



T.C.
KONYA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ



KAYNAK ÇEŞİTLİLİĞİNE BAĞLI OLARAK
ELEKTRİK ENERJİSİ FİYATLANDIRMA
ALGORİTMALARININ OLUŞTURULMASI

Hayri OĞURLU

DOKTORA TEZİ

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Eylül-2018
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Hayri OĞURLU tarafından hazırlanan “Kaynak Çeşitliliğine Bağlı Olarak Elektrik Enerjisi Fiyatlandırma Algoritmalarının Oluşturulması” adlı tez çalışması 02/09/2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği / ~~oy çokluğu~~ ile Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı’nda DOKTORA TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Başkan

Doç. Dr. Afşin KULAKSIZ

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Nurettin ÇETİNKAYA

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Mümtaz MUTLUER

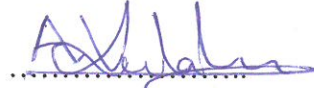
Üye

Dr. Öğr. Üyesi Mustafa YAĞCI

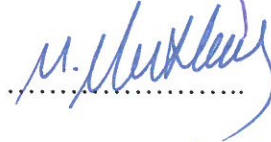
Üye

Dr. Öğr. Üyesi Bahadır AKBAL

İmza











Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Yakup KARA
FBE Müdürü V.

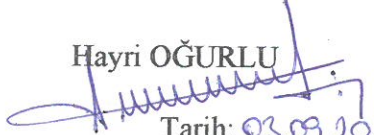
TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Hayri OĞURLU


Tarih: 03.09.2018

ÖZET

DOKTORA TEZİ

KAYNAK ÇEŞİTLİLİĞİNE BAĞLI OLARAK ELEKTRİK ENERJİSİ FİYATLANDIRMA ALGORİTMALARININ OLUŞTURULMASI

Hayri OĞURLU

Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Nurettin ÇETİNKAYA

2018, 76 Sayfa

Jüri

Doç. Dr. Ahmet Afşin KULAKSIZ
Dr. Öğr. Üyesi Nurettin ÇETİNKAYA
Dr. Öğr. Üyesi Mustafa YAĞCI
Dr. Öğr. Üyesi Mümtaz MUTLUER
Dr. Öğr. Üyesi Bahadır AKBAL

İletim sistemi kullanıcıları için elektrik enerjisinin fiyatı ortaya çıkarılırken temel olarak iki bileşen dikkate alınmaktadır. Bunlar; üretim ve iletim maliyetleridir. Üretim maliyeti olarak ilk yatırım, işletme, yakıt gibi bazı veriler sıralanabilir. Kullanılan kaynağın türüne bağlı olarak birbirinden oldukça farklı maliyetlerle elektrik enerjisi üretilebilmektedir. İletim maliyetleri olarak ise iletim sisteminde kullanılan trafo merkezleri ve iletim hatlarının yatırım ve işletme giderleri sayılabilir. Ancak yapılan hesaplamalarda üretim kaynağının türü ve tesisin coğrafi konumu göz önüne alınmadığından bazı kullanıcılar için dezavantajlı fiyatlar ortaya çıkmaktadır. Diğer taraftan enterkonnekte sistemin gelişimi ve homojen yapısı da bu adil olmayan fiyatlandırma yöntemlerinden olumsuz etkilenmektedir. Önerilen fiyatlandırma algoritması; bara bazında iletim maliyetleri Yatırım Maliyetine Dayalı Fiyatlandırma (YMDF) yöntemi ile üretim maliyetleri de her kaynağın türüne göre ayrı ayrı hesaplanması üzerine kurulmuştur. Bu iki önemli veriyi Dinamik Programlamanın aşamalı çözüm tekniğinde kullanmak için türetilen Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama (Multi-Stage Dynamic Programming – MSDP) olarak isimlendirilen metod ile algoritma oluşturulmuştur. Örnek bir dengeli sistem kesiti üzerinde MSDP yöntemi ile oluşturulan fiyat fonksiyonlarının sonuçları geleneksel fiyatlandırma yöntemlerinin sonuçları ile karşılaştırılmıştır. Ayrıca MSDP yöntemi, IEEE-30 bara test sistemi üzerinde de uygulanarak elde edilen sonuçlar mevcutta uygulanan değerlerle karşılaştırılmıştır. Homojen bir enterkonnekte sistemin sağlanabilmesi için, üretici ve tüketicilere farklı fiyat alternatifleri sunulabilmesi açısından önemli fayda sağlayacak bir yöntem olduğu gözlemlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Bölgesel Fiyatlandırma, Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama, Dinamik Programlama, Elektrik Enerjisi Fiyat Tarifeleri, Nodal Fiyatlandırma, Üretim Kaynakları.

ABSTRACT

Ph.D. THESIS

DEPENDING ON TYPE OF RESOURCES GENERATION OF ELECTRICITY PRICING ALGORITHMS

Hayri OĞURLU

**THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCE OF
KONYA TECHNICAL UNIVERSITY
DOCTOR OF PHILOSOPHY
IN ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING**

Advisor: Asst. Prof. Dr. Nurettin ÇETİNKAYA

2018, 76 Pages

Jury

Assoc. Prof. Dr. Ahmet Afşin KULAKSIZ

Asst. Prof. Dr. Nurettin ÇETİNKAYA

Asst. Prof. Dr. Mustafa YAĞCI

Asst. Prof. Dr. Mümtaz MUTLUER

Asst. Prof. Dr. Bahadır AKBAL

Two main components are taken into consideration while revealing the price of electric energy for transmission system users. These; production and transmission costs. Production cost can be listed as first investment, business, fuel, etc. Depending on the type of source used, electric energy can be produced at a very different cost from each other. Transmission costs include investment and operation costs of transformer centers and transmission lines used in the transmission system. However, disadvantaged prices for some users arise because the type of production source and the geographical location of the plant are not considered in the calculations made. On the other hand, the development of the interconnected system and its homogeneous structure are also adversely affected by these unfair pricing methods. Suggested pricing algorithm; bara-based transmission costs are based on investment cost based pricing (YMDF) method and production costs are based on calculation of each source separately according to type. Algorithm was created by a method called Multi-Stage Dynamic Programming (MSDP) which is derived to use these two important data in the gradual solution technique of Dynamic Programming. The results of the price functions generated by the MSDP method on an exemplary balanced system section are compared with those of traditional pricing methods. In addition, the MSDP method was also applied on the IEEE-30 bare test system and the results obtained were compared with the values currently applied. In order to provide a homogenous interconnection system, it has been observed that there is a significant benefit in terms of offering different price alternatives to producers and consumers.

Keywords: Dynamic Programming, Electric Energy Price Tariffs, Multi-Stage Dynamic Programming, Nodal Pricing, Production Resources, Regional Pricing.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasında günümüzün en önemli ihtiyaçlarından biri olan elektrik enerjisinin son kullanıcıya ulaştırılırken ortaya çıkan fiyatı ile ilgili yeni bir yaklaşım ortaya konulmaktadır. Elektrik enerjisinin temel girdi, maliyetinin ise temel gider olarak etkilediği; özellikle iletim sistemi kullanıcıları için diğer taraftan elektrik üreticileri için elektrik enerjisinin fiyatlandırılması oldukça önemlidir. Gerek sanayi gerek günlük kullanımın vazgeçilmezi olan elektrik enerjisinin daha adil, gerçekçi ve homojen biçimde fiyatlandırılabilmesi için Dünya'daki ve Türkiye'deki Elektrik Enerjisi Piyasalarının işleyişi irdelenmiştir. Kullandığı enerji kaynakları bakımından yurtdışından yakıt sağlayan ülkemizin ekonomisi üzerinde de oldukça etkili olan elektrik enerjisi fiyatlandırılması konusunda detaylı bir çalışma ortaya çıkarılmıştır.

Tez çalışmasının konu seçimi aşamasından sonuna kadar çok değerli bilgi ve tecrübelerini benimle paylaşan kıymetli Danışman Hocam Dr. Öğr. Üyesi Nurettin ÇETİNKAYA'ya sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Hayri OĞURLU
KONYA-2018

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT	v
ÖNSÖZ	vi
İÇİNDEKİLER	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR	ix
1. GİRİŞ	1
1.1. Çalışmanın Amacı ve Önemi.....	2
1.2. Çalışmanın Kapsamı.....	3
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	5
3. MATERYAL VE YÖNTEM	15
3.1. Dünya'daki Elektrik Piyasaları	15
3.1.1. Amerika Birleşik Devletleri elektrik piyasası	15
3.1.2. Arjantin elektrik piyasası.....	17
3.1.3. Avustralya elektrik piyasası	18
3.1.4. İngiltere ve Galler'in elektrik piyasası	19
3.1.5. İskandinav ülkelerindeki elektrik piyasası	21
3.1.6. İspanyol elektrik piyasası	22
3.1.7. Kanada elektrik piyasası.....	23
3.1.8. Portekiz elektrik piyasası.....	24
3.1.9. Yeni Zelanda elektrik piyasası	25
3.1.10. Yunanistan elektrik piyasası.....	27
3.2. Türkiye'deki Elektrik Piyasasının Yapısı	28
3.2.1. Piyasa Aktörleri.....	28
3.2.2. Tarifelerin oluşturulması	31
3.2.3. Yatırım maliyetine dayalı fiyatlandırma modeli (YMDF)	32
3.3. Üretim Kaynaklarının Karşılaştırılması	35
3.3.1. Seviyelendirilmiş Elektrik Enerjisi Maliyeti	35
3.3.2. Üretim santralleri.....	37
3.4. Fiyatlandırma Algoritmaları.....	39
3.4.1. Maliyete dayalı fiyatlandırma	41
3.4.2. Rekabete dayalı fiyatlandırma	42
3.4.3. Talebe dayalı fiyatlandırma.....	43
3.5. Dinamik Programlama	44
3.5.1. Dinamik programlamada kullanılan kavramlar.....	45
3.5.2. En uygunluk kuramı	46
3.5.3. Dinamik programlama türleri	47

4. ÖNERİLEN FİYATLANDIRMA METODU	49
4.1. Sistem Tasarımı.....	49
4.1.1. Üretim maliyetinin belirlenmesi.....	52
4.1.2. İletim maliyetinin belirlenmesi	54
4.2. Algoritma Tasarımı	55
4.3. Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama (Multi Stage Dynamic Programming) ..	58
4.4. Tasarımın Sayısal Olarak İşleyişi.....	59
4.4.1. Dengeli sistem kesiti	59
4.4.2. IEEE-30 bara test sistemi	66
5. ARAŞTIRMA SONUÇLARI VE ÖNERİLER	69
5.1 Sonuçlar	69
5.2 Öneriler	70
KAYNAKLAR	72
ÖZGEÇMİŞ	75

SİMGELER VE KISALTMALAR

Kısaltmalar

BMF	:	Bölgesel Marjinal Fiyatlandırma
DGKÇ	:	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali
DGP	:	Dengeleme Güç Piyasası
DIBM	:	Değişken İşletme ve Bakım Maliyeti
DSK	:	Dengeli Sistem Kesiti
EPDK	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EPIAŞ	:	Enerji Piyasası İşletme Anonim Şirketi
EÜAŞ	:	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GES	:	Güneş Santrali
GİP	:	Gün İçi Piyasa
GKO	:	Geri Kazanım Oranı
GÖP	:	Gün Öncesi Piyasa
GTŞ	:	Görevli Tedarik Şirketi
GYM	:	Gecelik Yatırım Maliyeti
HES	:	Hidroelektrik Santral
IEEE	:	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
K_f	:	Kapasite Faktörü
kV	:	Kilovolt
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt saat
LCOE	:	Levelized Cost of Electricity
MSDP	:	Multi Stage Dynamic Programming
MVA	:	Mega Volt Amper
MW	:	Mega Watt
MWh	:	Mega Watt Saat
NTY	:	Nokta Tahmin Yöntemi
PTF	:	Piyasa Takas Fiyatı
RES	:	Rüzgar Santrali
SIBM	:	Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti
SMF	:	Sistem Marjinal Fiyatı
₺	:	Türk Lirası
TEDAŞ	:	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	:	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TSO	:	Transmission System Operator – İletim Sistem Operatörü
YAL	:	Yük Alma Talimatları
YAT	:	Yük Atma Talimatları
Y MDF	:	Yatırım Maliyetine Dayalı Fiyatlandırma
YM	:	Yakıt Maliyeti
NZEM	:	Yeni Zelanda Toptan Satış Piyasası

1. GİRİŞ

Enerji, günlük yaşamın kalitesini artıran, ekonomik ve sosyal gelişmişliğin göstergesi olan önemli bir faktördür. Gün geçtikçe enerjiye, özel olarak elektrik enerjisine olan bağlılığın artması ile elektriğin tüketimi de doğal olarak hızla artmaktadır. Elektrik enerjisinin üretilmesi için Dünya’da ve Türkiye’de çok farklı kaynaklar ve yöntemler bulunmaktadır. Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynakları da dahil olmak üzere bir çok farklı kaynaktan elektrik üretiminin yaygınlaşması, yeni kaynak arayışı ile ilgili çabalar hep insanoğlunun elektrik enerjisi ihtiyacını kesintisiz, yeterli ve kaliteli olarak karşılanması hedefini gerçekleştirmek içindir. Elektriğin kesintisiz ve kaliteli olmasının yanında ekonomik olması gerekliliği de son yıllarda oldukça önemli bir hale gelmiş durumdadır. Çünkü elektrik enerjisi ile ilgili yapılan yatırımlar, tesisler ve işletmeler hem çok uzun vadeli hem de oldukça pahalı projelerdir. Bu nedenle bu tesisler için planlanan yatırımların olabildiğince verimli ve etkin kullanıldığından emin olunmalıdır. Diğer taraftan bu yatırımlar için ayrılan ekonomik büyüklüğün de optimum şekilde kullanılıyor olması gerektiği açıktır. Teknik kayıplar başta olmak üzere, elektrik enerjisi ile ilgili yapılan yatırımların maliyetinin son kullanıcıya en az şekilde yansıtılabilmesi için gerekli çalışmanın yapılması gerekmektedir. İşte bu nedenle gereksiz yatırımlardan, atıl durumdaki kapasitelerden, verimliliği düşük projeleri gerçekleştirmekten kaçınılmalıdır. Bu amaçla elektrik enerjisinin üretime ilk başlanıldığı yerden son kullanıcıya ulaştığı ana kadar iyi bir planlama ile yönetilmesi gerekmektedir. Bu planlamalar, teknik kriterlerin yanı sıra ekonomik veriler de dikkate alınarak yapılmalıdır.

Bu çalışmanın ilk bölümünde elektrik enerjisi fiyatlandırılması konusunda yapılan çalışmalar kısaca değerlendirilecektir. Daha sonra Dünya’da ve Türkiye’deki elektrik enerjisi piyasasının nasıl oluştuğundan bahsedilecektir. Üçüncü bölümde üretim kaynaklarının çeşitlerine göre maliyeti ilgilendiren bilgiler verilecek ve sonrasında fiyatlandırma algoritmaları yaklaşımları özetlenecektir. Ardından dinamik programlama ve bu çalışmadaki kullanım şekli açıklanacak ve son bölümde ise önerilen fiyatlandırma algoritmasının detayları belirlenecektir. Yapılacak kıyaslama ile önerilen metodun verimi ve ulusal enterkonekte sistemin yapısına olan faydaları ortaya konulacaktır.

1.1. Çalışmanın Amacı ve Önemi

Üretilen enerjinin kullandığı kaynağın türü, kaynağın maliyeti, iletim koşulları, iletim sisteminin maliyeti, kullanıcıya sunulana kadar olan tesislerin işletilmesinin maliyetleri, üretici tarafındaki maliyetler, üreticilerin kazanç oranı ve tüketicilere yansıyan maliyetler ile bütün bu piyasa sisteminin sürekli olarak işletilmesini sağlamak son derece önemli ve karmaşık bir konudur. Ülkemizde olduğu gibi elektrik enerjisi üretimi için kullanılan kaynakların büyük kısmının ithal edildiği durumlarda, bu maliyetlerin önemi bir kademe daha artmaktadır. Bu çalışma, bu süreçlerin hemen hepsini temelden etkileyecek olan elektrik enerjisinin fiyatlandırılma algoritmaları konusu ile ilgilidir. Ülkemizde hali hazırda elektrik enerjisi fiyatının 22 krş/kWh ve günlük ortalama elektrik tüketiminin 800.000 MWh olduğu, ayrıca bu rakamın hızla arttığı düşünüldüğünde ne kadar büyük boyutta bir ekonomik değerden bahsedildiği daha net anlaşılabilir.

Elektrifikasyon sisteminin herhangi bir barasına bağlanan üretici ya da tüketici için, barayı besleyen üretim kaynaklarının türüne, baradan beslenen diğer tüketicilerin kapasitelerine, yük akışına ve baraya bağlı diğer iletim tesislerinin durumuna göre farklı fiyatlar ortaya çıkarabilmesi amaçlanmıştır. Böylece bu çalışmada ortaya konulacak algoritma sayesinde daha ekonomik elektrik enerjisi fiyatlarına ve daha homojen bir elektrifikasyon sistemine ulaşılması mümkün olabilecektir. Mevcut durumda, elektrifikasyon sisteminin bazı bölgelerinde atıl durumda bekleyen trafo ya da kurulu güç kapasiteleri varken diğer tarafta aşırı yüklenme sorunları ile karşılaşmaktadır. Bu durumun önüne geçilebilmesi için kullanıcılar fiyatlandırma algoritmaları sayesinde sistemin daha ekonomik olan bölümlerine yönlendirilebileceklerdir. Örneğin çok fazla üretim tesisinin bulunduğu bölgede yeni üretim tesisi kurmak isteyen kullanıcı için o bölgedeki üretim fiyatı tarifesi diğer bölgelerden daha düşük olacak ve böylece kullanıcı mümkün olan başka bölgelerde üretim tesisi kurması için teşvik edilecektir. Aynı yöntemle fazla tüketimin olduğu bölgelerde (iletim sisteminden beslenen organize sanayi bölgeleri gibi büyük aboneler için) enerji talebi olan kullanıcı, bu bölgedeki elektrik enerjisi maliyetleri diğer bölgelere oranla daha yüksek olacağı için maliyetin daha hesaplı olacağı bir bölgede yatırım planlaması yapabilecektir. Böylece enterkonnekte sistemin farklı baralarında oluşacak fiyatlar ile sistemin homojen bir yapıya kavuşması sağlanabilecektir.

1.2. Çalışmanın Kapsamı

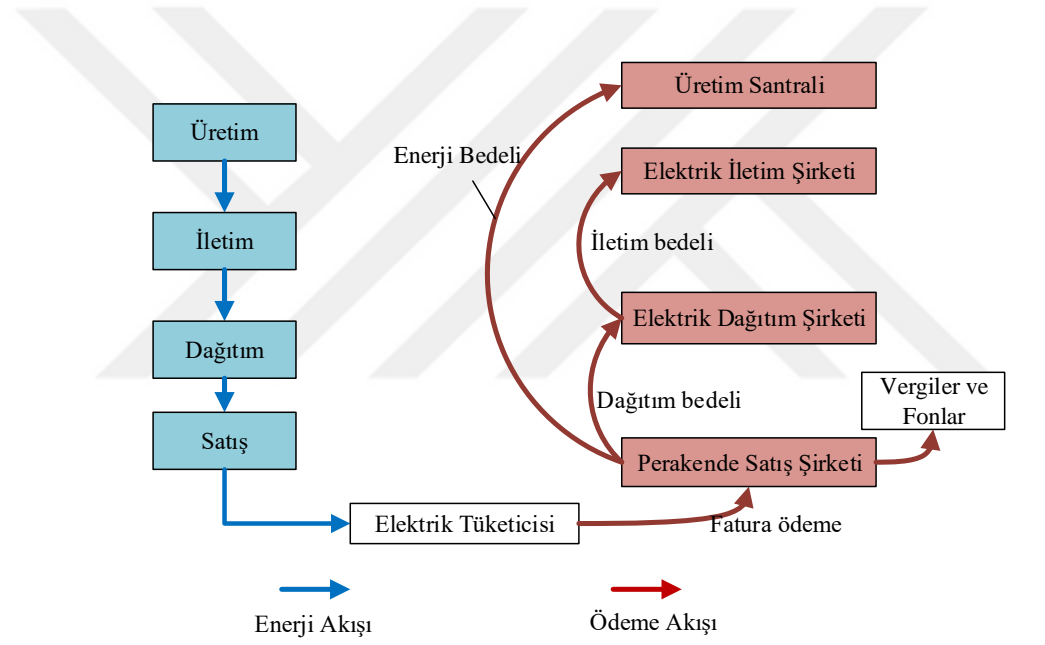
Elektrik sistem işletmecilerinin amacı enerjinin tüketicilere kaliteli ve kesintisiz şekilde ulaştırılmasını sağlamaktır. Elektrik piyasa işletmecilerinin temel amacı ise elektriğin son kullanıcıya yeterli, sürekli ve düşük maliyetli olarak sunulabilmesidir. Bu nedenle hem üreticiler hem de tüketiciler için üretim kaynağının cinsi ve enterkonnekte sistem üzerindeki konumu ile ilgili bilgileri de dikkate alarak bu hesaplamaların daha kabul edilebilir bir yöntemle ortaya konulabileceği düşünülmektedir. Dünyada elektrik enerjisine olan talep insanların yaşam alışkanlıklarına, sanayideki gelişmelere ve dünya nüfusundaki artışa bağlı olarak hızla artmaktadır. Elektrik enerjisinin daha ekonomik olması, günlük yaşam kalitesinin artmasını ve sanayide daha rekabetçi bir ortamın oluşmasını sağlayabilecektir. Bu nedenle elektrik enerjisinin maliyeti hemen herkes için oldukça önemlidir.

2003 yılında iletim lisansını alan Türkiye'nin elektrik sistem operatörü (TSO) TEİAŞ, sistem işletim tarifesini aynı yıl yürürlüğe koymuştur. Bu tarifenin hesaplanmasında elbette pek çok farklı veri kullanılmaktadır. Genel olarak iletim sistemini kullanan üretici ya da tüketicilerin sistem operatörüne ödemesi gereken bedellerin tespit edilmesi amaçlanmaktadır. Piyasa düzenleyici kuruluş olan EPDK tarafından onaylanan tarife yönteminde önce 22 farklı tarife bölgesi belirlenmiştir. Daha sonra iletim sisteminin gelişmesi ve büyümesi ile birlikte tarife bölgelerinin sayısı önce 23'e çıkarılmış sonra 14'e düşürülmüştür. 2016 yılına kadar tarifelerin belirlenmesinde üretim ya da tüketim tesisinin kapasitesi (MW) dikkate alınırken bu yıldan sonra enerji (MWh) değeri de hesaplamalarda dikkate alınmaya başlanılmıştır. Bu gelişmelerden de anlaşıldığı gibi İletim Sistemi Kullanıcılarına uygulanan fiyat tarifelerinin belirlenmesi ile ilgili süreç henüz tamamlanmamıştır. İletim Tarifelerinin hesaplanmasındaki en temel ölçüt sistem operatörünün "Gelir Tavanı" olarak adlandırılan bedeli elde etmesi ve böylece işletme ve yatırım faaliyetlerini devam ettirebilmesinin sağlanmasıdır. Bu yapılırken bir taraftan da elektrik iletim sisteminin ülke coğrafyasında düzenli bir şekilde gelişmesinin sağlanması gerekmektedir.

Piyasa katılımcısı olan her üretim tesisi için; enerji kaynağının türü, üretime katıldığı konum, kurulu gücün büyüklüğü gibi faktörler dikkate alınarak yapılacak bir hesaplama ile gerçekçi sonuçlar elde edilebilecektir. Enterkonnekte sistemin farklı bölümlerinde ortaya çıkan farklı maliyetler enerji talebi olan tüketiciye yansıtılmalıdır. Bu yaklaşım sayesinde hem üretilen enerjinin gerçek giderleri hesaba katılacak hem de

enterkonnekte sistemin hangi noktasından bağlantı yapılacak ise o bölgede oluşacak maliyetin etkisi hesaplanabilecektir. Böylece elektriğin “üretildiği yerde tüketilmesini” temin edebilmek için sistem kullanıcıları yönlendirilmeye çalışılacaktır.

Elektrik enerjisi üretilmeye başladığı andan son kullanıcıya ulaşmasına kadar pek çok farklı aşamalardan geçmektedir. Bu aşamaların her birinde ayrı ayrı fiyatlar ortaya çıkmaktadır. Elektriğin üretimden tüketime kadar olan süreci ile bu süreçteki fiyat akışının özetlenmiş hali Şekil 1.1’de verilmektedir. Bu sistemin detaylarında oldukça farklı ara süreçler, maliyetler ve değişkenler olmakla birlikte kapsamın fazla genişlememesi ve sonuç odaklı bir çalışma olabilmesi için tezin konusu, “iletim sistemi kullanıcıları için elektrik enerjisi fiyatlandırması” olarak belirlenmiştir.



Şekil 1.1. Elektriğin fiyat ve ödeme süreçleri

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Elektrik enerjisinin fiyatlandırılması konusu bütün Dünya ülkeleri için önemli bir konudur. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa Birliği ülkelerinin yaptığı piyasa düzenlemeleri ve farklı fiyatlandırma yaklaşımları bu konunun gelir-gider yönetimi kapsamında ele alındığını göstermektedir. Üreticiler, tüketiciler ve de piyasa işletmecileri için konunun asıl odak noktası kendi kazanç ya da doğrudan kar miktarları olduğu için aynı anda çok farklı bakış açıları ile değerlendirme yapılması gerekmektedir. Yenilenebilir enerji teknolojileri, nükleer santral yatırımları, konvansiyonel santrallerin durumu, sürekli artan enerji ihtiyacı ve bütün piyasa aktörlerini belirli bir düzen içinde tutmak için çalışan piyasa işletmecileri çok farklı fiyatlandırma yöntemleri üzerinde durmaktadırlar. Literatürde matematiksel değerler ya da gerçek veriler kullanılarak hazırlanmış pek çok çalışma bulunmaktadır. Ülkemizde elektrik piyasası çok yeni oluşturulmuş olmasına rağmen pek çok önemli yerel çalışma da bulunmaktadır. Dünya üzerindeki farklı piyasa yapılarında öngörülen problemler, olası iyileştirmeler ile ilgili hazırlanmış bazı makaleleri ve bu makalelerin kısa açıklamaları bu bölümde tartışma konusu edilecektir.

Baghayipour ve arkadaşları nodal fiyatlandırma uygulanan bölgelerdeki üreticilerin gereksiz iletim kayıpları ödemelerinin önüne geçebilmek için bir öneri ortaya koymaktadır (Baghayipour ve ark., 2014). Bunu yapmak için referans iletim ağı olarak enterkonnekte sistemi yeniden tanımlamışlardır.

