

İLETİM SİSTEMİ KULLANIM TARİFELERİNİN MARJİNAL MALİYET ESASLI YÖNTEMLER İLE HESAPLANMASI VE BÖLGESEL TARİFELER İÇİN GELİŞTİRİLEN YÖNTEM

Mahmut Erkut CEBECİ, Osman Bülent TÖR, Abdullah NADAR

TÜBİTAK Uzay Teknolojileri Araştırma Enstitüsü
erkut.cebeci@uzay.tubitak.gov.tr, osman.tor@uzay.tubitak.gov.tr,
abdullah.nadar@uzay.tubitak.gov.tr

ÖZET

Bu çalışmada, iletim sistemi kullanım maliyetlerinin karşılanması için birçok ülkede uygulanan, uzun dönem marjinal fiyatlandırmaya dayalı iletim tarifeleri ele alınmıştır. Çalışmada, örnek bir güç sistemi için iki farklı hesaplama yöntemi ile iletim kullanım tarifeleri hesaplanmış ve elde edilen sonuçlar kıyaslanmış ve değerlendirilmiştir. Bunlardan ilki, yatırım maliyetine dayalı fiyatlandırma (YMDF), diğeri ise DC yük akış sonuçlarına dayalı fiyatlandırmadır (DCYAF). Ayrıca, çok yüksek sayıda iletim merkezi içeren büyük şebekelerde (Türkiye’de olduğu gibi) ihtiyaç duyulan, merkez bazında hesaplanan tarifeler kullanılarak tarife bölgeleri oluşturulması ve bölgesel (zonal) tarifelerin belirlenmesi için geliştirilen bir yöntem ve sonuçları aynı örnek sistem üzerinden açıklanmıştır.

1. GİRİŞ

Üretim ve tüketim merkezleri arasında enerji akışlarının gerçekleştiği elektrik iletim sistemleri, güç sistemlerinin yeniden yapılanması (de-regülasyonu) sonrası daha da bir önem kazanmıştır. İdeal bir iletim sistemi, serbest üreticilerin elektrik piyasalarında rekabet edebilmelerine olanak sağlayacak şekilde tasarlanmalı, böylece tüketiciler üretim sektörünün rekabete açılması ile hedeflenen rekabete dayalı elektrik piyasasından maksimum şekilde yararlanabilmelidir [1]-[4].

Bazı elektrik piyasalarında iletim sektöründe gerçekleşen yatırımlar da piyasa katılımcıları tarafından gerçekleştirilmektedir. Daha çok Amerika Birleşik Devletleri elektrik sisteminde görülen bu uygulamada, şebekede ihtiyaç duyulacak iletim yatırımlarının elektrik piyasasında yer alan katılımcılar tarafından öngörülmesi ve gerçekleştirilmesi hedeflenmiştir. Diğer yandan, birçok ülkede iletim sektöründe piyasa mekanizması bulunmamaktadır ve iletim hizmetleri eskiden olduğu gibi devlet tekelinde devam etmektedir. Hemen hemen tüm Avrupa ülkelerinde olduğu gibi,

Türkiye’de de bu uygulama mevcuttur. Bu yapıdaki elektrik sistemlerinde, üretim sektörünün rekabete açılması sonrasında, iletim şirketlerinin, piyasa katılımcıları arasında gerçekleşecek rekabetin tüm piyasa katılımcılara eşit mesafede kalmak şartıyla sağlanması gibi çok önemli görevleri vardır [1]-[2]. Piyasa katılımcıları açısından adil olan ve maliyet esaslı iletim hizmetleri tarifelerinin belirlenmesi bu görevlerden bir tanesidir [5].

İletim şebeke maliyetleri ve tarifeler genel olarak üçe ayrılmaktadır:

- *Şebekeye bağlantı ile ilgili maliyetler*: Piyasa katılımcısının şebekeye bağlantısı ile ilgili iletim yatırım maliyetleridir. Bir santralin en yakın iletim merkezine bağlantısı için gerekli hat ve merkez yatırımları örnek verilebilir.
- *İletim sistemi kullanım bedeli*: İletim şebekesinin mevcut ve planlanan varlık maliyetlerinin (sunk) karşılanması için kullanıcılardan karşılanan tarife.
- *İşletme maliyeti*: iletim sisteminin işletilme ve bakım maliyetleri olup, genellikle kullanıcılar için sabit bir tarifiedir.

Bu çalışmada, iletim sistemi kullanım bedelinin karşılanması için birçok ülkede uygulanan, uzun dönem marjinal fiyatlandırmaya dayalı iletim tarifeleri ele alınmıştır. Büyük yatırım maliyetleri gerektiren iletim sistemlerinde ölçek ekonomisi nedeniyle, iletim tarifelerinin uzun dönem marjinal fiyatlandırma mekanizmaları ile belirlenmesi genel olarak kabul görmüş bir uygulamadır [5].

Çalışmada, örnek bir güç sistemi için iki farklı hesaplama yöntemi ile iletim sistemi kullanımı tarifeleri hesaplanmıştır. Bunlardan ilki, yatırım maliyetine dayalı fiyatlandırma (YMDF), diğeri ise DC yük akışı (DCYAF) sonuçlarına dayalı fiyatlandırma. Elde edilen sonuçlar kıyaslanmış ve değerlendirilmiştir. Ayrıca, çok yüksek sayıda iletim merkezi içeren büyük şebekelerde (Türkiye’de olduğu gibi) ihtiyaç duyulan, merkez bazında hesaplanan tarifeler kullanılarak tarife bölgeleri oluşturulması ve bölgesel (zonal) tarifelerin belirlenmesi için geliştirilen yöntem ve sonuçları aynı örnek sistem üzerinden açıklanmıştır.

