

T.C.
GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ ENSTİTÜSÜ
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK PİYASALARINDA GÜN
ÖNCESİ PİYASASI VE UYGULAMASI

GÜLFİN YAZICI AYDIN
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

GEBZE

2013

T.C.
GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ ENSTİTÜSÜ
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK PİYASALARINDA GÜN
ÖNCESİ PİYASASI VE UYGULAMASI

GÜLFİN YAZICI AYDIN
YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

DANIŞMANI
DOÇ. DR. ABDÜLKADİR BALIKÇI

GEBZE
2013



**GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ
ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS JÜRİ ONAY FORMU

GYTE Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 21/01/2013 tarih ve 2013/03 sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından 14/05/2013 tarihinde tez savunma sınavı yapılan GÜLFİN YAZICI'ın tez çalışması ELEKTRONİK MÜHENDİSLİK Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

JÜRİ

ÜYE

(TEZ DANIŞMANI)

: DOĞ. DR. ABDÜLKADİR BALIYICI

ÜYE

: DOĞ. DR. HAKAN HOCAOĞLU

ÜYE

: DOĞ. DR. ERKAN ZERGEROĞLU

ONAY

GYTE Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun tarih ve/..... sayılı kararı.

İMZA/MÜHÜR

ÖZET

Son on yıllık süreçte enerji fiyatlarının artması ülkeleri enerjinin arz güvenliği, tedarik maliyeti kapsamında önlemler almaya sevk etmiştir. 1980’li yıllarda başlayan özelleştirme akımının da etkisiyle, dünyada elektrik sektöründe yeniden yapılanma süreci başlamıştır. Oluşturulan yeni yapı içerisinde dengeleme ve uzlaştırma piyasası organize tek toptan ticaret piyasası olması nedeniyle önem taşımaktadır. Bu çalışmada; Ülkemizde Elektrik piyasalarının yapısal ve işlevsel anlamda tarihsel gelişiminden bahsedilmiş olup, sürece Ülkemizden önce başlayan Dünya örneklerine yer verilmiştir ve Türkiye’deki Elektrik Piyasasında Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasasına değinilmiştir. Ülkemiz uygulamaları ile bölgesel fiyat uygulama yöntemi bir örnek ile anlatılmıştır ve söz konusu uygulamanın marjinal fiyatlar üzerinde pozitif etkisi olduğu tespit edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Elektrik piyasası; gün öncesi piyasası; marjinal fiyatlandırma.

SUMMARY

The increase in energy prices over the last decade has led the countries to take precautions for security of energy supply, cost, and effective use of supply. With the impact of privatization movement in the 1980s; worldwide restructuring of the electricity sector has begun. The balancing and settlement market is very crucial in the restructured electricity market since it is the only organized electricity wholesale market. In this study, historical development of electricity markets in our country is discussed in structural and functional sense. Examples from the world, which had begun the process before our country, are given and Day-Ahead Market and the balancing power market, within Turkey Electricity Market, are referred. Locational marginal price application method of our country is explained with an example and it is found in this study that Locational marginal price application method affect the prices positively.

Keywords: Electricity Market; day-ahead market; marginal price.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmamda, desteğini benden esirgemeyen babam Alim YAZICI, eşim Mehmet AYDIN, arkadaşım Yelim Nur ŞİRİN ve değerli hocam Doç. Dr. Abdülkadir BALIKÇI'ya teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	iv
SUMMARY	v
TEŞEKKÜR	vi
İÇİNDEKİLER	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	ix
TABLolar DİZİNİ	x
1.GİRİŞ	1
2.TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINA GENEL BAKIŞ	2
2.1.Piyasa Kapsamında Gerçekleştirilen Düzenlemeler	2
2.1.1.Üretim Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler	2
2.1.2. Dağıtım Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler	3
2.1.3. Perakende Satış Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler	3
3. ELEKTRİK PİYASASI UYGULAMALARI DÜNYA ÖRNEKLERİ	5
3.1. Nord Pool Spot Piyasası	5
3.2. Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM) Piyasası	7
3.2.1. PJM piyasalarında Vadeli ve Spot Piyasalar	7
3.2.2. PJM piyasalarında Fiyatlandırma	7
4. TÜREV PİYASALAR VE GELECEĞİ	9
4.1. İkili Anlaşmalar Piyasası	9
4.2. Gün Öncesi Planlaması	9
4.3. Gün Öncesi Piyasası	10
4.4. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi	11
4.5. Dengeleme Güç Piyasası	12
5. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARI UYGULAMALARI	14
5.1. Sistem Gün Öncesi Fiyatının Belirlenmesi	14
5.2. Enerji Dengesizliği Uzlaştırması	14
5.3. Bölgesel Marjinal Fiyatlandırma (İng.Locational Marginal Pricing (LMP))	16
5.3.1. Bölgesel Marjinal Fiyat Hesabı	17
5.3.2. Üç Baralı Sistemde Bölgesel Marjinal FiyatUygulaması	17
6. SONUÇLAR	29
KAYNAKLAR	30
ÖZGEÇMİŞ	31

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler

Kisaltmalar

Açıklamalar

DGP	:	Dengeleme Güç Piyasası
DUY	:	Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EPDK	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	:	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
EPK	:	Elektrik Piyasası Kanunu
EÜAŞ	:	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GÖP	:	Gün Öncesi Piyasası
İHD	:	İşletme Hakkı Devri
İSKK	:	İletim Sistemi Kayıp Katsayısı
KPTF	:	Kısıtsız piyasa takas fiyatı
KURUM	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu
KURUL	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunu
MİH	:	Mali İletim Hakları
MYTM	:	Milli Yük Tevzi Merkezi
NPTF	:	Nihai piyasa takas fiyatı
PJM	:	Pennsylvania New Jersey Maryland Piyasası
PMUM	:	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	:	Piyasa Teklif Fiyatı
PYS	:	Piyasa Yönetim Sistemi
YİD	:	Yap-İşlet-Devret
Yİ	:	Yap-İşlet
YPK	:	Yüksek Planlama Kurulu

ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>Sekil No:</u>	<u>Sayfa</u>
3.1: Bir Sonraki Günün Bir Saati İçin Elektrik Enerjisi Alış ve Satış Teklifleri	5
3.2: Gün Öncesi Piyasası Alış ve Satış Tekliflerinden Fiyatının Bulunması	6
5.1: Üç Baralı Basit Bir Dağıtım Sistemi	19
5.2: 1 MW 'lık yükün iletim hatları üzerindeki dağılımı	19
5.3: Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı	20
5.4: Kısıt olduğu durumda Bölgelerde oluşan Fiyat	23
5.5: Hat AB' de 1 MW'lık kapasite arttırımı	26
5.6: Bölgesel Fiyat Oluşumu	27

TABLÖLAR DİZİNİ

<u>Tablo No:</u>	<u>Sayfa</u>
2.1: Piyasa yapısı Şartları	2
2.2: 2011 Yılı Kurulu Güç Dağılımı	3
5.1: Senaryo-1 Tek fiyat üzerinden PTF hesabı	20
5.2: Toplam Fiyat Oluşumu	21
5.3: Senaryo-2 için Tek Fiyat Üzerinden PTF Hesabı	22
5.4: Farklı Bölgelerde Oluşan Marjinal Fiyatlar	24
5.5: Toplam maliyet hesabı	24
5.6: Senaryo-3 Tek Fiyat Üzerinden PTF Hesabı	26
5.7: Toplam maliyet hesabı	28

1 . GİRİŞ

Türkiye Avrupa Birliği sürecine girmiş olan bir ülke olarak 2000’li yılların başında elektrik sektörünü yeniden yapılandırma sürecini başlatmıştır. Bu yeniden yapılandırma düşüncesine paralel olarak 2001 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile Türkiye elektrik piyasasını yeniden yapılandırma kararındaki ciddiyetini ortaya koymuştur. EPK, elektrik üretimi, toptan satışı ve perakende satışı faaliyetlerinde katılımcıların serbestçe hareket edebileceği rekabetçi bir yapının oluşturulmasını amaçlamıştır. Ancak, iletim ve dağıtım faaliyetleri doğal tekel özellikleri taşımaları nedeniyle düzenlemeye tabi faaliyetler olarak değerlendirilmiştir.

2006 yılında uygulamaya giren dengeleme ve uzlaştırma piyasası yeniden yapılandırılan Türkiye elektrik piyasasının önemli bir parçasıdır. Dengeleme ve uzlaştırma piyasasının yapısı 1 Aralık 2009 tarihinden itibaren değişmiştir. 1 Aralık 2009 tarihine kadarki piyasa yapısında her saat için dengesizliklerin giderilmesi amacıyla tek bir fiyat oluşurken yeni piyasa yapısında her bir saat için iki farklı fiyat oluşmaktadır. Bu fiyatlardan ilki bir sonraki gün için enerji alım satımına ilişkin oluşan bir fiyat iken ikincisi gün içerisinde oluşan ve talep tahmin hataları veya elektrik arzında beklenmedik şekilde ortaya çıkan gelişmeler sonucunda ortaya çıkan dengesizliklerin bedelini yansıtan bir fiyattır.

İletim kapasitesinde artan talebin mevcut kapasiteyi aşması ile iletim şebekesinde tıkanıklık oluşmaktadır. İletim hatlarında meydana gelen bu tıkanıklıkları giderebilmek için geliştirilen yöntemlerden biri bölgesel marjinal fiyatlandırmadır. Bölgesel fiyatlandırmada belirli gruplanmış noktalar bölgeleri oluşturmakta ve fiyat bu bölgeler arası iletim kısıtları dikkate alınarak hesaplanmaktadır.

2 . TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINA GENEL BAKIŞ

4628 sayılı Kanun'un 3.maddesi'nde yer alan '...Dağıtım şirketleri, üretim ve perakende satış faaliyetlerini, 1/1/2013 tarihinden itibaren ancak ayrı tüzel kişilikler altında yürütürler[EPK,2001]' hükmü ile 2013 yılı Ocak ayı itibari ile dağıtım faaliyeti ve perakende satış faaliyetinin ayrı yürütülmesi gerektiği belirtilmiştir. Söz konusu ayrışma, piyasada rekabeti arttırıcı niteliktedir.

Tablo 2.1: Piyasa Yapısı Şartları.

Yeniden Yapılanma	-Üretim, nakil, dağıtım ve arz faaliyetlerinin dikey ayrıştırılması
	-Üretim ve tedarik faaliyetlerinin yatay olarak bölünmesi
Rekabetve Piyasalar	-Toptan satış piyasası ve perakende satışta rekabet
	-Üretim ve tedarik aşamasına yeni girişlerin sağlanması
Regülasyon	-Bağımsız bir regülatörün kurulması
	-Üçüncü tarafların şebeke erişimleri koşulunun yerine getirilmesi
	-Nakil ve dağıtım aşamalarında teşvik edici regülasyon
Sahiplik (mülkiyet)	-Yeni özel şirketlerin piyasada yer almasına olanak sağlanması
	-Kamu mülkiyetindeki faaliyetlerin özelleştirilmesi

2.1. Piyasa Kapsamında Gerçekleştirilen Düzenlemeler

Elektrik Piyasasının yapısal anlamda tarihsel gelişimi ile birlikte Piyasa anlamında da mevzuatlar ile çeşitli düzenlemeler gerçekleştirilmiştir.