Akıllı dağıtım şebekesi olan dağıtım şirketlerinde gün öncesi piyasadaki talebe cevap verebilmek için saatlik nodal fiyatlandırma yönteminin entegrasyonu üzerine araştırma ortaya koyan Ghasemi ve arkadaşları Ontario elektrik piyasasındaki gerçek veriler üzerinde çalışmışlardır (Ghasemi ve ark., 2015). Makalede bütün üretim tesisleri, depolama tesisleri, bir üst şebeke ile yük alışverişi, uygulanacak kısıtların sınıflandırılması ve müşteri memnuniyetinin en üst seviyede tutulmasını amaçlayan bir algoritma ile akıllı dağıtım şebekeleri için gün öncesi perakende fiyatların belirlenmesi amaçlanmıştır.

Singh ve Goswami, 2010 yılında, bölgesel fiyatlandırma uygulanan yerlerde kârı artırma, en az kayıpla çalışma, gerilim düşümü ve yükselmesinin önüne geçilmesi gibi amaçlarla en verimli şekilde üretim kaynaklarının dağıtılması üzerine araştırma yapmışlardır (Singh ve Goswami, 2010). Hindistan bölgesindeki kırsal dağıtım ağı

üzerinde uygulanan bu çalışmada mevcut nodal fiyatlandırma yaklaşımının dağıtım sistemi üzerinde gerilim optimizasyonu hedeflenerek kullanılabileceği düşünülmüştür.

Elektrik tesislerinde depolama sistemlerinin optimal bölgesel fiyatlandırma üzerindeki etkileri konulu bir çalışma ortaya koyan Weibelzahl ve März, 2018 yılında ilk defa depolama tesislerinin bölgesel fiyatlandırma sistemi içindeki durumunu analiz etmişlerdir (Weibelzahl ve März, 2018). Makalede özellikle iletim kapasitesinin kısıtlı olduğu bölgeler çalışılmıştır. Çalışmada önerilen sistemin sadece bir piyasadaki fiyat değişkenliğini azaltmakla kalmadığı, alışveriş halinde olunan bölgelerde de fiyat yapısını olumlu etkilediği gözlemlenmektedir. Özellikle Avrupa ve Avustralya bölgesinde artan depolama sistemleri yatırımları ile mevcut durumda kullanılan en uygun kısıt uygulanması yöntemine önemli bir alternatif olacağı düşünülmektedir. Makale genel olarak kullanıcıların refah seviyesini artırmayı hedeflemektedir.

Gün öncesi piyasadaki acil durum analizinin bölgesel fiyatlarla olan ilişkisini araştıran Murphy ve arkadaşları, iletim sistemindeki kısıtların, kesintilerin bölgesel fiyatlar üzerindeki etkisini irdelemektedir (Murphy ve ark., 2010). Yapılan çalışmada, olması muhtemel senaryoları araştırmak yerine modeldeki en olumsuz durumların yaşanması durumunda oluşacak fiyatlar ortaya konulmaktadır. Gün öncesi piyasada beklenmedik fiyatların önüne geçebilmeyi ve sistem güvenilirliğini hedefleyen bu çalışmada 86 iletim hattı ve 68 düğüm noktalı bir şebeke parçasında çalışılmıştır. Ayrıca kesinti durumlarındaki fiyatların değişimi için sonuçlar elde edilmiştir.

Dourbois ve Biskas 2016 yılındaki makalelerinde, düğüm noktası tabanlı, güvenlik kısıtlı, gün öncesi piyasa takas modeli üzerinde çalışmışlardır (Dourbois ve Biskas, 2016). Yapılan çalışmada “n” ve “n-1” kriterlerinin de dikkate alındığı bir bölgesel fiyatlandırma modeli üzerinde durulmuştur. Dağıtılmış sanal bara modelleme yöntemi kullanılarak Balkan bölgesi için düğüm modeli hazırlanmıştır.

Tranberg ve arkadaşları, Avrupa enterkonnekte sisteminde yük akışı bazlı düğüm noktası maliyet paylaşımı üzerine detaylı bir çalışma gerçekleştirmişlerdir (Tranberg ve ark., 2018). Yenilenebilir enerji kaynakları ile sağlanan enerjinin, sistemde en verimli maliyeti oluşturabilmek için doğru şekilde dağıtılması üzerine yapılan çalışmada yenilenebilir enerji koşulları daha az olan bölgeler ile doğrudan şebekeden enerji alan diğer bölgeler arasındaki fiyatlandırma dengesi üzerinde sonuçlar elde edilmiştir.

Zenón ve Rosellón, 2017 yılında, Meksika’da oluşturulan yeni elektrik piyasasındaki optimal iletim planlaması üzerine bir makale ortaya koymuşlardır. Makalede devlet tekelinde bulunan piyasanın değişimi ile iletim sistemindeki etkileri irdelenmiştir (Zenón ve Rosellón, 2017). Bir nodal fiyatlandırma sistemi ve bağımsız bir sistem operatörü ile karakterize edilen bu yeni yapıda, en uygun ağ genişlemesini iki farklı modelleme stratejisiyle analiz etmişlerdir. İlk modelde, Meksika iletim şebekesinin genişlemesini teşvik etmek için bir fiyatlandırma mekanizmasının kullanılmasını önerilmektedir. İkinci modelde ise, Meksika’da iletim sistemi operatörü tarafından planlanan şebeke genişlemesi güç akışı yönünden incelenmektedir. Meksika resmi makamları tarafından verilen gerçek iletim planlama verileri ile yapılan karşılaştırmada ortaya konulan modelin, uygun bir optimal planlama süreci olduğu görülmektedir.

Egerer ve arkadaşları 2016 yılındaki makalelerinde elektrik piyasası için iki fiyat bölgesini inceleme altına almış ve bu bölgelerdeki piyasa ve fiyat dağılımını analiz etmişlerdir (Egerer ve ark., 2016). Almanya’nın birbirinden farklı özellikler gösteren kuzey ve güney bölgelerinin detaylı olarak incelendiği çalışmada ihale alanının özellikleri, yük ve talebin mekânsal dengesizliği ile bu durumun fiyatlandırmaya etkisi irdelenmektedir. Makalenin sonucu olarak 2012 ile 2015 yılları arasında istikrarlı bir fiyatlandırma ortamı yerine güney bölgesinde sürekli artan kuzeyde ise sürekli azalan bir fiyat oluştuğu tespit edilmiştir.

López-Lezama ve arkadaşları çalışmalarında, genetik algoritma kullanarak dağıtılmış üretim tesislerinin konumlarına göre sözleşme fiyatlarının değişimini irdelenmişlerdir (López-Lezama ve ark., 2012). Makalede; coğrafi olarak dağıtılmış üretim kaynaklarının olduğu sistemde, dağıtım şirketinin ve üretim şirketinin maksimum kazanç sağlaması için genetik algoritma kullanılarak bölgesel fiyatlandırma yapılmıştır. IEEE-35 ve IEEE-85 bara test sistemleri üzerinde de karşılaştırma yapılan genetik algoritma sistemi ile fiyatlandırma yönteminin oldukça etkin olduğu ortaya konulmuştur.

Kayıp ve emisyonları en aza indirmek için dağıtım sistemlerinde “stokastik bölgesel marjinal fiyat hesaplama” yöntemi geliştiren Azad-Farsani ve arkadaşları makalelerinde, Shapley değer yöntemine dayanan yinelemeli bir algoritma önermişlerdir (Azad-Farsani ve ark., 2016). Elde edilen durum tahmin aracı, kayıp ve emisyon en aza indirildiğinde fiyatın nasıl etkileeneceği konusunda karar vericiye yardımcı olabilmektedir. Ayrıca, piyasa fiyatındaki ve yük talebindeki belirsizliği

yakalamak için “Nokta Tahmin Yöntemi (NTY)” temelli stokastik bir yaklaşım kullanılmıştır.

Kaleta 2016 yılında ortaya koyduğu çalışmasında, elektrik piyasaları için kullanılan konumsal fiyatlandırma mekanizmalarını inceleme altına almıştır (Kaleta, 2016). Makalede, Bölgesel Marjinal Fiyatlandırma (BMF) ile Konvansiyonel Fiyatlandırma (KF) mekanizmalarının karmasından oluşan ve LP^R şeklinde isimlendirilen yeni bir yöntem üzerinde çalışılmıştır. BMF'nin oluşacak fiyatlar için en doğru sinyalleri verdiği, KF'nin ise sistem dengeleme maliyetlerini en aza indirdiği için avantajları olduğu tespitleri yapılmıştır. Çalışmada, LP^R 'nin bu ikisi arasında bir denge olarak hareket eden ve sürdürülebilir bir yöntem olduğu iddia edilmektedir.

Jokić ve arkadaşları tarafından 2009 yılında nodal fiyatlar kullanarak, güç sistemlerinin gerçek zamanlı kontrolünü amaçlayan bir çalışma ortaya konulmuştur. (Jokić ve ark., 2009). Bu makalede ortaya konulan kontrol şemasının kararlı durumda tüm hat akışlarını ve kısıtlamaları göz önüne alarak optimum fiyatları ve piyasa kararlılığını sağladığı referanslar ile ortaya konulmaktadır.

İletim fiyatlandırma modellerinin karşılaştırılmasını amaçlayan Kristiansen, 2011 yılında ortaya çıkardığı makalede üç farklı fiyatlandırma modelinin karşılaştırmasını gerçekleştirmiştir (Kristiansen, 2011). Wangensteen modeli, en uygun güç akışı modeli ve Hogan modeli olarak isimlendirilen bu modeller arasındaki benzerlikleri ve farklılıkları irdeleyerek marjinal maliyetlerin hesaplanması için bölgesel fiyatlandırma sistemlerinde kullanılabileceklerini belirlemiştir.

Ahmadi ve Akbari Foroud tarafından yayınlanan diğer bir makalede nodal fiyat modeline dayanan reaktif güç tedarik piyasası için stokastik bir çerçeve ortaya konulmaktadır (Ahmadi ve Akbari Foroud, 2013). Bu çalışmada, reaktif güç fiyatını hesaplamak için yeni bir modifiye nodal fiyatlandırma yöntemi sunulmuştur. Üreticiler için fırsat ve kullanılabilirlik maliyetlerini dikkate alamayan geleneksel nodal fiyatlandırma yöntemlerinin sorunları bu yöntemle çözülmeye çalışılmaktadır. Acil durumlarla başa çıkmak için üretim birimlerinin gerekli mevcudiyetinin sağlanması, üreticilerin şebekedeki kritik alanlara yatırım yapmalarını teşvik etmek ve reaktif güç üretim maliyetlerinin birkaç üreticiye dağıtılması, önerilen yöntemin bazı avantajlarıdır. Makalede anılan yöntem IEEE-24 test sistemi üzerinde denenmiş ve kıyaslama yapılmıştır.

Kang ve arkadaşları 2013 yılında hazırladıkları makalede, fiyatlandırma mekanizmasının elektrik piyasası altyapısında kritik bir öneme sahip olduğunu vurgulayarak yeni bir bölgesel marjinal fiyatlama yaklaşımını ortaya koymuşlardır (Kang ve ark., 2013). Bölgesel marjinal fiyatlandırma mekanizması, elektrik piyasalarının pratik olarak yönetilmesi ve uyarlanabilir olması nedeniyle yaygınlaşmıştır. Ancak mevcut mekanizmaların sakıncalarının üstesinden gelmek için, bu çalışmada sıralı şebeke bölümlenme ve kısıtlılık tanımlamasına dayanan yeni bir yaklaşım öne sürülmüştür. Şebekede bölgeler arası kısıtlılıkları ortadan kaldırmak için kısıtlılık bölgeleri sırayla ayrılır. Yaklaşımında, en az sayıda bölgede en aza indirgenmiş üretim ihale maliyetleri için bir optimizasyon modeli bulunmaktadır. Bölgelerdeki kısıtlılık etkileri, güç transfer dağılım faktörleri (GTDF) kullanılarak tanımlanır ve düğümler ile bölgeler arasındaki ilişkiler kararlaştırılır. Önerilen yaklaşımın etkinliğini göstermek için IEEE-39 sistemine dayanan anümerik durum gerçekleştirilmiştir.

Babić ve arkadaşları, “Yerel marjinal fiyatlara ve belirsizliklerin elipsoidal yaklaştırılmasına dayanan iletim genişleme planlaması” isimli çalışmalarında optimize edilmiş doğrusal olmayan optimal güç akışı ve lokal marjinal fiyatlardan hesaplanan kısıtlılığı en aza indiren iletim genişleme planlaması için bir algoritma önermektedir (Babić ve ark., 2013). Çalışmada önerilen metodolojinin sonuçları ve pratik yönleri 12 ve 118 baralı test güç sistemi örneklerinde gösterilmiştir.

Dağıtımda şebeke verimliliğini artırmak için duyarlı dinamik-talep fiyatlandırma konusunu ele alan Gu ve arkadaşları, şebeke yatırım maliyetleri ile kısıtlılık maliyetleri arasındaki dengenin sağlanması yoluyla talep yanıtı için yeni bir dinamik tarife planı tasarlamaktadır (Gu ve ark., 2017). Tasarımdaki amaç, şebeke maliyetlerini ve nihayet elektrik fiyatını azaltmak için müşterileri ağ planlaması ve operasyonlarına aktif olarak katmaktır. Farklı konumlardaki müşteriler aynı enerji sinyalleriyle karşı karşıya olmasına rağmen şebeke maliyet sinyalleri ile ayırt edilebilirler. Bu çalışmanın farklılığı, şebeke kısıtları ile yatırım maliyetlerinin oranını bir tarife haline getirmesi, böylece ağırlıklı olarak müşteri yanıtını enerji fiyatlarına bağlaması şeklinde özetlenebilir. Makalede Birleşik Krallık dağıtım ağı kullanılmaktadır. Elde edilen sonuçlar, türetilen ekonomik sinyallerin, sistem tıkanıklık maliyetlerini azaltmak ve gerekli ağ yatırımlarını planlamak için son müşterilere etkin bir şekilde fayda sağlayabileceğini göstermektedir.

Azad-Farsani 2017 yılında hazırladıkları çalışmada, bal arısı çiftleşme optimizasyonu ve nokta tahmini yöntemi kullanılarak bölgesel marjinal fiyatlandırma hesapları ile dağıtım sistemlerinde kayıpların en aza indirgenmesini amaçlamaktadır (Azad-Farsani, 2017). Bir meta-sezgisel modifiye bal arısı çiftleşme optimizasyonu (MSBAO) algoritması, bölgesel marjinal fiyatlandırma ve şebeke birimlerinin güç faktörünün optimal değerlerini elde etmek için kullanılmaktadır. Böylece şebekedeki kayıplar en aza indirilir ve şebeke birimlerinin faydası maksimuma çıkarılır. Bu çalışmanın sonuçlarında, önceki yöntemlere göre yeni yöntemin doğruluğunu ve verimliliğini, kayıp minimizasyonu ve sistemin durum tahmini açısından kanıtlamaktadır.

Polisetti ve Kumar makalelerinde, gerçekçi yükler (ZIP) ve mevsimsel yükler (RIC) için dağıtım sistemi düğüm fiyatlarının belirlenmesi amacıyla en uygun güç akışı yaklaşımı üzerinde çalışmışlardır (Polisetti ve Kumar, 2016). Güç sistemlerindeki düzenlemelerin etkisi ile elektrik fiyatlandırma planlarının değiştiği vurgulanarak fiyatların, yükün etkisini hesaba katarak ve sistemin işletim durumundaki değişikliğe dayanabilmesi gerektiğini savunmaktadırlar. Bu çalışmada, toplam sistem işletme maliyetini en aza indirerek marjinal takas fiyatını düğüm fiyatlarıyla belirlemek için optimum bir güç akışı yaklaşımı kullanılmıştır. Hesaplamalar yapılırken marjinal kayıp katsayıları kullanılmış ve sonuçlar, kış, yaz ve bahar mevsimleri gibi değişimlerle birlikte düşünülen ZIP ve RIC yük modelleri ile karşılaştırılmıştır. Tüm değerler IEEE-33 test bara sistemi üzerinde çalışılmış ve IEEE güvenilirlik test sistemi (RTS) verileri ile doğrulanmıştır.

Kumar ve arkadaşları 2018 yılında hazırladıkları makalede, hibrit olarak tanımlanan elektrik piyasasında dağıtılan enerjinin fiyatının düğüm noktalarındaki değişimini incelemişlerdir (Kumar ve ark., 2018). Çalışmada dağıtılan üretim, havuz ve ikili elektrik piyasasının karışımı olarak yakıt maliyeti ve nodal fiyatlar açısından değerlendirilmiştir. Üretim kaynaklarının en uygun konumu ve dağıtılmış olarak sayılarının belirlenmesi için karma tam sayılı doğrusal olmayan programlama (MINLP) yaklaşımı irdelenmiştir. Önerilen MINLP tabanlı optimizasyon yaklaşımı IEEE-24 bara sistemi güvenilirlik test sistemi için uygulanmıştır.

Kunz ve arkadaşları çalışmalarında Alman enerji sistemini incelemişler ve elektrik enerjisi için nodal fiyatlandırmaya geçişi kolaylaştırmak için piyasa iletim kurallarını araştırmışlardır (Kunz ve ark., 2016). Makalede bölgeselden nodal fiyatlamaya geçişin, sistem operasyonunun verimliliğini artıracığı savunulmaktadır.

Nodal fiyatlandırmaya geçiş ile ortaya çıkacak fiyat değişimleri sayesinde üretim fazlası ve farklı lokasyonlardaki yükler arasında yeni fiyatlar oluşması sağlanacaktır. Çalışmanın sonuçları, Alman güç sisteminin saatlik modellemesine dayanan bir ortamda test edilmiştir.

Gianfreda ve Grossi, 2012 yılında harici değişkenler yardımı ile İtalyan elektrik sisteminin farklı bölgelerindeki fiyat tahminleri üzerine bir makale ortaya koymuşlardır (Gianfreda ve Grossi, 2012). Elektrik piyasasındaki düzenleme faaliyetlerini etkilediği düşünülen dört önemli faktör olan; pazar sıkışması, kısıtlılıklar, kısıt etkileri, yeni teknolojiler dikkate alınarak piyasadaki bölgesel fiyatlar tahmin edilmeye çalışılmıştır. Bu dört faktörün ulusal elektrik fiyatını ortaya çıkardığı gibi bölgesel fiyatları da belirlediği öngörülmüştür. Üretim planlaması, üretim kaynaklarının seçimi, fiyatlandırma ve riskten korunma metodları üzerinde durularak piyasadaki zorlu pozisyonlarının izlenmesi ve nihayetinde yeni üretim tesisleri ve iletim tesisleri yatırımlarına yön verilmesi amaçlanmaktadır. Makalede yöntem olarak Reg-ARFIMA – GARCH modellerini uygulanmış ve bu faktörler göz önünde bulundurulduğunda seçilen modelin daha iyi performans gösterdiği değerlendirilmiştir.

Sahraei-Ardakani ve arkadaşları, iletim kısıtları bulunan elektrik piyasalarında bölgesel elektrik arz eğrilerini tahmin etmek üzerine bir makale yayınlamışlardır (Sahraei-Ardakani ve ark., 2015) . Makalede; istatistiksel analizler ve kamuya açık verilerle, politika analistleri tarafından hızlı bir şekilde uygulanabilecek, iletim kısıtlı elektrik pazarlarında kısa vadeli bölgesel arz eğrilerini tahmin etmek için bir yöntem geliştirilmektedir. Metot, bölgesel elektrik fiyatını ve marjinal yakıt maliyetini belirleyerek, parçalı arz eğrilerini ortaya koymak için türlerine göre yakıt fiyatları ve bölgesel elektrik yüklerini kullanmaktadır. Aynı zamanda çalışmada Birleşik Devletler’de uygulanan bir Kanunun elektrik fiyat bölgelerindeki etkileri incelenmektedir. Sonuçta, yaklaşık 267 milyon dolarlık tasarruf ve karbondioksit emisyonlarındaki 35 \$/tonluk vergi uygulamasının fiyatlar üzerindeki etkileri, hangi yakıt türüne avantaj hangisine dezavantaj sağladığı analiz edilmektedir.

Ruiyou Zhang ve arkadaşları makalelerinde geliştirdikleri algoritma ile şebekenin ayrılmış olan bölümleri arasında bölgesel fiyatlandırma ilişkisini incelenmişlerdir (Ruiyou Zhang ve ark., 2008). Modelin hazırlanması için, bir düğüm kümesi bölgesi (bu düğümleri içeren en küçük çaplı dışbükey poligon) tanımlanır ve her iki düğüm kümesi arasında ortak bir düğüm noktası olduğu kabulü yapılmıştır. Daha sonra, şebeke bölümlenme problemi bir optimizasyon modeli olarak tarif edilerek

sezgisel bir algoritma ile çözümlenir. Son olarak, Çin'in kuzeydoğu güç şebekesinden 27 ve 323 düğüm içeren iki gerçek örnek üzerinde önerilen algoritmanın geçerliliği kanıtlanmaktadır.

Brown ve Rowlands 2009 yılında hazırladıkları makalede, Kanada'nın Ontario eyaletindeki nodal elektrik fiyatlandırması konusunu, güneş enerji sistemleri açısından ele almışlardır (Brown ve Rowlands, 2009). Bu çalışmada, güneş enerjisi gibi dağıtılmış bir üretim biriminin tek tip fiyatlandırma sisteminin, nodal fiyatlandırma sistemine göre ne kadar yüksek olacağı araştırılmaktadır. Daha spesifik olarak, 2005–2006 dönemi için solar radyasyon ve elektrik piyasası verileri Ontario yakınlarındaki yerler için incelenmiştir. Melez optimizasyon modeli, güneş enerjisi üretiminin simülasyonu için kullanılmıştır. Ontario'nun tek fiyatlandırma sistemine dayalı olarak güneş enerjisi değerinin nodal fiyatlandırma sistemine göre ortalama % 32 daha yüksek olduğu sonucu elde edilmiştir. Bu araştırma, nodal fiyatlandırma sisteminin, Ontario'da güneş enerjisinin sürdürülebilir bir elektrik sistemine katkısını ne ölçüde olabileceğine ilişkin tartışmalara katkıda bulunmayı amaçlamaktadır.

Kia ve arkadaşları hazırladıkları makalede, şebekede bölgeler arası güç değişimlerini dikkate alarak mikro şebekedeki ısı ve güç akışı planlarının koordinasyonunu ele almışlardır (Kia ve ark., 2017). Bu çalışmada, endüstriyel müşterilerin bölgeler arası güç değişimleri göz önüne alınarak, elektrik depolama ve termal depolama sistemleri ile ilgili aktif bir dağıtım ağı üzerindeki optimal çözümler üzerinde durulmaktadır. Önerilen yöntem gün öncesi piyasası için denenmiş ve IEEE-18 ve IEEE-33 test bara sistemlerine uygulanarak algoritmanın etkinliği araştırılmıştır.

Bjørndal ve arkadaşları 2018 yılında hazırladıkları, rüzgar santrallerinin sayısının arttığı Avrupa enerji pazarındaki hibrit fiyatlandırma konusundaki makalelerinde, rüzgar gücünün fazlaca teşvik edilmesinin daha fazla ağ kısıtına neden olduğu savunulmaktadır (Bjørndal ve ark., 2018). İletimin fiziksel özelliklerini dikkate almayan bölgesel fiyatlandırma, Avrupa'da ağ tıkanıklığını azaltmak için en çok kullanılan yöntemdir. Bununla birlikte, bölgesel fiyatlandırma, enerjinin kısıtlılığıyla ilgili uygun fiyatlandırma sinyalleri sağlamaz ve bu nedenle rüzgar kaynaklı güçten kaynaklanan çok sayıda programlanmamış akış ortaya çıkarır. Bu yazıda, hibrit bir tıkanıklık yönetim modelinin uygulanmasının ülke için düğüm noktası fiyatlandırma modeline göre etkileri araştırılmıştır. Hibrit fiyatlandırmaya kıyasla tam nodal fiyatlandırmanın ağdaki tüm kaynakları tam olarak kullanamadığı ve bazı yanlış fiyat sinyallerinin oluşabileceği tespit edilmiştir.

Goel ve arkadaşları, talep-fiyat esnekliğini dikkate alarak, yeniden yapılandırılmış güç sistemlerinde nodal fiyat değişiminin azaltılması ve güvenilirlik artışı konulu çalışmalarında; güç sistemlerinin geliştirilmesiyle, nodal fiyatlandırmanın geleneksel “tüm müşteriler için aynı” elektrik fiyatı uygulamasının yerini aldığını vurgulamaktadır (Goel ve ark., 2008). Elektrik fiyatları zaman ve düğümlere göre dalgalanacaktır. Müşteriler, elektrik tüketiminin bir kısmını, yüksek elektrik fiyatlarının zaman dilimlerinden, uygun fiyat teşvikleri söz konusu olduğunda, düşük elektrik fiyatlarına indirebilirler. Talep tarafındaki yük kayması da nodal fiyatları geri getirecektir. Talep ile fiyat arasındaki bu etkileşim, talep-fiyat esnekliği kullanılarak tasvir edilebilir. Bu teknikte talep ve fiyat korelasyonları, talep-fiyat esneklik matrisi kullanılarak temsil edilmektedir. Nodal fiyatlar, optimum güç akışı (OPF) kullanılarak belirlenir. IEEE güvenilirlik test sistemi geliştirilen teknikleri göstermek için simüle edilmiştir. Simülasyon sonuçları, talep-fiyat esnekliğinin, düğüm fiyatlarındaki hızlı değişimleri azalttığını ve hem güç sistemlerinin hem de düğüm noktası güvenilirliğini geliştirdiğini göstermektedir. Bu nedenle fiyat değişkenliğini azaltmak ve güç sistemlerinin güvenilirliğini arttırmak için etkili bir araç olarak kullanılabilir.

Lorca ve Prina, 2014 yılında bölgesel elektrik fiyatlarını ve risk yönetimini dikkate alarak güç portföyü optimizasyonu hakkında bir makale hazırlamışlardır (Lorca ve Prina, 2014). Bu çalışmada, rekabetçi bir elektrik piyasasında bir enerji üreticisi için orta vadeli bir güç portföyü optimizasyon modeli sunulmaktadır. Bu metodolojiyi kullanarak, üretim birimlerini birden fazla yerde tutan bir güç üreticisi, sınırlı bir risk maruziyetini korurken beklenen karı en üst düzeye çıkarabilir. Model, elektrik iletim sözleşmelerinin farklı yerlerdeki alım satımını ve sözleşme fiyatlarındaki farklılıkları incelemektedir. Yapılan hesaplamalar, yereldeki elektrik fiyatları arasındaki korelasyonun, bu bölgelerdeki üretim birimlerine sahip enerji üreticileri için çok önemli olduğunu ve beklenen kar ve zarar arasındaki ilişkiyi önemli ölçüde etkilediğini göstermektedir.