2. MARJİNAL FİYATLANDIRMA YÖNTEMLERİ

Her bir baradaki birim üretim ve tüketim artışının, belirlenen optimum iletim şebekesindeki yük akışlarına marjinal etkileri, uzun dönem marjinal fiyatlandırma yöntemlerinin temelini oluşturmaktadır.

2.1. YMDF YÖNTEMİ

YMDF yöntemi, iletim sistemi üzerindeki her bir şebeke düğüm noktasındaki tüketicinin ya da üretimin artması sonucunda iletim sisteminde yapılması gereken yatırımların marjinal maliyetlerini hesaplar [5]-[6]. Bu amaçla, öngörülen iletim sistemi, talep tahmini ve arz tahmini göz önüne alınarak bir senaryo oluşturulur. Bu senaryo kullanılarak iletim hatlarındaki akışlar, aşağıda verilen optimizasyon probleminin çözümü ile hesaplanır.

$$\text{Min } T_{(MWkm)} = \sum_{i < j} |f_{ij}| l_{ij} \quad (1)$$

$$\text{Kısıt 1: } \forall_i \sum_j f_{ij} = G_i^S - D_i \quad (2)$$

$$\text{Kısıt 2: } \sum_i G_i^S = \sum_i D_i \quad (3)$$

Burada:

- $T_{(MWkm)}$: MW*km cinsinden minimum toplam değeri (optimum şebeke),
 - f_{ij} : i ve j düğüm noktaları arasındaki MW cinsinden akışı,
 - l_{ij} : iletim sistemindeki her bir i ve j düğüm noktası arasındaki km cinsinden sembolik mesafeyi,
 - G_i^S : i düğüm noktasında şebekeye basılan üretimi (MW),
 - D_i : i düğüm noktasında sistem puantında tahmin edilen talebi (MW),
- ifade etmektedir.

Öngörülen senaryo için hesaplanan Minimum MW*km değeri baz kabul edilir ve daha sonra her bir düğüm noktasında üretim ve tüketim 1 MW arttırılarak optimizasyon problemi tekrar çözülür. Her bir düğüm noktasındaki değişim için hesaplanan Minimum MW*km değerinin baz değerden farkı, o düğüm noktasının optimum şebeke çözümüne marjinal etkisini verir.

YMDF yönteminde birçok varsayım yapılmakta olup, detaylar literatürde mevcuttur [5]. Bunlardan en önemlilerinden biri, farklı iletim varlıklarının birim maliyetleri arasında bir oran kurulması ve bu oranın iletim elemanlarının uzunluklarına yansıtılması suretiyle maliyetlendirilmesidir [6]. Bu ve diğer yaklaşımlar [5] ve [6]’da detaylı bir şekilde ele alındığından burada tekrar edilmemiştir.

2.2. DCYAF YÖNTEMİ

Bu yöntemde, öngörülen iletim sistemi için, talep tahmini ve arz tahmini göz önüne alınarak oluşturulan senaryo

üzerinde DC yük akışı yapılır. YMDF yönteminden en önemli farkı, YMDF yönteminde hesaplanan optimum şebeke yerine, *baz senaryo* için marjinal etkiler hesaplanır. Temel varsayımlar [5]:

- Düğüm noktaları arası açı farkları yeterince küçüktür ($\sin(\delta) \cong \delta$).
- İletim hatlarının dirençleri ihmal edilebilir ($R \ll X$).
- Tüm düğüm noktalarında gerilim 1 pu'dur.

Bu varsayımlar ile baz senaryo için optimum şebeke, aşağıda verilen eşitlikler çözülerek hesaplanır [5].

$$P_i = \sum_{j=1}^{Bağlı\ Hat\ Sayısı} B_{ij}(\delta_i - \delta_j) \quad (4)$$

$$\sum_{i=0}^n G_i^S - D_i - P_i = 0 \quad (5)$$

Burada P_i , i düğüm noktasından çıkan toplam yük akışına karşılık gelir.

Baz senaryo çözüldükten sonra iletim hattı uzunlukları ve DC yük akışı sonuçları

kullanılarak (1)'de verilen $T_{(MWkm)}$ hesaplanır. Daha sonra, her bir düğüm noktasında üretim ve tüketim 1 MW arttırılarak DC yük akışı tekrarlanır ve hesaplanan $T_{(MWkm)}$ değerinin baz değerden farkı, o düğüm noktasının MW*km değerine olan marjinal etkisini gösterir.

2.3. DÜĞÜM NOKTASI TARİFELERİN HESAPLANMASI

Hesaplamalarda kullanılacak olan en önemli parametreler aşağıda açıklanmıştır:

- *Yıllık Gelir Gereksinimi*: İletim şirketi için, elektrik piyasası düzenleme kurumu (Türkiye'de EPDK) tarafından belirlenen yıllık toplam gelirin üst sınırıdır.
- *Sistem Genişleme Sabiti* (C *Katsayısı*): 1 MW gücü 1 km taşımak için gerekli yıllık iletim altyapısı sermaye yatırımının değeri olup, $TL/MW/km/yıl$ olarak tanımlanmaktadır. Bu değer iletim şirketi tarafından belirlenmekte olup, bu parametrenin tarifeler üzerindeki etkisini açıklamak amacıyla örnek sistem için iki

farklı sistem genişleme sabiti kullanılmıştır.