2.1.1. Üretim Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler

Türkiye’de elektrik üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve bağlı ortaklıkları, lisanslı özelsektör üretim şirketleri,otoprodüktörler ileYap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) sözleşmeleri kapsamında üretim yapan şirketlerdir[Camadan, 2010].

Tablo 2.2: 2011 Yılı Kurulu Güç Dağılımı.

		KURULU GÜÇ MW	TOPLAM GÜÇ MW	Kuruluşlara Dağılım (%)
EÜAŞ Santralleri	TERMİK	8.690,9	20.280,4	38,1
	HİDROLİK	11.589,5		
EÜAŞ'a bağlı ortaklık Santraller	TERMİK	3.870,0	3.870,0	7,3
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	TERMİK	620,0	747,7	1,4
	HİDROLİK	127,7		
Yap İşlet Santralleri	TERMİK	6.101,8	6.101,8	11,5
Yap İşlet Devret Santralleri	TERMİK	1.449,6	2.419,8	4,5
	HİDROLİK	952,8		
	RÜZGAR	17,4		
Serbest Üretim Şirket Santralleri	TERMİK	11.025,5	16.772,7	31,5
	HİDROLİK	3.922,9		
	JEOTER.	114,2		
	RÜZGAR	1.710,1		
Otoproduktör Santraller	TERMİK	2.473,3	3.018,7	5,7
	HİDROLİK	544,2		
	RÜZGAR	1,2		
TÜRKİYE Toplam Kurulu Güç	TERMİK	34.231,1	53.211,1	100,0
	HİDROLİK	17.137,1		
	JEOTER.	114,2		
	RÜZGAR	1.728,7		

Tablo 2.2’de görüleceği üzere, Türkiye’de 2011 yılı Toplam Kurulu gücün % 31.5’i Özel Üretim Santrallerine aittir[Web 1,2013].

2.1.2. Dağıtım Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler

Dağıtım Lisansı ve Perakende Satış Lisansına sahip Dağıtım Şirketleri Kanun’da belirlenen düzenlemeler ile 2013 yılı başı itibariyle perakende ve dağıtım faaliyetlerinin ayırtmıştır.Bu ayırma perakende faaliyetinin rekabet ortamında sürdürülebilmesine ve dağıtım faaliyetinin tarafsız olarak yürütülmesine olanak sağlamıştır.

2.1.3. Perakende Satış Faaliyeti Alanında Gerçekleştirilen Düzenlemeler

Serbest tüketici limitinin düşmesi, liberal piyasanın genişlemesi ile birlikte rekabet giderek artmaktadır.Perakende satış şirketlerinin nihai tüketiciye maliyeti düşük enerji tedarigi ve kaliteli hizmet sağlanması amaçlanmıştır.

Perakende enerjinin fiyatlandırılmasında uzun vadede her bölgenin fiyatının kendi dinamiklerine göre belirlenmesi öngörülmektedir. Ancak, geçiş döneminde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından dağıtım şirketlerinin gelir gereksinimleri dikkate alınarak ülkenin tamamında aynı olan perakende satış fiyatları belirlenmektedir.

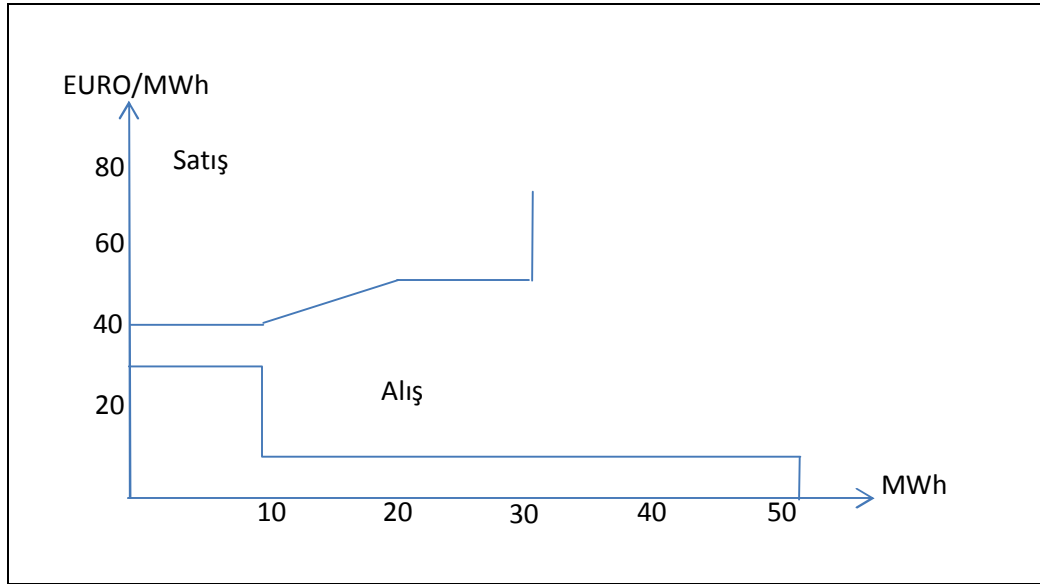
3 . ELEKTRİK PİYASASI UYGULAMALARI DÜNYA ÖRNEKLERİ

Bu bölümde, Ülkemiz elektrik piyasasına da referans niteliği taşıyan örnek dünya piyasalarının incelenmesi amaçlanmaktadır.

3.1. NordPool Spot Piyasası

Nord Pool Piyasası, 1993 yılında, İskandinav ülkeleri olan Norveç, Finlandiya, Danimarka ve İsveç arasında kurulmuştur.

İskandinav Havuzu, fiziki ikili anlaşmalara imkan tanıyan bir tür gönüllü katılımlı veya net havuzdur. Elektrik, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalar çerçevesinde havuz üzerinden ya da havuz dışından alınıp satılabilir. Üreticiler, dağıtımçılar, tedarikçiler, sanayi tüketicileri, ticaretçiler ve aracılar havuza katılabilirler. Beş iletim sistemi işletmecisi (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'da iki tane olmak üzere) ticareti kolaylaştırmak ve rekabeti teşvik etmek için işbirliği yapar [Web 2,2013].



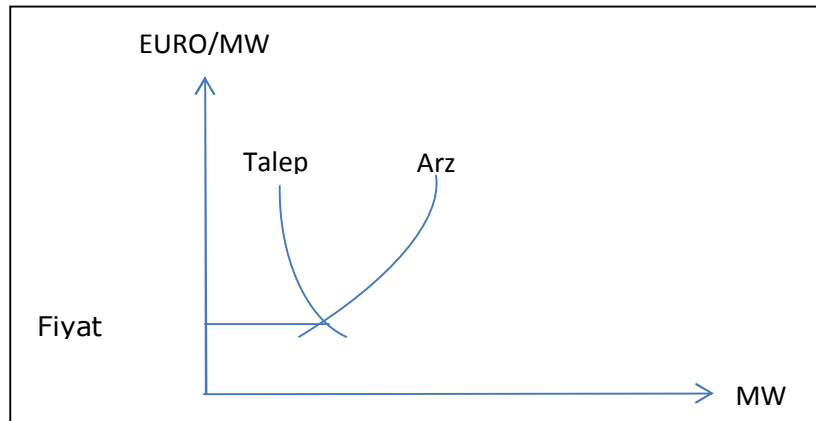
Şekil 3.1: Bir Sonraki Günü Bir Saati İçin Elektrik Enerjisi Alış ve Satış Teklifleri.

Nordpool İnternet sitesinde gün öncesi piyasası için verilen bir gün öncesiörneği, aşağıda

Şekil 3.1’de gösterilmektedir. Şekildeki örnekte gösterilen piyasa katılımcısı bir hidroelektrik santral işletmektedir.

Bu piyasa katılımcısı;

- Müşterisinin ihtiyacı olan 50 MWh elektrik enerjisinin tamamını günöncesi piyasasından satın alarak, işlettiği hidroelektrik santralinde depolanmış suyu iyi bir koşulda kullanabilmek,
- Fiyatına bağlı olarak gereken elektrik enerjisinin bir kısmını gün öncesi Piyasasından satın alarak kalanını kendi üretim tesisinde üretmek,
- Müşterisinin ihtiyacı olan elektrik enerjisi miktarını üreterek teslim etmek,
- Müşterisinin ihtiyacından daha fazla elektrik üreterek, fazlasını yine gün öncesi piyasasında satmakseçeneklerine sahiptir. Örnekteki bu piyasa katılımcısı söz konusu saat için;
- Fiyatın 20 €/MWh veya daha düşük olması halinde 50 MWh enerji alacağını,
- Fiyatın 40 €/MWh olması halinde 10 MWh elektrik enerjisi alacağını(bu durumda müşterisinin ihtiyacı olan enerjisinin kalanını kendisi üretecektir.),
- Fiyatın 50 €/MWh olması durumunda, 10 MWh elektrik enerjisi satacağını,
- Fiyatın 50-60 €/MWh arasında olması durumunda artan miktarda enerji satacağını,
- Fiyatın 60 €/MWh veya daha fazla olması halinde ise 30 MWh elektrik enerjisi satacağını, gün öncesinde piyasa işletmecisine bildirmiştir.



Şekil 3.2: Gün Öncesi Piyasası Alış ve Satış Tekliflerinden Fiyatın Bulunması.

Gün öncesi piyasasında, alış ve satış teklifleri birbirine eklenerek bir önceki günün her saati için Şekil 3.2’de belirtildiği üzere, talep ve tedarik eğrileri

oluşturulmaktadır. Bu iki eğrinin kesiştiği nokta, söz konusu saat için belirlenmiş olan sistem fiyatını göstermektedir.

2007 yılında Nord Pool spotun toplam tüketim miktarına göre piyasa payı, 2006 yılındaki %61.4 oranından %68.9'a çıkmıştır [Bye, 2003].

Piyasa katılımcılarının arz ve taleplerin dengesizliğinden doğan risklerinden korunması gerekmektedir.

Nordpool piyasasında bölgesel fiyatlandırma yapılmaktadır. Kısıtların yaşandığı noktada, kısıtların giderilebilmesi için oluşan maliyetler farklı bölgesel fiyatların oluşmasına neden olmaktadır.