Gökgöz ve Atmaca, Türkiye elektrik piyasasının finansal optimizasyonunu gerçekleştirmek için bir çalışma hazırlamışlardır (Gökgöz ve Atmaca, 2012). Anlık üretim ve tüketim yükümlülüğü ve depolanmasının mümkün olmayışı gibi özel özellikleri nedeniyle, elektrik piyasasının diğer pazarlar gibi olmadığını vurgulayarak rekabetçi bir elektrik piyasasında, üretim şirketinin fiyat ve teslimat riskleriyle karşı karşıya olduğunu belirtmişlerdir. Makale; Markowitz'in ortalama varyans yaklaşımını kullanarak üretim birimleri ve spot fiyat risklerini dikkate alarak, vadeli sözleşmeler ve

günlük spot piyasası gibi ikili sözleşmeler arasında elektrik üretiminin varlık tahsisine odaklanmaktadır. Elektrik piyasası için modellenen tüm vakalara ortalama varyans optimizasyonu başarıyla uygulanmıştır. Gelecek çalışmalar için bazı öneriler de bu makalede listelenmiştir.

Sleisz ve Raisz 2017 yılında hazırladıkları makalede elektrik piyasası entegrasyonunun Avrupa'daki enerji piyasası için önemli bir konu olduğunu belirterek gün öncesi piyasa faaliyetlerini tekil bir temizleme algoritması ile bir ticaret platformunda birleştirerek EUPHEMIA olarak adlandırılan yeni bir algoritma ortaya sürmüşlerdir (Sleisz ve Raisz, 2017). Bu çalışmada, Avrupa gün öncesi piyasasının olağan ve sayısal olarak oluşturulan algoritma modeline dahil edilerek birleşik fiyatlar için yeni bir formülasyon sunulmuştur. Teklifin faydaları ve sınırlamaları tartışılmakta ve sayısal testlerle de gösterilmektedir.

Hazırlanan bu tez çalışmasında ise öncelikle Dünya'daki ve Türkiye'deki elektrik piyasasında fiyatların hangi aşamalardan geçerek oluşturulduğu konusu incelenecektir. Daha sonra üretim ve iletim sistemindeki maliyetlerin hesaplama yöntemleri değerlendirilecek ve fiyatlandırma algoritmalarının nasıl ortaya çıkarıldığı hakkında bilgi verilecektir. Son bölümde coğrafi konuma ve kaynak çeşidine bağlı fiyatlandırma algoritmalarının nasıl sonuçlar verdiği tartışılacaktır.

3. MATERYAL VE YÖNTEM

Bu tez çalışmasının önerdiği yöntemin kullanılabileceği yer olan “Türkiye Elektrik Piyasası” ve Dünya’daki bazı ülkelerin elektrik piyasaları ile ilgili bilgi sahibi olunması önemlidir. Bu bölümde ilk önce bazı ülkelerde uygulanan elektrik piyasası işleyişleri ile ilgili özet bilgiler verilecektir. Ardından Türkiye elektrik piyasasının geçmişten bu döneme kadar olan süreçleri kısaca irdelenecektir. Diğer taraftan tezin önerdiği metodun hesaplamalarını en çok etkileyeceği düşünülen kaynak türleri ve bu kaynakların özellikleri hakkında bilgiler verilecektir. Türkiyede elektrik üretiminde kullanılan kaynakların fiyatlandırmayı etkileyen özellikleri bu alt başlığın konusu olacaktır. Daha sonra genel olarak fiyatlandırma yaklaşımları ile ilgili bilgilendirme yapılacaktır. Bu konuda öne çıkan yaklaşımlar hakkında özet bilgiler verilerek hesaplamalarda seçilecek olan “Maliyete Dayalı Fiyatlandırma”nın avantajları ortaya konulacaktır. Son olarak önerilen algoritmanın temel olarak aldığı dinamik programlama konusunda ve Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama (Multi Stage Dynamic Programming-MSDP) olarak isimlendirilen algoritma yöntemi ile ilgili bilgiler verilecektir.

3.1. Dünya’daki Elektrik Piyasaları

3.1.1. Amerika Birleşik Devletleri elektrik piyasası

Kuzey Amerika’da faaliyet gösteren iletim şirketi, hem rekabetçi toptan elektrik piyasasını hem de iletim şebekesini işletmektedir. Bu bölge için piyasa, ikili anlaşmalar ve fiyatların toplandığı havuz sistemi yapısındadır. Piyasadaki katılımcılar spot piyasadan elektrik satın alabilecekleri gibi ikili anlaşmalar ya da doğrudan üreticilerden satın alabilirler. Amerikan elektrik piyasasında iki ayrı piyasa işletilmektedir. Bunlardan biri vadeli diğeri gerçek zamanlı enerji ticareti için kurulmuştur.

Vadeli olarak tanımlanan piyasa; brüt olarak yük dağıtımını gerçekleştiren ve üretim tesislerinin kendiliğinden devreye girmelerine izin veren, ertesi gün piyasaya katılmanın isteğe bağlı olduğu bir piyasa yapısındadır. Gerçek zamanlı piyasa yine brüt yük dağıtımının yapıldığı ancak burada bir önceki gün yapılmış olan yük dağıtımı ile gerçek zamanlı yük dağıtımı arasındaki farklılıklar için uzlaştırma işlemlerinin yapıldığı bir piyasadır. Vadeli piyasada, ertesi güne ait miktarlar, o gün için belirlenmiş fiyatlar

kullanılarak gerçekleştirilir. Gerçek zamanlı fiyat dengesizliklerinin uzlaştırılması ise gerçek zamanlı piyasanın fiyatı üzerinden sağlanır.

A.B.D. elektrik piyasasında fiyatlandırma yöntemi olarak, bölgesel marjinal fiyatlandırma yöntemi tercih edilir. Her bir bölgedeki fiyatlar, o bölgedeki marjinal enerji fiyatı ile sistem kısıtları ve kayıplar dikkate alınarak belirlenir. Üretim tesisleri, teklif fiyatlarına göre sıraya konular. Eğer sistemde kısıtlılık gerektirecek bir durum yoksa piyasanın denge fiyatı en yüksek fiyat olarak belirlenir. Burada eğer en düşük fiyata sahip enerji, iletim sisteminin her bölgesine ulaştırılabiliyorsa elbette fiyatlar sistemin her yerinde eşit olur. Ancak iletim sisteminde kısıt durumları söz konusu olduğunda, enerji belirli bölgelerdeki baralara iletemeyebilir. Bu bölgedeki enerji talebini karşılayabilmek için, fiyatı daha yüksek olan enerji seçilir ve o bölgelerde fiyat daha yüksek olur.

Bir sonraki güne ilişkin fiyatlar, her gün bir defa olarak, sonraki günün her bir saati ve her bir bara için tespit edilir. Ertesi gün yapılacak elektrik alışverişine ait fiyat teklifleri, gün içinde en geç 12.00'ye kadar kabul edilmektedir. Saat 16.00'da iletim programı ile birlikte fiyatlar da yayımlanır. Her bölge ve her bara için gerçek zamanlı fiyatlar beşer dakikalık periyotlar halinde, üretim ve yükler de göz önüne alınarak hesaplanır.

İletim sistemi operatörü aynı zamanda bölgedeki diğer eyaletler ile yapılabilecek elektrik takasları için de ortam sağlayıcısı ve programın yürütücüsüdür. Aynı zamanda yük dağıtım görevi de takas verileri ile birlikte sistem operatörüne aittir. Yük dağıtımını, sonraki gün için piyasaya verilen üretici teklifleri ve tekrardan verilen ilave teklifler dikkate alınarak gerçekleştirilir. Bu tekliflerle ilgili, iletim sisteminin güvenliği ve kısıtları çerçevesinde, en uygun yük dağıtımını sıralaması yapılır. İletim sisteminde bu sıralamaya uygun olarak beş dakikalık periyotlarda yük dağıtımını yeniden yapılır.

Mali iletim hakları sertifikası olarak isimlendirilen belge; enerjinin iletim sisteminin tümünde geçerli olan bir sonraki günün bölgesel fiyatlarıyla olan farkları dikkate alarak gelir sağlayan ekonomik bir araçtır. Bu sertifikanın kullanılmasının amacı, piyasadaki bütün katılımcılara, iletim sisteminin farklı bölgelerinde enerji sağlarken fiyatların kesin olması imkânını sunmaktır. Mali iletim hakları sertifikaları bölgesel fiyatlar arasındaki değişimlere karşı bir mali koruma mekanizması da sağlar. Mali sistem ile ilgili bu araçlar, iletim sistemi hizmetinden ayrılmıştır ve müstakil olarak alınabilir ve satılabilirler (CER, 2012).

3.1.2. Arjantin elektrik piyasası

Arjantin’de üretimi yapılan elektrik enerjisinin yaklaşık %94’ü için ticaret işlemleri Mercado Electrico Mayorista (MEM) isimli şirket tarafından gerçekleştirilir. Elektrik enerjisinin %5’inin ticareti Patagonya sisteminde ve kalan kısım ise diğer küçük izole sistemlerde gerçekleştirilmektedir. Kısa adı CAMMESA olan şirket, hem piyasa hem de iletim sisteminin işletmesini gerçekleştirmektedir. Yani CAMMESA şirketi aynı zamanda MEM’in işletmesini de gerçekleştirmektedir. Özet olarak CAMMESA şirketinin üç ana faaliyet alanı bulunmaktadır: yükün dağıtılması ile ilgili işleri yürütmek, sabit fiyatları belirlerken tüm iletim sistemi maliyetlerini karşılayacak şekilde hesaplama yapmak, yedek kapasitenin sürekli yeterli seviyede olmasını sağlamak.

MEM tarafından işletilen piyasalarda üreticiler, dağıtım şirketleri ve büyük tüketiciler elektrik alıp satabilirler. MEM bünyesinde ikili anlaşmalar ve spot piyasa olmak üzere iki temel piyasa üzerinden elektrik ticareti yapılabilir. Spot fiyatlar ve sezonluk fiyatlar toptan satış piyasası bünyesinde belirlenir. Toptan satış piyasasındaki fiyatlar ikili anlaşmalar için kullanılan fiyatları dolaylı olarak etkileyebilir. Üretici şirketler; elektrik dağıtım şirketleri ve büyük ölçekli tüketicilerle, yük dağıtım programı ve fiyatlar konusunda anlaşarak ikili anlaşmalar imzalayabilirler. Bağımsız piyasa, fiyat havuzu şeklinde yapılanmıştır. Ancak dağıtım şirketleri MEM’den elektrik alırken, sezonluk fiyattan (altı aylık dönemler için belirlenen spot fiyatların tahminlerinden elde edilir) satın alabilirler. Şirketler bu maliyetleri, son kullanıcılar için belirlenen tarifeler ile karşılarlar.

Arjantin elektrik piyasası sistemi, fiyat teklifleri sunulması şeklinde değil üretim maliyetlerinin bildirilmesi esasına göre işlemektedir. Maliyetlerin bildirimleri 180 gün geçerlidir. Yakıt fiyatlarında beklenmeyen büyük değişimler olmadığı takdirde bildirilen maliyetler değiştirilemez. Yapılan bildirimlerin CAMMESA şirketi tarafından doğrulanması gereklidir. CAMMESA’nın belirlemiş olduğu referans değerlerden %115’den fazla olacak maliyet bildirimleri kabul edilmemektedir. CAMMESA şirketi, her ay hazırladığı referans fiyatları üretim tesisinin çeşitlerine göre belirlemektedir.

Yapılan ikili anlaşmalar ile alınıp satılmayan elektrik enerjisi spot piyasada değerlendirilir. Her bir saat için sistemde bulunan marjinal konumdaki üreticinin belirlediği fiyat sistemin marjinal fiyatıdır ve spot piyasada bu fiyat kullanılır.

Sezonluk piyasa yapısında fiyatlar 180 günlük periyotlarda belirlenir. 90 günde bir revize edilebilir. Belirlenen bu fiyatlar, gerçek spot fiyatların birer tahminidir. Dağıtım şirketlerinin kendi tarifelerini istikrarlı bir şekilde belirlemeleri için kullanılır. Üretici şirketlere spot piyasa fiyatına göre yapılan ödemeler ve sezonluk fiyatlara göre tahsil edilen miktar arasında oluşacak fark tutarı, şirketlerin talebi halinde bir sonraki sezonda geri alınır.

Yükün dağıtım planı en düşük maliyet bildirimine bakılarak yapılmaktadır. Yani, sistemi işleten şirket olan CAMMESA, var olan talebi karşılayacak üreticilere yük alma talimatı verir. CAMMESA şirketi her bir üreticinin üretim maliyetini tespit eder. Yük dağıtım işlemi, en ucuzdan başlayarak enerji talebinin karşılandığı miktara kadar sürdürülür. Çoğunlukla, yük alma talimatı verilen üreticiler içinde en yüksek maliyetli olan için verilen fiyat bütün üreticilere verilecek fiyatı belirler.

Uzlaştırma işlemleri iki kademedен oluşan bir süreçte yürütülür. İkili anlaşmalar ile belirlenen fiyatlar ve miktarlar, üretim ve talep hesaplamalarına dâhil edilmez. Bu miktarların ve fiyatların uzlaştırması yine ikili olarak yapılır. Geriye kalan diğer fiyat farkları ile ilgili uzlaştırmalar ise havuz piyasası kapsamında gerçekleştirilir. İkili anlaşma kapsamında olmayan miktarlar için büyük müşteriler ve üreticiler arasında uzlaştırma spot fiyat üzerinden yapılır. Büyük üreticiler ve elektrik dağıtım şirketleri arasında yapılan uzlaştırma işlemlerinde ise sezonluk fiyatlar kullanılır.

3.1.3. Avustralya elektrik piyasası

Avustralya'nın elektrik ticaretinin gerçekleştirildiği piyasada; üreticiler ve tedarikçiler için bir toptan satış mekanizması vardır. Bu mekanizmada, bütün üreticilerin elektrik üretimleri bir havuzda toplanarak var olan elektrik taleplerini karşılayacak şekilde dağıtılır. Özetle enerji ticaretinin genel yapısı brüt bir havuzdan oluşur. Merkezden koordinasyonu yapılan yük dağıtım sürecinde, toptan satış piyasasını Avustralya Ulusal Elektrik Piyasası İşletme Şirketi (NEMMCO) işletmektedir. Üreticilerin talepleri karşılamak için yük almalarını ve atmalarını planlayarak elektrik arz ve talebini kesintisiz olarak dengeli vaziyette tutar. NEMMCO'ya elektrik verebilmek için üretici firmalar tekliflerini sunarak kendi aralarında rekabet ederler. Verilen bu teklifler, fiyatlar ve üretim miktarlarından oluşur. Teklif verme ile ilgili mevzuat kapsamında verilen teklifler yeniden güncellenebilir (CER, 2012).

Elektrik enerjisi talebini karşılayabilmek için NEMMCO, üretici şirketlerin fiyat tekliflerine bağlı olarak, maliyeti en düşük ve en verimli kaynak seçeneği çerçevesinde, üretim yapması gereken tesisleri belirler. Gün boyu talep bölgeden bölgeye değişiklikler gösterir. Her bölge için ya da her bir yük dağıtım dönemi için farklı fiyatlar ortaya konulabilir. Talebin sunulan arz eşit olması halinde spot piyasadaki fiyatlar dikkate alınır. Bu piyasada, elektrik ticareti, yarım saatlik periyotlarda her beş dakikada bir olacak şekilde yapılır. Spot fiyat NEMMCO tarafından yarım saatte bir teklif fiyatları değerlendirilerek hesaplanır. Her yarım saat için belirlenen spot fiyat, o zaman dilimi için verilen altı farklı fiyatın ortalaması şeklinde elde edilir. Bu fiyat, enerji ticaretinde, tüketiciler, piyasa katılımcıları, toptan satış yapan firmalar, tedarikçi firmalar ve üreticiler için müşterilerinden yapılacak tahsilatlar için kullanılır. Üretici firmaların piyasada verebilecekleri tekliflerin bir üst sınırı vardır. Bu sınır uygulaması, spot fiyat için bir tavan değeri belirlenmesi anlamını taşır.

Yük dağıtımı, arz ile talebin dengede tutulduğu bir süreç içinde gerçekleştirilir. Üretici firmaların tekliflerine bağlı olarak NEMMCO tarafından hangi üretici firmalara, hangi zaman aralıklarında ve ne kadar yük alma talimatı verileceğine karar verilir. Bu uygulama, ekonomik olarak verimli bir piyasanın sürdürülebilmesi için bir planlama şekli olarak kabul edilir. Üretici firmaların yük alma fiyatı, hali hazırda devrede olan ve işletmede olan üreticilerin içinde en yüksek yük alma talimatını vermiş olanın marjinal elektrik enerjisi maliyetini dolaylı bir şekilde yansıtabilir. Yük alma ile ilgili teklifler genel olarak en küçükten başlanılarak sıralanır. Enerji talebi fazla artarsa daha pahalı olan üreticilere de yük alma talimatı verilecektir. Üretici şirketlerin devreye alınma programı bölgeler arasında bulunan iletim hatlarının teknik kapasiteleri ile sınırlanabilir. NEMMCO aynı zamanda, sistemin güvenilir bir şekilde işletilmesini sağlamakla yükümlüdür. Frekansın belirli bir aralıkta tutulması, gerilimin fazla düşmemesi ve yükselmemesi, şebeke yüklenmelerinden korunmak ya da sistemdeki büyük arızalardan sonra sistemin toparlanması gibi sistemin temel teknik karakteristiklerini sağlar ve kontrol eder.

3.1.4. İngiltere ve Galler'in elektrik piyasası

İngiltere ve Galler Bölgesindeki elektrik enerjisi ticareti; üreticiler, tedarikçiler ve müşteriler arasındaki satın almalar ve bunlarla ilgili bir dengeleme mekanizması üzerinden yürütülmektedir. Her kullanıcı uzun vadeli olarak ikili anlaşmalar yapar ve

üzerinde mutabık kalınan miktarlarda eksiklik ya da fazlalık olması halinde, daha kısa vadeli olan bir piyasada bu farklılıklar düzeltilir. Ortaya çıkan dengesizlik miktarları ile ilgili olarak dengeleme mekanizması kapsamında belirlenen dengesizlik fiyatı dikkate alınarak ödeme yapılır. Sistemde fiziki olarak dengenin sağlanabilmesi için katılımcılar, her yarım saatlik periyot için beklenen gerçek durumlarını ulusal iletim sistemi işletmecisi olan şirkete (NGC) bildirmek zorundadırlar. Her katılımcının kendi fiziksel durumunun en son bildirim, dengeleme mekanizması başlatılacağında yapılır.

Piyasadaki katılımcılara, gerçek ticaret zamanı öncesinde alım satım yapılabilmesi ve sözleşme miktarlarında değişiklikler yapabilmeleri için, birkaç adet elektrik borsası daha kurulmuştur. Bunlar gerçekte fiziki spot piyasalar olarak işlem görmektedir. Bunun yanında yine katılımcıların ihtiyaçlarını karşılayabilmek için vadeli piyasalar da bulunmaktadır. Bu piyasalar kapsamında, gelecekteki herhangi bir tarihte, daha önceden tespit edilmiş sabit bir fiyat üzerinden mal ya da hizmet alım-satım işlemleri yapılabilmektedir. Bu piyasalar, elektrik enerjisi ticareti ile ilgili anlaşmaların takip eden birkaç yılı da kapsayacak şekilde gerçekleştirilebilmesini sağlar.

Sistem ve piyasa katılımcıları, sistem işletmecisine bildirmiş oldukları fiziksel durum bildirimlerine uygun olarak kendi kendilerine devreye girer ve çıkarlar. İletim sistemi işletmecisi, dengeleme mekanizmasını işletir. Fiziksel durum bildirimlerinin hepsi ticaret zamanının bir saat öncesinde iletim sistemi işletmecisine ulaşır ve bu şekilde dengeleme piyasası işlem görmeye başlar.

İletim sistemi işletmecisi tarafından işletilen; üreticiler, tedarikçiler ve müşteriler de dâhil birçok katılımcının teklif sunabildiği kısa vadeli piyasa kısaca dengeleme mekanizması olarak bilinir. Burada hiçbir kullanıcı yük alma-yük atma teklifi vermesi için zorlanamaz. İletim sistemi işletmecisi, sistemi kısa vadeli olarak dengede tutabilmek amacıyla kullanıcılar tarafından, yüklerini ya da üretimlerini arttırmak ya da azaltmak için verilen teklifleri alır.

İletim sistemi işletmecisinin sistemi dengelemek amacıyla üreticilere, tedarikçilere ya da müşterilere üretim ve tüketimlerini değiştirme talimatı vermesinden dolayı katılımcının yüklendiği ek maliyetleri karşılamak amacıyla farklı fiyatlar belirlenmiştir. Ayrıca iletim sistemi işletmecisi, farklı bölgelere yük dağıtımını gerçekleştirerek sistemdeki kısıtları yönetebilmek amacıyla da dengeleme mekanizmasındaki teklifleri değerlendirir.

3.1.5. İskandinav ülkelerindeki elektrik piyasası

İskandinav ülkelerinde (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka) elektrik enerjisi piyasasının genel yapısı, fiziksel ikili anlaşmalara müsaade eden katılımın gönüllü olma şartına bağlandığı havuz piyasası şeklinde yapılanmıştır. Piyasa katılımcıları arasında, ikili anlaşmalar ile havuzdan ya da havuzun dışından elektrik enerjisi alınıp satılabilir. Havuza üreticiler, dağıtıcılar, tedarikçiler, sanayi tipi tüketiciler, ticaret yapanlar ve aracı kuruluşlar katılabilirler. Norveç, İsveç ve Finlandiya’da bir adet, Danimarka’da iki adet olmak üzere toplam beş iletim sistemi işletmecisi, kolay alışverişin sağlanması ve rekabetçi bir ortamın sağlanması için işbirliği halindedir. Danimarka haricinde, İskandinav ülkelerindeki elektrik piyasa yapısı tamamı ile açık şekildedir. Çoğunlukla, perakende elektrik piyasasında bulunan son kullanıcılardan büyük olanları doğrudan tedarikçilerle sözleşme yaparlar. Mevcut halde, İskandinav ülkelerinde tüketimin yıllık tüketiminin yaklaşık %30’u spot piyasa üzerinden alınıp satılır.

İskandinav elektrik borsasındaki spot piyasa “Elspot” olarak isimlendirilmiştir. Bu piyasa, havuz içinde hizmet veren katılımcıların işlem gördüğü ve ertesi gün için çalışan bir piyasadır. Ertesi gün gerçekleştirilecek elektrik dağıtımı için olan fiziki sözleşmeler bu piyasada alınır ve satılır. Piyasa katılımcıları, saatlik bazda düzenlenen sözleşmeler için ertesi gün saatlik olarak teklif verirler. Bir sonraki gün, her bir saat için tüm alış ve satış talimatları toplanır. Bu teklifler dikkate alınarak toplam talep ve arz grafikleri elde edilir. Arz ve talep eğrilerinin kesiştiği nokta, her bir saate ait spot fiyatları verir. Bu aşamada belirlenen spot fiyatlar “sistem fiyatı” olarak da tanımlanabilir.

Elspot piyasasında fiyatların belirlenmesi bazı durumlarda uzun sürebilmektedir. Bu nedenle Elbas isminde diğer bir piyasa daha işletilmektedir. Piyasa katılımcılarının fiziki sözleşmelerle ilgili gereksinimlerini kısa sürede karşılamak istedikleri durumda kullanılmaktadır. Elektrik alım ya da satımı yapılmadan en fazla bir saat öncesine kadar gün boyunca Elbas piyasasında sözleşmelerin alım satımı gerçekleştirilebilir. İsveç ve Finlandiya Elbas piyasasını aktif olarak kullanmaktadır.

Olası beklenmedik fiyat değişimlerine karşı güven ortamı ve riskin yönetimini sağlamak için Eltermin ismi verilen bir mali piyasa daha oluşturulmuştur. Piyasadaki katılımcılar alış ve satışlarını dört yıl boyunca güvence altına alabilirler. Burada mali piyasa ile ikili anlaşmalar piyasası rakip konumdadır. İkisinde de geleceğe dair fiyat

bilgisi elde edilmektedir. Birçok diğer emtia piyasaları gibi burada da uzun vadeli sözleşmeler devamlı olarak alınır ve satılırlar.

İskandinav piyasasında yük dağıtımının gerçekleştirilebilmesi için piyasa katılımcıları, her gün saat başına fiyat ve miktar bilgileri ile ilgili havuza tekliflerini sunmaktadırlar. İletim sisteminde kısıt olmadığı sürece bu tekliflerin bir üretim tesisi ile ilgili olması zorunlu değildir. İletim kısıtları bulunması halinde üretim tesisinin konumu da önemli olur. Üretici şirketler sistem işletmecisine yaptıkları bildirimlere uygun olarak, ikili anlaşmalar ve diğer ticari taahhütlerini de dikkate alarak kendi kendilerine devreye girer ya da çıkarlar. Yapılan bildirimlerdeki miktarlar ile ölçülen miktar arasında farklılık olması durumunda uzlaştırma yapılır. Burada uzlaştırma her ülkenin kendi dengeleme piyasasının kurallarına ve oradaki fiyata göre yapılır. Spot piyasanın diğer bir kullanım alanı da şebekenin herhangi bir bölümünde iletim kapasitesinin yeterli olmadığı durumlardır.

Birbirinden farklı teklifler verme noktasında piyasa farklı bölgelere ayrılır. Bu bölgeler, şebekede kısıt olması halinde de farklı fiyat bölgeleri olarak kullanılır. Sistemde kısıt durumu yok ise spot sistem fiyatı, bütün bölgelerin spot fiyatıyla eşit olarak belirlenmiş olur. Ancak piyasanın tamamı için tek bir fiyat oluşması durumu çok nadir gerçekleşir. Her bir bölge için spot piyasanın fiyatları ve miktarları tespit edildiği zaman, öngörülen üretim ve yük miktarına göre sistem dengede olur. Ancak bu denge durumu zamanla bozulabilir. Buradan çıkan sonuç, gerçek zamanda yapılan bir dengeleme mekanizmasına ihtiyaç duyulmasıdır. Her ülkede kurulan gerçek zamanlı piyasa, sistem işletmecilerinin, işletme sırasında üretimi ile yükü sürekli dengede tutabilmesini ve katılımcıların olası dengesizlik durumları için bir fiyat oluşmasına neden olur. Gerçek zamanlı piyasada verilen tekliflerin arttırılması ya da azaltılması spot piyasa işlemleri tamamlandıktan sonra, her ülkenin kendi sistem işletmecisine gönderilir.

3.1.6. İspanyol elektrik piyasası

İletim ve dağıtım şebekelerine erişim belirli kurallara tabidir ancak elektrik tedarik oldukça serbest bir yapıdadır. Piyasa işletmecisi OMEL adında bağımsız bir kuruluş, sistem işletmecisi ise yine bağımsız olan REE şirkettir.