- *Gelir Paylaşım Oranı*: Gelir gereksiniminin üreticiler ve tüketiciler arasında nasıl paylaştırılacağını belirleyen parametredir.

3. BÖLGESEL TARİFELERİN OLUŞTURULMASI

Yukarıda açıklanan yöntemler kullanılarak hesaplanan düğüm tarifelerin büyük iletim sistemlerinde bölgesel olarak azaltılması genel kabul görmüş bir yaklaşımdır. Bu amaçla iletim sistemi makul sayıda tarife bölgelerine ayrılmalı ve aynı bölgedeki düğüm noktaları (merkezler) için tek bir sabit fiyat uygulanmalıdır.

3.1. TARİFE BÖLGELERİ BELİRLEME ALGORİTMASI

Bu kısımda, düğüm noktası tarifeler kullanılarak tarife bölgelerinin oluşturulması için geliştirilen bir yöntem anlatılmıştır. Geliştirilen algoritma girdi olarak:

- Düğüm tarifeler,
- İletim sistemi topolojisi,
- Hedeflenen bölge sayısı

bilgilerini kullanmaktadır. Algoritmanın akış şeması Şekil 1'de verilmiştir. Akış şemasından görüleceği üzere, algoritma her bir bara için ayrı tarife bölgeleri oluşturarak başlamaktadır. Her algoritma döngüsünde (iterasyon):

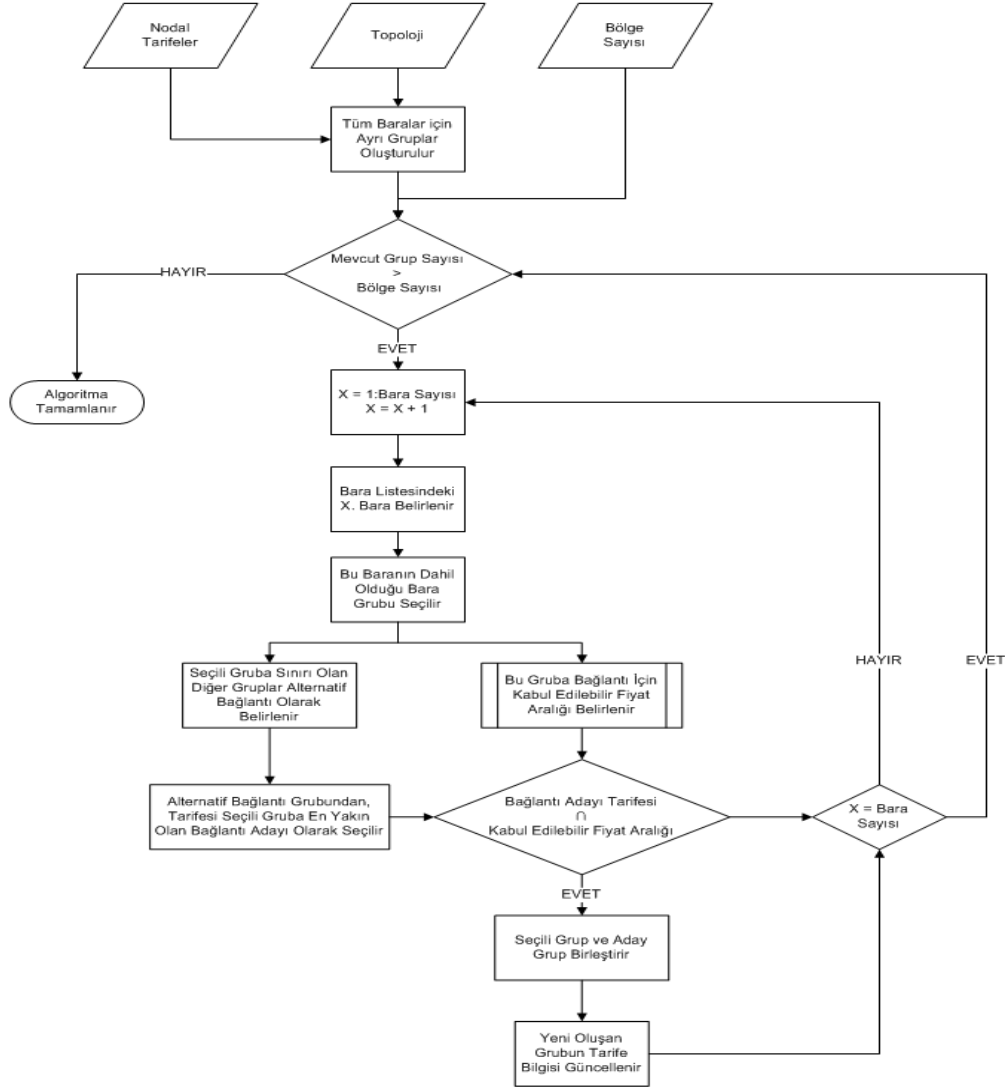
- Sıra ile her bir bara seçilmekte,
- Seçili baranın dâhil olduğu tarife bölgesi belirlenmekte,
- Bu tarife bölgesi için elektriksel komşuluğu olan aday tarife bölgeleri aranmakta,
- Aday tarife bölgelerinden, tarifesi seçili baranın bulunduğu bölgeye en yakın olan seçilmekte,
- Bu iki tarife bölgesinin birleşebilmesi için gerekli *Kabul Edilebilir Fiyat Aralığı* (KEFA) belirlenmekte,
- Tarife bölgeleri arasındaki fiyat farkı KEFA içinde ise tarife bölgeleri birleştirilmekte, ve

- Algoritma bir sonraki barayı seçerek devam etmektedir.