3.2. Pennsylvania New Jersey Maryland (PJM) Piyasası

PJM, Kuzey Amerika'nın en büyük iletim şebekesini işletmektedir. PJM piyasasında katılımcılar elektriği spot piyasadan, ikili anlaşmalar ile ya da doğrudan üreticilerden alabilmektedirler.

Piyasa yapısı, ikili anlaşmalardan ve bir net havuzdan oluşur. 1997'den beri PJM, ABD'nin kuzeydoğu bölgesinde bir spot piyasa işletmektedir [Web 3, 2013].

PJM piyasasında üreticiler ikili anlaşmalar da yapabilmektedir. Arz ve talep dengelendikten sonra, birimlerin sözleşme miktarları toplam alım veya satışlarından çıkarılırlararak eksik veya fazla miktarlar fiyatından işlem görür.

3.2.1. PJM piyasalarında Vadeli ve Spot Piyasalar

Vadeli piyasa, brüt yük dağıtımı yapılan, diğer yandan da üreticilerin kendi kendilerini devreye almalarına izin veren, bir sonraki güne yönelik ve gönüllü katılım olan bir piyasadır. Gerçek zamanlı piyasa da brüt yük dağıtımı yapılan bir piyasadır, ancak burada sadece önceki günden yapılan yük dağıtımı ile gerçek zamanlı yük dağıtımı arasındaki farklılıkların uzlaştırması yapılır [Web 2, 2013].

Vadeli piyasada, gün öncesi piyasasında belirlenen miktarlar bir sonraki gün için belirlenen fiyatlar ile yapılırken, önceki günden belirlenen miktarlar ile gerçek zamanlı miktarlar arasındaki farkın uzlaştırması ise gerçek zamanlı piyasa fiyatı üzerinden yapılır.

3.2.2. PJM piyasalarında Fiyatlandırma

PJM, Pennsylvania, New Jersey, Maryland Delaware, Ohio, Illinois, Virginia Indiana, Kentucky, Michigan, North Carolina, Tennessee, , West Virginia ve District of Columbia'nın tamamını veya bir kısmını kapsayan elektrik piyasasıdır.

PJM' de gün öncesi piyasası, gerçek zamanlı dengeleme piyasası, yan hizmetler piyasaları, kapasite piyasası ve finansal iletim hakları ve ihale gelir hakları piyasalarıdır.

İletim tıkanıklıklarının, gücün gideceği noktaya daha ucuza ulaşmasını engelleyebilmesi durumlarında, iletim şebekesinin kapasitesi sistemin karşısında bir başka potansiyel zorluk kaynağı teşkil edebilir. Bazı gelişmiş piyasalar, bu sorunu hafifletecek çeşitli fiyatlandırma planlarını hayata geçirme sürecindedirler. Bu türden bir tıkanıklık yönetimi planı, bölgesel marjinal fiyatlandırma adını taşımaktadır [Yaman, 2006].

Gün öncesi piyasasında teklif ve bildirimlerin sistemin güvenliğini dikkate alınarak sıralanması ile gün öncesi bölgesel marjinal fiyatlar hesaplanmaktadır. Gün öncesi piyasasından katılımın ve reaktetin arttırılabilmesi için alıcı ve satıcıların gün öncesi piyasası tekliflerini istedikleri gibi verebilmelerine olanak sağlanmıştır.

PJM gerçek zamanlı enerji piyasasında LMP her 5 dakikada bir hesaplanmaktadır. Hesaplamalar üreticilerin gün öncesinde vermiş oldukları teklifler üzerinden yapılmaktadır. Talep tarafını oluşturan katılımcılar, gün öncesi planını aştıkları miktar için gerçek zamanlı LMP'yi öderken gün öncesi planının altındaki tüketimleri için ise bu bedeli almaktadır.

Talep tarafı katılımcılarının tersine üreticiler gün öncesi piyasasında belirlenen miktarın üzerindeki üretimleri için gerçek zamanlı LMP'yi alırken gün öncesi piyasasında belirlenen miktarın altında kalmaları durumunda bu bedel kadar ödeme yapmaktadır.

4 . TÜREV PİYASALAR VE GELECEĞİ

4.1. İkili Anlaşmalar Piyasası

İkili Anlaşma; gerçek ve tüzel kişiler arasında özel hukuk hükümlerine tabi olarak, elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin alınıp satılmasına dair yapılan ve Kurul onayına tabi olmayan ticari anlaşmalar şeklinde tanımlanmaktadır.

İkili anlaşmanın taraflarının, her uzlaştırma dönemi için taahhüt ettikleri enerji miktarı ile alıcı ve satıcı taraflar hakkında bilgileri Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine (PMUM)bildirmesi gerekmektedir.Sistemde dengesizliğe neden olan tarafların uzlaştırılması gerekmektedir.

4.2. Gün Öncesi Planlaması

14 Nisan 2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazetede yayımlananDengeleme Ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) ile Türkiye piyasası yeni bir sürece girmiştir.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesine ve uzlaştırmanın yapılabilmesine ilişkin esasların belirlenmesi amaçlanmıştır.

DUY'un 35. maddesi'nde gün öncesi planlama, bu Yönetmelik hükümleri doğrultusunda, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği ve Elektrik Piyasası Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği hükümleri dikkate alınarak, bir gün sonrasına yönelik olarak öngörülen saatlik talebin;

- İşletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak şekilde,
- Arz güvenilirliği ve arz kalitesine ilişkin kriterler doğrultusunda,
- Dengeleme maliyetlerini en aza indirecek şekilde dengelenmesi esasına dayalı olarak yürütülür [DUY, 2009].

Sistem Gün Öncesi Fiyatı belirlenirken;

- Sistemden alış veya sisteme satış tekliflerinin değerlendirilmesi,
- Sistemde enerji açığı varsa, sisteme satış tekliflerinin,
- Sistemde enerji fazlası varsa, sistemden alış tekliflerinin değerlendirilmesi,

- Sisteme satış tekliflerinin, en düşük fiyatlı tekliften başlanarak sıralanması,
- Sistemden alış tekliflerinin, en yüksek fiyatlı tekliften başlanarak sıralanması, işlemleri yapılır.

Gün öncesi planlama, günlük olarak yürütülür ve DUY'da belirtildiği üzere aşağıda belirtilen adımlardan meydana gelir:

- Her gün saat 10:30 itibarı ile, Sistem İşletmecisi tarafından, bir sonraki güne ait tüketim ya da üretim tahmini, Piyasa Yönetim Sistemi (PYS) aracılığıyla duyurulur.
- Her gün saat 12:30 – 13:00 arasında; gün öncesi planlamaya katılan piyasa katılımcıları Piyasa İşletmecisi tarafından kendilerine bildirilen gün öncesi planlama kapsamındaki yük alma, yük atma talimatlarının, ilgili yük alma, yük atma teklifleri ile tutarlı olup olmadıklarını kontrol ederek tutarlı olmayan talimatlar ile ilgili olarak Piyasa İşletmecisine itirazda bulunabilirler.
- Her gün saat 13:00–14:00 arasında; Piyasa İşletmecisi itirazları değerlendirerek gerekirse gün öncesi planlama kapsamındaki sistem marjinal fiyatlarını yeniden belirler, ilgili piyasa katılımcılarına kabul edilmiş olan tüm tekliflere ilişkin gün öncesi planlama kapsamındaki yük alma, yük atma talimatlarını bildirir ve gün öncesi planlama kapsamındaki sistem marjinal fiyatlarını yayımlar. Herhangi bir itiraz olmaması durumunda, daha önce hesaplanmış olan sistem marjinal fiyatları Piyasa İşletmecisi tarafından hiçbir suretle değiştirilemez.
- Her gün saat 14:00'a kadar piyasa işletmecisi tüm sistem için gün öncesi programını sonuçlandırır.

4.3. Gün Öncesi Piyasası

14.04.2009 tarih ve 27200 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanan Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde Gün Öncesi Piyasası'nın tanımı, 'Bir gün sonrası teslim edilecek uzlaştırma dönemi bazında elektrik enerjisi alış-satış işlemleri için kurulan ve Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasası' şeklinde yapılmıştır.

Gün Öncesi Piyasası'nın amacı;

Piyasa katılımcılarına; bir sonraki gün için enerji alış ve satışı yapma fırsatı tanımak, üretim veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmelerine göre yükümlülüklerini gün öncesinde dengeleme imkanı sağlamak,

Sistem işletmecisine; gün öncesinden dengelenmiş bir sistem sağlamak, elektrik enerjisi referans fiyatını belirlemek, teklif bölgeleri oluşturularak, sistem işletmecisine gün öncesinden kısıt yönetimi yapabilme imkanı sağlamaktır.

Gün öncesi piyasası kapandıktan sonra, gün öncesinde teklif veren katılımcılar kendi üretim/tüketim durumlarına veya sistemin genel durumuna göre portföylerini gün içi piyasasında tekrar ayarlama fırsatı bulabilmektedir.

4.4. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi, 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununa göre "... Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği hükümleri doğrultusunda, gerçekleşen alım-satımlar ile sözleşmeye bağlanmış miktarlar arasındaki farkları esas alarak, piyasada faaliyet gösteren tüzel kişilerin borçlu yada alacaklı oldukları tutarları hesaplamak suretiyle, mali uzlaştırma sistemini çalıştırır." hükmü gereğince, TEİAŞ bünyesinde Yük Dağıtım Dairesi Başkanlığı içerisinde "Müdürlük" olarak faaliyetine başlamış olup, 20 Temmuz 2003 tarihinden sonra Elektrik Piyasa Hizmetleri ve Mali Uzlaştırma Dairesi Başkanlığı olarak çalışmalarını sürdürmektedir [EPK,2001].

PMUM'un görevleri:

- Kayıt başvurularının alınması ve işleme konulması,
- İkili anlaşmalara ilişkin bildirimlerin alınması ve işleme konulması,
- Sistem işletmecisi tarafından bildirilen yük alma ve yük atma kabullerine ait bilgiler baz alınarak, saatlik sistem marjinal fiyatları ile her bir uzlaştırma dönemi için aylık sistem dengesizlik fiyatının hesaplanması,
- İkili anlaşma bildirimlerinin, kabul edilen yük alma ve yük atma tekliflerine ilişkin bilgilerin ve piyasa katılımcılarının sisteme verdikleri ve sistemden çektikleri uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi miktarlarının dikkate alınması suretiyle, piyasa katılımcılarına tahakkuk ettirilecek alacak ve borç miktarlarının hesaplanması, ilgili alacak-borç bildirimlerinin hazırlanması ve alacak-borç ve teminat yönetimi işlemlerinin yürütülmesi,
- Dengeleme ve uzlaştırma sistemine ilişkin olarak Kurum tarafından talep edilecek raporların hazırlanması ve yayımlanması vb. işleri yürüten piyasa işletmecisidir.