OMEL şirketi spot piyasa ve vadeli piyasanın işleyişini kontrol eder. Sistem işletmecisi olan şirket ile birlikte yükün dağıtım önceliklerini belirler. Aynı zamanda

uzlaştırma görevlerini de yürütür. Sistem işletmecisi olan REE şirketi ise, iletim sisteminin kesintisiz şekilde sürdürülmesi ve düzgün bir şekilde genişlemesi görevlerini yerine getirmektedir. Elektrik ticareti, ikili anlaşmalar piyasası ile bir havuz sisteminden oluşmuştur. Genel olarak elektrik ticareti üç farklı piyasa ile yürütülür: Günlük, gün içi ve yan hizmetler piyasaları.

Belirli bir kurulu güce sahip (50 MW) bütün üreticiler, ikili anlaşmalar kapsamı dışındaki elektrik enerjisi için havuza teklif vermekle yükümlüdür. Havuzda belirlenen fiyat, piyasa işletmecisi şirket tarafından belirlenen marjinal fiyattır. Elektrik almak için, serbest tüketiciler, dağıtıcılar ve tedarikçi şirketler teklif verebilir. Belirlenen kurulu gücün altında üretimi olan üreticiler, otoprodüktörler ve yenilenebilir enerji üreticilerine havuz dışında ikili anlaşmalar ile ticaret yapabilme izni verilir. Yapılan bu ikili anlaşmalar doğrudan piyasa işletmecisine bildirilir. Devreye alınmaya hazır olan tüm üretim üniteleri, günlük piyasa içinde “satıcı” olarak beklemektedirler. İkili anlaşmalar haricinde üretilen bütün elektrik alış verişi bu piyasa üzerinden gerçekleştirilir. Serbest tüketici olan kullanıcılar elektriği doğrudan havuzdan alır ya da bir üretici ya da tedarikçi ile ikili anlaşma sağlayabilir.

Günlük piyasa, REE'nin yaptığı ikili anlaşmalar ile birlikte, temel günlük piyasa işletim programından oluşur. Program ortaya çıkarıldığında, REE sistem işletmecisi olarak, bu programın teknik olarak gerçekleştirilebilir olmasını ve gerektiğinde arz güvenliğinin sağlanması için, piyasa işletmecisi olan OMEL ile birlikte üretim tesislerinin programlarını revize edebilir.

İspanyol elektrik piyasasında, marjinal fiyat üzerinden işlem gören bir açık artırma ile, sistemdeki ünitelerin üretimini arttırmak ya da azaltmak için gerekli yeni bir revize etme aralığı vardır. Bu aralıklar için farklı gün içi piyasası seansları gerçekleştirilir. Seanslar, piyasa katılımcılarının üretim ya da tüketimlerini güncellemek için teklif sunabildikleri dengesizlik piyasası şeklindedir. Gün içinde her seansın sonucu, nihai olarak saatlik program olarak belirlenir (CER,2012).

3.1.7. Kanada elektrik piyasası

Örnek olarak seçilen Ontario Eyaleti'nde elektrik piyasası, havuz şeklinde kurgulanmış ikili anlaşmalar piyasası yapısındadır. Piyasa katılımcıları, spot piyasa ya da net havuz üzerinden ticaret gerçekleştirebilir. İstenirse diğer katılımcılar ile ikili anlaşmalar yapmayı tercih edebilirler. Dağıtım şirketleri haricindeki bütün piyasa

katılımcıları piyasada birden fazla rol üstlenebilirler. Sadece dağıtım şirketleri piyasada işlem görecektir farklı bir şirket kurabilirler. Spot piyasadaki denge fiyatı, herhangi bir şirketin piyasada tekel olmadığı sürece şirketler tarafından tam rekabet ortamında verilen teklifler ile oluşturulur.

Spot piyasadaki denge fiyatları, enerji ve işletmenin teknik yedek kapasitesi için verilen fiyat ve miktar teklifleri ile oluşur. Teklifler beş dakikalık periyotlar halinde verilir. Bu teklifler nihai olarak talepler ile karşılaştırılır. Var olan talepleri karşılamak için verilen tekliflerden en yüksek fiyatlı olan, piyasadaki dengeyi oluşturan marjinal fiyatı belirler.

Yük dağıtımını ile ilgili talimatlar, sistem işletmesini yapan şirket tarafından, beş dakikalık aralıklar için uygulanır. Söz konusu talimatlar, yük dağıtımını görevini yapabilecek bütün tesisler için geçerlidir. Burada, yük dağıtımını görevine katılabilecek tesisler, elektrik arz ya da talebini değiştirmek için talimat alıp uygulama kabiliyeti olan üretici ya da tüketici tesisleridir.

Ontario elektrik piyasasında katılımcılar, enterkonnekte sistem işletmecileri arasında ticareti yapılan elektriğin fiyatında beklenmeyen değişiklikler olması halinde kendilerini güvende tutabilmek için mali sözleşmeler düzenleyebilirler. Ancak bu sözleşmeler, dağıtımın programlanması yapılırken herhangi bir öncelik hakkı getirmez. Yan hizmetler ise piyasa işletmecisinin yönettiği ve rekabet ortamının bulunduğu bir ihale süreci yoluyla, piyasadadan sağlanır.

Piyasa işletmecisi olan şirket, sayaçlardan alınan bilgileri günlük olarak toplar. Piyasa katılımcılarının ödemeleri gereken ücretler saatlik olarak belirlenmiş olur. Yük dağıtımını görevini yapabilen üreticiler ile ilgili beş dakikalık periyotlarda veriler elde edilir.

3.1.8. Portekiz elektrik piyasası

Portekiz elektrik piyasasında, kamu şirketi olan SEP ve bağımsız bir kuruluş olan SEI bulunmaktadır. Kamu mülkiyetinde olan SEP'in görev alanında, şebeke işletmecisi REN, lisanslı üreticiler ve dağıtım şirketleri bulunmaktadır.

SEP serbest tüketici olmayan bütün tüketiciler için elektrik enerjisi sağlamak zorundadır. SEP içinde bulunan ticari üniteler uzun vadeli yapılan anlaşmalarda taraf durumundadırlar. SEP bünyesindeki üreticiler, yaptıkları üretimi SEP'in gönderdiği ticari temsilciye satmak zorundadırlar. Bu görevi ise şebeke işletmecisi olan şirket

yürütmektedir. Portekiz enerji piyasası, rekabete ilk olarak bağımsız elektrik tüketicilerinin de piyasaya girmelerine yasal izin verilmiş olması ile açılmış oldu. Kamu tedarikçisi olan kuruluş aynı zamanda arz güvenliğinden de sorumludur. “Bağımsız sistem” olarak isimlendirilen ve serbest tüketicilere için rekabetin getirilmesi ve mümkünse tüketicilere tedarikçilerini seçebilme şansını vermiştir. Bağımsız yapıdaki düzenleyici kuruluş olan ERSE, SEP’in faaliyetleri ile SEP ve SENV arasındaki ticari ilişkilerin düzenlenmesinden sorumludur.

SEI bağımsız bir kuruluş olarak, kamu hizmeti görevi olmayan üretici ve dağıtıcı şirketler ile serbest tüketici olan kullanıcılardan oluşur. Bu yapının içinde elektrik enerjisi, ikili anlaşmalar ile alınır ve satılır. Sistem ve enterkonnekte sistemin kullanıcıları, kendileri için belirlenen tarifeleri ödemek suretiyle şebekeye erişimleri sağlanabilir.

Piyasanın işletmesini yapan kuruluş aynı zamanda dengeleme hizmetlerini de yürütür. Dengeleme hizmetleri herhangi bir sözleşme kapsamında olmayan elektrik enerjisi miktarları için uygulanabilir. Hem SEP tarafından görevlendirilen temsilci hem de bağımsız üretici şirketler tekliflerini sunarlar. Kapasitenin yetersiz kaldığı ve yedeklere ihtiyaç duyulduğu zaman bağımsız üreticilerden devreye girmeleri istenir. Eğer onların çözüm sağlayamayacağı kadar ileri düzeyde bir kapasite yetersizliği sorunu var ise SEP yani kamu üreticisi fazla kapasite satın alınabilir.

Yük dağıtımını sıralamasını yapmak REN’in görevidir. Bağımsız sistemler de dâhil olmak üzere 10 MW’ın üzerinde olan bütün üreticiler yük dağıtımını gerçekleştirebilir. REN diğer taraftan uzlaştırma hizmetlerinden de sorumludur.

3.1.9. Yeni Zelanda elektrik piyasası

1996 yılında kurulan Yeni Zelanda toptan satış piyasasının adı NZEM olarak belirlenmiştir. NZEM’de katılım için zorunluluk yoktur. Gönüllülük esasına göre katılan kullanıcılar piyasa kurallarını kendileri belirler. Elektrik enerjisinin tamamı neredeyse NZEM’de satılır ve alınır. Ada ülkesinin elektrik talebinin üçte ikisi kuzey bölgesindedir ancak kapasite fazlası da güneyde kalmıştır.

Piyasa düzenlemesini kendi içinde yapabilir. Yani düzenleme için ayrıca bir kuruluş teşkil edilmemiştir. Piyasadaki kurallara ilişkin sorumluluk tamamen piyasa katılımcılarına aittir. Rekabet hukukuna ait kurallara uyumluluğu ve tutarlı olması dışında düzenleme ve denetleme hizmetleri açısından bir problem yaşanmamaktadır.

Genel olarak hükümet tarafından yayınlanan politika bildirgesine uygun karar alınması yeterlidir. Bu sebeple aslında katılımın gönüllülük esasında olduğu piyasada bütün firmalar yerlerini almış durumdadır. NZEM'e ait kuruluşlar kısaca şu şekildedir.

Piyasa işlemlerinin kurallara uygunluğunu denetler ve bu konuda NZEM yönetim kuruluna tavsiye niteliğinde kararlar sunan yapı "piyasa gözlem komitesi" olarak isimlendirilir. Piyasa katılımcıları kurallara uymamaları halinde para cezaları ile karşılaşacaklarını bilirler.

Piyasadaki olası kural değişimleri de dâhil olmak üzere yönetim hizmetlerini yürüten piyasa idarecisidir. Piyasaya ait en önemli bilgi kaynağı yine piyasa idarecisidir. İdarecinin diğer bir görevi de NZEM'deki nihai fiyatların hesaplanması ve yayınlanmasıdır.

İletim sistemi işletmecisi ise piyasa katılımcıları ile birlikte belirledikleri kurallar çerçevesinde elektriğin, iletim sisteminde kaliteli ve kesintisiz iletilmesi görevini yürütür. Aynı zamanda üretim planlamasını da yapar ve yük dağıtım hizmetlerini de yürütür

Yeni Zelanda piyasasında yarım saatlik zaman aralıklarında her bir gün ve her bir düğüm noktası için 48 adet fiyat belirlenir. Ülkenin iletim sisteminde yaklaşık 550 adet düğüm noktası bulunmaktadır. Fiyatlar, her zaman aralığı için ve her bir bara için talepler değerlendirilerek belirlenir. Düğüm noktalarında belirlenen fiyatların içinde; yedek kapasite sağlanması ile ilgili maliyet, iletim sistemindeki teknik kayıplar ve üretimin marjinal maliyetleri bulunmaktadır.

Her iki saatlik aralıklarla, gerçek zamanlı yük dağıtım öncesi programlar ve ertesi güne ilişkin planlar yayınlanır. Katılımcılar iki saat kalana kadar piyasa için verdikleri teklifleri değiştirebilirler. Yük dağıtım işlemi, aynı zamanda yedek kapasite ve reaktif yüklerin dağıtım ile ilgili işleri kapsar.

Aylık olarak piyasa katılımcılarının uzlaştırma işlemleri de yapılır. Uzlaştırma hizmetlerinin yönetimi her katılımcının aldığı ve sattığı enerjiyi sistem işletmecisinden aldığı verilerle belirler. Kayıpları da dikkate alarak uzlaştırma mekanizmasında kullanır.

3.1.10. Yunanistan elektrik piyasası

Yunanistan'da iletim sistemi işletmecisi piyasa işletiminden de sorumludur. Ülkenin ilgili mevzuatları çerçevesinde bütün katılımcılar piyasadan elektrik alışverişi yapabilirler. Bu mevzuatta, her bir tedarikçinin aynı zamanda üretim tesisi olmaları ve kendileri için yeterli miktarda üretime sahip olmaları gerektiği vurgulanmıştır. Sistemin ticari düzenlemeleri tüm elektriğin ticaretinin gerçekleştirildiği merkezi bir havuz yapısını öngörmektedir. Piyasada bulunan bütün taraflar, merkez piyasada belirlenmiş olan tek piyasa fiyatı üzerinden kendilerine ödeme yapılmasını sağlamak için sözleşmeler yaparlar. Bu sözleşmeler elektrik enerjisinin miktarı ve fiyatı üzerine belirlenir. Yine kullanım için belirlenen fiyat ile piyasa fiyatı arasındaki fark fiyat farkı sözleşmesi ile çözüme kavuşturulur.

Spot piyasada, her bir saat için müstakil olarak bir tek piyasa vardır. Bu piyasa kapsamında tek piyasa fiyatı olarak isimlendirilen fiyat belirlenir. Bu fiyat teorik olarak üretilen 1 birim elektriğin teklif edilen marjinal maliyeti olarak her saat için tespit edilir. Tek piyasa fiyatı iletim sisteminin tamamına ait olarak her bir saat için belirlenen fiyattır. Bu saatlik fiyat ve miktarlar, katılımcıların gerçekleşen üretim durumunu ve ayrı ayrı yük koşulları temel alınarak belirlenir. Katılımcılar tek piyasa fiyatını kullanarak elektrik ticareti yaparlar. Ancak tarafların verdikleri teklifler ile ilgili belirli bir kısıtlama bulunmamaktadır. Bu kısıtlama; her üretim tesisi için verilen teklif, o üretim tesisinin gerçekleşen değişken maliyetleri ve sisteme katılma maliyetlerini karşılayacak şekilde sunulması gerekliliğidir.

Sistem işletmecisi kuruluş, üreticiler tarafından yapılan teklifler ve tüketici taleplerini dikkate alarak ertesi gün için yük dağıtım tahminlerini yapar. Diğer taraftan beklenen üretim miktarları ve tek piyasa fiyatının hesaplanmalarını piyasa işletmecisi tamamlar ve hesaplamalar kullanıcılara bildirilir. Bu işlemler, yapılacak olan yük dağıtımını için sıralamayı belirlemeyi sağlar. Yük dağıtımını, üretici şirketlerin piyasaya sundukları tekliflere göre gerçekleştirilir. İletim sistemi kısıtlarının izin verdiği ölçüde en düşük maliyet oluşması kuralına göre yüklerin dağıtımını yapılır (CER, 2012).

3.2. Türkiye'deki Elektrik Piyasasının Yapısı

3.2.1. Piyasa Aktörleri

Bilindiği üzere Türkiye'de elektrik üretimi ilk olarak 1902 yılında başlamıştır. Piyasanın dönüşüm sürecinde önemli dönüm noktalarından biri 1970 yılında TEK'in (Türkiye Elektrik Kurumu) kurulması olmuştur. TEK ülkenin ihtiyacı olan elektrik enerjisinin üretilmesi, iletilmesi, dağıtımı ve ticaretini yapmak üzere kamu kurumu olarak görevlendirilmiştir. Daha sonra 1984 yılında özel firmalara elektrik enerjisi üretme konusunda izin verilmiştir. 1993 yılında TEK, TEAŞ ve TEDAŞ olarak iki bölüme ayrılmış, 2003'te ise TEAŞ, TEİAŞ, EÜAŞ ve TETAŞ olarak üç bölüme ayrılmıştır. Yani Türkiye'nin elektrik ile ilgili farklı görevleri yürütmek üzere dört farklı Kurumu teşekkül etmiştir. Bu Kurumlardan EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi), TETAŞ (Türkiye Elektrik Ticareti Anonim Şirketi) isimlerinden de anlaşılacağı üzere elektriğin üretimi ve ticareti ile iştigal etmektedir. Yine TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) hâlihazırda kamu şirketi olarak elektrik iletiminde tekel konumundadır. TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi) ise 21 farklı dağıtım bölgesine ayrılarak özel şirketler tarafından idare edilen bir yapıda hizmet vermektedir. Elektrik enerjisi üretim tesislerinin kurulu güçleri bakımından kamu ve özel sektör payları yıllar itibariyle ters orantılı olarak değişmiştir. Üretimde yeni yatırımlar özel sektör tarafından yapılmaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde 2018 yılı itibarı ile özel sektör %74, kamu %26 oranında hizmet vermektedir. Dağıtım sektöründe ise hizmetler %100 özel sektör eliyle yürütülmektedir. İletim sistemi ile ilgili olarak yürütülen görevler %100 kamu kurumları tarafından sürdürülmektedir.

Bu hızlı bölünme ve ihtisaslaşma sürecinin bir devamı olarak dünyanın farklı ülkelerinde olduğu gibi bütün piyasayı düzenleyecek, kontrol ve koordine edecek bir kurum olan EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) 2001'de teşkil edilmiştir. Hem hızla artan enerji yatırımlarının sürdürülebilmesi hem yeni teknolojilerin sisteme entegre edilebilmesi hem de rekabetçi bir piyasa ortamının sağlanabilmesi açısından bu değişim kaçınılmaz bir sonuç olmuştur. Bu gelişmelere paralel olarak Türkiye'de 2015 yılında yürürlüğe konulan kanunla iletim sistemi işletmesi (TSO) ile piyasa işletmesi birbirinden ayrılarak EPIAŞ (Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi) oluşturulmuştur. Bu gelişmelerin sonucunda elektrik enerjisi piyasası, kuralları daha esnek ve bütün katılımcılarının rekabetine açık bir hale getirilmiştir. Çizelge 3.1'de bu değişim

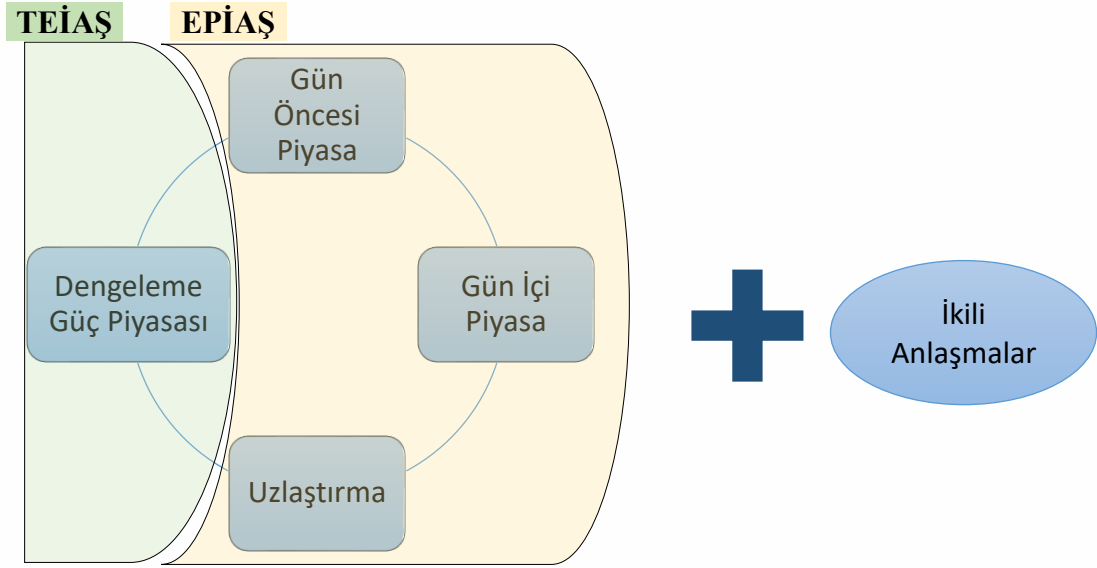
sürecinin özet olarak bir gösterimi bulunmaktadır. EPİAŞ'ın %30 hissesi "Borsa İstanbul", %30 hissesi ise TEİAŞ'a aittir. Hisselerin kalan %40'lık bölümü ise özel sektör tarafından sahiplenilmiştir.

Çizelge 3.1. Türkiye elektrik piyasasının oluşma süreci.

1993 öncesi	TEK						
1993-2003	TEAŞ			TEDAŞ			EPDK
2003-2015	TEİAŞ	EÜAŞ	TETAŞ	21 dağıtım şirketi			EPDK
2015-2018	TEİAŞ	EÜAŞ	TETAŞ	21 dağıtım şirketi	Perakende satış şirketleri	EPİAŞ	EPDK
2018 ve sonrası	TEİAŞ	EÜAŞ		21 dağıtım şirketi	Perakende satış şirketleri	EPİAŞ	EPDK

EPİAŞ kurulmadan önce TEİAŞ tarafından işletilen gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ve uzlaştırma görevleri, EPİAŞ tarafından yürütülmeye başlanılmıştır. Dengeleme güç piyasası faaliyetleri ise TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. Türkiye'deki elektrik piyasasındaki alt piyasaları özet olarak Şekil 3.1'de verilmektedir.

Bu süreçlerin ardından elektrik enerjisi sektörü katılımcısı çok olan dinamik bir piyasa haline gelmiştir. Piyasa içindeki üreticilerin piyasa koşullarındaki değişime hızlı cevap verebilmeleri ve tüketicilere en uygun teklifleri sunabilmeleri için mevcut yapı sürdürülmektedir. Genel olarak, piyasaların işlem hacimlerine bakıldığında ikili anlaşma hacminin %70, gün öncesi piyasası %25 ve dengeleme güç piyasası %5 civarında olduğu görülmektedir.



Şekil 3.1. Türkiye elektrik piyasasındaki alt piyasalar.

Gün öncesi piyasası işlemleri her gün, saatlik bazda gerçekleşmektedir. Her bir gün, 00.00'da başlar, ertesi gün 23.59'da sona erer. Katılımcılar, herhangi bir zaman dilimi için esnek, blok ya da saatlik olarak teklifler verebilmektedir. Gün öncesi piyasasında her gün saat 11.30'a kadar ertesi gün için teklifler piyasa işletmecisi kuruluşa bildirilir. Saat 13.00'a kadar en uygun teklifler değerlendirilerek günün her saati için ayrı ayrı piyasa takas fiyatı belirlenir.

Her gün saat 14.00'te kesinleşmiş fiyatlar ilan edilir ve dengeleme güç piyasasında işlemlere başlanılır. Gün öncesi piyasasında, her bir gün ertesi günün talep fiyat dengesi ayarlanmaya çalışıldığı için bu piyasada ortaya çıkan fiyatlar elektriğin referans fiyatı olarak kabul edilir. Elektrik piyasasında iki farklı fiyat türü bulunmaktadır:

Piyasa Takas Fiyatı (PTF): Gün öncesi piyasasında, verilen teklifler neticesinde arz ve talebin kesiştiği noktada ortaya çıkan fiyattır.

Sistem Marjinal Fiyatı (SMF): Dengeleme güç piyasasında yük alma-yük atma (YAL-YAT) talimatlarına göre, kesinleşmiş talimat hacmini ortaya koyan teklif fiyatıdır. Özet olarak gün öncesi piyasasında oluşan fiyat PTF, gerçek zamanda yani dengeleme güç piyasasında oluşan fiyat ise SMF olarak isimlendirilmektedir.

Gün içi piyasası kapsamında, gerçek zamana kadar ortaya çıkabilecek ve tahmin edilemeyen olaylar nedeniyle oluşabilecek dengesizlik maliyetlerinin en az seviyede kalmaları ile ilgili hizmetler yürütülmektedir. Elektrik enerjisinin spot piyasasında

gerçek zamana yaklaşıldıkça fiyatları belirlemedeki risk oranı artmaktadır. Yani PTF'deki değişimler SMF'deki değişimlere göre daha düşük seviyededir.

Dengeleme güç piyasasında ortaya çıkan fiyatlar oldukça riskli ve değişken yapıda olabilirler. Ancak bu piyasadaki asıl amaç en hızlı çözümleri bularak sistemin fiziki güvenilirliğini sağlamak olduğundan bu durum kabul edilebilir bir seçenektir. Gün öncesi piyasada piyasa takas fiyatının ve dengeleme güç piyasasında sistem marjinal fiyatlarının elde edililişinin gösterimi Şekil 3.2'de verilmiştir.



Şekil 3.2. Piyasa takas fiyatı ve sistem marjinal fiyatın elde edilmesi.

Gün öncesi piyasa, gün içi piyasa ve dengeleme güç piyasalarında hâlihazırda işlem yapan 700'ün üzerindeki katılımcı bulunmaktadır. Bu tez çalışmasında ortaya konulan algoritma sonucunda kendilerine sunulan farklı fiyat seçenekleri sayesinde daha esnek olarak teklifler ortaya koyabileceklerdir. Bu durum son kullanıcıya yansıyan fiyatları da olumlu yönde etkileyecektir. Bir diğer fayda olarak ülkenin elektrifikasyon sisteminin daha homojen bir yapıya kavuşması sağlanabilecektir.

3.2.2. Tarifelerin oluşturulması

Yatırım maliyetine dayalı fiyatlandırma (YMDF) modelinin verileri sayesinde 22 adet iletim tarife bölgesi 2003 yılından itibaren kullanılmaya başlanılmıştır. 2004 yılında enerji ithalat/ihracatını da dikkate alacak şekilde bir tarife bölgesi daha ilave edilmiş olup sayı 23'e çıkarılmıştır. 2009 yılı itibariyle YMDF verileri yeniden değerlendirilerek büyüyen enterkonnekte sistem içinde 14 adet tarife bölgesi olması uygun değerlendirilmiştir.

2012 yılında 14 yeni tarife bölgesi belirlenmiş ancak elektrik enerjisi için uluslararası enterkonneksiyon bağlantılarına ait müstakil bir tarife bölgesi uygulamasından vazgeçilmiştir. 2016 yılı Mayıs ayından sonra, iletim sistem bedelleri belirlenirken dikkat edilen kapasite yani birim olarak “MW” değerine ilave olarak enerji yani “MWh” değeri de bir bileşen olarak yapılan hesaplamalarda kullanılmaya başlanılmıştır.

İletim sistemi kullanıcıları üç farklı türde anlaşma imzalamaktadır. Bunlar; bağlantı anlaşması, sistem kullanım anlaşması ve enterkonneksiyon kullanım anlaşması olarak isimlendirilmiştir. Doğrudan iletim sistemine bağlantısı olan kullanıcılar için hem “bağlantı anlaşması” hem de “sistem kullanım anlaşması” imzalanmaktadır. Enterkonnekte sistemin diğer kullanıcıları ise “enterkonneksiyon kullanım anlaşması” imzalamak zorundadırlar.

İletim sistemi için belirlenen sistem kullanım ve sistem işletim tarifeleri hazırlanırken TEİAŞ’ın maliyetleri dikkate alınır. EPDK bu maliyetleri karşılayacak şekilde bir gelir tavanı belirler. TEİAŞ tarafından yapılan harcamalar genel olarak, elektriğin iletim sistemi üzerinde kaliteli, sürekli ve kesintisiz bir şekilde iletilmesi hizmetini gerçekleştirmek için yapılan yatırımlar ve sistemin işletme, bakım, personel, ilave hizmetler, sistemin teknik kayıpları ve kapasite mekanizması gibi TEİAŞ’ın yürüttüğü faaliyetlerle ilgili maliyetlerden oluşur. Bu maliyetler uygun tarifelerle birlikte, kullanıcılardan tahsil edilen sistem kullanım ve sistem işletim bedelleri aracılığı ile karşılanmaktadır.