KEFA, birbirine elektriksel olarak bağlı olan iki bölgenin birleşmesi esnasında daha seçici olabilmek için oluşturulmuş bir

parametredir. KEFA'nın bağlı olduğu değişkenler:

- Nodal tarifelerin istatistikî dağılımı,
- Seçilen baranın bağlı olduğu bölgenin tarifesi,

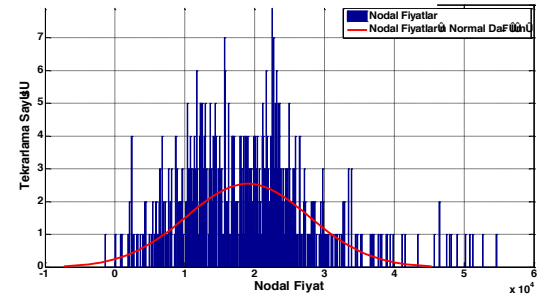


Şekil 1. Tarife bölgelerini belirleme algoritması akış şeması

- Seçilen düğüm noktasının bağlı olduğu bölgenin ve birleşme için aday bölgenin toplam düğüm sayısı,
- Algoritma iterasyon sayısıdır.

KEFA'nın hesaplanması istatistikî yöntemler içermektedir. Örnek olarak 1400 düğüm noktalı bir iletim sistemi için yapılan hesaplamalar aşağıda açıklanmıştır.

- Öncelikle, nodal fiyatların normal dağılımı belirlenir (bkz. Şekil 2).



Şekil 2. Nodal fiyatların normal dağılımı

- Ardından, düğüm noktası tarifelerin normal dağılımı üzerinden seçili düğümün

dahil olduğu bölgenin tarifesi ve bu fiyatın tekrarlanma sayısı belirlenir.

- Daha sonra aşağıda verilen eşitlik ile *Fiyat Aralığı (FA)* belirlenir (6).

$$FA = \frac{\left[\int_{-\infty}^{\infty} ND(x) dx \right]}{[BS \times ND(TBF(k))]} \quad (6)$$

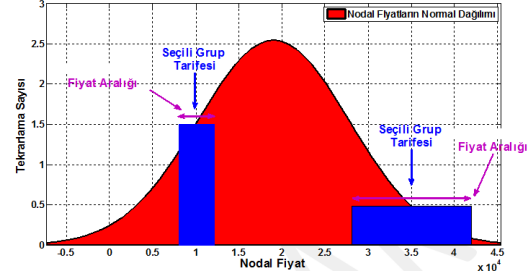
Bu denklemde:

ND: Normal Dağılım Fonksiyonu,

TBF: Tarife Bölge Fiyat Listesi,

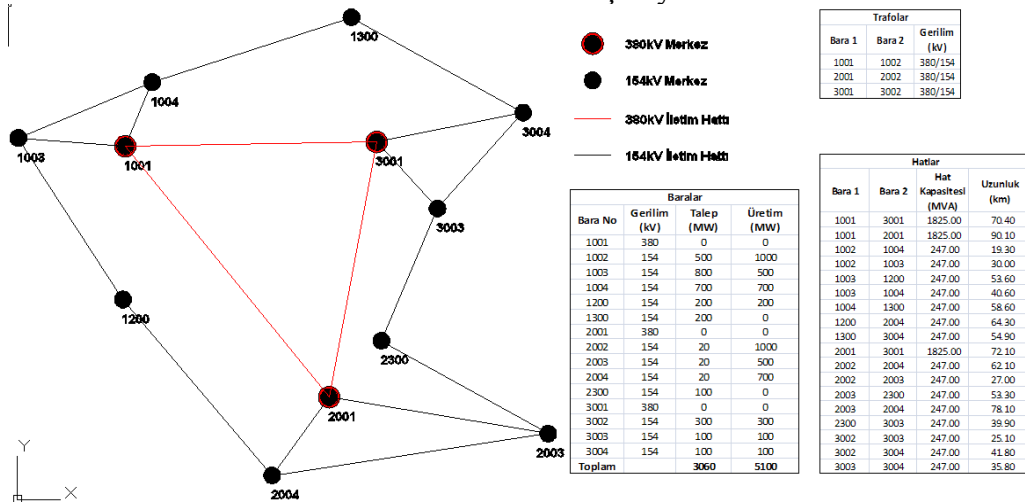
k: Seçili baranın dahil olduğu bölgenin sıra numarasıdır.

Şekil 3'te, 1400 düğüm noktalı bir iletim sistemi için yapılan *FA* belirlenmesi yaklaşımı gösterilmiştir.