Uzlaştırma, piyasa katılımcılarının kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri, İkili anlaşma bildirimleri, sisteme verdikleri ve/veya sistemden çektikleri uzlaştırmaya esas elektrik enerjisi miktarları, dikkate alınarak belirlenen enerji açık ve/veya enerji fazlalarına ilişkin olarak alacaklı ve/veya borçlu oldukları tutarların belirlenmesi ve ilgili mali işlemlerin gerçekleştirilmesi amacıyla, PMUM tarafından yürütülen faaliyetleri ve bu faaliyetler için gerekli idari işlemleri içerir.Uzlaştırma;

- Piyasa işletmecisi (PMUM) tarafından hızlı, güvenilir ve şeffaf bir şekilde gerçekleştirilir.
- Piyasa işletmecisinin, toptan elektrik piyasası adına yaptığı bu işlemlerden kar veya zarar etmemesi esastır.

4628 sayılı Kanun ve Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği hükümlerine göre piyasada elektrik enerjisi ve/veya kapasite alım-satım faaliyeti gösterebilmek taraflar arasında yapılan ikili anlaşmalar ile mümkün olabilmektedir.

Elektrik enerjisinin bu özellikleri dolayısıyla arz ve talebin sürekli olarak dengelenmesi gerekmektedir.Bu nedenle piyasa modelinin esası, ikili anlaşmalar kapsamında sisteme verilen elektrik enerjisinin aynı zaman dilimi içerisinde tüketilip tüketilmediği hususunda mutabakat sağlanması esasına dayanmaktadır.Bu itibarla, üretim ve tüketim tarafında yapılacak eş zamanlı ölçüm sonuçlarının belirli bir merkezde toplanarak ikili anlaşmalar kapsamındaki taahhütlerin hangi ölçüde yerine getirildiğinin tespiti ve sistemde dengesizliğe sebep olan tarafların borçlu ve alacaklı oldukları tutarların saptanması gerekmektedir.Kanun uyarınca, bu görev TEİAŞ bünyesindeki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından yapılmaktadır [Web3, 2013].

4.5. Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme güç piyasası, arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi amacına hizmet etmek üzere, onbeş dakika içerisinde gerçekleştirilebilen çıkış gücü değişimiyle elde edilen kapasitenin alış-satışının gerçekleştiği ve sistemişletmecisi tarafından işletilen organize toptan elektrik piyasası olarak tanımlanmıştır [DUY, 2009].

Dengeleme güç piyasası sistemin gerçek zamanda dengede tutulmasını sağlamak için oluşan bir piyasa yapısıdır.Bu piyasada teklifler 15 dakikalık zaman

diliminde gerçekleştirilebilmektedir.Güç Piyasası Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) tarafından yönetilmektedir.Sistemin arz ve güvenliğinin sağlanması dikkate alınarak en az maliyetle system dengesinin sağlanabilmesi için MYTM tarafından verilen talimatlar, talimatın başlayacağı saate kadar değiştirilebilir.

G piyasasında oluşan fiyatlarda marjinaldir.Örneėin gün öncesinde saat 12:00-13:00 arasında fiyat 150 TL/MW iken, gerçek zamanda talep arzın üzerinde oluşursa fiyat da 150 TL/MW'ın üzerinde oluşmaktadır.Tersi durumda ise yani üretim fazlasının olması durumunda fiyat 150 TL/MW in altında oluşmaktadır.01.01.2010 tarihinde yılbaşı gecesi tüketimin aşırı düşmesiyle fiyat 1 TL/MW ve altında olmuştur[Kölmek, 2009].

5 . TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASALARI UYGULAMALARI

5.1. Sistem Gün Öncesi Fiyatının Belirlenmesi

Arz ve talebin kesiştiği nokta sistem gün öncesi fiyatıdır. GÖP kapsamında LOT tanımı getirilerek 0,1 MW ve katları giriş yapılabilmesi sağlanmış olup, küçüksantrallerin daha verimli teklif verebilmesi hedeflenmiştir.

5.2. Enerji Dengesizliği Uzlaştırması

Enerji dengesizlik miktarı piyasa katılımcılarının gün öncesi piyasasındaki sistem alış/sistem satışları, dengeleme güç piyasasındaki YAL/YAT'ları, ikili anlaşma alış/satışları ve gerçekleşen üretim/tüketim değerlerinden ne kadar saptığını gösteren miktardır. Bu miktarkarşılığında piyasa katılımcılarının alacaklı veyaborçlu olduğu tutar da enerji dengesizlik tutarıdır.

Gün öncesi piyasası teklif setleri:

Saatlik Teklifler:

- Pozitif miktarlar alış, negatif miktarlar ise satış ifade etmektedir
- Enerji miktarı LOT (0,1 MWh) olarak teklif edilir.
- Fiyatların artan sıra ile dizilmesi esastır
- Asgari ve azami fiyat limitleri, Piyasa İşletmecisi tarafından belirlenir.
- Azami fiyat limitlerinin, piyasada beklenen en yüksek fiyattan çok daha yüksek bir seviyede belirlenmesi esastır.
- İki fiyat/miktar arasındaki boş alanlar doğrusal interpolasyon ile Piyasa İşletmecisi tarafından doldurulur.
- Alış ve satış yönünde ayrı ayrı olmak üzere en fazla 32 seviyeden oluşur
- Aynı fiyat seviyesi için geçerli hem saatlik alış teklifi, hem de saatlik satış teklifi bulunamaz [DUY, 2009].

Blok Teklifler:

- Enerji miktarı LOT (0,1 MWh) olarak teklif edilir.

- Belli bir zaman dilimini kapsayan tekliflerdir. Ardışık tam saatlerden meydana gelir
- Teklif, kapsadığı zaman aralığı için bütünüyle kabul edilebilir
- Standart blok teklif periyotları sistem işletmecisi tarafından belirlenip piyasa işletmecisi tarafından uygulanır. Piyasa katılımcıları yeni periyot tanımlayabilirler.
- Blok teklifler minimum KPTF ve NPTF elde edilecek şekilde piyasa yönetim sistemi tarafından optimize edilir.
- Piyasa katılımcıları bir günde toplam en fazla 50 adet blok teklif verebilirler
- En fazla üç adet blok teklif için geçerli olmak üzere blok teklifler arasında ilişki kurulabilir.
- Birbiri ile ilişkilendirilmiş olan blok tekliflerin tamamının alış ya da satış blok teklifi olması ve aynı satış portföyü ve teklif bölgesi ile ilişkili olmalıdır[DUY, 2009].

Esnek Teklifler:

- Enerji miktarı LOT (0,1 MWh) olarak teklif edilir.
- Bir saat için saatlik miktar ve fiyat bilgilerinden oluşur.
- Belirli bir saat ile ilişkili değildir.
- Sadece sistem satış yönünde verilebilirler.
- Esnek satış teklifleri minimum KPTF ve NPTF elde edilecek şekilde piyasa yönetim sistemi tarafından optimize edilir.
- Saatlik ve blok teklifler esnek tekliflerden önceliklidir [Duy, 2009].

Ülkemizde Piyasada enerji alış ve satışlar tek bir fiyat üzerinden yapılmaktadır. Ulusal tarifenin devam ediyor olması, serbest tüketici niteliğine sahip tüketicilere enerji satışı referans fiyatı da düzenlemeye tabi tarife kullanıcılara sağlanan fiyat olarak belirlenmektedir. Bölgesel tarifenin nihai tüketiciye yansımaları ve bölgeler arası kısıtların giderilmesi için o bölgedeki arz ve talep dengesinin kesiştiği noktada fiyat oluşumunun sağlanması gerekmektedir. Bahsetmiş olduğumuz gibi, ülkemizde şu an için Türkiye'nin genel arz ve talep eğrisi kullanılmaktadır.

İleriki yıllarda, kısıtların giderilmesi:

- Kısa süreli ve gerçek zamanlı kısıtlar DGP de 1 kodlu talimatlar ile giderilir.
- Uzun süreli, büyük çaplı ve süreklilik arz eden kısıtlar ise Piyasa Bölünmesi yoluyla giderilir.
- Teklif bölgeleri kısıtların giderilmesi için kullanılan bir metodudur.

Gün öncesi piyasasında kısıt yönetimi, piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) metodu ile yapılacaktır. Bu kapsamda öncelikle, piyasa ayrışımının söz konusu olacağı teklif bölgelerinin ve bu bölgeler arasındaki ticaret sınırlarının belirlenmesi gerekmektedir. Sistem işletmecisi tarafından teklif bölgeleri arasında teknik gerekçelerle veya güvenlik gibi nedenlerle kullanıma kapatılmış olan iletim kapasitesi dışında kalan, elektrik ticareti için uzlaştırma dönemi bazında izin verilebilir maksimum iletim kapasitesi sınırları (ticaret sınırları) belirlenecektir. Bu sınırlar içerisinde kalan tüm iletim kapasitesinin gün öncesi piyasasına sunulması gerekmekte olup, söz konusu sınırlar piyasa işletmecisine ve piyasa katılımcılarına bildirilecektir.

5.3. Bölgesel Marjinal Fiyatlandırma (İng.Locational Marginal Pricing (LMP))

Elektrik piyasaları uzlaştırma uygulamalarında kullanılan temel fiyatlandırma ve iletim sistemi kısıt yönetimi metotları, noktasal ve bölgesel fiyatlandırma metotlarıdır.

Bölgesel fiyatlandırma modelinin ülkemizde de uygulanması planlanmakta olup, başlangıçta ülkemiz tek bir bölge olarak tanımlanmıştır. İletim kısıtları da dikkate alınmak suretiyle ülke coğrafyası farklı iletim bölgelerine ayrılarak, bölgesel bazlı farklı iletim fiyatları uygulanabilir.

Teklif bölgeleri, iletim sistemindeki kısıtları belirlemek amacıyla sistem işletmecisi tarafından yapılacak çalışmalar sonucunda belirlenebilecektir. Teklif bölgelerinin belirlenmesinin ardından gün öncesi piyasasında kısıt oluşmadığı düşünülerek Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı (KPTF) belirlenecektir. Bu fiyat üzerinden gerçekleştirilen alış ve satış miktarları arasındaki farkın gün öncesi piyasasında kullanılmak üzere belirlenmiş olan iletim kapasitesini aşması durumunda piyasa bölünmesi sağlanarak kısıtın yaşandığı her bir teklif bölgesi için Nihai Piyasa Takas Fiyatları (NPTF) belirlenecektir.

Herhangi bir iletim kısıtının yaşanmaması halinde piyasa ayrışımı yapılmayacak ve her bir teklif bölgesi için NPTF'ler gün öncesi piyasasında ortaya çıkan KPTF'lere eşit olacaktır.

