



ELEKTRİK PİYASASINDA KAYIPLAR, KAYIPLARIN AZALTILMASI VE PAYLAŞTIRILMASI

Uzmanlık Tezi

Mehmet Ali K LMEK

**Ankara
Kasım 2013**

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	iii
KISALTMALAR	vii
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
TABLolar LİSTESİ.....	ix
ÖZET	x
GİRİŞ.....	1
BİRİNCİ BÖLÜM	3
ELEKTRİK İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİ	3
I. GİRİŞ.....	3
A. TÜRKİYE’DE ELEKTRİĞİN İLETİMİ	5
B. TÜRKİYE’DE ELEKTRİĞİN DAĞITIMI	6
II. ELEKTRİK ŞEBEKELERİ	10
A. ŞEBEKE ÇEŞİTLERİ	10
1. Açık (Dal-budak veya radyal) şebekeler.....	10
2. Kapalı Şebekeler.....	11
a) Ring Şebekeler	11
b) Gözlü (Ağ) Şebekeler	12
3. Enterkonnekte Şebekeler	12
III. ŞEBEKE ELEMANLARI	13
A. ENERJİ NAKİL HATLARI.....	14
B. TRANSFORMATÖRLER.....	14
C. İZOLATÖRLER	16
Ç. PARAFUDRLAR	18
D. AYIRICILAR-KESİCİLER.....	18
E. ELEKTRİK DİREKLERİ	19
İKİNCİ BÖLÜM.....	21
ELEKTRİK İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KAYIPLAR.....	21
I. KAYIP NEDİR?	21
II. TEKNİK KAYIPLAR	21
A. HAT KAYIPLARI	22
1. Güç Kayıplarının “Enerji Kayıpları” Olarak Gösterimi.....	27
B. TRAFO KAYIPLARI	28
1. Yükte Kayıplar	28

2. Boşta Kayıplar	29
a) Girdap Akımı Kayıpları	29
b) Histerisiz Kayıpları	30
C. KORONA KAYIPLARI	30
III. TEKNİK OLMAYAN KAYIPLAR	31
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM	33
KAYIPLARIN AZALTILMASI	33
I. TEKNİK KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ.....	33
A. REAKTİF KOMPANZASYON VE KONDANSATÖR YERLEŞTİRME	34
B. TRAFO TİPİ, HAT KESİTİ VE HAT TİPİ DEĞİŞİKLİĞİ.....	35
C. GERİLİM SEVİYESİ DEĞİŞİKLİĞİ	36
Ç. YÜK KADEMELENDİRME VE YÖNETİMİ.....	38
D. ŞEBEKE RE-KONFIGÜRASYONU	39
E. GÖMÜLÜ (DAĞITIK) ÜRETİM	40
F. UZAKTAN İZLEME VE KONTROL SİSTEMLERİ.....	44
III. TEKNİK OLMAYAN KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ.....	44
A. ÖLÇÜM SİSTEMLERİNDE YAPILABİLECEK ÇALIŞMALAR	45
1. Ön ödemeli sayaç kullanımı	45
2. Elektronik sayaçların yaygınlaştırılması	45
3. Ana sayaç kullanımı	46
4. Uzaktan sayaç okuma sistemleri ve akıllı şebekeler	46
5. Mühürleme veya yerinde tespit için cihaz kullanmak	50
B. DAĞITIM HATLARINDA YAPILABİLECEK ÇALIŞMALAR	52
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM	53
KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI	53
I. KAYIPLARIN KULLANICILARA YANSITILMASI.....	53
II. KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI.....	54
A. SABİT DÜZEN ORANTILI (PRO RATA) PAYLAŞTIRMA	54
B. MARJİNAL PAYLAŞTIRMA	57
C. ORANTISAL PAYLAŞTIRMA.....	59
Ç. DEVRE BAZLI (Z-BARA) PAYLAŞTIRMA	63
D. İKİNCİ DERECE DENKLEM (QUADRATIC) İLE PAYLAŞTIRMA.....	65
E. DİĞER GÜNCEL METOTLAR.....	68
III. METOTLARIN KARŞILAŞTIRILMASI.....	69
IV. TÜRKİYE’DE KAYIPLARIN YANSITILMASI	76
A. İLETİM KAYIPLARININ YANSITILMASI	76
1. Transformatör Kayıp Katsayısının Hesaplanması	76
2. Hat Kayıp Katsayısının Hesaplanması	78
3. Kayıp Katsayılarının Uzlaştırma Hesaplarına Yansıtılması	79
B. DAĞITIM KAYIPLARININ YANSITILMASI	82
BEŞİNCİ BÖLÜM	85