Şekil 3. Fiyat Aralığı'nın belirlenmesi

- Son olarak, belirlenen fiyat aralığı, seçili düğüm noktasının dahil olduğu bölgeye ve aday bölgeye dahil toplam bara sayısı ve algoritma iterasyon sayısı kullanılarak güncellenir. Bu noktada amaç tarife bölgelerine dâhil düğüm noktası sayısını kullanarak, fiyat aralığını daraltmak suretiyle büyük tarife bölgelerinin birleşmesini engellemek ve iterasyon sayısını kullanarak fiyat aralığını arttırmak suretiyle algoritmayı sonuca ulaştırmaya zorlamaktır.



Şekil 4. Örnek sistem verileri

Bu güncelleme sonrası *KEFA* aşağıda verilen eşitlik ile belirlenir.

$$KEFA = \frac{FA \times i^2}{(SGES + AGES)^3} \quad (7)$$

Bu denklemde:

FA: Fiyat Aralığı,

i: Algoritmanın iterasyon sayısı

SGES: Seçilen grup eleman sayısı,

AGES: Aday grup eleman sayısıdır.

4. NÜMERİK ANALİZLER

Bu bölümde, yukarıda açıklanan tarife hesaplama yöntemleri ve geliştirilen bölgesel tarife hesaplama algoritması, 10

transformatör merkezine ve 13 yüksek gerilim barasına sahip örnek bir iletim sistemi için analiz edilmiştir.

Örnek iletim sistemi ile ilgili bilgiler Şekil 4'te verilmiştir. Şekil 4'ten de görüldüğü gibi, bazı baralar üretim ağırlıklıdır, bazı baralar tüketim ağırlıklıdır, bazıları ise

dengeledir. Bu sayede yöntem sonuçlarının daha kolay anlaşılması hedeflenmiştir.

Yapılan varsayımlar:

- Gelir gereksinimi: 100.000.000 TL/yıl.
- Sistem genişleme sabiti: 70 TL/MW/km/yıl ve 35 TL/MW/km /yıl için ayrı ayrı analiz yapılmıştır.
- Gelir gereksiniminin kullanıcılara paylaştırma oranları: %30 üretici, %70 tüketici.

Türkiye iletim sistemindeki 154kV iletim hattı birim maliyeti baz alınarak [7], sistemde bulunan tüm iletim ekipmanının (iletim hatları, kabloları ve güç transformatörleri) uzunlukları hesaplanmış olup sonuçlar Tablo 1’de verilmiştir.

Tablo 1. Türkiye elektrik sistemi iletim elemanlarının hesaplamalarda varsayılan maliyet oranları (TEİAŞ 2009)

İletim Elemanı	Oran
66kV EİH	0.5
154kV EİH	1
380kV EİH	2
154kV Kablo	10
380kV Kablo	20
380kV/154kV Transformatör	30

İletim elemanlarının varsayılan maliyet oranları (Tablo 1) iletim hatları uzunluklarına yansıtılmış olup, nihai hat uzunluklarını içeren bağlantı matrisi Tablo 2’de verilmiştir.

Tablo 2. Maliyet oranları yansıtılmış iletim elemanları uzunlukları.

İletim Elemanları Uzunlukları (km)		Bara 1														
		1001	1002	1003	1004	1200	1300	2001	2002	2003	2004	2300	3001	3002	3003	3004
Bara 2	1001	-	30					180.2					140.8			
	1002	30	-	30	19.3											
	1003		30	-	40.6	53.6										
	1004		19.3	40.6	-		58.6									
	1200			53.6		-					64.3					
	1300				58.6		-									54.9
	2001	180.2						-	30				144.2			
	2002							30	-	27	62.1					
	2003								27	-	78.1	53.3				
	2004					64.3			62.1	78.1	-					
Bara 2	2300									53.3		-			39.9	
	3001	140.8						144.2					-	30		
	3002												30	-	25.1	41.8
	3003											39.9		25.1	-	35.8
	3004						54.9							41.8	35.8	-

Optimum şebeke hesabında (1) üreticiler arasında ayırım yapmadan üretim/tüketim dengelenmesi için tüm generatörler “toplam üretim kapasitesi / toplam yük” oranında yüklenerek [5]-[6], YMDF yöntemi için optimum MW*km değeri, DCYAF yöntemi için baz senaryo toplam MW*km hesaplanmıştır.