Dengeleme güç piyasasında ise, teklif bölgeleri bazında sunulacak olan yük alma ve yük atma teklifleri her saat için ayrı ayrı olmak üzere bölgeler bazında fiyat sıralamasına dizilecektir. İhtiyaç duyulması halinde, dengeleme maliyeti en düşük seviyede tutmaya çalışarak ve iletim sistemi kısıtları, sistemin arz güvenliği gibi kriterleri dikkate alarak sistemin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi sağlanacaktır.

5.3.1. Bölgesel Marjinal Fiyat Hesabı

LMP hesaplanırken, üretimin marjinal maliyeti, iletim tıkanıklığı maliyeti ve kayıpların maliyeti dikkate alınır.

$$\lambda_i = \lambda_{Ref} + \lambda_L + \lambda_C \quad (5.1)$$

λ_{Ref} ; En düşük teklif fiyatına sahip bölgenin marjinal fiyatıdır.

$$\lambda_L = - L_i \times \lambda_{Ref} \quad (5.2)$$

λ_L ; Referans baradan i' nci baraya oluşan kaybın marjinal fiyatıdır.

$$\lambda_C = - \sum_j (\mu_j \times SF_{ji}) \quad (5.3)$$

λ_C ; Referans baradan i' nci baraya oluşan kısıtın marjinal fiyatıdır.

Bölgeler arasında oluşan fiyatlar oluşan iletim kısıtlarına ve kayıplara göre farklılık gösterir. İletim kısıtlarının ve kaybın fiyat üzerindeki etkisi (5.4) eşitliğine göre hesaplanır.

$$\lambda_i = \lambda_{Ref} - L_i \times \lambda_{Ref} - \sum_j (\mu_j \times SF_{ji}) \quad (5.4)$$

Burada ;

λ_i = i nci baradaki noktasal fiyatı,

L_i = kayıp faktörünü,

μ_j =kısıt izdüşüm fiyatını

SF_{ji} = shift faktörünü ifade etmektedir.

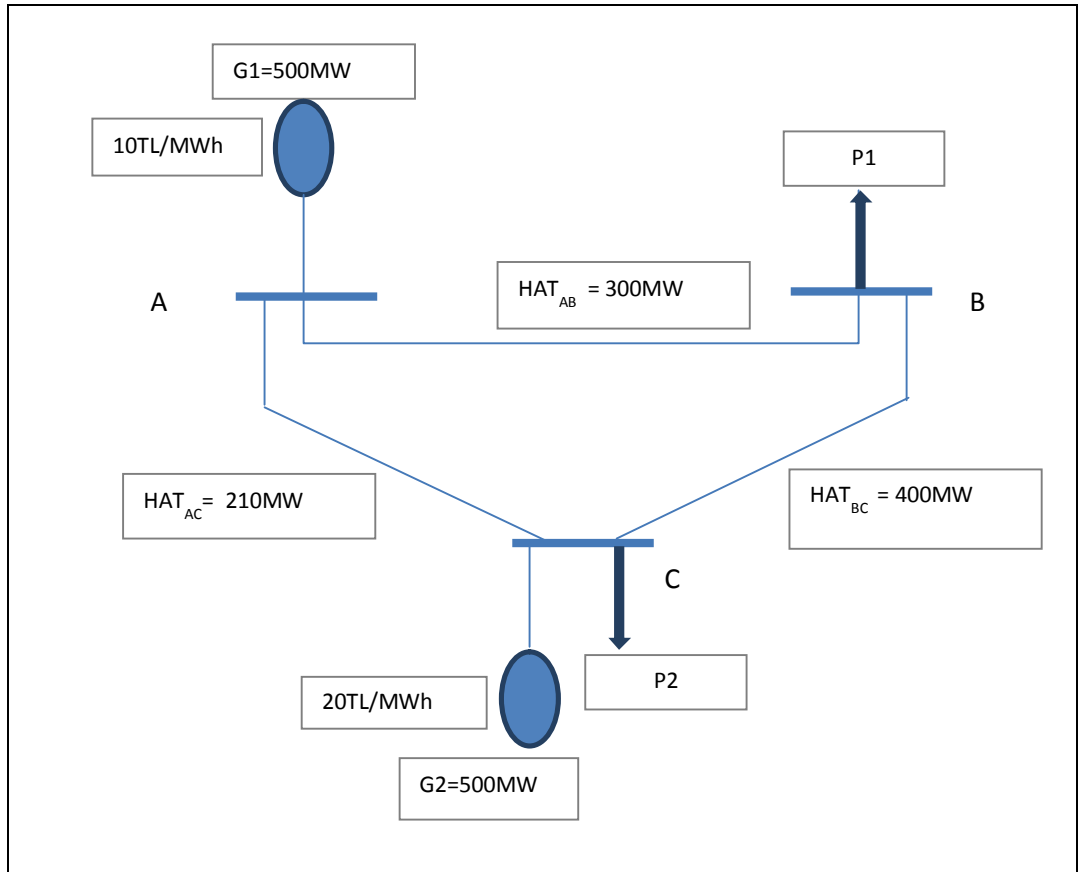
LMP genel olarak diğer bölgelerde bulunan üreticilerin vermiş oldukları teklif fiyatlarına göre belirlenir.

Kısıt olumadığı durumda oluşan fiyat Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatıdır(KPTF). Kısıt olduğu durumda ise kısıtların giderilmesi sağlandıktan sonra bölgelerde oluşan fiyatlar nihai piyasa takas fiyatıdır(NPTF).

5.3.2. Üç Baralı Sistemde Bölgesel Marjinal Fiyat Uygulaması

Tek hat şeması Şekil 5.1’de değer alan 3 baralı bir sistemin A ve C baralarında jeneratör, B ve C baralarında ise yükler bulunmaktadır. Tüm baralar farklı tarife bölgeleri olarak kabul edilmiştir. A ve C bölgelerinde bulunan üreticiler için kurgulanan teklif fiyatları sırasıyla 10 TL/Mwh ve 20TL/Mwh dir. En ucuz fiyat teklifi A barasının bulunduğu bölgede olmakla birlikte, tüm hat empedansları eşit ve kayıp yok kabul edilmiştir. İletim hatlarının kapasiteleri Şekil 5.1’de gösterilmiştir.

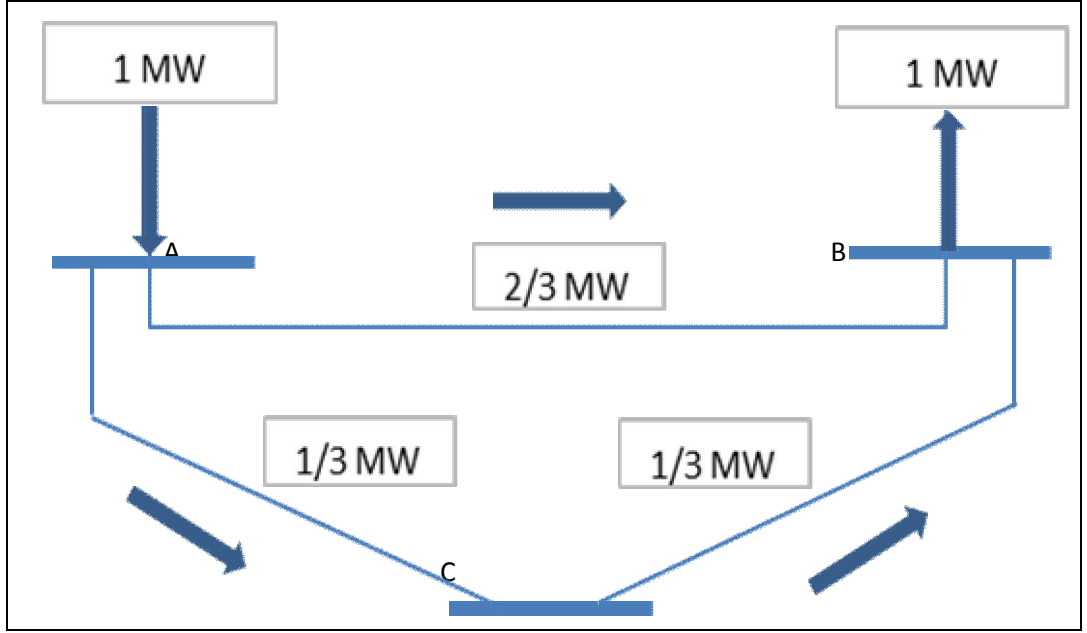
Örnekte ilk olarak kısıt oluşmadığı bir durumda A,B ve C bölgelerinde oluşan LMP fiyatları hesaplanacak, sonrasında B ve C bölgelerinde bulunan yük miktarları değiştirilerek kısıt oluşması sağlanacak ve kısıtın giderilmesi sağlanarak bölgelerde değişen fiyatlar tekrar hesaplanacaktır.



Şekil 5.1: Üç Baralı Basit Bir Dağıtım Sistemi.

Öncelikle hat empedanslarının eşit olduğu ($X_{\text{hat}} = 1 \text{ p.u}$) ve iletim kaybı olmadığı kabul edilen iletim hatları üzerinde A barasından 1MW lık yük girişi, B

barasından 1 MW lık yük çıkışı olduğu düşünülürse Şekil 5.2’de belirtildiği oranlarda yük akışı gerçekleşir [Shane Rourke, 2003].



Şekil 5.2: 1 MW’lık yükün iletim hatları üzerindeki dağılımı

Burada A barasından 1 MW lık yük B barasına iletmek istendiğinde; yükün 2/3 ‘ü doğrudan A barasından B barasına giderken, 1/3’ü A’dan C’ye ve C’den B barasına gider.

Power World simülator programı kullanılarak çizilen 3 baralı sistemde ilk olarak Şekil 5.3’ de görüldüğü üzere C barasında 300 MW ve B barasından 30 MW yük olduğu kabul edilmiştir.

330 MW lık yük en ucuz fiyat teklifini veren ve üretim kapasitesi 500MW olan G1 tarafından üretilerek, A-B ve B-C ve A-C baraları arasındaki iletim hatları ile aşağıda hesaplandığı miktarlar ile taşınır.

$$HAT_{ab} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 300\text{MW} + \left(\frac{2}{3}\right) \times 30\text{MW} = 120\text{MW} \quad (5.6)$$

$$HAT_{ac} = \left(\frac{2}{3}\right) \times 300\text{MW} + \left(\frac{1}{3}\right) \times 30\text{MW} = 210\text{MW} \quad (5.7)$$

$$HAT_{bc} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 300\text{MW} - \left(\frac{1}{3}\right) \times 30\text{MW} = 90\text{MW} \quad (5.8)$$

Ülkemizde Piyasada enerji alış ve satışlar tek bir fiyat üzerinden yapılmaktadır. Bu durum göz önüne alınarak baz senaryo-1 için tek fiyat üzerinden

hesaplama yapılırsa oluşan PTF Tablo5.1’de belirtildiği üzere arz ve talebin kesiştiği en düşük fiyatta oluşmaktadır.