TÜRKİYE’DEKİ KAYIP UYGULAMALARI İÇİN DEĞERLENDİRMELER..	85
I. KAYIPLARIN AZALTILMASI YÖNÜNDE DEĞERLENDİRMELER ve ÖNERİLER	85
II. KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI YÖNÜNDE DEĞERLENDİRMELER ve ÖNERİLER	92
SONUÇ.....	95
KAYNAKÇA	98

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AC	: Alternatif Akım
AG	: Alçak Gerilim
AKK	: Artırımlı Kayıp Katsayıları
Bkz.	: Bakınız
DUY	: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırmaya Yönetmeliği
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
HKK	: Hat Kayıp Katsayısı
İKS	: İç Kontrol Sistemi
KAK	: Kirchhoff Akım Kanunu
KKB	: Kayıp-Kaçak Bedeli
KKDB	: Kayıp-Kaçak Düzeltme Bileşeni
MP	: Marjinal Paylaşım
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
OP	: Orantısal Paylaşım
OG	: Orta Gerilim
ÖTM	: Öngörülen Toplam Maliyet
PMUM	: Piyasa Malî Uzlaştırmaya Merkezi
p.u.	: Birim Başına (<i>Per Unit</i>)
SVM	: Destekçi Vektör Makinaları (<i>Support Vector Machines</i>)
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TDR	: Zaman Bölgesi Reflektometresi (<i>Time Domain Reflectometer</i>)
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TKK	: Transformatör Kayıp Katsayısı
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
YG	: Yüksek Gerilim

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1: Elektriğin iletimi ve dağıtımı.....	3
Şekil 1.2: Elektrik dağıtım bölgeleri.....	9
Şekil 1.3: Örnek bir dal-budak şebeke.....	11
Şekil 1.4: Ring tipi şebeke	11
Şekil 1.5: Gözlü (ağ) şebeke.....	12
Şekil 1.6: Güç trafosu	15
Şekil 1.7: Transformatörlerin genel prensip şeması.....	15
Şekil 1.8: Yüksek gerilimde kullanılan izolatör	17
Şekil 1.9: Örnek bir parafudrun gerilim-akım karakteristiği.....	18
Şekil 2.1: İletken kesit örneği.....	23
Şekil 2.2: Akımın aktif ve reaktif bileşenleri.....	25
Şekil 2.3: Örnek bir yük için akım-zaman grafiği	27
Şekil 3.1: Kompanzasyon için kullanılan kondansatör çeşitlerinden bazıları	35
Şekil 3.2: İşletme gerilimi ile kayıp miktarının değişimi.....	37
Şekil 3.3: Gerilim seviyelerine göre enerji kayıpları	38
Şekil 3.4: Geleneksel elektrik sistemleri.....	41
Şekil 3.5: Gömülü üretim kurgusu	42
Şekil 3.6: Gömülü üreticinin gücü ile kayıplardaki azalmanın ilişkisi.....	43
Şekil 3.7: Gömülü üretimin konumunun kayıplardaki azalmaya etkisi.....	43
Şekil 3.8: Kaçak kullanım tespiti süreci.....	47
Şekil 3.9: SVM yöntemi ile kaçak kullanım tespiti	48
Şekil 3.10: Depuru vd. tarafından önerilen mekanizma	49
Şekil 3.11: Akıllı sayaç sistemi	50
Şekil 3.12: Yansıyan sinyalin görünümü	51
Şekil 4.1: Bir düğüm ve yük akış şekli	59
Şekil 4.2: Örnek bir yük akışı	60
Şekil 4.3: Örnek bir yukarı doğru(upstream) yaklaşım şekli.	61
Şekil 4.4: (a) İki ayrı yük gösterimi, (b) İki ayrı yük için kayıp enerji-zaman grafiği	66
Şekil 4.5: IEEE 14-baralı test sistemi.....	70
Şekil 5.1: Şebeke kayıplarının kıyaslanması	86
Şekil 5.2: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi (2006-2011)	86
Şekil 5.3: 21 Elektrik dağıtım şirketi için kayıp miktarları (2010-2012)	87
Şekil 5.4: 21 Elektrik dağıtım şirketi için kayıp oranları (2010-2012).....	88
Şekil 5.5: 21 Elektrik dağıtım şirketi için 2011-2015 dönemi onaylanmış yatırım tutarları.....	90
Şekil 5.6: Portekiz’de uygulanan teşvik mekanizması.....	91