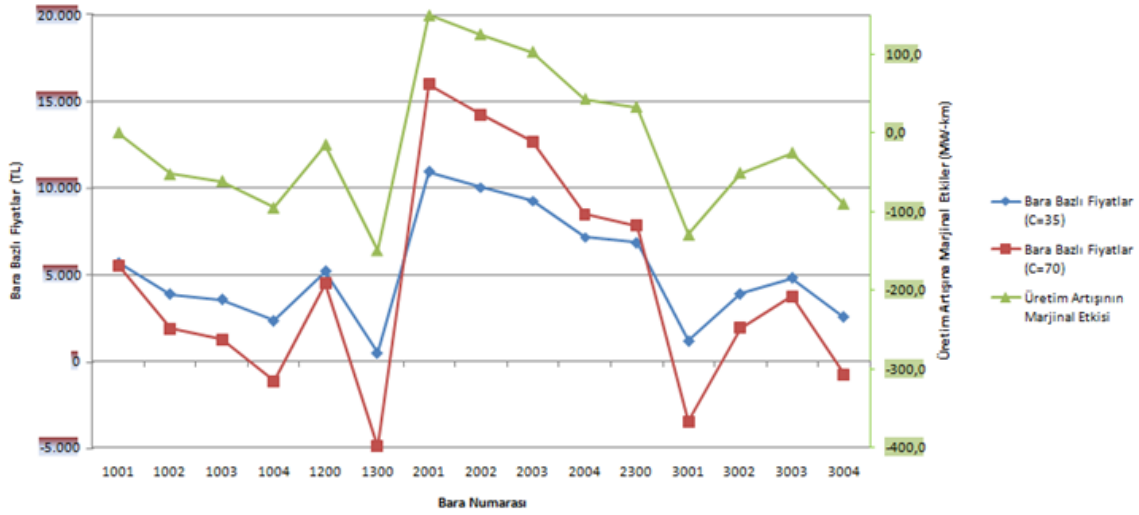
4.1. DÜĞÜM NOKTASI TARİFELERİ

Örnek sistem üzerinde bir referans düğüm noktası seçilerek (marjinal etkiler referans bara seçiminden bağımsızdır [5]), tüm düğüm noktalarında üretim ve tüketim 1 MW artırılması suretiyle her bir düğüm noktasının marjinal etkileri YMDF ve DCYAF yöntemleri ile hesaplanmıştır (Tablo 3).

Tablo 3. YMDF ve DCYAF ile hesaplanan marjinal etkiler

Bara	YMDF		DCYAF	
	Optimum MW-km (+1MW Üretim)	Üretim Artışının Marjinal Etkisi	Toplam MW-km (+1MW Üretim)	Üretim Artışının Marjinal Etkisi
1001	188,044.00	0.00	208,596.00	0.00
1002	188,052.90	8.90	208,544.00	-52.00
1003	188,074.20	30.20	208,535.00	-61.00
1004	188,033.60	-10.40	208,501.00	-95.00
1200	188,127.80	83.80	208,581.00	-15.00
1300	188,043.30	-0.70	208,447.00	-149.00
2001	188,224.20	180.20	208,746.00	150.00
2002	188,254.20	210.20	208,721.00	125.00
2003	188,227.20	183.20	208,699.00	103.00
2004	188,192.10	148.10	208,639.00	43.00
2300	188,173.90	129.90	208,629.00	33.00
3001	188,138.90	94.90	208,467.00	-129.00
3002	188,108.90	64.90	208,545.00	-51.00
3003	188,134.00	90.00	208,571.00	-25.00
3004	188,098.20	54.20	208,506.00	-90.00

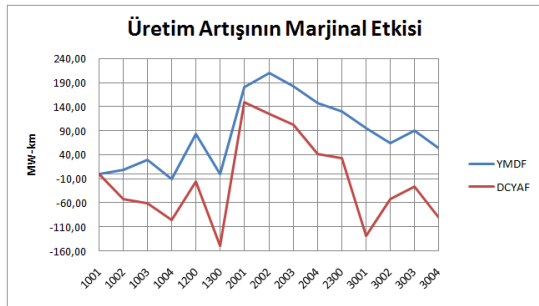
Ayrıca, yıllık gelir gereksinimi ve sistem genişleme katsayısının sonuçlara etkisi de incelenmiştir (bkz Şekil 5).



Şekil 5. Örnek sistem verileri

Şekil 5'te görüldüğü gibi, sistem genişleme sabiti'nin artması aynı düğüm noktasındaki üretici ve tüketiciler arasındaki fiyat farkının artmasına sebep olmaktadır. Sistem genişleme sabiti bir maliyete karşılık geldiğinden bu sonuç normaldir.

Şekil 6'da görüldüğü gibi her iki yöntem kullanılarak hesaplanan marjinal etkiler düğüm noktalarının ayrıştırması anlamında benzer sinyaller göstermektedir.



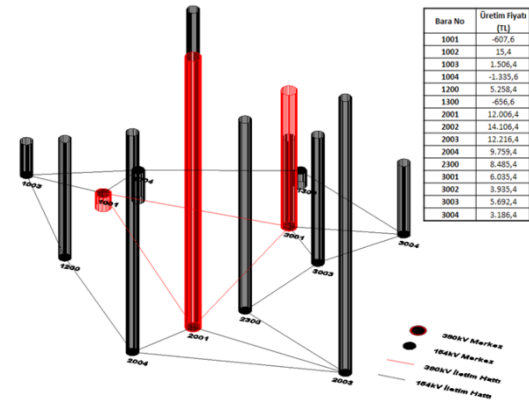
Şekil 6. YMDF ve DCYAF ile hesaplanan marjinal etkiler

4.2. TARİFE BÖLGELERİ

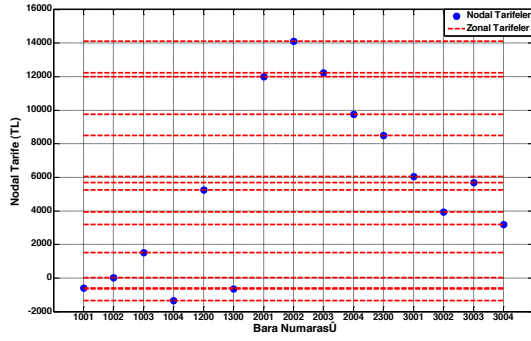
Örnek sistemde YMDF yöntemi ile hesaplanan bara bazlı (nodal) tarifeler Şekil 7'de verilmiştir. Bu sonuçlar üzerinden yukarıda açıklanan tarife bölgelerine ayırma algoritması çalıştırılmıştır. Algoritma başlangıcında tüm baraları farklı tarife bölgeleri olarak kabul etmektedir. Bu

durum Şekil 8'de gösterilmiştir. Algoritmanın ilerleyişi Şekil 9'da verilmiştir.

