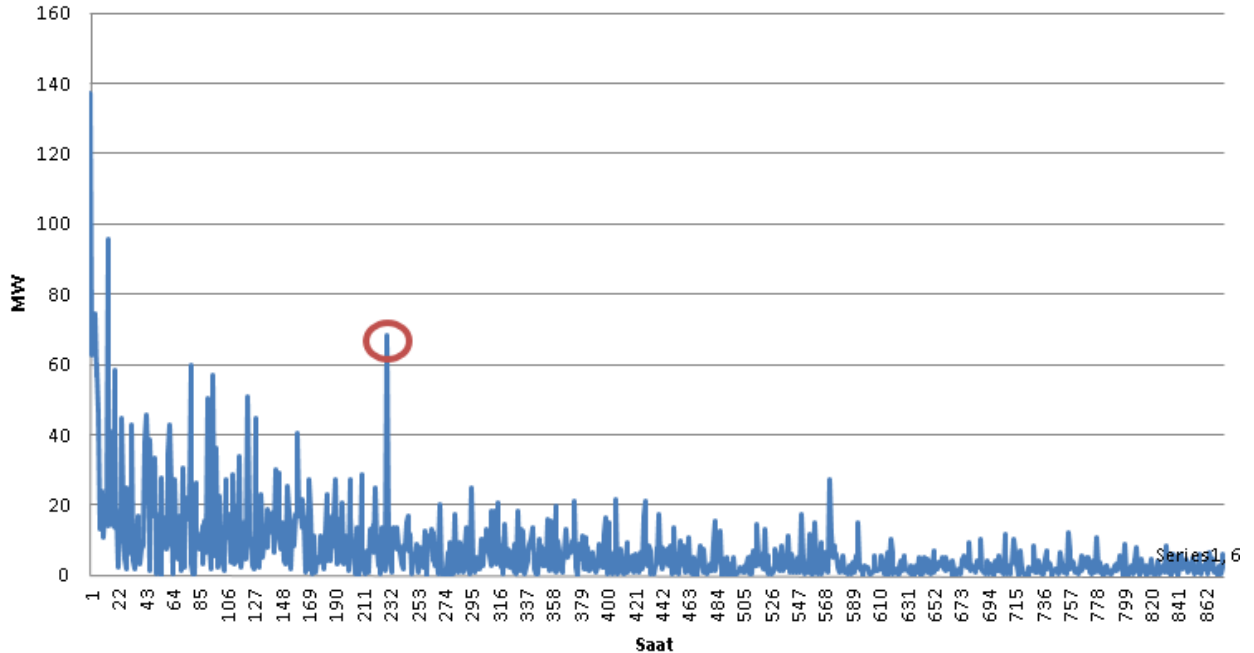
2015 Yılı Tertiplenmiş Yük Eğrisi - En Yüksek 876 saat



Yukarıdaki eğrinin üzerine Excel'in eğilim eğrisi olarak bir doğru eklenmiştir. Bu sayede ilk 876 saatin ne kadarında, eğrinin gerçekten dikleştiği görselleştirilmeye çalışılmıştır. Bu saat ise 150 saat civarına denk gelmektedir. Daha doğru bir yaklaşım ise talebin hangi iki saat arasında en yüksek farkı oluşturduğuna bakmak olabilir. Yani kısaca yukarıdaki grafiğin fark grafiğini çıkarmaktır.

Bu fark grafiği yukarıdaki serideki her bir talep noktasının kendisinden bir öncekinden çıkarılması ile oluşmuştur. Dikkat edilirse 230ncu saatteki sıçramadan sonra 570nci saate kadar büyük bir sıçrama olmamaktadır.

Tertiplenmiş Yük Eğrisi Ardışık Fark Grafiği



Tasarım olarak, Türkiye’de yönetilmesi gereken pik saat sayısı 230 da olabilir, 570 de. Burada bir diğer parametre gündeme gelmektedir ki, sistem güvenlik tasarımının bunun üzerine yapılması gerekir. Ortalama bir tüketici kaç saat elektrik kesintisine maruz kalacaktır.