TABLÖLER LİSTESİ

Tablo 1.1: Türkiye elektrik iletim sisteminde kurulu güçler	5
Tablo 1.2: Türkiye elektrik iletim sisteminde hat uzunlukları.....	5
Tablo 1.3: Türkiye elektrik iletim sistemi kayıpları	6
Tablo 1.4: Dağıtım hattı uzunlukları	7
Tablo 1.5: Dağıtım transformatörleri	7
Tablo 1.6: Dağıtıma esas kayıp gerçekleşme oranları	8
Tablo 2.1: Sıklıkla kullanılan iletkenlerin 20 °C'deki özdirençleri.....	24
Tablo 3.1: Kayıp azaltma yöntemlerinin fayda/maliyet oranları	40
Tablo 3.2: Ruanda elektrik dağıtım şirketi Electrogazın elektrik kayıp miktarları	45
Tablo 4.1: Birinci senaryoya göre farklı paylaşırma metotlarına göre paylaşım yüzdeleri.....	71
Tablo 4.2: Birinci senaryoya göre metotlar arası ikili hata miktarları	73
Tablo 4.3: İkinci senaryoya göre farklı paylaşırma metotlarına göre paylaşım yüzdeleri.....	73
Tablo 4.4: İkinci senaryoya göre metotlar arası ikili hata miktarları	74
Tablo 4.5: Metotların özelliklerinin karşılaştırılması.....	75

ÖZET

Gerek elektriğin iletimi gerekse dağıtımı esnasında kayıplar meydana gelmektedir. Faydalı bir ürün olarak kullanılamayan fakat bununla birlikte maliyetine katlanması gereken şebeke kayıpları; hem iletim ve dağıtım sistemi operatörlerinin, hem düzenleyici otoritelerin, hem de ülkeyi yöneten birimlerin hassasiyetle üzerinde durmaları gereken bir husustur. Kayıpların mücadele edilerek minimize edilmesi gerekirken aynı zamanda mevcut kayıpların maliyetine kimlerin hangi oranda karşılaması gerektiğine karar verilmesi gerekmektedir.

Bu tezde, elektrik iletim ve dağıtım sistemleri genel yapısıyla anlatılarak, Türkiye'deki mevcut şebeke durumu özetlenmektedir. Elektriğin üreticiden nihai tüketiciye kadar ulaştırılması esnasında meydana gelen teknik ve teknik olmayan kayıplar anlatılarak bu kayıpların azaltılması yönünde literatürde şimdiye kadar yürütülen çalışmalara değinilmektedir. Ayrıca, kayıpların şebeke kullanıcılarına hangi oranda ve ne şekilde paylaştırılmasına ilişkin önerilen güncel yöntemler üzerinde durularak bu yöntemlerin karşılaştırılması yapılmıştır. Türkiye elektrik piyasası özelinde, kayıpların dayandırıldığı metodoloji incelenerek Türkiye'deki şebeke kullanıcıların kayıplardaki sorumlulukları irdelenmiştir. Nihayetinde, Türkiye'de kayıpların paylaştırılmasına ilişkin mevcut uygulamalar hakkında değerlendirmeler ve öneriler ile kayıpların azaltılmasına yönelik yapılabilecek çalışmalar üzerinde durulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Kayıp, teknik kayıplar, teknik olmayan kayıplar, elektrik piyasası, kayıpların azaltılması, kayıpların paylaştırılması.