Sistem kullanım tarifesinin biri sabit diğeri değişken olarak iki bileşeni bulunmaktadır. Sistem kullanım tarifesinin sabit bileşeni, gelir tavanı uygulaması esas alınarak MW değerine göre yıllık bazda belirlenir. Sistem kullanım tarifesinin değişken bileşeni ise yine gelir tavanı bedelleri dikkate alınarak üretilen veya tüketilen enerji miktarı olarak MWh değeri üzerinden hesaplanır.

3.2.3. Yatırım maliyetine dayalı fiyatlandırma modeli (YMDF)

Bu model sabit sistem kullanım tarifelerinin hesaplanması için kullanılmaktadır. Yöntemin amacı, iletim sisteminin farklı konumlarındaki kullanıcıların sistem kullanım miktarlarındaki değişimin TEİAŞ tarafından yapılan harcamalara olan etkisini belirlemektir. İletim sisteminin birbirinden farklı özelliklerdeki bölgeleri için gerekli olan iletim kapasitesi seviyesi, söz konusu bölümdeki sistem kullanımının maksimum

miktarıyla tespit edilir. Türkiye’de yaz ve kış mevsimlerinde ayrı ayrı olmak üzere maksimum sistem kullanımını belirleyen puant talepler meydana gelmektedir. Tarifeler genel olarak, kullanıcının iletim sistemine bağlanacağı noktayı esas alacak şekilde değişiklik gösterir. Oluşan bu farklılıklar, sistemin birbirinden farklı bölgelerindeki yatırım maliyetleri farklılıklarını yansıtmaktadır.

Maliyet artışları hesaplanacağı zaman YMDF üzerinde iletim sisteminin eşdeğer modeli oluşturulur. Bu model içinde, gerçek sistem koşulları da esas alınarak şebekenin genel yapısı modellenmiştir. Oluşturulan bu şebeke modeli, şebekenin maksimum talebinin olduğu dönemlerde bütün ihtiyacı (puant talep) karşılayacak kapasiteye sahip olması ön koşuluyla, iletim sistemindeki “düğüm noktası” olarak isimlendirilen her bir baradaki ilave iletim sistemi kapasitesine ait maliyet artışlarının belirlenmesinde kullanılmaktadır.

YMDF modeli kullanılarak elde edilen fiyatlar, sistemdeki üretim ve tüketim değerlerine MW bazında uygulanırsa ortaya çıkacak sonucun EPDK tarafından onaylanan gelir tavanını elde edebilecek şekilde uygulanır. Bunun sağlanabilmesi amacıyla, sabit sistem kullanım tarifeleri ile ilgili bölgelere göre değişik bedeller tespit edilebilir.

Sistem kullanımı olarak bilinen tarifenin iki ayrı bileşeni bulunmaktadır. Birincisi sistem kullanıcısının bağlı olduğu konum dikkate alınarak değişen bileşendir. İkincisi ise, sistem kullanıcısının konumundan bağımsız olarak gelir tavanına ulaşmak için değerlendirilen bileşendir.

Sistem kullanım tarifesinin sabit bileşeninin hesaplanması süreci; gerekli maliyet verilerinin belirlenmesi, YMDF modelinin çalıştırılması ve nihai tarifenin hesaplanması şeklinde üç aşamalı olarak gerçekleşir.

İletim sistemi yatırımlarına ait yıllık maliyetler, 1 MW’lık gücü 1 km uzağa taşımak için harcanan bedelin “₺/MWkm” birimi ile her bir hat türü için hesaplanması şeklinde tespit edilir. Sistemdeki işletme ve bakım maliyeti de yıllık yatırım maliyeti için belirlenen bedelin belirli bir yüzdesi olarak belirlenmektedir.

YMDF, iletim sistemi üzerindeki her bir farklı düğüm noktasında tüketim ya da üretimin artması ile sistemde yapılması gereken yatırımların maliyetini hesaplama yöntemidir. Sonuç olarak, MWkm birimi ile ifade edilen marjinal maliyet, iletim sistemi baz maliyeti olarak bilinen katsayı ile hesaplanarak tarife elde edilir.

İletim sistemindeki birbirinden farklı hat tiplerinin iletim maliyet katsayıları 380 kV EİH, 154 kV EİH ya da yeraltı kablosu için farklıdır. Bunun sebebi farklı karakteristik özelliği olan hatların iletim sistemine olan maliyetlerin de birbirinden oldukça farklı olmasıdır. Nakil modeli olarak isimlendirilen model bu katsayıları kullanarak hat tipine bağlı kalmaksızın toplam maliyetin, MWkm birimi ile elde edilmesini sağlar. Bazı hatların tesis edildiği bölgelerde yapılacak yatırımın dolaylı maliyeti diğer güzergâhlardan fazla ya da az olabileceği için bu tesis maliyet farkları da dikkate alınmalıdır. Nakil modelinde yine hattın güzergâhından bağımsız olarak işlem yapılabilmesi için yatırım maliyeti daha yüksek olan bölgenin, belirli katsayılar ile hat uzunluğunun değiştirilmesi şeklinde uygulanmaktadır. Bu uygulama sayesinde hem gerçekçi sonuçlar elde edilebilmekte hem de işlemler oldukça sadeleştirilebilmektedir.

Sonuç olarak ₺/MW biriminden tarifelerin elde edilmesinde, YMDF nakil algoritması ile hesaplanmış olan marjinal yatırım maliyetleri kullanılır. Yapılan bu hesaplamaların detayları aşağıda detaylı olarak irdelenecektir.

Üretim ve tüketimden karşılanması gereken toplam gelirin hesaplanabilmesi için sistem kullanım bedelinin sabit bileşeninden karşılanması gereken gelir tavanı üretim ve tüketim arasında belirlenecek orana göre paylaşılır. Türkiye Cumhuriyeti Resmi Gazetesinde 29.12.2012 tarih ve 28512 sayı ile yayınlanan “İletim Sistemi Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Tarifelerini Hesaplama ve Uygulama Yöntem Bildirimi” tebliğinde bu hesaplamalar aşağıdaki şekilde izah edilmektedir.

$$USG = GT \times \frac{1}{1+k} \quad (3.1)$$

$$TSG = GT \times \frac{k}{1+k} \quad (3.2.)$$

$$k = \frac{\text{tüketicilerin ödeme yükünün yüzde oranı}}{\text{üreticilerin ödeme yükünün yüzde oranı}} \quad (3.3)$$

Burada;

USG: Üretimden sağlanacak olan toplam geliri,

TSG: Tüketicilerden sağlanacak olan toplam geliri,

GT: Toplam gelir tavanını ifade eder.

Üretici ya da tüketici tesisinin iletim sistemine bağlantı yaptığı trafo merkezine göre sistem kullanım bedellerinin fiyatlandırması gerçekleştirilir. Enerji iletim sisteminin her bir barasında en az bir adet sistem kullanım fiyatlandırma noktası bulunur. Sistem kullanımı fiyatlandırma noktaları, her bir bara için bütün kullanıcılar için ayrı ayrı olacak şekilde tespit edilir.

Sistem kullanım tarifesinin değişken bileşeni MWh olarak hesaplanır. Bu bileşen bölgeden bölgeye değişiklik göstermez. Değişken bileşeni iletim sistemi kullanıcılarının tamamı ödemekle yükümlüdür ve her bir sistem kullanım fiyatlandırma noktasında geçerli olacak şekilde sistem kullanım tarifesinin değişken bileşenine esas miktar, “MWh” birimi baz alınarak belirlenir.

Sistem işletim bedeli de MWh başına tahsil edilmekte olup değişken bileşen gibi bölgeler arasında değişiklik göstermemektedir. Sistem işletim tarifesinin belirlenmesinde EPDK'nın onayladığı sistem işletim gelir tavanı dikkate alınır. Sistem kullanıcıları, belirli bir zaman dilimi içinde aylık olarak tespit edilen enerji miktarları ve birim fiyat tarifelerine göre hesaplanan sistem işletim bedelini öderler.

3.3. Üretim Kaynaklarının Karşılaştırılması

3.3.1. Seviyelendirilmiş Elektrik Enerjisi Maliyeti

Türkçeye “seviyelendirilmiş elektrik maliyeti” olarak çevrilen ve kısaca LCOE (Levelized Cost of Electricity) olarak tanımlanan bu birim; bir enerji santralının yatırım, işletme, bakım gibi masrafları dâhil edilerek hesaplanan enerji maliyetini tanımlamak için kullanılır. Bir diğer deyişle maliyeti karşılamak için enerjinin satılması gereken minimum fiyattır.

Farklı kaynaklardan gelen enerji maliyetini karşılaştırmak için LCOE maliyeti kavramı kullanılmaktadır. Üretimde kullandığı fiziksel prensipleri ve işletme şekilleri bakımından birbirinden farklı olan oldukça geniş bir yelpazede elektrik üretim teknolojileri bulunduğundan, LCOE karşılaştırma için ortak bir temel sağlar. En sadeleştirilmiş haliyle LCOE şu şekilde hesaplanabilir (Ueckerdt ve ark, 2013).

$$LCOE = \frac{GYM \times GKO + SIBM}{8760 \times Kf} + YM \times Kl + DIBM \quad (3.4)$$

Burada;

GYM: Gecelik kW başına yatırım maliyetidir. (₺/kW)

GKO: (Anaparanın geri kazanım oranı) Faiz ve vadeye göre alınan kredi veya yatırımın geri ödeme hesabını yapmaya yarayan orandır.

$$GKO = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.5)$$

i = Faiz oranı

n = Vade yılı

SIBM: (Sabit İşletme ve Bakım Maliyeti) Çalışanların maaşları, primler, idari harcamalar, planlanmış bakımlar gibi kullanıma göre değişmeyen yıllık işletme ve bakım maliyetleridir. (₺/kW-yıllık)

DIBM (Değişken İşletme ve Bakım Maliyeti) Su, elektrik, malzeme değişimi gibi kullanıma göre değişecek maliyetlerdir. (₺/kWh)

Kf (Kapasite faktörü) Belirli bir zaman aralığında üretilen toplam enerjinin bütün kapasitenin kullanılması ile üretilebilecek enerjiye oranıdır. Bakım, arıza, güvenlik vb. sebeplerden dolayı reel üretim ideal üretime göre kesintiye uğrar. 0-1 arasındadır.

YM (Yakıt maliyeti): Yenilenebilir enerji santralleri için 0 alınır.

Kl (Isı katsayısı): 1 kwh'lik elektrik üretmek için kullanılan (harcanan) enerji miktarıdır. Yenilenebilir santraller için 0 alınır. (BTU/kWh)

8760: 1 yılda bulunan saat miktarını ifade eder.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla artması ile farklı enerji üretim biçimlerinin maliyetlerinin karşılaştırılması, politika yapıcılar, yatırımcılar ve analistler için önemli hale gelmiştir. Bu karşılaştırmalarda, LCOE ölçüsü sıklıkla kullanılır.

Maliyet, elektrik üretmek için kullanılan yakıt ve teknolojilerin seçimini etkileyen temel faktörlerden biridir. Sermaye, bakım, işletme ve finansman maliyetleri genellikle teknolojiler ve yakıtlar arasında önemli ölçüde farklılık gösterir. Ayrıca, inşaat, yakıt, iletim ve kaynak maliyetlerindeki bölgesel farklılıklar, konumun da önemli olduğu anlamına gelir.

Projeler ve teknolojiler arasında maliyet karşılaştırmaları için kullanılan ortak bir metrik olan enerji maliyetinin (LCOE) düzeyi, tesisin beklenen ömrünü ve işletme döngüsünü göz önünde bulundurur ve bu maliyetlerin varsayılan finansal ömrü boyunca itfa edilir. Üretimi arttıran veya maliyeti düşüren her şey LCOE seviyesini düşürür. Üretimi azaltan veya maliyeti arttıran her şey LCOE seviyesini de arttırır.

3.3.2. Üretim santralleri

Enerji kaynakları, kullanım şekillerine göre, yenilenebilir ya da yenilenemez enerji kaynakları olarak sınıflandırılır. Dönüştürülebilir olmalarına göre ise yine birincil ve ikincil enerji kaynakları olarak tasnif edilir. Enerjinin herhangi bir değişime uğramamış hali birincil enerji olarak bilinir. Birincil enerjinin dönüştürülmesi ile elde edilen enerji ise ikincil enerji olarak tanımlanır. Birincil enerji kaynakları olarak petrol, kömür, doğal gaz, nükleer, hidrolik, biyokütle, dalga, gel-git, güneş ve rüzgar sayılabilir. İkincil enerji kaynakları ise elektrik, benzin, mazot, motorin, kömür (kok), petrokok, hava gazı, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) olarak sıralanabilir. Yenilenebilir enerji kaynakları, bir çevrim süreci sonunda bütün özellikleri aynı kalan, kullanılmış olmasına rağmen miktarı azalmayan, sonuç olarak tükenmeyen enerji kaynakları olarak tanımlanır. Hidrolik, güneş, rüzgar, biyokütle ve dalga yenilenebilir enerji kaynaklarından bazılarıdır. Yenilenemez enerji kaynakları ise kullanıldıklarında kendini yenileme ihtimali olmayan kaynaklardır. Petrol, kömür, doğal gaz ve uranyum, toryum gibi çekirdek enerjisi kaynakları bu türden enerji kaynaklarıdır.

Şu anda Türkiye'nin üretim kurulu gücü 80.000 MW ve yıllık tüketimi 285.000 GWh seviyelerindedir. Bu tüketim giderek artmakta ve kurulu güç 140.000 MW'a ulaşana kadar da hızla artacağı öngörülmektedir. Ulusal elektrik ağında yaklaşık 800 indirici merkez (trafo merkezi) ve 60.000 km'den fazla enerji iletim hattı bulunmaktadır. Bu hatların ve trafo merkezlerinin enterkonnekte sistem üzerindeki dağılımları mevcut durumda homojen bir yapıda değildir. Şekil 3.3'te görüleceği üzere Trakya, Batı Anadolu bölgelerinde sanayi yoğunluğu fazla ancak üretim tesislerinin sayısı fazla değildir. Ülkenin en büyük hidroelektrik santrallerinin bulunduğu doğu illerinde ise enerji tüketimi oldukça azdır.

Türkiye’de elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar doğalgaz, hidroelektrik, kömür (yerli ve ithal), rüzgâr, jeotermal, biokütle ve yakın gelecekte nükleer enerji olarak sıralanabilir. Gelişen teknoloji ile birlikte yeni kaynaklar ve üretim teknolojileri de kullanılmaya başlanılacaktır. Burada temel belirleyici faktör üretim santralının kullandığı kaynağın cinsidir. Her santralin kendi yakıt, işletme ve tesis giderlerine göre ayrı ayrı maliyetler ortaya çıkmaktadır. Türkiye’de elektrik üretimi için kullanılan en önemli kaynaklar için ortalama maliyetler ve üretimdeki yüzdelik payı Çizelge 3.2’de belirtildiği gibidir.

Çizelge 3.2: Üretim kaynakları, sabit ve değişken işletme maliyetleri ve üretimdeki payları.

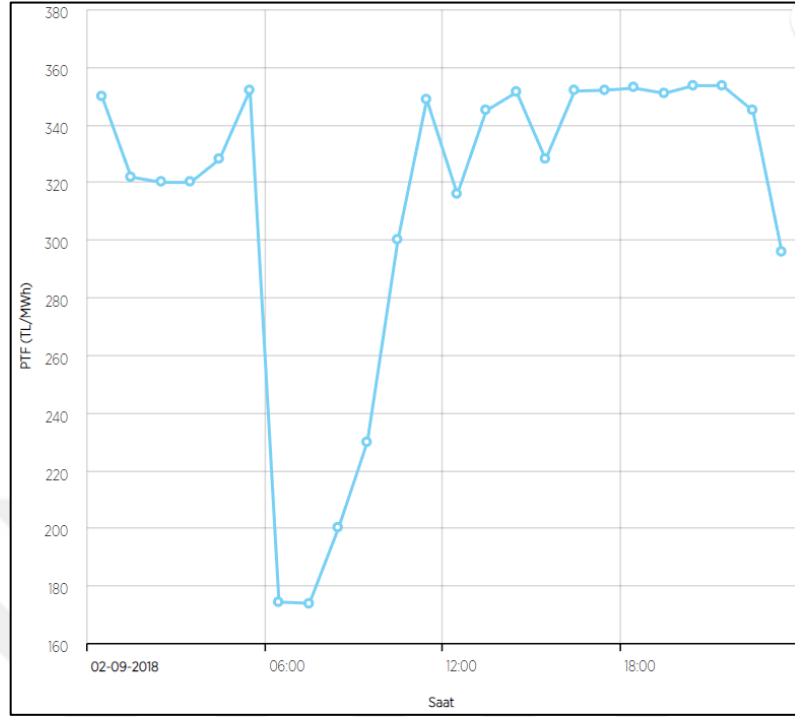
Teknoloji	İlk Yatırım Maliyeti	Sabit işletme maliyeti	Değişken İşletme Maliyeti	LCOE	Üretimdeki Payı
	(₺/kW)	(₺/kW-yıl)	(₺/kWh)	(₺/kW)	(%)
Kömür	16,362	189	20.7	0.558	32.2
Doğalgaz	4,401	72	29.25	0.4365	35.8
Nükleer	26,753	594	5.85	0.5085	-
Rüzgâr	8,447	166.5	-	0.216	6.2
Güneş	12,020	103.5	-	0.405	-
Biyokütle	18,433	495	18.9	0.3285	0.8
Hidroelektrik	13,212	63	-	0.225	23.3
Jeotermal	11,030	34	7.65	0.468	1.7

Çizelgede görüldüğü gibi her kaynak çeşidinin kendine göre maliyet karakteristiği bulunmaktadır. Örneğin Hidroelektrik, Rüzgâr ve Güneş gibi yenilenebilir üretim tesislerinde değişken maliyet bulunmamaktadır. Nükleer Santralin ilk yatırım maliyeti oldukça yüksek ancak güvenilirliği ile ön plana çıkmaktadır. Doğalgaz santralının ise hem ilk yatırım maliyeti düşük hem de sabit işletme maliyeti düşüktür. Bu ve benzeri farklılıklar dikkate alınarak ortaya çıkarılan maliyetler ulusal elektrik piyasasındaki tarifelerin oluşmasında kullanılmaktadır.

3.4. Fiyatlandırma Algoritmaları

Üretim tesislerinin piyasaya belirli periyotlar için verdikleri teklif fiyatları birbirinden oldukça farklıdır. Bu durum 2 Eylül 2018 tarihi için verilen fiyatlardan açıkça görülmektedir (Şekil 3.4). Birbirinden farklı fiyatlandırma stratejileri ile günün

24 saati için ayrı ayrı teklif veren üreticilerin oluşturduğu piyasa takas fiyatı saatlik olarak değişim göstermektedir.



Şekil 3.4. Gün öncesi piyasada belirlenen piyasa takas fiyatı (02.09.2018)

Önceki bölümlerde bahsedilen birbirinden farklı üretim kaynakları ve bu kaynaklardan üretilen elektrik enerjisinin oldukça karmaşık kuralları olan piyasa içinde adil bir şekilde son kullanıcılara ulaştırılabilmesi için çok iyi bir fiyatlandırma yapılması gerekliliği ortadadır. Fiyatlandırma konusunda en genel haliyle Maliyete Dayalı Fiyatlandırma (MDF), Rekabete Dayalı Fiyatlandırma (RDF) ve Talebe Dayalı Fiyatlandırma (TDF) olarak üç ana yaklaşımın bulunduğu bilinmektedir. MDF kendi içinde “maliyet artı” ve hedef fiyatlandırma” olarak ikiye ayrılabilir. Sabit ve değişken maliyetler hesaplanarak üzerine hedeflenen kar oranı ilave edilerek hesaplanan yöntem “maliyet artı” olarak tanımlanır. Belirli bir satış hacminde elde edilecek kar hesaplanarak ortaya çıkarılan fiyatlandırma ise “Hedef Fiyatlandırma” olarak isimlendirilir. RDF yine kendi içinde “Piyasa Fiyatı Esaslı” ve “İhale Usulü” olarak iki bölüme ayrılır. Piyasada oluşan “cari fiyatı” esas alarak kendi fiyatını buna göre belirleme yöntemi “Piyasa Fiyatı Esaslı” olarak adlandırılır. Rakiplerinin fiyatını bilmeden sadece tahmin ederek kendi fiyatını oluşturma yöntemi “İhale Usulü” ya da “kapalı zarf yöntemi” olarak bilinir. TDF ise genel olarak müşteriye, yere, zamana ve ürüne göre fiyat belirleme yöntemlerine dayanır.

3.4.1. Maliyete dayalı fiyatlandırma

Hem elektrik üreticileri hem satış kanalındaki aracılar, hem de piyasa işletmecileri uygulayacakları fiyatları ve tarifeleri belirlerken, elektriğin maliyetini ön plana alırlar. İlk yatırım, işletme, bakım-onarım gibi birbirinden farklı maliyet kalemlerinin hepsi dikkate alınmalıdır. Bu durum, maliyete ait verilerin hesaplamada kullanıldığı yöntem olarak ortaya çıkar. Maliyet verilerini dikkate alan fiyatlandırma sistemleri farklı şekillerde uygulanabilmektedir.

Maliyet-artı sistemi olarak isimlendirilen yöntem maliyeti öncelikli olarak hesaplamalara dâhil eden yöntemlerin en çok kullanılan türüdür. Bu yöntem, üreticiler, dağıtımıcılar ve perakendeciler tarafından bazı farklılıklarla birlikte uygulanır. Örneğin üretilen malın birim maliyetine, belirli bir miktar kâr oranı ilave ederek fiyatı tespit etmek bu sistemin en yalın biçimi olarak uygulanır. Birim maliyet, geçmiş dönemlerdeki toplam maliyetlerin, aynı dönem için satılan malın miktarına bölünmesi ile elde edilir. Fiyatların, maliyet giderlerinden fazla olması halinde işletme bu üretimden kar eder. Fiyat, maliyet giderlerine göre daha aşağı seviyelerde kalıyor ise işletme zarar eder. Üreticiler tarafından uygulanan maliyet-artı sisteminin pek çok zayıf yönü vardır: Örneğin bu sistemde talep, tüketici ihtiyaçları ya da tüketicilerin ödeme kabiliyetleri dikkate alınmaz. Piyasada bulunan rakiplerin maliyetlerine bir miktar ilave yapılarak fiyat elde edilir. Belirlenmiş olan bu fiyat karşısında rakipler tarafından nasıl tepki verileceği konusunu göz önüne almaz. Bu sistemde birim maliyetin hesaplanması, geçmişteki bir zaman aralığına ilişkin maliyet giderlerine göre yapıldığından hata yapma ihtimali daha fazladır. Bundan başka, maliyetler üzerine eklenecek kâr marjlarının belirlenmesi de güç bir sorundur.

Maliyet-artı modelindeki bazı sakıncaların yanında bazı avantajları da bulunmaktadır. Model kolay uygulanabilir ve anlaşılır olduğu için pek çok kullanıcı ve işletme yöneticisi tarafından tercih edilmektedir. Bu avantajı sayesinde diğer fiyatlandırma modellerine göre daha gerçekçi ve ideal sonuçlar verebilir. İşletmelerin kısa sürede kar seviyesini en üst seviyeye çıkarmak yerine ortalama şekilde karlılığı sürdürmeye yaradığı için de avantajlı bir modeldir. Talep tarafının daha esnek ve rekabet koşullarının yoğun olduğu durumlarda bu model en uygun seçenek olacaktır.

Belirli bir kâr hedefine dayanan fiyatlandırma sistemi ise kısaca “Hedef Fiyatlandırma” olarak anılır ve belirli bir zaman dilimi içinde işletmenin yapmayı hedeflediği yatırımlardan belirli bir oranda kâr elde etme amacı ile oluşturulacak fiyatların tespit

edilmesi biçiminde uygulanmaktadır. Başa baş analizi yapılarak maliyetler, üretim kapasitesi ve kâr arasındaki bağlantı ortaya konulabilir. Bu analiz ile işletme, hangi fiyat seviyesinde maliyetini karşılayabilecek bir üretim miktarına ulaşacağını ve de kâra geçeceğini tespit edebilir. Başa baş noktası, belirlenen bir fiyat için işletmenin satması gereken en az ürün miktarının olduğu noktadır. Bu seviye, işletmenin bütün giderlerinin karşılandığı ancak hiçbir kâr elde edilemediği seviyedir. Sonuç olarak hedeflenen kâr, ya yapılan yatırımların yüzdelik oranı olarak ya da toplam net bir değer olarak tespit edilir. Bu modelin ilk adımı, yapılacak yatırımlardan beklenilecek karın tespit edilmesidir. Bunun için ise öncelikle ortalama bir üretim hacminin tahmin edilebilmesi gereklidir.

3.4.2. Rekabete dayalı fiyatlandırma

Maliyete dayalı fiyatlandırma yöntemi ile fiyatlarını belirleyen işletme yöneticileri, kendilerine ait harcamaları göz önüne alarak fiyatları ortaya koymaktadır. Ancak her zaman işletmeler böyle rahat fiyat belirlemesi yapamayabilirler. Belirli bir fiyat baz alınarak, bütün maliyetleri bu fiyata göre belirlemek zorunda kalınabilir. Genellikle perakende satış yapan işletmelerin rekabet şartları ağır olduğu için burada rekabet fiyatlarının belirlenmesi gerekecektir. Üretici firmalar pazarın şartlarına uygun fiyatın bir miktar altında ya da üzerinde bir fiyat belirlemek zorundadırlar. İşte bu belirleme yapılırken rakip üreticilerin fiyat ile ilgili kararları oldukça önemli bir hal alır. Böyle piyasa ortamlarında rakiplerin fiyatlandırma kararlarını esas belirleyici olarak düşünerek fiyatların belirlenmesine rekabete dayalı fiyatlandırma denir.

Bu modelde rakiplerin fiyatları odak noktasına yerleştirilir. Model, daha çok piyasada güçlü birkaç büyük üreticinin olduğu durumlarda iş yürüten işletmeler tarafından uygulanır. Bu model esasen büyük üreticiyi takip etme stratejisidir. Bu modelin en önemli üstünlüğü ise oldukça kolay uygulanabilir olmasıdır. Fazlaca bir pazar araştırması ya da istatistik çalışmasına gerek olmadan fiyatlar belirlenebilir. Fiyat belirleme aşaması rakip işletmelerin fiyatlarını öğrenip kendi fiyatını buna göre tespit etme şeklinde gerçekleşir. Bu modelin en büyük dezavantajı üretici işletmenin bağımlı şekilde kalmasıdır. Fiyatlarını kendi kontrolü dışında bir sabit veri üzerinden belirlemek zorundadır. Fiyatlandırma stratejisini rakip işletmelerin stratejileri, maliyetleri, fiyatları ve pazar tekliflerine dayalı olarak ilerletmek zorundadır. Tüketici tarafı bu tarz piyasalarda ürünlerin fiyatlarını diğer benzer ürünlerin fiyatlarıyla karşılaştırarak karar

verir. İki farklı yaygın uygulama şekli bulunmaktadır: Piyasa fiyatını esas alma ve kapalı zarf usulü.