Genelde pik saatler, tüm saatlerin %5’i $(8760*5/100)=438$ saat gibi kabul edilir. Ama talep eğrisine baktığımızda kırılma 230ncu farkda en yüksek değerindedir. Yazarların tercihi en yüksek talebin gerçekleştiği 230 saati pik saat olarak değerlendirmekten yanadır. Bu 230 saatte, yani tüm senenin %2.6 sında, pik talebin %8.5’luk üst kısmı oluşmaktadır.

Yani kapasite ödemesini alanlar, bu en yüksek talebin gerçekleştiği 230 saat boyunca devrede olan her bir MW başına bir kapasite ödemesi alabilirler kabülü ile başlanabilir.

Diğer piyasa tasarımlarında bir işlem fiyatı belirlenip, bu fiyatın üzerinde devrede olmaları, fiyatın bu işlem fiyatının üzerinde olması durumunda kapasite fiyatı ödenirken, kapasite ödemesi yapılanlardan bu saatlerdeki işlem fiyatının üzerinde oluşan fiyattan elde ettikleri gelirin de geri alınması planlanmıştırⁱⁱ.

Yeni Yatırım (CONE) Maliyeti ve Finansalların Hesaplanması

Tek çevrim bir doğal gaz santralini yeni kapasite giriş bedeli hesabında, %8 ABD dolar cinsi faiz ile 10 yıl içinde bankaya borcunu ödediğini farzedebiliriz. Yatırımcı tüm riskin kapasite ödemesi tarafından alınması gerektiğini düşünebilir. Ama kendi özsermayesi ile yaptığı ödemenin de kapasite ödemesi için baz alınması bir tercihtir.

Yatırım maliyeti Uluslararası Enerji Ajansının Yatırım maliyetleri veritabanından alınmıştırⁱⁱⁱ. Bir gaz türbini maliyeti 500\$/kW’dır. 10 yıl için %8 faiz ile dönemsel ödemesi 74.5\$/kW/yıl’dır.

230.saateki talep 38864 MW, pik talep ise 42482 MW’dır. Yani aradaki 3618 MW’lık ve sadece 230 saat boyunca gerçekleşen talebi yönetmek için sadece o saatlerde çalışacak gaz türbini kurulsaydı, kW başına 74.5 \$ ödenirse bu yatırım 10 yılda kendini ödemiş olacaktır. Normalde burada %30-%70 özsermaye borç oranı ile bu rakamın da %70’inin ödenmesi öngörülebilir.

Çalışma Sistematiğinin Belirlenmesi

Kapasite piyasasının ileriki yıllara doğru taşınması önemlidir. Türkiye gibi ülkelerde pik talep artışı kriz yılları hariç ileri doğru son 3 yılın ortalaması şeklinde ilerletilebilir.

Yukarıdaki hesaplara göre 2016 yılında çok muhafazakar bir artışla, talep artışı %3 olarak öngörülerek ileri taşınırsa aşağıdaki tablo elde edilir.

Yıl	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ödemenin devreye gireceği en düşük talep (MW)	38864	40030	41231	42468	43742	45054	46406	47798

Dolayısıyla, 2016 yılı için talebin 40030’u aştığı her saatte devrede olan baz yük santrallerine bir kapasite bedeli ödenmesi, bunun da sonraki yıllarda aynı oranda arttırılması öngörülebilir.

Ödeme Sistematiğinin Tasarlanması

Talebin 2016 yılı için 40030 MW'ın üzerinde olduğu her bir saatte devrede olanlara bir ödeme yapılması kabulünden sonra enerji ödemeleri ile dengeleme konusu gündeme gelecektir. Çünkü eğer enerji bedelinden tüm para kazanılsaydı, kapasite ödemesi yapılmasına gerek kalmayacaktı. Sistemin tasarımının önemli bir çıkış noktası, bir kapasite ödemesi ile enerjide toplanamayan bedellerin kompanse edilmesidir. Fakat ya o saatlerde piyasa takas fiyatı (PTF) 2000 TL/MWh çıkarsa, ne yapılacaktır.

Bunun için öncelikle bir önceki senedeki 38864 MW'ın oluşturduğu fiyat bir yumuşak tavan (soft cap) olarak kabul edilebilir. Veya sistem tasarımında direkt olarak 300 TL/MWh gibi bir yumuşak tavan fiyatı karar alıcı tarafından belirlenir. Eğer fiyat bu rakamın üzerine çıkarsa, kapasite ödemesi alanlar, piyasa fiyatı ile 300TL/MWh arasındaki farkı geri öderler.