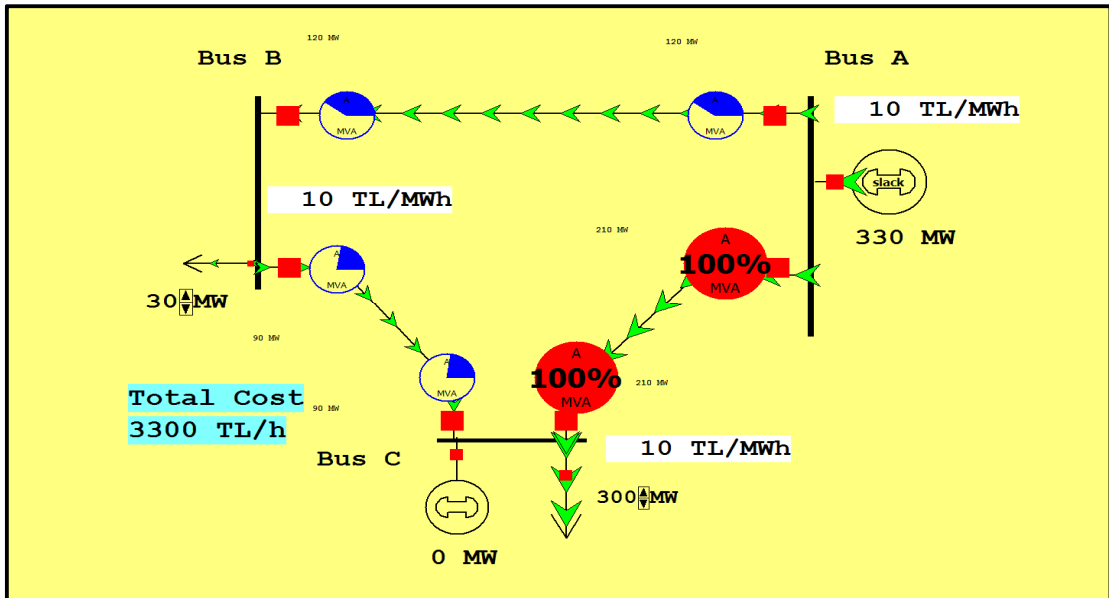
Tablo 5.1: Senaryo-1 Tek fiyat üzerinden PTF hesabı.

FİYAT (TL)	0	10	20
Katılımcı A(ÜRT.)	0	-330	330
Katılımcı B(YÜK)	30	30	30
Katılımcı C(ÜRT.)	0	0	0
Katılımcı C(YÜK)	300	300	300
ALİŞ (MW)	330	330	330
SATIŞ(MW)	0	-330	-330

Sistemde arz ve talebin dengelendiği en düşük fiyat Piyasa fiyatını oluşturmaktadır. Senaryo-1 de fiyat tüm katılımcılar için bu fiyat 10TL/MWh dir.

Aynı senaryoda belirlenen yük miktarları bölgesel marjinal fiyat uygulaması yapılarak örnek sisteme uygulandığında Şekil 5.1’de belirtilen iletim hattı kapasiteleri aşılmamış olup, hiçbir iletim hattında kısıt oluşmamaktadır.

Söz konusu durumdapiyasa ayrışımı yapılmasına gerek olmayıp her bir teklif bölgesi için NPTF’ler gün öncesi piyasasında ortaya çıkan KPTF’lere eşit olacaktır. Yani üç bölgede de kısıtsız piyasa takas fiyatı en ucuz teklif fiyatı olan 10 TL/MWh dir.



Şekil 5.3: Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı.

En ucuz fiyat kullanılarak oluşan bu sistemde LMP Tablo5.2’de belirtildiği gibi tüm bölgelerde sabit bir fiyat oluşmakta ve toplam maliyet bu fiyat üzerinde hesaplanmaktadır.

Tablo 5.2: Toplam Fiyat Oluşumu.

YÜK TUTARI				ÜRETİM TUTARI			
BÖLGE	LMP (TL/MWh)	YÜK (MW)	TUTAR TL	BÖLGE	LMP (TL/MWh)	ÜRETİM (MW)	TUTAR TL
B	10	30	300	A	10	330	3300
C	10	300	3000				
TOPLAM			3300	TOPLAM			3300

Kısıt oluşmadığı durumda her iki hesaplamada da oluşan PTF en düşük üreticinin teklif fiyatı olmaktadır.

Hatlarda kısıt olduğu durumlarda tek fiyatlı sistem ile bölgesel marjinal fiyatlandırmanın uygulandığı sistemler arasındaki farklılıklar senaryo-2 ve senaryo-3’ de incelenmektedir.

İkinci senaryoda C barasında 360 MW ve B barasında 75MW lık yük olduğu kabul edilmiştir. C ve B bölgelerindeki yük miktarları değiştirdiğinde iletim hatları üzerinden geçecek yükleri hesaplırsak;

$$HAT_{ab} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 360MW + \left(\frac{2}{3}\right) \times 75MW = 170MW \quad (5.9)$$

$$HAT_{ac} = \left(\frac{2}{3}\right) \times 360MW + \left(\frac{1}{3}\right) \times 75MW = 265MW \quad \text{Kısıt var.} \quad (5.10)$$

$$HAT_{bc} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 360MW - \left(\frac{1}{3}\right) \times 75MW = 95MW \quad (5.11)$$

olarak bulunur.

A ve C baraları arasındaki iletim hattında oluşan 265 MW lık yük, kapasitesi 210 MW olan HAT ac‘ nin üzerine çıktığından sistemde kısıt oluşmaktadır. Kısıtın giderilebilmesi için A ve C barası arasındaki hattın kapasitesi olan 210 MW da sabitlenmesi gerekmektedir. Bu durumda G1 ile birlikte G2 de devreye alınmak durumundadır. Teklif miktarı daha yüksek olan G2’nin en az maliyetle sisteme alınabilmesi için C barasındaki net yük 360-G2 olmalıdır.

Bu durumda;

$$G1 = (360 - G2) + 75MW \quad (5.12)$$

olarak hesaplanır. A ve C baraları arasındaki iletim hattının kapasitesi 210 MW ile sınırlandırıldığında ve G1 'i G2 cinsinden yazarak hattının kapasitesi (5.13)'e eşitlediğinde (5.14) eşitliği elde edilir.

$$HATac = 210 MW \quad (5.13)$$

$$HATac = \left(\frac{2}{3}\right) \times (360 - G2)MW - \left(\frac{1}{3}\right) \times 75MW = 210MW \quad (5.14)$$

(5.14) eşitliğinden G2;

$$G2 = 83 MW \quad (5.15)$$

$$G1 = 352 MW \quad (5.16)$$

olarak Jeneratörlerin kullanım kapasiteleri hesaplanmış olup, bu durumda iletim hatlarından geçen yükler;

$$HATab = 353 - 210 = 143 MW \quad (5.17)$$

$$HATac = 210 MW \quad (5.18)$$

$$HATbc = 143 - 75 = 68 MW \quad (5.19)$$

olarak hesaplanır ve hatlar kapasiteleri aşılamadan yük taşınmış olup, kısıt sorunu giderilmiştir. Senaryo-2 için tek fiyatlı sisteme göre PTF belirlerse;

Tablo 5.3: Senaryo-2 için Tek Fiyat Üzerinden PTF Hesabı.

FİYAT (TL)	0	10	20
Katılımcı A(ÜRT.)	0	-352	-352
Katılımcı B(YÜK)	75	75	75
Katılımcı C(ÜRT.)	0	0	-83
Katılımcı C(YÜK)	360	360	360
ALIŞ (MW)	435	435	435
SATIŞ(MW)	0	-352	-435

Kısıtın giderilebilmesi için C üreticisinin sisteme 83 MW lık enerji vermesi gerektiğini daha önce hesaplamıştık. Bu durumda fiyatı belirleyen üretici en yüksek teklif fiyatını veren C üreticisi olmaktadır. Tablo 5.3'den görüldüğü üzere C üreticisinin devreye alındığı sistemde arz ve talebin dengelendiği noktada oluşan fiyat tüm katılımcılar için 20TL/MWh dir.

Aynı kısıt probleminin yaşandığı Senaryo -2 için en düşük maliyetli Piyasa Takas Fiyatını bölgesel marjinal fiyat uygulayarak hesaplayabilmek ve buna göre Jeneratörlerin kullanım kapasite oranlarını belirleyebilmek için B barasına 1 MW lık

enerji yüklediğimizi ve kapasitesinin tamamı kullanılan $Hat_{AC} = 0$ olarak kabul edersek[Kölmek, 2009],

$$\Delta G1 + \Delta G2 = 1 \text{ MW} \quad (5.20)$$

$$HAT_{ac} = (1/3) \times \Delta G1 - ((1/3) \times (1 - \Delta G1)) = 0 \text{ MW} \quad (5.21)$$

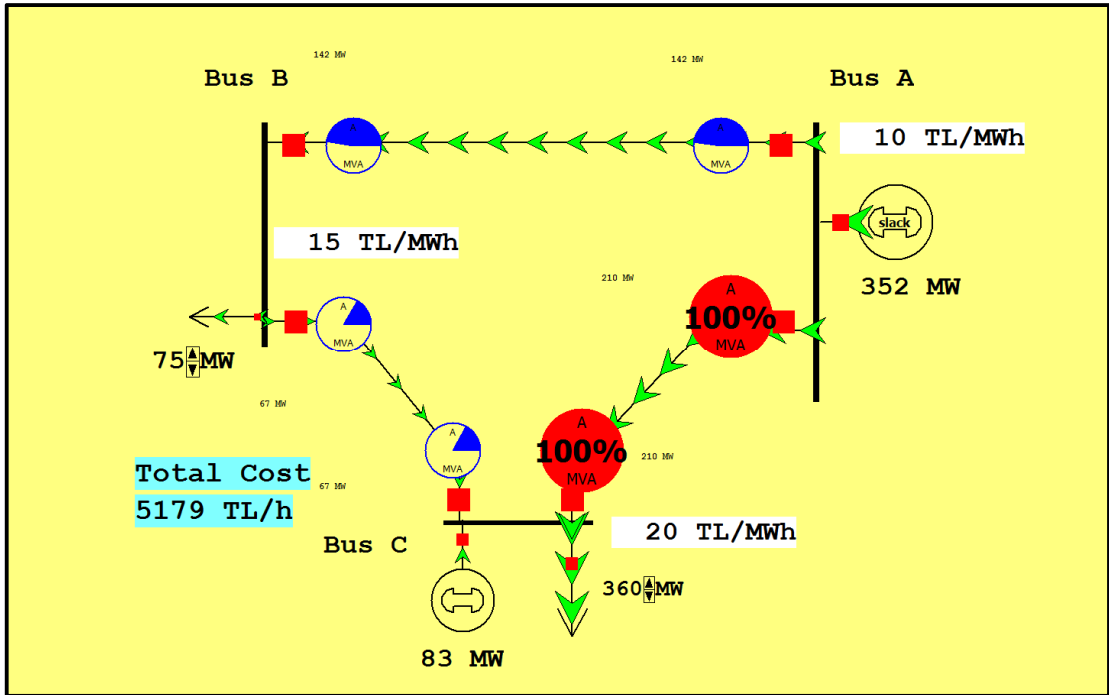
$$\Delta G1 = \frac{1}{2} \text{ MW} \quad (5.22)$$

$$\Delta G2 = \frac{1}{2} \text{ MW} \quad (5.23)$$

olarak bulunur. Örnek duruma göre jeneratörleri %50 kapasite ile kullanmak en düşük marjinal fiyatın oluşmasını sağlamaktadır.