Şekil 9'da görüldüğü gibi, algoritma her iterasyonda her bir barayı göz önüne alarak ilerlemekte ve tarife bölgeleri arası fiyat farkının *KEFA*'da olduğu durumlarda tarife bölgelerini birleştirmektedir. Ayrıca, *KEFA* iterasyon sayısına bağlı olarak değişmekte ve algoritmayı sonuca ulaştırmaya zorlamaktadır.

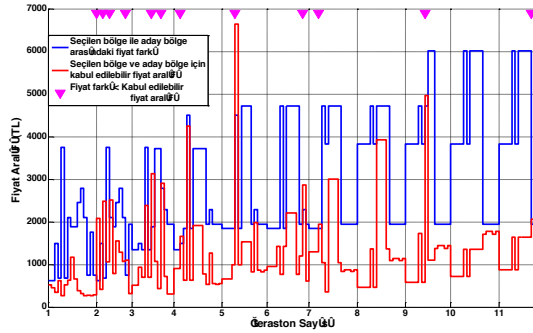


Şekil 7. YMDF yöntemi ile hesaplanan nodal tarifeler

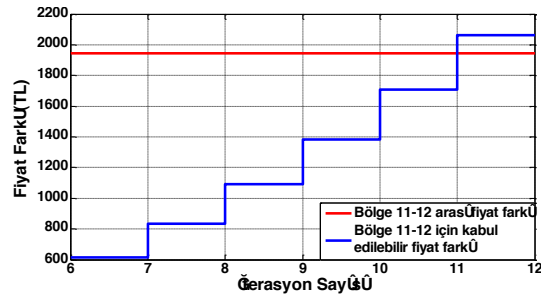


Şekil 8. Algoritmanın ilk iterasyonu öncesi durum

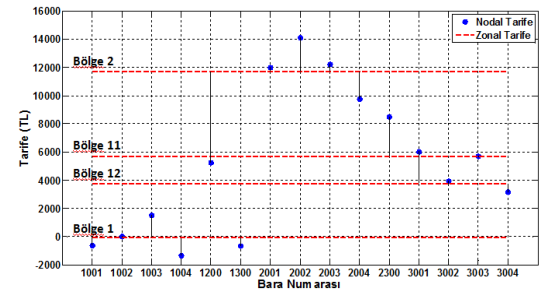
Örnek olarak tarife bölgeleri 11 ve 12'nin birleştirilmesi gösterilebilir. 6. iterasyon sonunda tarife bölgelesi 11 ve 12 elektriksel olarak bağlı hale gelmektedir. Bu elektriksel bağlantı sonrası tarife bölgeleri birleşme adayı olarak değerlendirilmeye başlamıştır. Şekil 10, iki tarife bölgesi arasındaki fiyat farkını ve KEFA'yı vermektedir. Tarife bölgeleri 11 ve 12'nin birleştirilmesinden önceki ve sonraki durum (algoritmanın son iki iterasyon sonucu) Şekil 11 – 12'de verilmiştir.



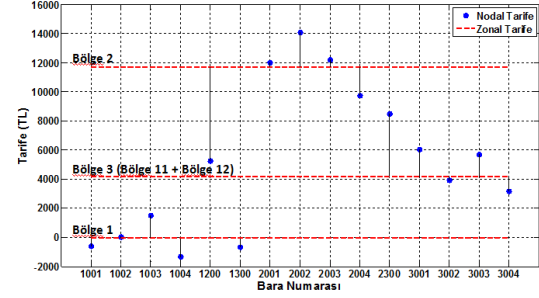
Şekil 9. Algoritmanın ilerleyişi



Şekil 10. Tarife bölgeleri 11 ve 12 fiyat farkı ve KEFA



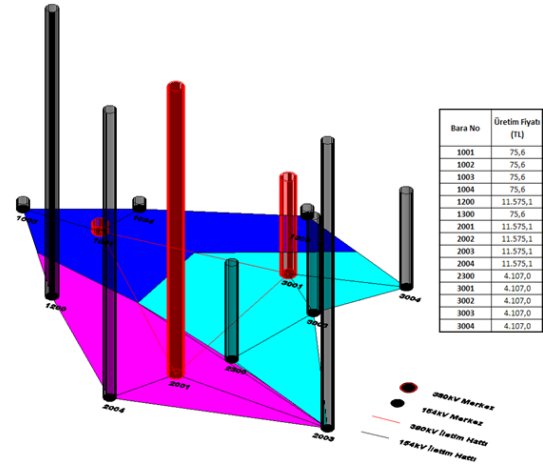
Şekil 11. Algoritmanın son iterasyonu öncesi durum



Şekil 12. Algoritmanın sonucu

Şekil 11 ve 12 incelendiğinde, 1200 numaralı düğüm noktasının tarifesine uygun olmayan bir bölgeye bağlı olduğu görülmektedir. Bunun sebebi 1200 numaralı düğüm noktasının sadece iki elektriksel bağlantısının bulunması ve bu bağlantıların bağlı olduğu tarife bölgelerinden birine dâhil olması zorunluluğudur.