Piyasa fiyatını esas alma yöntemi rekabete dayalı fiyatlandırmanın en çok kullanılan türüdür. Firma, kendi fiyatını piyasadaki ortalama fiyat seviyelerinde tutmak için uğraş gösterir.

Kapalı zarf usulü, açık eksiltme ya da ihale yöntemleri ile özellikle kamu kurumlarının satın almalarında kullanılır. Büyük kurumsal şirketler de yaygın şekilde kullanılmaya başlanılmıştır. Bu modelde mal ve hizmetleri verecek olan şirketler rakip şirketlerin verecekleri fiyat tekliflerini kestirmeye çalışıp onlardan bir miktar düşük fiyat teklifi vererek işi üzerlerine almaya çalışırlar. Teklif fiyatı ne kadar düşük olursa ihaleyi kazanma ihtimali de o oranda yüksek olur. Ancak bu durumda da kazanç azalmış olur.

3.4.3. Talebe dayalı fiyatlandırma

Bu tür fiyatlandırma yaklaşımında önemli olan tüketicinin ürünü nasıl algıladığıdır. Yani işletmeler tüketici yani talep odaklı olarak fiyatları belirlemektedirler. Özellikle tüketicilerin ürüne karşı fiyat hassasiyetinin düşük olduğu ya da farklı seçeneklerinin sayısının az olduğu durumlarda Talebe Dayalı Fiyatlandırma işletme açısından olumlu fiyatlar ortaya çıkarabilmektedir. Burada maliyetler ya da rakiplerin fiyatları çok fazla dikkate alınmaz. İşletmede “algılanan değer” olarak bilinen tüketicilerin söz konusu ürün ile ilgili algıladıkları değer önemlidir. Fiyatlandırma süreci de maliyete dayalı fiyatlandırmanın tam tersi olacak şekilde işlemektedir. Önce tüketici algısına bağlı olarak hedeflenen fiyat oluşturulup sonra ürünün ve maliyetinin ne olacağı kararlaştırılmaktadır.

Talebe dayalı fiyatlandırma yönteminde, tüketicilerin ürün için ortaya koydukları talep karakteristiği göz önüne alınarak ürün fiyatlandırılır. Ürüne olan talep yüksekse ürün için belirlenen fiyat yükselecektir. Ancak ürün nispeten az talep alıyor ise ürünün fiyatının da düşük olması beklenir. Ancak gerçek piyasa koşullarında tüketicilerin karar algılarını tespit etmek bu kadar kolay olmamaktadır. Talebin değişkenliği bu tür fiyatlandırmanın en önemli sorunudur. Bir anlamda fiyat değişimine karşılık olarak talebin ne oranda değişeceği tespit edilmelidir ve bu oldukça zordur. Fiyatlar bazen tahmin edilen değerlerle uyumlu olamamaktadır. Fiyatlar, algılanan

değerden yüksek olduğunda satış miktarı azalmakta, aynı şekilde fiyatlar algılanan değerden düşük olduğunda da toplam satış gelirlerinde azalmaya sebep olmaktadır.

3.5. Dinamik Programlama

Dinamik programlama, Richard Ernest Bellman tarafından 1950 yılında ortaya konulmuş ve adlandırılmıştır (Bellman, 1957). Bu modelin amacı, karar süreçlerini birden çok aşamalı hale getirerek çözüm sağlamaktır. Dinamik programlama, en genel olarak problemleri aşamalar halinde çözmeyi hedefler. Her bir aşama için olası en uygun çözümü bulmaya çalışır. Dinamik programlama yöneylem araştırması ile ilgili olarak çözüm fonksiyonlarını elde etmek için kullanılan yöntemlerden biridir. Çözüm sürecinin hedefi, mevcut koşulların kısıtlarını dikkate alarak karşılaşılan sorunla ilgili en iyi kararı verebilmektir.

Dinamik programlama yönteminde, her aşama yani kademe bir önceki aşamalar ile takip ediyor olmaları açısından ilişkili durumdadır. Her aşamanın sonucunda ulaşılan çözüm problemin nihai çözümü değil sonuçta elde edilecek asıl çözümün bir parçasını oluşturmaktadır. Birbirlerini takip eden ve birbirlerini karşılıklı olarak etkileyen bir dizi kararın baştan sona kadar ele alınması gerekliliği vardır. Sonuç olarak, bütün ara problemler için kararlar ve çözüm fonksiyonları elde edilmesi hedeflenmektedir. Diğer taraftan çözümü istenilen problemin birbirleri ile ilintili alt problemlere bölüştürülebilme karakteristiğine sahip olması da gerekmektedir.

Herhangi bir problem için geliştirilecek karar modelinin, birbirine karşılıklı olarak bağlı karar modelleri haline dönüştürülebilmesi dinamik programlamanın uygulanabilmesi için yeterli olmaktadır. Bir problemde koşullar bir zaman aralığı içinde değişim gösteriyorsa ve bu değişimler alınacak kararı etkileyecek düzeyde ise, dinamik programlama modelinin uygulanması gerekir.

Dinamik programlama modeli doğrusal bir şekilde ilerlemez. Bütün sistem parçaları ardışık olarak kabul edilir ve aralarında bir bağlantı fonksiyonu elde edilmeye çalışılır. Dinamik programlama modelinin ön plana çıkmasını sağlayan en iyi özelliği, zamanı bir değişken olarak dikkate alabilmesidir. Ayrıca birden çok boyutu olan problemleri çözerken oldukça etkili bir hesaplama kolaylığı sağlamaktadır. Bunun yanında en önemli dezavantajı olası bütün problemler için uygulanabilecek tek bir modelin tanımlanamıyor olmasıdır. Dolayısıyla her problemin kendi içinde ayrıca formüle edilme zorunluluğu vardır.

Dinamik programlama ile problem çözümlenirken, işlemler basamaklara ayrılmaktadır. Her problem alt bölümlere, adımlara ya da tek tek aşamalara ayrılır. Bu bölümlenme işlemi ayrıştırma ya da dekompozisyon olarak tanımlanır. Her aşamanın sonunda, sadece bir defa olmak üzere en uygun çözümü elde edebilmek için karar verilir. Problemin sonunda kesinleşmiş çözümü elde edebilmek için her aşamadaki sonuçlar bir araya getirilir. Birleştirme sonucu politika olarak isimlendirilen kararlar dizisi elde edilmiş olur.

3.5.1. Dinamik programlamada kullanılan kavramlar

Dinamik programlamanın çok geniş bir kullanım alanı bulunmaktadır. Genel tanım olarak tekrarlama denklemleri ile optimum hale getirme tekniği olarak bilinir. Tekrarlama denklemleri ile kastedilen bir önceki aşamadan elde edilen verilerden yararlanarak kademeli olarak ilerlemenin gerçekleştirilmesidir. Dinamik programlama ile ilgili açıklamalar yapılırken bazı kavramlar kullanılmaktadır. Bunlar; aşama, durum, karar ve optimal politika ve geçiş fonksiyonlarıdır.

Aşama: Sonuçta verilecek nihai karardan önce, ara kararlar verilmesi beklenen bölümler olarak tanımlanabilir. Karar verilecek probleminin bir bölümü olan aşama, ara ya da nihai kararların düzenlenmesi amacıyla belirlenmektedir. Aşamaların sayısı çözüm sürecinin uzunluğuna göre değişebilir. Aşamaların yapısı sürecin sürekli ya da kesintili olmasına göre önemli değişiklikler gösterir.

Durum: Her aşama içinde modelin ya da denklemlerin alabildiği değerlerdir. Yani durum, herhangi bir aşama ya da onu izleyen diğer aşamalarda dağıtılan kaynaklar olarak tanımlanabilir. Durum tanımı kesin bir kavram değildir. Yapılan çözüm analizinin karakteristiğine bağlıdır. Örneğin bir stok probleminin stok düzeyi ya da üretim problemi için üretim düzeyi, bir aşamanın durumunu ortaya koyabilir.

Karar: Herhangi bir sürecin aşamaları arasında ilerleme ile ilgili olası seçenekler arasından bir seçim yapılması gerektiğinde bu seçim işlemi karar olarak tanımlanır. Herhangi bir durum ya da bir aşama için verilen bir karar, sürecin tamamında durumu ve de aşamayı değiştirebilir. Bu sebeple her bir karar, geçerli durumdan sonraki aşamaya bağlı olan duruma geçişte etkilidir. Her aşamanın karar alma süreci, o aşamadaki seçeneklerden birinin seçilmesi ile sonuçlanır. Bu aşama kararı olarak bilinir. Her bir aşamanın sonunda en uygun seçenek tercih edilebilirse bu

politika kararı olarak belirlenir. Takip eden aşamalarda da alınacak kararlar bu politika kararına uygun olacaktır.

Optimal Politika: Çok aşamalı bir karar süreci içinde her bir kararın, maliyet olarak bir kazancı. Bu kazanç, sürecin aşaması ve durumu ile birlikte değişebilir. Optimal politika, süreçteki her aşaması için verilen kararların sıralamasıdır. Çözüme gidilirken bir aşamadan diğerine sıradaki önceliğe göre ilerlenir. Son aşamaya gelindiğinde her bir fonksiyon için değerler tespit edilerek sonuca gidilir.

Geçiş Fonksiyonları: Her aşamadaki durumlar için verilebilecek kararlara göre, bu aşamanın önceki ve sonraki aşamasında hangi duruma gelineceğini belirleyen korelasyon fonksiyonlarıdır. Bütün problem için baştan sona geçerliliğini koruyacak bir ilişki fonksiyonudur.

3.5.2. En uygunluk kuramı

Çok aşamalı karar süreci; belirlenen bir yöntem ya da kriter doğrultusunda sıralı olarak adımlara ayrılmış olan bir karar sürecidir. Çok aşamalı bir süreç irdeleneceğinde sürecin uzunluğu ve çözüm istenilen problemin durumu detaylı olarak ele alınmalıdır. Çünkü çok aşamalı bir karar süreci problemin ilk durumu ve sürecin uzunluğu ile tespit edilebilir. Tekrarlama ilişkisi, her bir aşamada tekrarlanan ve çözümü en uygun olan karara doğru götüren yineleme fonksiyonudur. Yani, her aşamada bulunan durumlar için verilebilecek karara göre, bu aşamanın önündeki ya da arkasındaki aşamanın hangi durumda olacağını belirleyen ilişkiler geçiş fonksiyonları olarak isimlendirilmektedir.

Dinamik programlama modelinin temeli, Bellman tarafından ortaya atılan optimalite kuramıdır. Bu kuramın anlayışına göre sonuç elde edilirken şu anlayış belirleyici olmalıdır. Bir politikanın özelliği, başlangıç durumu ve kararları ne olursa olsun geri kalan kararlar, ilk verilen kararların sonucuna göre optimal bir politika oluşturur. Yani izlenecek çözüm yöntemi içinde, önce alınan kararlar ne olursa olsun, takip eden aşamalarda yine optimal politika elde edilecektir. Dinamik programlama yönteminde süreç için optimal politika, alt optimal politikalardan oluşur. İlk olarak Richard Bellman tarafından kullanıldıktan sonra isimlendirilen “Bellmann eşitliği” dinamik programlamada en uygun duruma ulaşmak için kesinlikle gereklidir.

3.5.3. Dinamik programlama türleri

Dinamik programlama ile ilgili problemlerin ortaya çıkışında, ekonomik süreçleri inceleyen durumlar önemli ölçüde yer alırlar. Bir ekonomik süreçte belli ölçüde tesadüfi özellikler olabildiği gibi, süreci denetleyebilme işlemleri de zordur. Bu durumda dinamik programlama ile ilgili problemler, tesadüfi durumların olduğu ya da olmadığı haller olmak üzere iki türlü sınıflandırılabilir. Bir süreç içinde aşamalar ve durum değerleri sonlu ise çok aşamalı karar süreci de sonlu olacaktır. Eğer bir süreç sonsuz uzunlukta ise ya da çok geniş bir aralıkta ise bu süreç sonsuz olarak düşünülebilir. Süreç ile ilgili hiç bilgi alınamıyor ya da çok az bilgi sahibi olunabiliyorsa bu sürece de bilinmeyen bir süreç denilir. Böyle durumlarda konu ile ilgili dinamik programlama modeli tasarımı mümkün değildir. Bir deterministik ya da stokastik dinamik programlama problemi sonlu ve sonsuz olmasına göre, dört şekilde olabilir:

- Her iki tarafı kapalı olan durum
- Sol tarafı açık, sağ tarafı kapalı olan durum
- Sağ tarafı açık, sol tarafı kapalı olan durum
- Her iki tarafı açık olan durum

Burada ekonomik yönden en kullanışlı olan durum, sağ tarafı açık, sol tarafı kapalı olan durumdur. Çünkü ekonomi ile ilgili kararlar geleceğe dönük olmalıdır. Gelecek ile ilgili bilgiler genellikle bir belirsizlik taşırlar.

Dinamik programlama ile ilgili problemlerin çözümünde, öncelikle uygun bir model kurulur. Farklı özelliklerdeki modellerin çözümleri için tablo ya da analitik çözüm gibi farklı özellikleri olan yöntemler kullanılmaktadır.

Tablo yönteminde, her hangi bir süreçteki bütün aşamalar ile ilgili bütün olası durumlar göz önünde bulundurulur. Bütün seçenekler belirlenir, her aşamadaki seçeneklerden en iyi olanları seçilerek bir tabloya yerleştirilir. Bu tablo sayesinde optimal politika belirlenir. Analitik yöntemde ise, elde edilen dönüşüm denklemi için her aşamada türev alınır. Bu aşamalar için en uygun değerler bulunmaya çalışılır.

Dinamik programlama problemleri deterministik ve probabilistik yapıları olarak iki farklı gruba ayrılabilir. Her iki tür için de çözüm şekilleri olan ileriye doğru ve geriye doğru hesaplama şekli uygulanabilir.

İleriye doğru hesaplama, 1. aşamadan başlanıp n. aşamaya doğru hesaplanarak optimum değerlerin elde edilmesidir. Buna göre optimum toplam değer;

$$F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_{n-1} + F_n \quad (3.6)$$

şeklinde olacaktır. Her aşamada karşılaşılan duruma göre n. aşama sonundaki D_n durumunun genel ifadesi ve toplam problemin en iyi durumu;

$D_n = G_n(X_n, D_n)$ kısıtları altında

$$Max/Min\{F_1(X_1, D_1) + F_2(X_2, D_2) + \dots + F_{n-1}(X_{n-1}, D_{n-1}) + F_n(X_n, D_n)\} \quad (3.7)$$

şeklinde oluşacaktır.

Geriye doğru hesaplama, birbirleriyle ilişki içinde olan alt problemlere bölünmüş bir problemi en uygun çözüme ulaştıracak değerlerin en sondaki n. aşamadan başlanarak ilk aşamaya doğru ilerlenerek bulunmasıdır. F_n , n. aşamanın katkısı olmak üzere geriye doğru çözüm:

$$F_n + F_{n-1} + F_{n-2} + \dots + F_3 + F_2 + F_1 \quad (3.8)$$

şeklinde dir. Her aşamada belirlenecek durumların diğer aşamalarda verilecek kararları etkilediği göz önüne alınırsa n. aşamada D_n durumuyla başlayan problem için;

$D_{n-1} = G_n(X_n, D_n)$ kısıtları altında

$$Max/Min\{F_n(X_n, D_n) + F_{n-1}(X_{n-1}, D_{n-1}) + \dots + F_1(X_1, D_1)\} \quad (3.9)$$

karar modeli elde edilebilir (Bellman, 1957).

Dinamik programlama ile en kısa yolun hesaplanması için, problemi n aşamaya ayırarak ve her aşamada tek değişkenli bir alt problemi çözerek ana çözüme ulaşılabilir. Hesaplamalar tekrarlanarak yapıldığı için bir alt problemin en uygun çözümü takip eden problemin girdisini oluşturur. Son alt problem de çözüldüğünde en uygun çözüme ulaşılmış olur. Algoritmada asıl önemli olan konu problemin nasıl bölümlere ayrıştırılacağıdır.

4. ÖNERİLEN FİYATLANDIRMA METODU

4.1. Sistem Tasarımı

Önerilen sistemin tasarım detaylarına geçmeden önce mevcut uygulamanın bazı özelliklerinden kısaca bahsedilerek hangi noktalarda yenilik ve değişiklik sağlandığı ortaya konulacaktır. İletim sistemi kullanıcıları mevcut durumda EPDK tarafından yayınlanan tarifeler üzerinden fiyatlandırmaya tabi tutulmaktadır. Bu tarifenin alt kırılımlarında üreticilerin maliyetleri, iletim sistemi operatörünün maliyetleri, diğer vergi ve fonlar bulunmaktadır. Üreticilerin maliyetleri oldukça fazla değişkeni içermektedir. Ancak genel olarak, tüketicilerden tahsil edilecek bedellerin, üreticilerin piyasa (GÖP, GİP ve DGP) koşulları çerçevesinde ortaya koydukları fiyatları karşılayabilecek şekilde hesaplanması esastır. Üreticilerin piyasa rekabet koşulları çerçevesinde belirledikleri fiyatlar karşılanamayacak olursa, piyasa işletmecisi zarar etmiş olur. Mevcut durumda, hangi üretim kaynağından olursa olsun piyasada belirlenen tek marjinal fiyat (SMF) üzerinden satış yapılabildiğinden, bu durum bazı üreticiler için fazlaca avantajlı ya da dezavantajlı bir hal almaktadır. Diğer taraftan iletim sistemi operatörünün maliyetleri Yatırım Maliyetine Dayalı Fiyatlandırma (YMDF) olarak tanımlanan yöntem ile belirlenmektedir. Yine burada da iletim sistemi operatörünün maliyetlerini karşılayabilecek bedel, çeşitli kriterlere göre oluşturulmuş 14 farklı tarife bölgesi üzerinden tüketicilerden tahsil edilmektedir. İletim sistemi operatörünün üreticilerden üretim kapasitesine göre, tüketicilerden de çektikleri yüke göre tahsil ettiği “Sistem Kullanım” bedeli MW ile çarpılarak elde edilmektedir. Üreticilerden ve tüketicilerden sisteme verdikleri ya da çektikleri enerji üzerinden hesaplanan ve yine “Sistem Kullanım” bedeli olarak tahsil edilen, MWh ile çarpılarak elde edilen bir bedel daha bulunmaktadır. Diğer taraftan “sistem işletim” bedeli olarak enerji değerine göre tahsil edilen bir tarife bileşeni daha vardır. Çizelge 4.1’de 2018 yılına ait tarife bölgelerinde uygulanan fiyatlar ve açıklamaları verilmiştir.

Çizelge 4.1. İletim sisteminde kullanılan tarifeler.

Tarife Bölgeleri	Üretim			Tüketim		
	Sistem Kullanım		Sistem İşletim	Sistem Kullanım		Sistem İşletim
	₺/MW-Yıl	₺/MWh	₺/MWh	₺/MW-Yıl	₺/MWh	₺/MWh
1	24.053,17	5,51	2,50	43.127,63	4,88	2,60
2	26.222,96	5,51	2,50	41.900,79	4,88	2,60
3	26.462,47	5,51	2,50	41.988,79	4,88	2,60
4	26.804,96	5,51	2,50	41.550,33	4,88	2,60
5	27.970,58	5,51	2,50	40.897,92	4,88	2,60
6	29.392,94	5,51	2,50	39.805,99	4,88	2,60
7	29.561,60	5,51	2,50	38.837,28	4,88	2,60
8	32.561,70	5,51	2,50	37.674,57	4,88	2,60
9	33.840,99	5,51	2,50	36.402,54	4,88	2,60
10	37.577,48	5,51	2,50	34.679,34	4,88	2,60
11	39.579,35	5,51	2,50	33.372,11	4,88	2,60
12	41.270,89	5,51	2,50	32.190,45	4,88	2,60
13	43.039,91	5,51	2,50	31.365,32	4,88	2,60
14	46.167,30	5,51	2,50	28.904,00	4,88	2,60

İletim sistemi için bölgesel bir fiyat tarifi uygulanmaya çalışılıyor olmasına rağmen üretim kısmında tarife bölgesi ya da farklı fiyat uygulaması bulunmamaktadır. İletim maliyetini karşılamak için tahsil edilecek bedeller belirlenirken tüketici, enterkonnekte sistemin hangi noktasından bağlantı sağlıyor ise o noktayı içine alan bölgedeki iletim tarifesine göre fiyatlandırılmaktadır. Tarife bölgeleri kavramının daha iyi anlaşılabilmesi için Şekil 4.1’de bir sistem kesiti örnek olarak gösterilmektedir. Önceki bölümde detayları açıklanan YMDF modeline göre oluşturulan iletim tarife bölgeleri, ülke genelindeki EİH ve TM’lerin ayrı gruplar halinde değerlendirilmesi için kullanılmaktadır. Aynı şekilde üretim kaynağının türüne göre de farklı maliyetlerle karşılaşılması gerekmektedir. Her santralden elde edilen enerjinin nihai olarak aynı bedel ile satılıyor olması uygun değildir. Hem iletim hem üretim kısmında ortaya çıkacak fiyatlar ile iletim sisteminin her bir düğüm noktası için ayrı fiyatlar ortaya konulması gerekmektedir. Ancak Çizelge 4.2’de belirtildiği şekilde enterkonnekte sistemin herhangi bir noktasında Görevli Tedarik Şirketi (GTS) aracılığı ile enerji alan kullanıcılar için elektrik enerjisinin fiyatı sabittir. Görüldüğü gibi arka planda farklı iletim bölgelerinde farklı kaynaklardan üretilmesine rağmen son kullanıcının elektrik enerjisi fiyatı tek bir bedel üzerinden hesaplanmaktadır.

4.1.1. Üretim maliyetinin belirlenmesi

Üretim maliyetinin hesaplanabilmesi için bir önceki bölümde bahsedilen LCOE değeri kullanılacaktır. Ayrıca tesisin üretim şekline göre gün içerisinde değişen fiyatların elde edilmesi planlanmaktadır. Bunun için bir periyot belirlenmesi gerekmektedir. Mevcut durumda istenilen bütün zaman aralıklarında (dakikalık, 15 dakikalık, saatlik, 12 saatlik, 24 saatlik vb.) yük akışı analizi ve tespiti yapılabilmektedir. Ancak bu çalışma için saatlik periyot yeterli olacaktır. Çünkü belirlenecek fiyatların değerlendirileceği piyasalarda da halihazırda saatlik veriler kullanılmaktadır. Enterkonnekte sistemin normal yük akışı içinde her bara için her gün 24 adet fiyat oluşacaktır. Baz yük santralleri gibi yük akışı çok fazla değişmeyen santrallerden beslenen baralardaki fiyat değişimleri de aynı şekilde az olacaktır. Ancak rüzgar ya da güneş gibi gün içinde üretim kapasitesi fazla değişen santrallerden beslenen baralarda fiyat değişimleri de fazla olacaktır. Aynı şekilde tüketimin belirli aralıklarda sabit kaldığı sanayi tipi tüketicileri besleyen baralar ile konut ve sulama gibi değişken yüklerin beslendiği baralardaki fiyat değişimleri de birbirinden farklı olacaktır.

Her üretim türü için ilk yatırım maliyeti, işletmenin sabit maliyetleri ve değişken maliyetleri gibi unsurlar göz önüne alınarak fiyatlar belirlenmelidir. Bu fiyatlardan ilk yatırım maliyeti yıllık bazda üretim kapasitesine göre tespit edilirken diğer maliyet başlıkları ise üretimin seyrine göre MWh olarak belirlenecektir. Üretim santralleri için kapasite faktörü (K_f) bu bölümde önem kazanmaktadır. Kapasite faktörü, Denklem 4.1'deki şekilde ifade edilir (Çetin ve Ark., 2011).

$$K_f = \frac{E_{ürt}}{E_{top}} \quad (4.1)$$

$E_{ürt}$: Üretilen toplam enerji miktarı.

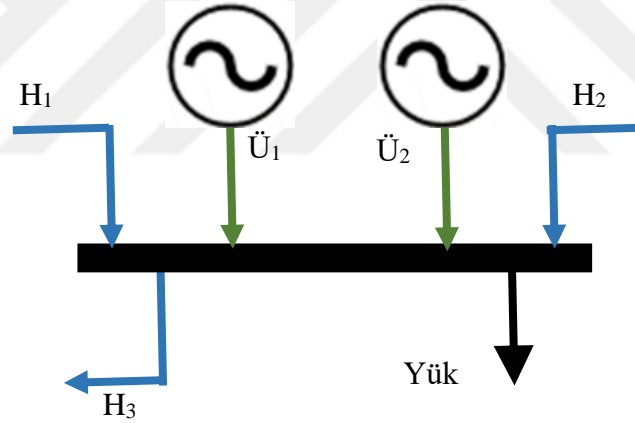
E_{top} : Üretilebilecek toplam enerji miktarı.

Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi sağlayan tesisler için kapasite faktörü diğer türlere göre oldukça düşük seviyelerde kalmaktadır. Üretim maliyetinin belirlenmesi ile ilgili hesaplamalarda bu değer dikkate alınması önemlidir.

Üretim maliyeti hesabı için öncelikle bağlantı yapılacak baradaki üretim tesislerinin belirlenmesi gerekmektedir. Bir önceki bölümde incelendiği gibi hangi tür

santrallerden üretilen elektrik enerjisinin bu barayı beslediğinin ve bu santralin maliyetleri ile ilgili verilerin bilinmesi gerekmektedir.

Baraya bağlı olan üretim tesislerinin kurulu güçleri oranında baradan çekilen toplam yük paylaşılır. Yük akış analizi verilerine göre, barayı besleyen karşı trafo merkezinde hesaplanan üretim maliyeti de tıpkı üretim santrali maliyeti gibi fiyat hesabına dahil edilir. Baranın beslediği karşı trafo merkezine (baradan yük çeken merkeze) aktarılan yük için de baradaki fiyat kullanılır. Bu hesaplamamanın uygulaması özet olarak Şekil 4.2’de gösterilen bara için örneklenebilir. \dot{U}_1 ve \dot{U}_2 üretim tesisi ile H_1 ve H_2 enerji iletim hatlarının maliyetleri barayı besleme kapasiteleri oranında toplanır. Böylece üretim tesislerinin kurulu güçleri ve yüklenme durumlarına göre ₺/MWh fiyatları ortaya çıkarılmış olur. Eldeki veriler ışığında H_3 iletim hattı ve beslenen yük için belirlenen periyottaki Yük Durumu Analizi (YDA) ortaya çıkarılır. YDA’nın sonuçları ₺/MWh olarak fiyatlandırma hesaplamalarına dahil edilerek üretim maliyeti hesaplanmış olur.