300 TL/MWh, yakıt bedeli fiyatı ve makul kar oranının üzerinde seçilmelidir. Aksi halde farklı sonuçlara rastlanabilir.

Ödeme baz yük santralleri için düşünüldüğünden 150 MW veya 500 MW üstü santraller şeklinde bir limit konulabilir. Bu limit tamamen bir seçimdir. Aynı şekilde bölgesel ve mevsimsel parametreler de belirlenir. Örneğin kış döneminde devrede olan doğal gaz harici tüm santrallere bedel ödenirken, kışın kendi gazını getirmeyen santraller muaf tutulabilir. Ya da LNG satın alanlar sadece sisteme katılabilir. Bu tamamen ülkenin tercihine bağlıdır.

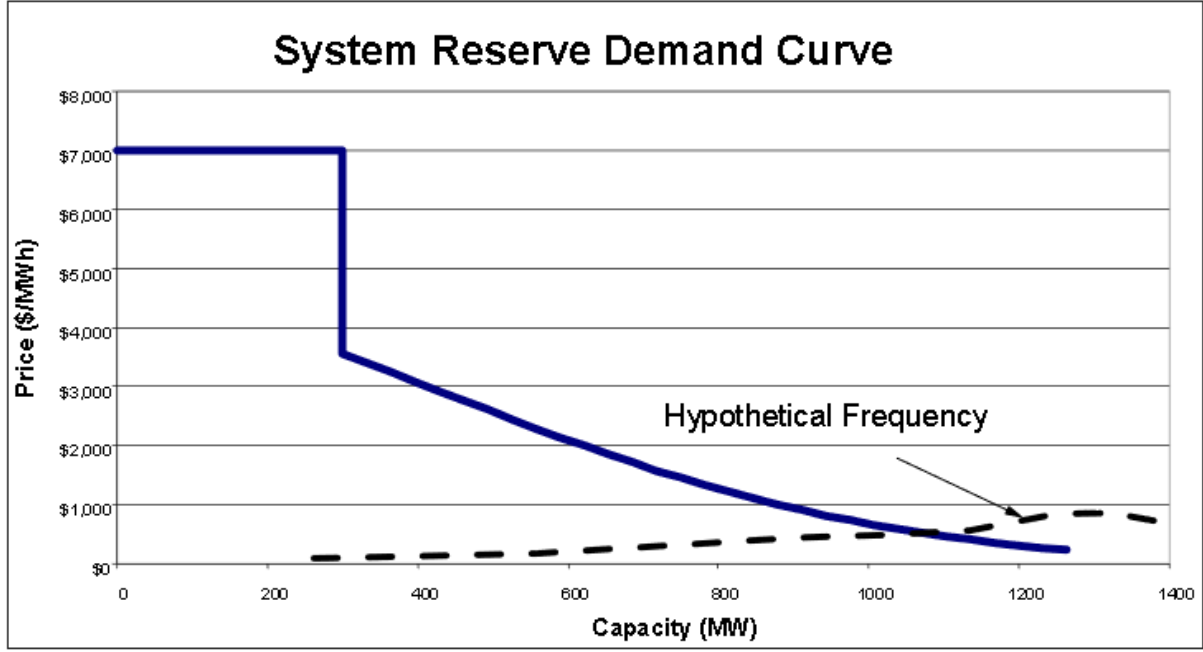
Yatırımcı her halükarda bu yüksek kapasite bedelini almak ister, bunun için de sistemi aşındırmaya çalışabilir. Ama amaç ödeme yapmak değil, ülkenin gelecekteki enerji miksinde yer alması istenen teknolojilere yatırımcıyı yönlendirmektir. Yenilenebilirde alım garantileri zaten bunu sağlamaktadır.