Farklı fiyat tekliflerine sahip bölgelerden enerji akışı gerçekleşen B bölgesinde LMP fiyatı diğer bölgelerden alınan enerji miktarı ile bu bölgelerin teklif fiyatları çarpılarak bulunur.

$$LMPB = ((\frac{1}{2}) \times 10 \text{ TL} + ((\frac{1}{2}) \times 20 \text{ TL}) / 1 \text{ MW} = 15 \text{ TL/MWh} \quad (5.24)$$



Şekil 5.4: Kısıt Olduğu Durumda Bölgelerde Oluşan Fiyat.

Power World simülatörü kullanılarak çizilen örnek sistem ve uygulaması Şekil 5.4’de gösterilmiştir.

Tablo 5.4: Farklı bölgelerde oluşan marjinal fiyatlar.

OPF Bus MW Component Records								
Number	Name	Area Name	MW Marg. Cost	Energy TL/MWh	Congestion TL/MWh	Losses TL/MWh	Area 1 MW Constraint	Line from1 to 3
1	A	Home	10	10	0	0	10	0
2	B	Home	15	10	5	0	10	5,04
3	C	Home	20	10	10	0	10	10

Marjinal birim fiyat (5.1) eşitliğinde belirtildiği üzere enerji birim fiyatı, kısıt birim fiyatı ve kayıp birim fiyatının toplamından oluşmaktadır. 3 farklı bölgede oluşan 3 farklı fiyatı gösteren fiyat analizi Tablo 5.4’de gösterilmiştir. Bölgedeki marjinal fiyat hesabı (5.2) eşitliği çözülerek bulunur. Örneğimizde kayıpları ihmal ettiğimizden kayıp birim fiyatı Tablo 5.4’de belirtildiği üzere sıfırdır.

C ve B baralarından toplam 435 MW lık yük çekildiğinde Hat_{AC} ‘de kısıt oluşmuş ve kısıtın giderilebilmesi için teklif fiyatı pahalı olan C barasındaki Jeneratör devreye alınmıştır. Farklı teklif fiyatlarının yer aldığı senaryoda en düşük maliyetle kısıt giderilmiş olup, her bölge için ayrı ayrı Nihai Takas Fiyatları oluşmuştur. Bu fiyatlar ile toplamda oluşan maliyet miktarı Tablo 5.5’de gösterilmiştir.

Tablo 5.5: Toplam maliyet hesabı.

YÜK TUTARI				ÜRETİM TUTARI			
BÖLGE	LMP	YÜK	TUTAR TL	BÖLGE	LMP	ÜRETİM	TUTAR TL
B	15	75	1125	A	10	352	3520
C	20	360	7200	C	20	83	1660
TOPLAM			8325	TOPLAM			5180

Bölgeler arasında iletim kısıtlarının olduğu ikinci senaryoda yük dağılımında yapılan piyasa ayrışımı çerçevesinde; kısıtın her iki tarafındaki teklif bölgelerinden enerji fazlası olan bölgenin fiyatı KPTF’den başlayarak azaltılmış ve enerji eksikliği olan bölgenin fiyatı ise KPTF’den başlayarak artırılmış olup örnek sistemdeki her bir teklif bölgesi için NPTF’ler belirlenmiştir.

Son olarak; yük miktarlarını değitirmeden A ve B bölgeleri arasındaki iletim hattının kapasitesi 100 MW a düşürölmüştür. (C barasında 360 MW ve B barasında 75MW lık yük olduğu kabul edilmiştir.) C ve B bölgelerindeki yük miktarları değiştirildiğinde iletim hatları üzerinden geçecek yükleri hesaplırsak;

$$HAT_{ab} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 360MW + \left(\frac{2}{3}\right) \times 75MW = 170MW \text{ Kısıt var.} \quad (5.25)$$

$$HAT_{ac} = \left(\frac{2}{3}\right) \times 360MW + \left(\frac{1}{3}\right) \times 75MW = 265MW \text{ Kısıt var.} \quad (5.26)$$

$$HAT_{bc} = \left(\frac{1}{3}\right) \times 360MW - \left(\frac{1}{3}\right) \times 75MW = 95MW \quad (5.27)$$

olarak bulunur.

A ve C baraları arasındaki iletim hattında oluşan 265 MW lık yük, kapasitesi 210 MW olan HAT ac' nin ve A ve B baraları arasındaki iletim hattında oluşan 170 MW lık yük, kapasitesi 100 MW olan HAT ab' nin üzerine çıktığından sistemde tıkanıklıklar oluşmaktadır.

Kısıtın giderilebilmesi için ilk olarak A ve C barası arasındaki hattın kapasitesi olan 210 MW'a sabitlenmesi düşünülse de, bu durumda HAT ab 'nin taşınması gereken yükün 143 MW olarak hesaplanması (5.17) eşitliğinde hesaplamıştık)kısıtlardan biri giderilmiş olsa da diğer kısıt giderilememiş olacağını göstermektedir.

Bu durumda ikinci tercih olarak, A ve C baraları arasındaki iletim hattının kapasitesi 100 MW ile sınırlandırılmıştır.

Kısıtların giderilebilmesi için A ve B barası arasındaki hattın kapasitesini 100 MW sabitlesek ve G1 'i G2 cinsinden yazarsak;

$$HAT_{ab} = 100 MW \quad (5.28)$$

$$HAT_{ab} = \left(\frac{1}{3}\right) \times (360 - G2)MW + \left(\frac{2}{3}\right) \times 75MW = 100MW \quad (5.29)$$

(5.29) eşitliğinden G2;

$$G2 = 210 MW \quad (5.30)$$

$$G1 = 225 MW \quad (5.31)$$

olarak jeneratörlerin yeni güçleri hesaplanmış olur. Yeni güçlere iletim hatlarından taşınacak yük miktarları aşağıda belirtildiği üzere;

$$HAT_{ab} = 100 MW \quad (5.32)$$

$$HAT_{ac} = 225 - 100 = 125 MW \quad (5.33)$$

$$HAT_{bc} = 100 - 75 = 25 MW \quad (5.34)$$

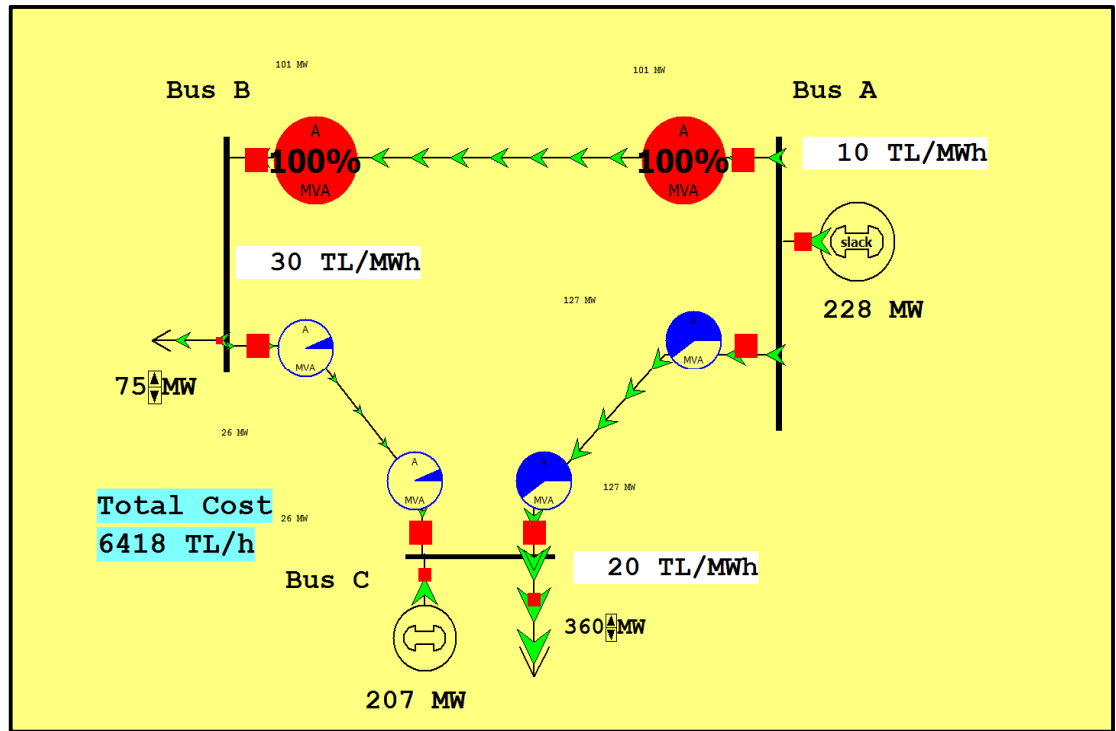
olarak hesaplanır ve hatların kapasiteleri aşılmadan yük taşınmış olup, kısıtlar giderilmiştir. Senaryo-3 için tek fiyatlı sisteme göre PTF belirlersen;

Tablo 5.6: Senaryo-3 Tek Fiyat Üzerinden PTF Hesabı.

FİYAT (TL)	0	10	20
Katılımcı A(ÜRT.)	0	-225	-225
Katılımcı B(YÜK)	75	75	75
Katılımcı C(ÜRT.)	0	0	-210
Katılımcı C(YÜK)	360	360	360
ALIŞ (MW)	435	435	435
SATIŞ(MW)	0	-352	-435

C üreticisinin devreye alındığı sistemde arz ve talebin dengelendiği noktada oluşan fiyat tüm katılımcılar için 20TL/MWh dir.