Şekil 7'de verilen nodal bazlı tarifelerin açıklanan algoritma kullanılarak bölgelere ayrılmış hali Şekil 13'te verilmiştir.



Şekil 13. Algoritmanın sonucu

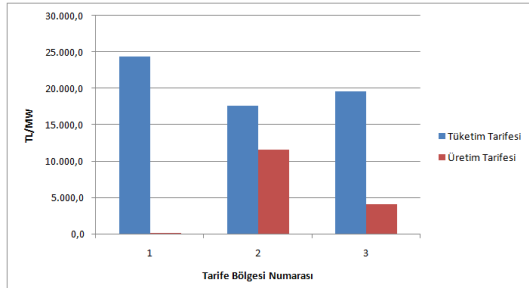
Sonuçlar incelendiğinde, algoritmanın örnek sistemi tüketim yoğun (Bölge 1), üretim yoğun (Bölge 2), üretim/tüketim dengeli (Bölge 3) olarak üç bölgeye ayırdığı görülmektedir. Bölgelerde bulunan üretim

ve tüketim yoğunlukları incelendiğinde, algoritmanın örnek sistem üzerinde bara bazlı (nodal) fiyatları hesapladığı ve anlamlı bölgelere ayırarak bölge fiyatlarını belirlediği görülmektedir. Sonuçların özeti Tablo 4 ve Şekil 14’te verilmiştir. Şekil 14’te görüldüğü üzere:

- YMDF yöntemi ile tüm baralarda optimum çözüme ($MW*km$) marjinal etkiye bağlı tarifeler hesaplanmıştır.
- Örneğin, 1. Bölgede tüketim üretime göre çok fazla olduğundan, tüketicilerin iletim tarifi üreticilerinkinden oldukça fazladır. Diğer yandan, tüm tarife bölgeleri için tüketim tarifeleri üretim tarifelerinin üzerinde olduğu görülmektedir. Örneğin, üretimin tüketimden fazla olduğu 2. Bölgede bile tüketim tarifi üretimden daha yüksektir. Bunun sebebi, Gelir Gereksinimi’nin %70 oranında tüketicilerden sağlanmasıdır.

Tablo 4. Örnek sistem sonuçları özet tablosu

	Tüketim Tarifi (TL/MW)	Üretim Tarifi (TL/MW)	Bölge Üretim Kapasitesi (MW)	Bölge Senaryo Üretimi (MW)	Bölge Tüketim Tahmini (MW)
Bölge 1	24.389,8	75,6	2.200,0	1.320,0	2.200,0
Bölge 2	17.635,9	11.575,1	2.400,0	1.440,0	260,0
Bölge 3	19.594,7	4.107,0	500,0	300,0	600,0
Toplam			5.100,0	3.060,0	3.060,0



Şekil 14. Örnek sistem sonuçları özeti tablosu

5. SONUÇLAR

Bu çalışmada, uzun dönem marjinal maliyet esaslı Yatırım Maliyetine Dayalı Fiyatlandırma (YMDF) ve DC Yük Akışına dayalı fiyatlandırma (DCYAF) yöntemleri ile iletim şebekesindeki düğüm noktaları (nodal) için iletim kullanım fiyatları hesaplanmış ve sonuçlar kıyaslanmıştır. Her iki yöntem ile hesaplanan tarifeler benzer bir biçimde dağılım göstermektedir

Düğüm noktaları için hesaplanan tarifeler kullanılarak, istenilen sayıda tarife bölgeleri oluşturulmasına yönelik bir algoritma

geliştirilmiş ve örnek sistem üzerinde başarıyla uygulanmıştır.

KAYNAKLAR

- [1] O. B. Tor, A. N. Guven, M. Shahidehpour, “Promoting the Investment on IPPs for Optimal Grid Planning,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 25 no. 3, pp. 1743-1750, Aug. 2010.
- [2] O. B. Tor, A. N. Guven, M. Shahidehpour, “Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23 no. 2, pp. 781-789, May 2008.
- [3] O. B. Tor and M. Shahidehpour, “Transmission Management in the Aftermath of Electricity Restructuring in Turkey,” The Electricity Journal, vol. 10, no. 7, pp. 38-46, Aug./Sep. 2006.
- [4] O. B. Tor, M. Shahidehpour, “Electricity Restructuring in Turkey: Promises and Predicaments” IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 3, Issue 3, May-June 2005 pp. 25-29.
- [5] A. Bakirtzis, P. Biskas, A. Maissis, A. Coronides, J. Kabouris and M. Efstathiou, “Comparison of two methods for long-run marginal cost-based transmission use-of-system pricing”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 148, No. 4, July 2001.
- [6] TEİAŞ, “İletim Sistemi Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Tarifelerini Hesaplama Yöntem Bildirimi”, 2011.
- [7] TEİAŞ, “2009 Yılı Tahminin Birim Fiyatları – Yüksek Gerilim – Çok Yüksek Gerilim Enerji Tesisleri”.