Yukarıdaki parametrelere kısaca tekrar bakalım:

- 1) Pik saat sayısı: 230
- 2) Yeni yatırım yıllık banka ödemesi 74.5\$/kW, ya da 74500 \$/MW
- 3) 2016 yılı için 40030 MW'ın üzerindeki tüm saatlerde devrede olanlara devrede oldukları MW başına ödeme tavanı hesaplanır.
- 4) Güvenlik marjı belirlenebilir. Primer-sekonder yedek rezerv durumundan dolayı, tüm kurulu gücün sadece %90'ı kadar en fazla kapasite bedeli alınabilir. Yani 1000 MW'lık santral en fazla 900 MW'ın devrede olan her bir MW'ı için devrede olduğu saatlerde kapasite ödemesi alabilir.

Sistem tasarımında bir sonraki adım da ise, istenen rezerv miktarına göre oluşacak, "Sistem Rezerv Talep Eğrisi"ni oluşturulması gerekmektedir. Bu eğrinin şekli VoLL ve politika tercihlerine bağlıdır. Literatürden, örnek olması için, bir örnek olarak ekteki eğriden faydalanılabilir^{iv}.

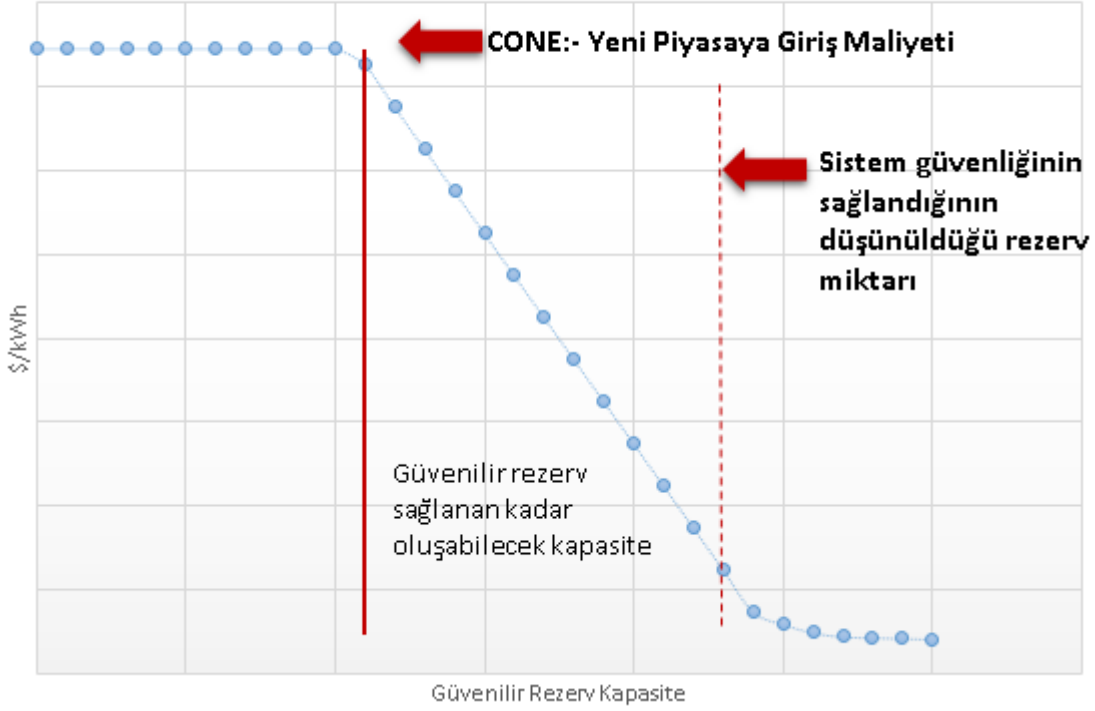
Capacity Frequency and Reserve Prices



Electricity Scarcity Pricing with Operating Reserve Demand Curve, William W. Hogan

Sonucunda talebin 40030 MW'in üzerinde olduğu 3618 MW (Tahmini) ve 230 saat için (2015 değeri) her bir saat için her bir MW'ı devrede olmayı taahhüt eden santrallerden teklifler alınır. $74500/230 = 323.9$ \$/MW tavan fiyat olacak şekilde ihaleye çıkarılır. Sistemin yöneticisi, kendi istediği rezerv oluşana kadar ihale yapar. İhale de kendi yeterli gördüğü rezerv oluştuğu anda fiyatı oluşturur.