Oluşan yeni jenertör güçleri ve iletim hatları üzerinden taşınan yük miktarlarına göre B bölgesindeki LMP' yi hesaplayabilmek için A ve B baraları arasındaki hattın kapasitesinin Şekil 5.5'de gösterildiği üzere 1 MW arttırıldığını düşünürsek;



Şekil 5.5: Hat_{AB}'de 1 MW'lık kapasite arttırımı

$$HAT_{ab} = 101 \text{ MW} \quad (5.35)$$

ve C barsındaki toplam yükün 360-G2 olduğunu kabul edersek;

$$HAT_{ab} = \left(\frac{1}{3}\right) \times (360 - G2) \text{ MW} + \left(\frac{2}{3}\right) \times 75 \text{ MW} = 101 \text{ MW} \quad (5.36)$$

(5.36) eşitliğinden G2;

$$G2 = 207 \text{ MW} \quad (5.37)$$

$$G1 = 228 \text{ MW} \quad (5.38)$$

olarak hesaplanır ve 1 MW lık hat kapasitesi arttırımında Jeneratörlerdeki güç değişimi;

$$\Delta G1 = +3 \text{ MW} \quad (5.39)$$

$$\Delta G2 = -3 \text{ MW} \quad (5.40)$$

olarak bulunur.

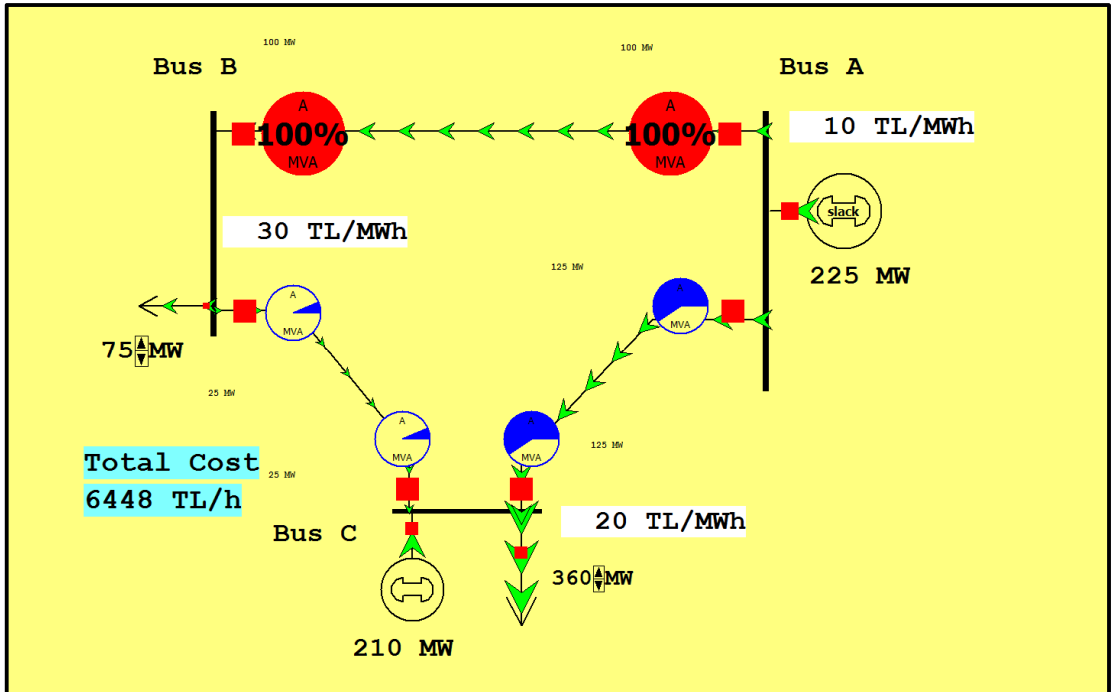
Jeneratörlerde meydana gelen güç değişimi bulundukları bölgedeki teklif fiyatı ile çarpılarak sistemdeki marjinal birim fiyat değişimi (5.39) eşitliğinde belirtildiği üzere hesaplanır.

$$(-3 \text{ MW} \times 20 \text{ TL/MWh} + 3 \text{ MW} \times 10 \text{ TL/MWh}) = -30 \text{ TL/h} \quad (5.41)$$

Buradan B bölgesinde oluşan 1 MW lık yük değişimi için LMP (5.42) eşitliğinden hesaplanır.

$$\text{LMPB} = (-30 \text{ TL/h}) \times (100 \text{ MW} - 101 \text{ MW}) \quad (5.42)$$

$$\text{LMPB} = 30 \text{ TL/MWh} \quad (5.43)$$



Şekil 5.6: Bölgesel Fiyat Oluşumu

Aynı kapasite değişikliği power world simülatörü kullanılarak da hesaplanmış olup, Şekil 5.6 elde edilmiştir

Tablo 5.7: Toplam Maliyet Hesabı.

YÜK TUTARI				ÜRETİM TUTARI			
BÖLGE	LMP	YÜK	TUTAR TL	BÖLGE	LMP	ÜRETİM	TUTAR TL
B	30	75	2250	A	10	225	2250
C	20	360	7200	C	20	210	4200
TOPLAM			9450	TOPLAM			6450

Son senaryo için bölgelerde hesaplanan LMP' ler ve toplam maliyet analizi Tablo 5.7'de gösterilmiştir.

Yapılan piyasa ayrışımı kapsamında, düşük fiyatlı bölgelerden yüksek fiyatlı bölgelere azami derecede enerji akışı sağlanarak her bir teklif bölgesi için en düşük maliyetli dengelemenin yapılması sağlanmıştır. Bu dengeleme neticesinde oluşan NPTF'ı doğal olarak, enerji fazlası olan teklif bölgesinde KPTF'den düşük, enerji eksiği olan bölgede ise KPTF'den yüksek olmaktadır.

İncelenen 3 baralı sistemde farklı fiyat tekliflerine sahip 2 adet üretici ve iki adet tüketici olduğu kabul edilmiş ve bu tüketicilerin yükleri değiştirilerek farklı senaryolar kurgulanmıştır. Tüketicilerin yük miktarlarındaki değişimleri, hatların kapasiteleri ve bu hatlarda oluşan kısıtlar dikkate alınarak, ülkemizde uygulanan ve Türkiye'nin genel arz ve talebinin dikkate alınması ile hesaplanan tek fiyatlı sistem ile piyasa fiyatları heaplanmıştır. Söz konusu senaryolar için bölgesel marjinal fiyatlandırmanın uygulandığı durumlar için bölgelerde oluşan fiyatlar hesaplanmıştır.

Baz senaryolar incelendiğinde tek fiyatlı sistemde; sistem üzerinde oluşan kısıtın tüm katılımcıları etkilediği ve problemin kaynağı önemsenmeksizin maliyetin tüm katılımcılara yansıdığı gözlemlenmiştir.

Bölgesel Marjinal Fiyatlandırma uygulamasında ise enerji fazlası olan bölgelerde fiyat düşerken, enerji eksiği olan bölgelerde fiyat artmıştır. Sistem üzerinde oluşan kısıt tüm katılımcıları değil, kısıtın yaşandığı bölgelerdeki katılımcıları etkilediği gözlemlenmiştir.

6 . SONUÇLAR

İncelenen piyasa modeline göre, ihtiyaç duyulması halinde sistem işletmecisi tarafından tanımlanan sınırlar doğrultusunda teklif bölgeleri oluşturulacak ve bu teklif bölgeleri arasında bir iletim kısıtı yaşanması durumunda yapılacak olan piyasa ayrışımı ile her bir bölge için farklı bölgesel fiyat söz konusu olabilecektir.

Türkiye'nin genel arz ve talep eğrisi kullanılarak oluşturulan tek fiyatlı sistem uzlaştırması ile bölgesel marjinal fiyat uygulaması kullanılarak yapılan uzlaştırma arasındaki en önemli fark gerçek zamanlı kısıtların giderilmesinde mevcut uygulamada sadece teknik hususlar dikkate alınırken, yeni uygulamada teknik hususlarla birlikte teklif bölgesi bazında verilen fiyat tekliflerinin de dikkate alınacak olmasıdır. Yeni uygulama ile gündeme gelecek olan fiyat farklılaşması Piyasadaki katılımcıların piyasanın sürdürülebilir bir yapıda olmasına hizmet edecek şekilde yönlendirebilmelerine olanak sağlayacak olması nedeniyle büyük bir öneme sahiptir.

Bölgesel tarife uygulaması şebeke tarifeleri açısından makul bir uygulamadır. İletim ve dağıtımda bölgesel tarife uygulamasına geçilmesinin sistem kısıtlarının yönetimi açısından da avantaj sağlayacağı açıktır. İletim tıkanıklıklarının, gücün gideceği noktaya daha ucuza ulaşmasını engelleyebilmesi durumlarında, kısıtlardan dolayı oluşan maliyetlerin tüm katılımcılar arasında paylaştırılarak ödenmesi yerine, sadece problemin bulunduğu bölgedeki katılımcılar tarafından ödenmesi bir bakıma o bölgedeki katılımcıları cezalandırmak ve teknik problemin çözümüne yönlendirmektir. Ayrıca kendi bölgesinde herhangi bir problemi olmayan katılımcılar da gereksiz maliyetlerden kaçınmış olacaktır.

KAYNAKLAR

Bye T.,(2003) “A Nordic Energy Market Under Stress”, Economic Survey, April.

Camadan E., (2010), “Türkiye’de Elektrik Toptan Ticaret Piyasası ve Fiyat Oluşumu”, Yüksek Lisans Tezi, Hacettepe Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, 14 Nisan 2009 tarih ve 27200 sayılı Resmi Gazete.

Elektrik Piyasası Kanunu, 3 Mart 2001 tarih ve 24335 sayılı Resmi Gazete.

Kölmek F., (2009), “Elektrik Piyasasında Kısıt Yönetimi – II: Türkiye Elektrik Piyasasında Kısıt Yönetimi, Sorunlar ve Öneriler”, Enerji Uzmanları Derneği Bülteni

Shane Rourke B.E.,(2003), “Locational Marginal Pricing Of Electricity”, Master of Engineering. Engineering and Architecture University College Dublin.

Web 1, (2013), http://www.epdk.gov.tr/documents/elektrik/rapor_yayin/Elk_Yayin_Uretim_Kapasite_Projeksiyonu_2012_2021.pdf, (Erişim Tarihi: 14/04/2013).

Web 2, (2013), http://www.epdk.gov.tr/documents/elektrik/rapor_yayin/EPD_Elk_TicaretOrnekleri_2003_Ocak.pdf, (Erişim Tarihi: 06/02/2013)

Web 3, (2013), http://www.epdk.org.tr/yayin_rapor/piyasagelisim/enerjiiform/enerjireformlari.pdf, (Erişim Tarihi: 07/02/2013)

Yaman Y., (2006), “Türkiye ile Texas Eyaleti (ERCOT Bölgesi) Dengeleme ve Uzlaştırma Sistemlerinin Hukuksal Açıdan Karşılaştırması”, Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

ÖZGEÇMİŞ

1985 İzmit doğumluyum. Liseyi Kocaeli Anadolu Lisesi'nde tamamladıktan sonra Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği dalında Lisans eğitimimi tamamladım. Şimdi Elektrik Mühendisi olarak SEDAS' ta çalışmaktayım.