Şekil 4.2. Baradaki üretim maliyetinin hesaplanması

4.1.2. İletim maliyetinin belirlenmesi

Fiyatlandırma hesabının yapılacağı baraya bağlı (pozitif ya da negatif yönde enerji akışı olan) iletim hatları ve karşı merkezler belirlenir. İlgili periyottaki yük akışına göre baradan beslenen ya da baranın çektiği yükler tespit edilir. Karşı merkezden baraya enerji akışı var ise karşı merkezin barasındaki fiyat üretim fiyatı olarak değerlendirilir.

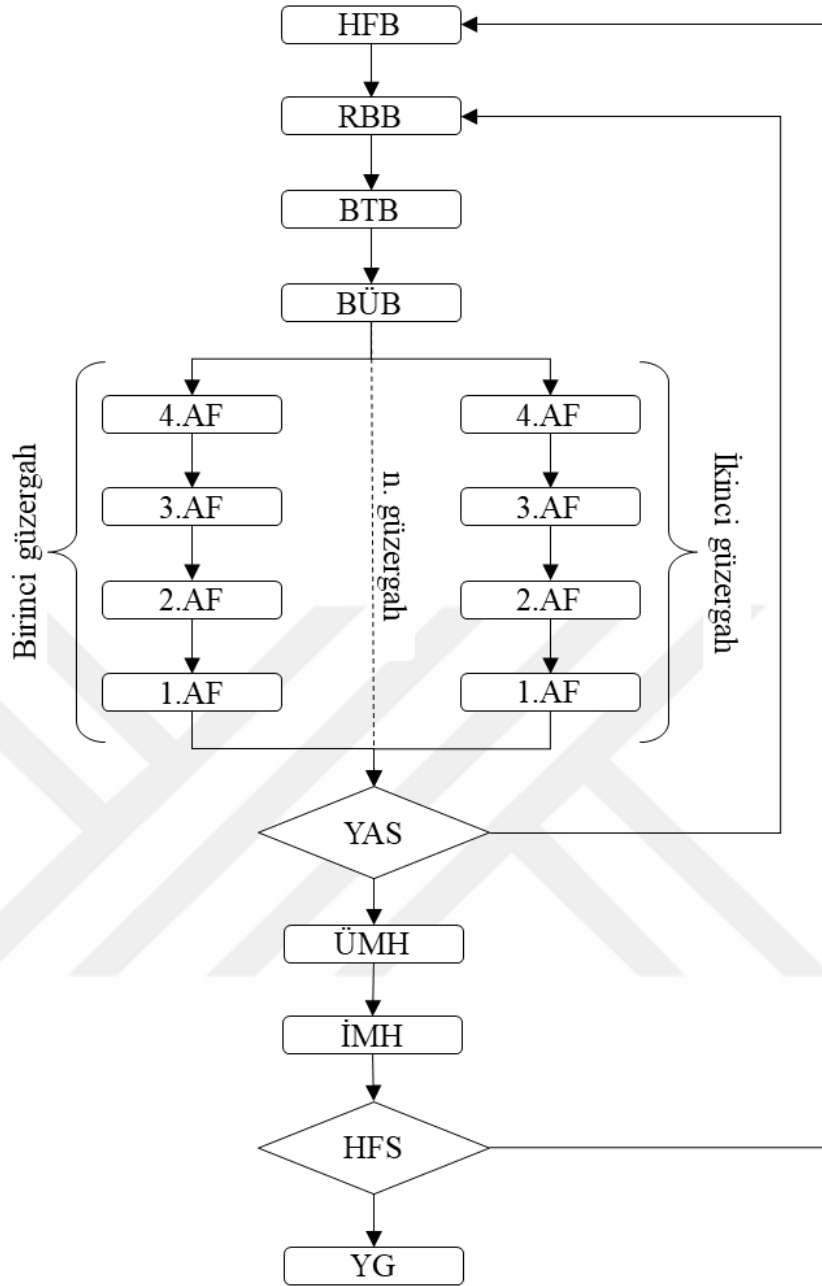
İletim Sistem Operatörünün belirlemiş olduğu iletim tarife bölgelerinin verileri bu kısımda kullanılabilir. Bu tarife bölgelerine göre, bağlantı hatlarının karakteristiği, kesiti, uzunluğu dikkate alınarak aktarılan yüke göre ₺/MWh olarak iletim maliyeti ortaya çıkarılmış olur. 154 kV, 380 kV havai hat ya da yer altı kablosu için ayrı ayrı maliyet katsayıları vardır. Bu katsayılar iletim tesisinin bulunduğu coğrafi konumdaki yatırım maliyeti ve işletme maliyeti de dikkate alınarak km bazında iletim fiyatları belirlenir. Maliyeti yüksek olan bir iletim tesisi (EİH ve TM) üzerinden güç aktarımı sağlayan sistem kullanıcısı, yüksek iletim maliyetleri ile karşı karşıya kalacaktır. Daha kısa hatlar üzerinden ve nispeten daha düşük maliyeti olan iletim tesisleri üzerinden yük aktarımı sağlayan kullanıcı da iletim maliyetleri açısından daha avantajlı fiyatlarla karşılaşabilecektir. Elbette bu hesaplama kolayca formüle edilebilecek bir durumda değildir. Enterkonnekte sistem üzerindeki yük akışının sürekli değişen durumu, hatların maliyetlerinin ve tesis sözleşme bedellerinin dengeli olmayışı, aynı hat üzerinde kesitlerin değişmesi, şehir içinden ya da farklı arazi türleri üzerinden geçen hatların belirlenemeyen maliyetleri gibi pek çok belirsizlik durumu hesaplamaları oldukça zorlaştıracaktır. Sürekli ve dinamik şekilde işletilmekte olan iletim sisteminde öngörülemeyen geçici ve kalıcı arıza durumları, kısa ya da uzun süreli bakım faaliyetleri, iletim sistemine yeni eklenen ya da çıkarılan tesislerin varlığı, iletim sistemi operatörü tarafından kontrol edilemeyen şalt tesislerinin bulunması iletim maliyet hesabını etkileyecek diğer olumsuz faktörlerdir. Hem hesaplamaları karmaşık hale getirecek bu gibi verilerden kaçınmak için hem de tez çalışmasının konusu olan üretim kaynak türlerinin hesaplara yansıtılması konusundan uzaklaşmamak için iletim maliyet hesaplamaları bazı genel kabuller yapılarak gerçekleştirilecektir.

4.2. Algoritma Tasarımı

Üretim maliyetinin ve iletim maliyetinin hesaplanmasından sonra iletim sistemi üzerinde belirlenecek herhangi bir baradaki (referans bara) elektrik fiyatının hesaplanabilmesi için uygun bir algoritma kullanılacaktır. Algoritmanın işlem basamakları Şekil 4.3'te gösterilmektedir. Bu akış şemasına göre iletim sistemi üzerinde fiyatı hesaplanmak istenilen bara ile ilgili bazı bilgilerin elde edilebilmesi gerekmektedir. Bu bilgiler şu şekilde sıralanabilir:

- Baraya bağlı üretim tesisleri; bu tesislerin üretim kapasiteleri, kurulu güçleri, kapasite faktörleri, olası arıza ve bakım bilgileri,
- Baraya bağlı tüketiciler; bu tesislerin tüketim karakteristiği,
- Baranın bağlı olduğu enerji iletim hatları; bu hatların kesitleri, uzunlukları, olası arıza ya da bakım durumları,
- Bağlı iletim hatlarının diğer tarafındaki karşı baralar,
- Belirlenen periyotlardaki yük akışı durumu; merkezler arasındaki enerji alış-verişi ile birlikte sistemdeki belirlenmiş karakteristik akış analizi bilgileri,
- Sistemde ilgili periyotta olası kısıtlılık durumları; arıza, bakım ya da diğer sebeplerden dolayı iletim sisteminde oluşan kısıtlılık durumları.

Elde edilen bu bilgiler sayesinde akış şemasında belirtilecek her adımda hızlı bir şekilde fiyat hesaplaması yapılabilecektir. Sürekli değişim gösteren ve bazıları anlık tahminlerle elde edilebilecek bu verilerin dinamik bir şekilde sistem işletmecisi tarafından ilgili periyottan en az 1 saat öncesinde hazır olması gerekmektedir. Üreticiler ile ilgili bilgilerin büyük çoğunluğu Gün Öncesi Piyasada fiyat teklifleri sunulurken elde edildiği için sorun olmayacaktır. İletim sistemindeki hatların ve trafo merkezlerinin karakteristikleri ile yapılacak planlı bakım çalışmaları bilgileri de önceden elde edilebilir. Olası arıza durumları ile sistemdeki anlık yük akışı değişimleri ve özellikle yenilenebilir enerji santrallerindeki beklenmeyen üretim kayıpları yaşanması durumunda akış şemasındaki hesaplamaların ilgili periyot için yeniden gerçekleştirilmesi gerekecektir. Akış şemasındaki adımların her biri için detaylı açıklamaları aşağıda verilmektedir.



Şekil 4.3. Önerilen fiyatlandırma algoritması akış şeması

Algoritmanın her bir basamağı aşağıdaki şekilde açıklanabilir:

1. **Hedeflenen Fiyatın Belirlenmesi:**

Yatırım yapacak kuruluş kendisi için uygun olacağını düşündüğü hedef fiyatı belirlemelidir. Bu fiyat yapılan yatırım için en uygun fiyat olarak hesaplanmalıdır.

2. **Referans Baranın Belirlenmesi:**

Hesaplamaların yapılacağı referans olarak seçilen baranın belirlenmesi gerekmektedir. Bu bara seçimi algoritma tasarımı için sonucu etkilemeyecek olup her bara için ayrı bir fiyat elde edilmesi algoritmanın asıl hedefidir.

3. Referans **Baradaki Tüketim Tesislerinin Belirlenmesi:**

Referans olarak seçilen baradaki tüketim tesisleri, bağımsız yükler ayrı ayrı belirlenir. Yük akışına göre hangi tüketim tesisinin ne kadar yük çektiği ilgili periyot için belirlenir.

4. Referans **Baradaki Üretim Tesislerinin Belirlenmesi**

Referans olarak seçilen baradaki üreticiler, barayı besleyen diğer iletim hatları, OG bara üzerinden bağlı diğer üretim tesisleri ayrı ayrı tespit edilerek ilgili periyotta barayı besleme oranları bulunur.

5. **Bütün Aşamalardaki Çözüm Fonksiyonları:**

En az dört basamaklı olarak belirlenen güzergâhlardaki her bir aşama için fonksiyonların elde edilmesi bu aşamada yapılır. Referans baradan itibaren birbirine bağlı baraları takip ederek 4. basamaktan 1. basamağa kadar fonksiyonlar elde edilir.

6. **Yük Akışının Uygunluğu Sorgulanır.**

Elde edilen fonksiyonların yük akışına uygunluğunun kontrolü yapılmalıdır. Aşamalardan birinde yük akışının tersine doğru elde edilen bir fonksiyon bulunması halinde ya da fonksiyonlardan biri işletme kısıtları nedeniyle sağlanamayacak bir çözüm içeriyor ise bu sorgu adımının cevabı olumsuz olacaktır.

7. **Üretim Maliyetinin Hesaplanması**

Üretim kaynağının türüne göre üretim maliyetinin hesaplanması bu bölümde yapılacaktır. Referans baraya bağlı olan bütün üretim tesisleri için ayrı ayrı hesap yapılması gerekmektedir. Aynı zamanda baraya enerji veren diğer baralardaki bara maliyeti referans baraya üretim tesisi gibi yansıtılır.

8. **İletim Maliyetinin Hesaplanması**

Baraya bağlı olan enerji iletim hatları ile ilgili maliyetler bu bölümde hesaba dâhil edilir. Enerji iletim hatlarının uzunluğu, kesiti, yük akışı bilgileri ayrı ayrı hesaplanır. Üretim ve iletim maliyeti olarak elde edilen gerçek rakamlar her aşamadaki çözüm fonksiyonlarında yerlerine yazılır ve 1. aşamadan 4. aşamaya kadar sonuçlar bulunur.

9. **Hedef Fiyatın Sorgulaması**

Algoritmanın başında hedeflenen maliyet ile çözüm fonksiyonlarından elde edilen optimum maliyet karşılaştırılır. Eğer hedeflenen maliyetin üzerinde bir maliyet elde edilmiş ise bu sorgu adımının cevabı olumsuz olacaktır.

10. **Yatırımın Gerçekleştirilmesi**

Bu aşama yapılan hesaplamalar çerçevesinde referans olarak seçilen baradan enerji alınmasının doğru olacağı kararı verilmiş olur.

4.3. Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama (Multi Stage Dynamic Programming)

Dinamik programlama algoritması temel alınarak tasarlanan fiyatlandırma algoritmasının, yenilik ortaya koyan üç farklı özelliği bulunmaktadır. Bunlardan ilki üretim tesisinde kullanılan kaynağın türüne ait bilgilerin hesaplamalarda kullanılıyor olmasıdır. Buna göre hangi bara hangi üretim tesisinden besleniyor ise fiyatı ona göre belirlenebilecektir. Ortaya konulan diğer yenilik; üretim tesisinin ve baranın enterkonnekte sistem üzerinde bulunduğu konumun doğrudan fiyatlandırma hesaplarına dahil ediliyor oluşudur. Üçüncü ve son yenilik ise uygulanan dinamik programlama tekniğindeki aşamaların (kademelerin) tek yönde değil birden fazla yönde ilerliyor olmasıdır. Geleneksel dinamik programlamada aşamalar ileri ya da geri olacak şekilde tek yönlü olarak belirlenir ve hesaplamalar bu yönde ilerletilir. Önerilen bu yeni metotta ise ilgili baranın bağlantı şekline göre birden fazla yönde aşamalar belirlenebilmektedir. Dinamik programlamanın nihai olarak ulaşmaya çalıştığı “optimallik kriteri” ya da en uygunluk kriterine birden fazla yönde aşamalar belirlenerek ulaşılabilecektir. Böylece olabilecek en uygun formülasyona ulaşılmış olacaktır. Bu nedenle algoritmanın adlandırılması için “Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama” (Multi-Stage Dynamic Programming-MSDP) ifadesi kullanılmıştır.

MSDP yönteminde öncelikle tüketici tarafından hedeflenen fiyatın belirlenmesi gerekmektedir. Sonrasında hangi bara için fiyat hesaplaması yapılacağı belirlenecektir. Enterkonnekte sistem üzerindeki bütün baralar ayrı ayrı numaralandırılmış olduğu için formüller bu numara üzerinden yürütülür. Ardından bu baraya bağlı olan üretim tesisleri ve tüketim tesisleri tespit edilir. Üretim tesislerinin toplam kurulu gücü, kapasite faktörü, kaynak çeşidi ve ilgili periyot aralığı için Yük Durumu Analizi ortaya çıkarılır. Aynı şekilde tüketim tesisleri için de kapasite bilgileri elde edilir. Daha sonra bu baraya bağlı enerji iletim hatları ve bu hatların uzunluğu, kesiti (varsa kesit değişimleri), taşıma kapasiteleri ve hattın kısıtlılık durumları belirlenir. Bu aşamanın ardından ilgili baradan geriye doğru ilk aşama yolu belirlenir. İlgili baraya en yakın olan bara, ardından bu baraya bağlı diğer bara ya da baralara doğru en az 4 aşama olacak şekilde ilerlenir. Aynı anda ilgili baraya bağlı olan diğer bara üzerinden farklı yöne doğru yine 4 aşama kadar ilerlenir. Olası bütün güzergahlarda aşamalar tamamlandıktan sonra elde edilen hesaplamalar karşılaştırılır. En avantajlı aşamaların güzergahı belirlenmeden önce yük akışı ve hattın karakteristik özelliklerine göre herhangi bir kısıtın olup olmadığı kontrol edilir. Kısıt varsa bu kısıtın müsaade edebileceği şekilde hesaplamalar tekrarlanır.

Kısıtın olmadığı ya da hesaplamalara dahil edildiği durumda fiyatlandırma formüllerine ulaşılmış olur. Bu aşamanın ardından üretim tesisi için elde edilmiş olan gerçek değerler ile iletim hatları için tarifelerden alınan değerler formülasyonda yerlerine yazılarak ilgili bara için optimum enerji fiyatı elde edilmiş olur.

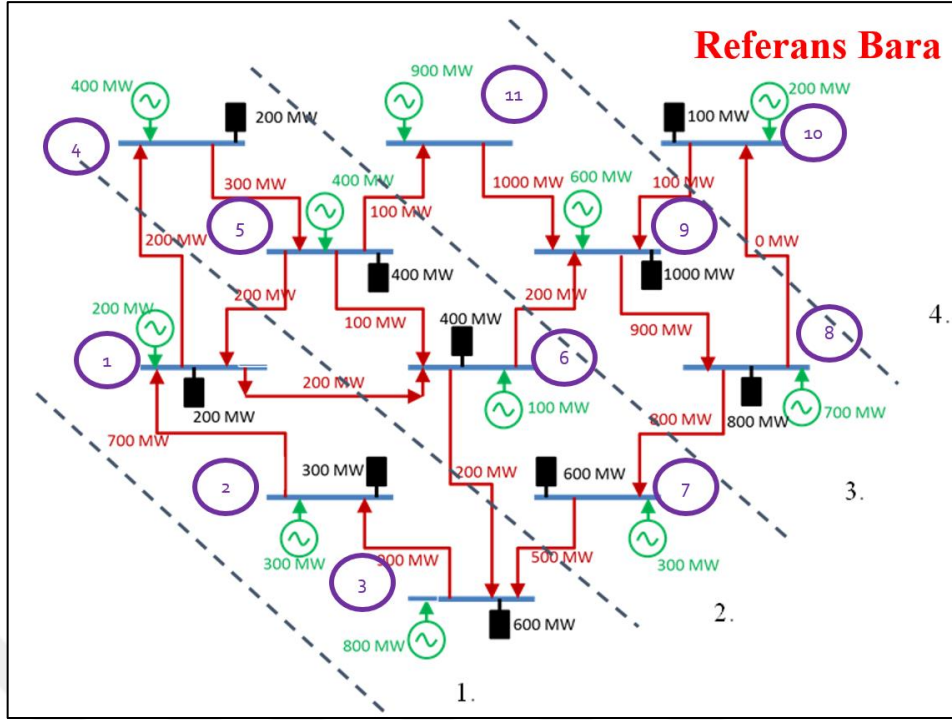
4.4. Tasarımın Sayısal Olarak İşleyişi

Sistem ve algoritma tasarım aşamaları verilen MSDP modelinin sayısal olarak işleyişi iki farklı örnek ile bu bölümde detaylandırılacaktır. Birinci olarak enterkonnekte sistem üzerindeki 11 baralı dengeli gerçek bir kesitin üzerinde MSDP çalıştırılacaktır. İkinci olarak ise IEEE-30 bara test sistemi olarak bilinen sistem üzerinde model çalıştırılacaktır. Elde edilen fonksiyonlar ve bu fonksiyonların sonuçları mevcut fiyatlandırma yöntemi ile karşılaştırılacaktır.

4.4.1. Dengeli sistem kesiti

Tasarımın işleyişini anlatabilmek için Şekil 4.4.'te verilen enterkonnekte sistemin küçük bir kesitini ele alalım. Burada sistemin yükler ve üretim tesisleri açısından dengede olduğu görülmektedir. Yüklerin toplamı (talep) ve üretim tesislerinin üretimleri (arz) birbirine eşit olmalıdır. Çünkü enterkonnekte sistemin tamamı dikkate alındığında da yine bir denge durumu söz konusu olacaktır. Örnek sistem kesitinin anlık yük akışı da görülmektedir.

Toplamda 11 farklı baradan oluşan örnek sistem kesitinde farklı kaynaklardan oluşan toplam 4800 MW üretim ve yine aynı miktarda yük bulunmaktadır. 16 farklı enerji iletim hattı ile birbirine bağlı olan bu sistemde öne sürülen algoritma sayesinde her bara için ayrı bir fiyat ortaya çıkarılabilecektir.



Şekil 4.4: Elektrifikasyon sisteminin örnek bir bölümü (dengeli sistem)

Mevcut yöntemde üretim tesislerinin sunmuş oldukları fiyatlara göre piyasa takas fiyatı 216 ₺/MWh olarak belirlenecektir. Belirlenen periyotta sunulan tekliflerin en düşüğünden başlamak üzere yükün hepsini karşılayabilecek en sondaki üreticinin belirlediği fiyat piyasa takas fiyatı olarak elde edilmektedir. Bu durum Şekil 4.5'te gösterilmektedir.

Kaynak Türü	Teklif Fiyatı [₺/MWh]
1 HES	182
2 Kömür	183
3 HES	188
4 RES	190
5 GES	194
6 DGKÇ	199
7 HES	200
8 Kömür	201
9 DGKÇ	204
10 RES	211
11 Kömür	216

400
1300
1400
1800
2400
2600
2700
3400
3700
4500
4800

Şekil 4.5: Piyasa Takas Fiyatının elde edilmesi (Mevcut yöntem)

Üretim santrallerinin kaynak türleri birbirinden farklı olacağı için piyasadaki teklif fiyatları da farklı olacaktır. Örnek sistem kesitindeki üretim santrallerinin hesaplamalarda kullanılacak bilgileri Çizelge 4.3'te gösterilmektedir. Hesaplamalara başlanılmadan önce referans olarak seçilecek baranın belirlenmesi gerekmektedir. Dinamik Programlamanın bir önceki bölümde bahsedilen aşamalı çözüm tekniğine göre örnek olarak seçilen baradan başlayarak aşamalar belirlenecektir. Bu aşamalarda bulunan diğer baraların referans baradan çektiği enerjinin fiyatı ortaya çıkarılacaktır.

Çizelge 4.3. Üretim tesisleri ile ilgili sayısal bilgiler.

	Kaynak Türü	Kurulu Gücü [MWe]	Teklif Fiyatı [₺/MWh]	Üretim Miktarı [MW]	Kapasite Faktörü (%)
1	Kömür	400	216	400	88
2	HES	1000	182	900	86
3	RES	130	190	100	32
4	DGKÇ	600	204	400	93
5	Kömür	720	183	600	91
6	RES	310	211	200	28
7	GES	180	194	100	21
8	HES	800	188	700	80
9	HES	330	200	300	91
10	DGKÇ	1000	199	800	96
11	Kömür	550	201	300	83

Referans bara olarak 10 numaralı bara seçilmiştir. Görüldüğü gibi bu bara üzerinde 200 MW gücünde bir üretim tesisi ile 100 MW yük çeken bir tüketici grubu bulunmaktadır. Üretici ile ilgili verilen bilgiler ile yük akışının durumuna göre ilk hesaplama $F_4(10)$ şeklinde yazılabilir. Bu baradan itibaren geriye doğru en az 4 aşamalı olarak çözüm fonksiyonları elde edilecektir;

Dördüncü aşamada baraya ait üretim tesislerindeki ve tüketim tesislerindeki zati üretim ve tüketimlerin toplamı ($UTTM$) hesaplanır. Burada Denklem 4.2 kullanılabilir.

$$F_4(10) = UTTM [TL/MWh]$$

4. Aşamamın Fonksiyonu

Baranın zati üretim ve tüketimleri toplamı [₺/MWh]

10 numaralı baraya ait fonksiyon

$$UTTM = \frac{UM_1 \cdot UK_1}{UK_{Top}} + \frac{UM_2 \cdot UK_2}{UK_{Top}} + \frac{UM_n \cdot UK_n}{UK_{Top}} [TL/MWh] \quad (4.2)$$

UTTM: Toplam üretim ve tüketim maliyeti

UM₁: 1. Kaynağın MW başına üretim maliyeti

UK₁: 1. Kaynağın baradaki toplam üretim miktarı

UK_{Top}: Baradaki toplam üretim miktarı

Üçüncü aşamada 9, 8 ve 11 numaralı baraların, referans bara olan 10 numaralı bara üzerindeki maliyet etkilerini ortaya koyan fonksiyonlar elde edilir. Bu fonksiyonlar sayesinde referans barayı besleyebilecek en uygun yol belirlenmiş olacaktır. Bu örnek için elde edilen fonksiyonlar aşağıdaki denklemlerde verilmektedir. Burada $F_{(9-8)}(IM)$ olarak verilen fonksiyon, 9 numaralı bara ile 8 numaralı bara arasındaki enerji iletim hattının iletim maliyeti ile bu hattan çekilen yükün maliyetinin toplamını ifade etmektedir.

$$F_{(9-8)}(IM) = [BM_9 + TM_{(9-8)} \cdot k] \times LF \quad [TL/MWh]$$

9-8 arasındaki hattın fonksiyonu
İlgili periyottaki yük akışı
9-8 arasındaki hattın tesis maliyeti
9 numaralı baranın bara maliyeti

$$F_3(9) = \min \left\{ \begin{array}{l} F_{(9-8)}(IM) + F_3(8) + F_4(10) \\ F_{(9-10)}(IM) + F_4(10) \end{array} \right. [TL/MWh] \quad (4.3)$$

$$F_3(8) = \min \left\{ \begin{array}{l} F_{(8-9)}(IM) + F_3(9) \\ F_{(8-10)}(IM) \end{array} \right. [TL/MWh] \quad (4.4)$$

$$F_3(11) = F_{(11-9)}(IM) + F_3(9) \quad [TL/MWh] \quad (4.5)$$

İkinci aşamada 7, 6, 5 ve 4 numaralı baraların referans baraya doğru olan bağlantıları için çözüm fonksiyonları elde edilecektir. Bu fonksiyonlar aşağıdaki denklemlerle verilmektedir.

$$F_2(7) = F_{(7-8)}(IM) + F_3(8) \quad [TL/MWh] \quad (4.6)$$

$$F_2(6) = \min \begin{cases} F_{(6-9)}(IM) + F_3(9) \\ F_{(6-5)}(IM) + F_2(5) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.7)$$

$$F_2(5) = \min \begin{cases} F_{(5-11)}(IM) + F_3(11) \\ F_{(5-6)}(IM) + F_2(6) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.8)$$

$$F_2(4) = F_{(4-5)}(IM) + F_2(5) \quad [TL/MWh] \quad (4.9)$$

Birinci aşamada ise 3, 2 ve 1 numaralı baralar için referans baraya olan etkilerini hesaplamak için çözüm fonksiyonları elde edilecektir.

$$F_1(3) = \min \begin{cases} F_{(3-7)}(IM) + F_3(7) \\ F_{(3-2)}(IM) + F_1(2) \\ F_{(3-6)}(IM) + F_2(6) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.10)$$

$$F_1(2) = \min \begin{cases} F_{(2-3)}(IM) + F_1(3) \\ F_{(2-1)}(IM) + F_1(1) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.11)$$

$$F_1(1) = \min \begin{cases} F_{(1-2)}(IM) + F_1(2) \\ F_{(1-5)}(IM) + F_2(5) \\ F_{(1-6)}(IM) + F_2(6) \\ F_{(1-4)}(IM) + F_2(4) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.12)$$

Aynı yöntemle referans baradan başlamak üzere diğer güzergâhlar için de benzer fonksiyonlar elde edilir. Referans bara için belirlenecek olan maliyet tutarı bu formüller içindeki en ekonomik güzergâhın sonucu olarak belirlenecektir. İletim maliyetlerinin hesaplanması için kullanılacak sayısal bilgiler Çizelge 4.4'te verilmektedir.