Kapasite Bedeli Eğrisi Örneği



Bu MWh başına 323.9\$ ne anlama gelir? Güvenilir kurulu güç rezervi belirli bir orana gelene kadar, sistem tüm kapasiteyi sistemde tutmaya çalışır. Belki 100 saat bile çalışmayan kapasitelere, sistem rezervleri çok düşük seviyede olduğu için, bir bedel ödeyerek devrede tutmaya çalışacaktır. Bunun için de birkaç tur ihale yapılarak fiyat oluşturulur.

Bu tip ihaleler bir de geleceğe doğru yapılarak, yeni gelecekte devreye girecek kapasitelere de bir ekstra ödeme imkanı sunar. Yani 2021 yılında güvenilir rezervde bir azalma görülüyor ise, o yıllara ait kapasite ödemeleri bu şekilde oluşturulur.

Öncelikle yukarıdaki eğri bir örneklemedir. Karar alıcının bazı öngörülerde bulunması gerekecektir. Her halükarda YEK ve yenilenebilir artışı ile sistemde yılın %20sinde bile çalışmayan baz yük santrallerine ihtiyaç olabilir. Almanya'da linyit santrallerine bir "hazırda bekleme" (security standby) ödemesi öngörülmüştür.

Bu yazıda önerilen sistemde ise, politika kabulleri belirlendikten sonra ihaleye çıkılması gerekmektedir. Sistem, yeterli baz yükü elde ettiği noktada ihaleyi kapatabilir. Bedelleri öderken en az 3 sene santrali işler tutma şartını da getirebilir. Zaten Türkiye'de 10 sene önce kapasite yedeği sistemi fuel oil-mobil santrallerin hazırda bekletilmesinde kullanılmış bir sistemdir. Bunu ileriki yıllara doğru fiyat oluşturan bir mekanizmaya taşımak önemli olacaktır.

Sonuç

Kapasite ödemeleri birçok kişinin aklını karıştırmaktadır. Ama Yi-YiD santrallerine yıllardır bu tip ödemeler yapılmıştır. Bunun karşılığında ise %90'lara varan bir emre amadelik istenmiştir. Geline nokta piyasada arz fazlası vardır. Bu durumda, fiyatların yıkıcı etkisi ile tıpkı petrol piyasaları gibi bir anda petrol darboğazına düşmemek için, ileri doğru bazı kapasitelerin sistem içinde kalmasını sağlamak politik bir tercihtir.

Kapasite piyasalarında kolay bir çözüm yoktur. Bu yazıda anlaşılabilirlik, teorinin önüne geçirilerek, fakat teorik çerçeveden kopmadan bir basit kapasite ödemesi tasarımı ve mantığı anlatılmaya çalışılmıştır.

Yukarıda hesaplanan bedeller, yüksek gelebilir. Fakat yazın en sıcak, kışın en soğuk anında elektriksiz kalmanın bedeli nedir? Bunu da iyi hesaplamak gerekir. Ne kadar çok kişi o anlarda elektriksiz kalırsa, sistemin toplam refahı o kadar düşecektir.

Bu yazıda hesaplanan ve anlatılan tasarım bir ileriki aşamaya taşınarak, İngiltere piyasasında olduğu gibi gelecek 4 yıla doğru ihale edilebilir. Aynı şekilde piyasa tasarımında kazananı belirlemek için yukarıda hesaplanan bedelden eksiltme yöntemi ile teklif alınarak, sistem için gerekli güvenilir yedek kadar da hizmet alınabilir.

Sorun bugün elektrik piyasasında daha önce hiç karşılaşmadığımız durumlarla karşılaşmaktayız. Ayrıca yıkıcı teknolojik dönüşümlerde hemen yakınımızdadır. Gelecekte bugün ki tasarımlar çok yanlış gözükebilir, fakat bugün doğrunun ne olduğu konusunda uluslararası literatürde de bir konsensus yoktur. Dolayısıyla bu yazı sadece bir tartışma makalesidir.

ⁱ <http://www.barissanli.com/calismalar/2016/bsanli-malanyali-KapasitePiyasasi101.pdf>

ⁱⁱ Capacity Market Fundamentals, Peter Cramton, Axel Ockenfels, and Steven Stoft, Economics of Energy & Environment Policy, Volume 2, Issue 2, September 2013

ⁱⁱⁱ <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>

^{iv} http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Austin_041813.pdf