Çizelge 4.4. İletim hatları ile ilgili sayısal bilgiler.

İletken Adı	İletken Kesiti	İletken Uzunluğu	Yük Akışı	Kısıt Durumu
1-2	1272 MCM	43 km	200 MW	Yok
1-5	954 MCM	72 km	200 MW	Yok
1-4	1272 MCM	130 km	200 MW	Yok
1-6	2x1272 MCM	62 km	200 MW	Yok
6-5	954 MCM	29 km	100 MW	Yok
4-5	1000 mm ² Kablo	12 km	300 MW	Yok
5-11	1272 MCM	64 km	100 MW	Yok
6-3	477 MCM	28 km	200 MW	Yok
3-2	1272 MCM	110 km	900 MW	Yok
3-7	795 MCM	96 km	500 MW	Yok
6-9	954 MCM	64 km	200 MW	Yok
9-11	477 MCM	43 km	100 MW	Yok
9-8	2x954 MCM	74 km	900 MW	Yok
8-7	1272 MCM	210 km	800 MW	Yok
8-10	2x1272 MCM	38 km	0 MW	Var
9-10	954 MCM	57 km	100 MW	Yok

$$F_4(10) = 40,09 [TL/MWh]$$

$$F_3(9) = \min \left\{ \begin{array}{l} 41,15 + F_3(8) \\ 35,97 \end{array} \right. [TL/MWh] \quad (4.13)$$

$$F_3(9) = \min \left\{ \begin{array}{l} 48,21 + F_3(8) \\ 39,97 \end{array} \right. [TL/MWh]$$

$$F_3(11) = 54,13 + F_3(9) [TL/MWh]$$

Üçüncü aşama fonksiyonlarından elde edilen sonuçlara göre referans bara için en ekonomik bağlantı 9 numaralı bara ile olan bağlantıdır. Ancak referans bara için en ekonomik güzergâhın tespit edilebilmesi için en az 4 aşamalı fonksiyonlar elde edilmelidir.

$$F_2(7) = 40,48 + F_3(8) \quad [TL/MWh]$$

$$F_2(6) = \min \begin{cases} 44,12 + F_3(9) \\ 52,91 + F_2(5) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.14)$$

$$F_2(5) = \min \begin{cases} 59,44 + F_3(11) \\ 60,12 + F_2(6) \end{cases} \quad [TL/MWh]$$

$$F_2(4) = 44,73 + F_2(5) \quad [TL/MWh]$$

İkinci aşamanın fonksiyonlarına göre bu aşamadaki en ekonomik güzergâh 7 numaralı baranın bağlantısıdır. Ancak bir önceki aşamadaki fiyatlar dikkate alındığında 6 numaralı baranın daha ekonomik olduğu görünmektedir.

$$F_1(1) = \min \begin{cases} 40,36 + F_1(2) \\ 56,69 + F_2(5) \\ 39,81 + F_2(6) \\ 37,76 + F_2(4) \end{cases} \quad [TL/MWh] \quad (4.15)$$

$$F_1(3) = \min \begin{cases} 47,45 + F_3(7) \\ 41,29 + F_1(2) \\ 39,84 + F_2(6) \end{cases} \quad [TL/MWh]$$

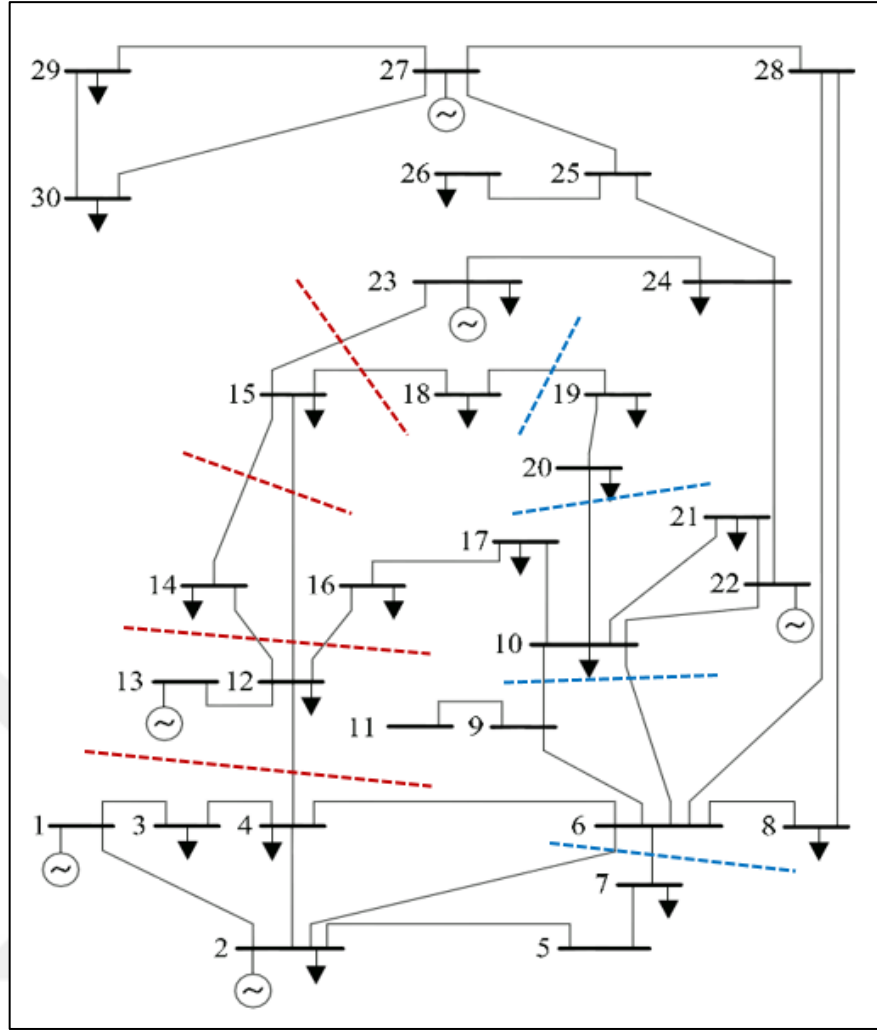
$$F_1(2) = \min \begin{cases} 51,34 + F_1(3) \\ 42,13 + F_1(1) \end{cases} \quad [TL/MWh]$$

Birinci aşamada elde edilen fonksiyonların minimum değerinde olanların da tespit edilmesi ile referans baraya doğru olan en ekonomik güzergâh tespit edilebilecektir. Buna göre; 1 numaralı baradan 6 numaralı baraya; 6 numaralı baradan 9 numaralı baraya; son olarak 9 numaralı baradan referans baraya doğru olan bağlantılar en ekonomik elektrik enerjisini sağlayabilecek olan güzergâh olarak tespit edilmiştir.

Belirlenen periyot için örnek sistem kesitinde seçilen referans baradaki elektrik enerjisi fiyatlandırmasının mevcut tarife sistemindeki değeri ile MSDP yöntemi ile elde edilen değerin karşılaştırılması Çizelge 4.5'te görünmektedir. Bu iki modelin sonuçlarındaki yüzdelik hata oranı (MAPE) yine aynı çizelgede verilmiştir. Bu sonuçlar MSDP yönteminin tarife bölgeleri yöntemine göre seçilen barada oldukça ekonomik fiyatlar ortaya çıkardığını göstermektedir.

4.4.2. IEEE-30 bara test sistemi

Tez çalışmasında önerilen MSDP modeli IEEE-30 bara test sistemi üzerinde uygulanmıştır. Söz konusu bara sisteminde ülkemizdeki tarife bölgeleri uygulanmadığı için belirli kabuller yapılarak sonuçlar karşılaştırılabilecektir. Buna göre, referans bara olarak seçilen 18 numaralı bara için fiyat fonksiyonları elde edilecektir. Şekil 4.6'da gösterildiği gibi, MSDP modeli, farklı rotalara doğru belirtilen adımlarla çalıştırılmaktadır. 18 numaralı referans baradan öncelikle 15, 14-16, 13-12 ve 1-3-4 numaralı baraların olduğu güzergâhta aşamalar belirlenmiştir. Aynı anda 19-20, 17-10-21, 6-8 ve 7 numaralı baraların bağlı olduğu güzergâhta fonksiyonlar elde edilecektir. Diğer taraftan yine referans baradan başlamak üzere seçilebilecek başka bağlantı yolları da kullanılabilir. MSDP modelindeki amaç en uygunluk kriterine en yakın fiyat fonksiyonlarının seçilebilmesidir. Bahsedilen aşamalardaki fonksiyonlar aşağıdaki şekilde yazılabilir:



Şekil 4.6 IEEE-30 bara test sistemi ve aşamalar

Çözüm fonksiyonları için seçilen birinci güzergâhtaki denklemler aşağıdaki şekilde elde edilebilir:

$$\begin{aligned}
 F_4(18) &= UTTM [TL/MWh] \\
 F_3(15) &= F_{(15-18)}(IM) + F_4(18) [TL/MWh] \\
 F_2(14) &= F_{(14-15)}(IM) + F_3(15) [TL/MWh] \\
 F_1(12) &= F_{(12-14)}(IM) + F_2(14) [TL/MWh]
 \end{aligned} \tag{4.16}$$

Bu fonksiyonlarda elde edilen sonuçlar ikinci güzergâhtan elde edilecek denklemlerin sonuçları ile karşılaştırılarak en ekonomik olan güzergâh belirlenebilecektir. Çözüm fonksiyonları için belirlenen ikinci güzergâhtaki denklemler aşağıdaki şekilde verilebilir:

$$F_4(18) = TUTM [TL/MWh]$$

$$F_3(19) = F_{(19-18)}(IM) + F_4(18) [TL/MWh]$$

$$F_3(20) = F_{(20-19)}(IM) + F_3(19) [TL/MWh]$$

$$F_2(10) = F_{(10-20)}(IM) + F_3(20) [TL/MWh] \quad (4.17)$$

$$F_1(9) = \min \begin{cases} F_{(9-10)}(IM) + F_2(10) \\ F_{(9-6)}(IM) + F_1(6) \end{cases} [TL/MWh]$$

$$F_1(6) = \min \begin{cases} F_{(6-10)}(IM) + F_2(10) \\ F_{(6-9)}(IM) + F_1(9) \end{cases} [TL/MWh]$$

Elde edilen bu çözüm fonksiyonlarının değerleri yerlerine yazılarak elde edilen sonuçlardan en uygun güzergâh ve fiyat belirlenmiş olacaktır. Referans olarak seçilen bara için MSDP yöntemi ile elde edilen fiyatlar her aşama için ayrı ayrı Çizelge 4.5'te verilmektedir. Mevcut fiyatlandırma yöntemi ile yapılan karşılaştırma sonucunda MSDP yönteminin belirlenen periyot için daha ekonomik fiyatlar elde edebildiği belirlenmiştir.

Tablo 4.5. MSDP modelinin sonuçlarının karşılaştırılması

		MSDP [₺/MWh]	MFY [₺/MWh]	MAPE (%)
IEEE-30 BTS	Dördüncü aşama	71,12	211,50	8,425
	Üçüncü aşama	101,57		
	İkinci aşama	152,30		
	Birinci aşama	193,68		
DSK	Dördüncü aşama	60,09	216,00	12,263
	Üçüncü aşama	96,06		
	İkinci aşama	140,18		
	Birinci aşama	189,51		

5. ARAŞTIRMA SONUÇLARI VE ÖNERİLER

5.1 Sonuçlar

Bu tez çalışmasının ilk bölümünde elektrik enerjisi fiyatlandırılması konusunun son kullanıcılar ve genel enterekte sistemin gelişimi açısından ne kadar önemli olduğu ile ilgili bilgiler verilmiştir. Ardından Dünya’da ve ülkemizde bu konuda daha önce ortaya konulan çalışmalar incelenerek detaylı bir literatür taraması yapılmıştır. Daha sonra bir çok önemli ülkenin elektrik enerjisi piyasa yapıları mercek altına alınarak kullanıcılara fiyatların nasıl yansıtıldığı hususunda incelemeler yapılmıştır. Diğer taraftan Türkiye elektrik piyasasındaki aktörler, piyasanın tarihsel gelişimi ve tarifelerin nasıl oluşturulduğu konularında derinlemesine bilgiler verilmiştir. Üretim kaynakları ile ilgili genel olarak maliyeti etkileyecek özellikleri hakkında bilgilere yer verilmiştir. Fiyatlandırma yaklaşımları ve bu yaklaşımların hangi türde yöntemleri kullandıkları irdelenmiş ve bu bölümün sonunda dinamik programlama hakkında bilgiler verilmiştir.

Bu çalışmada iletim sistemi kullanıcıları için uygulanan ulusal fiyat tarifelerinde yapılan hesaplamalar ile ilgili yeni bir yaklaşım ortaya konulmuştur. Gerek Dünya’daki gerekse Türkiye’deki mevcut uygulamalar ve yapılan akademik çalışmalar detaylı olarak incelenmiştir. Tüketici tarafına (talep), üretici tarafındaki (arz) gerçek maliyetlere göre farklı fiyatlar sunulmasını doğrudan amaçlayan bir çalışmaya rastlanılmamıştır. Daha açık bir ifade ile herhangi bir baradan beslenen tüketiciye baradaki üreticinin kaynak türüne göre farklı fiyat tarifesi sunularak, nodal fiyatlandırma uygulamaları içinde yeni bir bakış açısı ortaya konulmuştur. Diğer taraftan, çözüm hesaplamalarında zaman endeksli problemlerin çözümünde oldukça kullanışlı bir model olan “dinamik programlama” kullanılmıştır. Bu modelde yeni bir algoritma tasarımı ile birden fazla aşama güzergahı belirlenerek fiyat fonksiyonlarındaki en uygun çözümün seçilmesi amaçlanmıştır. Bu yöntem sayesinde oldukça başarılı sonuçlar elde edilebilmiştir. Çoklu Aşamalı Dinamik Programlama (Multi Stage Dynamic Programming – MSDP) olarak isimlendirilen bu yaklaşım, hem elektrik enerjisi fiyatlandırma uygulamalarında hem de dinamik programlama ile ilgili yapılacak diğer çalışmalara ışık tutabilecek bir model olmuştur.

Tez çalışmasının önerdiği fiyatlandırma algoritmasının ortaya çıkarılış şekli, akış şemasının oluşumu ve bu algoritma sayesinde elde edilen fonksiyonlar ile ilgili açıklamalar bir ana başlık altında incelenmiştir. Kısaca MSDP olarak isimlendirilen ve ilk olarak bu tez çalışmasında kullanılan algoritmanın aşamaları ve bu aşamalarda elde edilen fiyat fonksiyonlarının oluşumu aynı bölümde açıklanmıştır. Hem gerçek dengeli sistem kesiti hem de IEEE-30 bara test sistemi üzerinde MSDP yöntemi denenmiştir. Mevcut fiyatlandırma algoritmasının sonuçları ile yapılan karşılaştırmada bara bazındaki fiyatlarda mevcut yöntemle göre %8 ila %12 arasında farklılıkların olabileceği belirlenmiştir. İki yöntem arasındaki hata oranı MAPE olarak verilmiştir. Her bir bara için elde edilecek fiyatlarla toplam piyasa geliri değişmeyecek olsa bile tüketim ve üretim tesisleri için farklı fiyat alternatiflerinin sunulabileceği görülmüştür. Elektrik maliyetinin çok önemli olduğu tüketiciler için oldukça avantajlı elektrik tarifelerine ulaşmak oldukça faydalı olacaktır. Bu sonuçlar ışığında MSDP yönteminin bara bazlı fiyatlandırma yöntemleri arasında oldukça kullanışlı sonuçlar veren başarılı bir uygulama olduğu belirlenmiştir.

5.2 Öneriler

Ortaya konulan bu yeni yaklaşım sayesinde elektrik piyasasındaki rekabetçi ortamın daha etkin hale getirilmesi ve uzun vadede daha homojen bir elektrifikasyon sistemi için zemin oluşturulması hedeflenmektedir. Son kullanıcılara sunulan fiyat tarifelerinde kaynak türü ve coğrafi konum bilgileri hesaplamalarda kullanılmıştır. Böylece tüketicilere elektrik enerjisine ulaşmaları için farklı fiyat alternatifleri sunulmuştur. Diğer taraftan sistemin birbirinden uzak bölgelerindeki tüketim ve üretim merkezleri arasında kurulan iletim tesisleri için yapılan harcamalar azalacaktır. Uzun enerji iletim hatlarından kaynaklanan kayıpların azaltılması da sağlanabilecektir.

Mevcut iletim tarifelerinde uygulanan hesaplama yöntemlerinden elde edilen toplam gelirin, piyasanın bazı özelliklerinden dolayı MSDP yönteminden elde edilen toplam tutardan farklı olması beklenmemektedir. Çünkü halihazırda ülkemizde iletim sisteminin piyasa işletmecisi tarafından, “Gelir Tavanı” olarak adlandırılan bir bedel referans alınarak hesaplamalar yapılmak zorundadır. Yani iletim sistemi kullanıcısı olan tüketicilerden tahsil edilecek toplam bedel hesaplamalardan önce zaten belirlenmektedir. Fiyatlandırma yapılırken sadece bu bedelin tüketiciler arasında nasıl pay edileceği hususu dikkate alınmaktadır. Bu nedenle mevcut piyasa koşulları için MSDP

ya da başka bir nodal fiyatlandırma modelinin karlı ya da zararlı olması düşünülmemelidir. Olası politika değişimleri sonucunda “Gelir Tavanı” uygulamasından vazgeçilerek ticari kar/zarar hesapları gündeme alınacak olursa, iletim sistemi kullanıcıları için MSDP modeli ile bara bazında yapılan fiyatlandırma hesaplamalarının faydaları daha net gözlemlenebilecektir.



KAYNAKLAR

- Ahmadi, H. ve Akbari Foroud, A., 2013, A stochastic framework for reactive power procurement market, based on nodal price model, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 49, 104-113.
- Azad-Farsani, E., Agah, S. M. M., Askarian-Abyaneh, H., Abedi, M. ve Hosseinian, S. H., 2016, Stochastic LMP (Locational marginal price) calculation method in distribution systems to minimize loss and emission based on Shapley value and two-point estimate method, *Energy*, 107, 396-408.
- Azad-Farsani, E., 2017, Loss minimization in distribution systems based on LMP calculation using honey bee mating optimization and point estimate method, *Energy*, 140, 1-9.
- Babić, A. B., Sarić, A. T. ve Ranković, A., 2013, Transmission expansion planning based on Locational Marginal Prices and ellipsoidal approximation of uncertainties, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53, 175-183.
- Baghayipour, M., Akbari Foroud, A. ve Soofiabadi, A., 2014, A comprehensive fair nodal pricing scheme, considering participants' efficiencies and their rational shares of total cost of transmission losses, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 30-43.
- Bellman, R., 1957, Dynamic Programming, *Princeton University Press*, P-550.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Cai, H. ve Panos, E., 2018, Hybrid pricing in a coupled European power market with more wind power, *European Journal of Operational Research*, 264 (3), 919-931.
- Brown, S. J. ve Rowlands, I. H., 2009, Nodal pricing in Ontario, Canada: Implications for solar PV electricity, *Renewable Energy*, 34 (1), 170-178.
- Commission for Energy Regulation, 2002, *An Information Paper by the Commission for Energy Regulation*, CER/02/2218
- Çetin N.S., Çelik H. ve Başaran K., 2011, Capacity Factor in Wind Turbines and Turbine Class Relationship, 6. *International Advanced Technologies Symposium, IATS'11*, 16-18.05.2011, Turkey, 131-136.
- Dourbois, G. A. ve Biskas, P. N., 2016, A nodal-based security-constrained day-ahead market clearing model incorporating multi-period products, *Electric Power Systems Research*, 141, 124-136.
- Egerer, J., Weibezahn, J. ve Hermann, H., 2016, Two price zones for the German electricity market — Market implications and distributional effects, *Energy Economics*, 59, 365-381.

- Ghasemi, A., Mortazavi, S. S. ve Mashhour, E., 2015, Integration of nodal hourly pricing in day-ahead SDC (smart distribution company) optimization framework to effectively activate demand response, *Energy*, 86, 649-660.
- Gianfreda, A. ve Grossi, L., 2012, Forecasting Italian electricity zonal prices with exogenous variables, *Energy Economics*, 34 (6), 2228-2239.
- Goel, L., Wu, Q. ve Wang, P., 2008, Nodal price volatility reduction and reliability enhancement of restructured power systems considering demand-price elasticity, *Electric Power Systems Research*, 78 (10), 1655-1663.
- Gökgöz, F. ve Atmaca, M. E., 2012, Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (1), 357-368.
- Gu, C., Yan, X., Yan, Z. ve Li, F., 2017, Dynamic pricing for responsive demand to increase distribution network efficiency, *Applied Energy*, 205, 236-243.
- Jokić, A., Lazar, M. ve van den Bosch, P. P. J., 2009, Real-time control of power systems using nodal prices, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31 (9), 522-530.
- Kaletka, M., 2016, A generalized class of locational pricing mechanisms for the electricity markets, *Energy Economics*.
- Kang, C. Q., Chen, Q. X., Lin, W. M., Hong, Y. R., Xia, Q., Chen, Z. X., Wu, Y. ve Xin, J. B., 2013, Zonal marginal pricing approach based on sequential network partition and congestion contribution identification, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 51, 321-328.
- Kia, M., Setayesh Nazar, M., Sepasian, M. S., Heidari, A. ve Sharaf, A. M., 2017, Coordination of heat and power scheduling in micro-grid considering inter-zonal power exchanges, *Energy*, 141, 519-536.
- Kristiansen, T., 2011, Comparison of transmission pricing models, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33 (4), 947-953.
- Kumar, M., Kumar, A. ve Sandhu, K. S., 2018, Impact of distributed generation on nodal prices in hybrid electricity market, *Materials Today: Proceedings*, 5 (1), 830-840.
- Kunz, F., Neuhoff, K. ve Rosellón, J., 2016, FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system, *Energy Economics*, 60, 176-185.
- López-Lezama, J. M., Contreras, J. ve Padilha-Feltrin, A., 2012, Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36 (1), 117-126.
- Lorca, Á. ve Prina, J., 2014, Power portfolio optimization considering locational electricity prices and risk management, *Electric Power Systems Research*, 109, 80-89.

- Murphy, F. H., Mudrageda, M., Soyster, A. L., Sarić, A. T. ve Stanković, A. M., 2010, The effect of contingency analysis on the nodal prices in the day-ahead market, *Energy Policy*, 38 (1), 141-150.
- Polisetti, K. ve Kumar, A., 2016, Distribution System Nodal Prices Determination for Realistic ZIP and Seasonal Loads: An Optimal Power Flow Approach, *Procedia Technology*, 25, 702-709.
- Ruiyou Zhang, Dingwei Wang ve Yun, W. Y., 2008, Power-Grid-Partitioning Model and its Tabu-Search-Embedded Algorithm for Zonal Pricing. Proceedings of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control. Seoul, Korea, : 15928-15932.
- Sahraei-Ardakani, M., Blumsack, S. ve Kleit, A., 2015, Estimating zonal electricity supply curves in transmission-constrained electricity markets, *Energy*, 80, 10-19.
- Singh, R. K. ve Goswami, S. K., 2010, Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32 (6), 637-644.
- Sleisz, Á. ve Raisz, D., 2017, Integrated mathematical model for uniform purchase prices on multi-zonal power exchanges, *Electric Power Systems Research*, 147, 10-21.
- Tranberg, B., Schwenk-Nebbe, L. J., Schäfer, M., Hörsch, J. ve Greiner, M., 2018, Flow-based nodal cost allocation in a heterogeneous highly renewable European electricity network, *Energy*, 150, 122-133.
- Ueckerdt, F., Hirth, L. Luderer, G., Edenhofer, O., 2013, System LCOE: What are The cost of variable renewables?, *Energy*, 63, 61-75.
- Weibelzahl, M. ve März, A., 2018, On the effects of storage facilities on optimal zonal pricing in electricity markets, *Energy Policy*, 113, 778-794.
- Zenón, E. ve Rosellón, J., 2017, Optimal transmission planning under the Mexican new electricity market, *Energy Policy*, 104, 349-360.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Hayri OĞURLU
Uyruğu : Türkiye Cumhuriyeti
Doğum Yeri ve Tarihi : Konya – 21.03.1982
Telefon : 0 532 206 3744
Faks : 0 332 265 09 72
e-mail : hayriogurlu@gmail.com

EĞİTİM

Derece	Adı, İlçe, İl	Bitirme Yılı
Lise	: Halide Edip Lisesi, Yenimahalle, Ankara	1998
Üniversite	: Selçuk Üniversitesi, Selçuklu, Konya	2004
Yüksek Lisans	: Selçuk Üniversitesi, Selçuklu, Konya	2010
Doktora	:	

İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	Kurum	Görevi
2005-2007	Meram EDAŞ Genel Müdürlüğü	Elektrik Mühendisi
2007-2008	TEİAŞ Genel Müdürlüğü	Elektrik Mühendisi
2008-2014	TEİAŞ 9. Bölge Müdürlüğü	Tesis Kontrol Mühendisi
2014-2017	TEİAŞ 9. Bölge Müdürlüğü	İş Güvenliği Uzmanı
2017-halen	TEİAŞ 9. Bölge Müdürlüğü	Bölge Müdür Yardımcısı

UZMANLIK ALANI

- Yüksek Gerilim Enerji Tesisleri, (Planlama, Tesis, İşletme ve Bakım)
- Elektrik Enerjisi Yük Tahmini Modelleri
- Enerji Piyasası
- İş Sağlığı ve Güvenliği

YABANCI DİLLER

İngilizce

YAYINLAR

- Hayri OĞURLU, Nurettin ÇETİNKAYA, “*Electricity Pricing Algorithms based on Resource Type and Nodal Approach*”, International Advanced Researches & Engineering Journal, Ağustos 2018.
- Hayri OĞURLU, Nurettin ÇETİNKAYA, “*Electricity Pricing Algorithms for Transmission System Users*”, International Advanced Researches & Engineering Congress, Kasım 2017.

- Hayri OĞURLU, Nurettin ÇETİNKAYA, “*Electrical Load Forecasting Between 2015 and 2035 for Turkey Using Mathematical Modelling and Dynamic Programming*”, International Journal of Science Technology and Engineering, Mart 2016.
- Hayri OĞURLU, Yalçın EZGİNCİ, S. Sinan GÜLTEKİN, “*İnternet ve GSM Üzerinden Maket Bir Evin Otomasyonu*”, Akıllı Sistemlerde Yenilikler ve Uygulamaları Sempozyumu, Haziran 2006.