GİRİŞ

Üretildiği an ile eşzamanlı olarak tüketilmesi esas olan elektrik enerjisinin, üretildiği noktadan tüketildiği en uç noktaya kadar izleyeceği yol “elektrik şebekeleri” kavramını ortaya çıkarmıştır. Farklı şebeke yapılarında farklı gerilim seviyelerinde olsa dahi elektriğin üretim noktasından tüketim yerine ulaşması benzer süreçlerden geçmektedir.

Elektriğin tüketiciye ulaştırıldığı aşamalar sırasında, taşıma işlemi için kullanılan tüm teçhizat ve makineler fizik kanunlarına göre bir “verime” göre çalışmaktadır. Enerji verimliliği; genellikle birim enerji girdisine karşılık gelen birim çıktı miktarı ile açıklanmaktadır¹. Bir teçhizatın elektriksel verimi, bu teçhizattan çıkan kullanılabilir elektrik enerjisi miktarının giren elektrik enerjisi miktarına bölümü olarak tanımlanabilir.

Enerji verimliliği, özellikle ekonomi dilinde yaygın kullanım olan “kıt kaynakların etkin kullanımı” açısından önemli bir hedef olarak gözükmektedir. Enerji verimliliği; akıllı, sürdürülebilir ve kapsayıcı büyüme ile verimli kaynak ekonomisi için öngörülen Avrupa Birliği (AB)’nin 2020 stratejisinin merkezinde bulunmaktadır. Yine, enerji verimliliği AB’nin en önemli enerji kaynağı olarak kabul edilebilmektedir.²

Enerji verimliliğinin elektriğin iletimi ve dağıtımı sırasında kullanılan teçhizat için karşılığı bu teçhizatın “az kayıplı” olmasıdır. Şebekede üretilerek sisteme verilen toplam üretilen enerji ile tüketim noktalarında tüketilen toplam enerjinin arasındaki fark, elektrik şebekesinde meydana gelen kayıpların ne kadar az veya çok olduğunu göstermektedir.

Elektriksel kayıpların az olması tercih edilmekle beraber bu kayıpların “sıfıra” indirilmesi fiziksel olarak mümkün değildir. Kayıplar gerçekleştikten sonra, ortaya bu kayıplara ilişkin bir maliyet çıkmaktadır. Bir diğer önemli husus da işte bu ortaya çıkan

¹ Maheswaran, D., Kailas, K.K.J., Rangaraj, V. ve Kumar, W.A., "Energy efficiency in electrical systems," Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), IEEE International Conference on , 2012.

² “Energy Efficiency Plan 2011”, European Commission, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions, 2011.

kayıp maliyetlerini kimin, hangi oranda üstlenmesi gerektiğidir. Maliyet paylaşımında önemli olan, eşit taraflar arasında ayırım göstermeksizin adil bir ayrıştırma yapılması ihtiyacıdır.

Bu çalışma kapsamında, elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde meydana gelen kayıplar, bu kayıpları azaltma yöntemleri ve kayıpların tüketicilere maliyetleri oranında yansıtılması irdelenmektedir.

Birinci bölümde, elektrik iletim ve dağıtım sistemleri genel yapısıyla anlatılarak, Türkiye'deki mevcut şebeke durumu özetlenmektedir. İkinci bölümde, elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde meydana gelen teknik ve teknik olmayan kayıplar anlatılmaktadır. Üçüncü bölümde, şebekede meydana gelen kayıpların azaltılması yönünde yapılabilecek çalışmalara değinilerek, literatürde yer alan güncel çalışmalara yer verilmektedir. Dördüncü bölümde, iletim ve dağıtım kayıplarının şebeke kullanıcılarına paylaştırılması konusunda durularak sıklıkla kullanılan metotlara yer verilmektedir. Bu bölümde ayrıca Türkiye elektrik piyasasında halihazırda kullanılan kayıp paylaşırma metodolojisine değinilmektedir. Beşinci bölümde, Türkiye'de kayıpların paylaştırılmasına ilişkin mevcut uygulamalar hakkında değlendirmeler ve öneriler ile kayıpların azaltılmasına yönelik yapılabilecek çalışmalar üzerinde durulmaktadır.

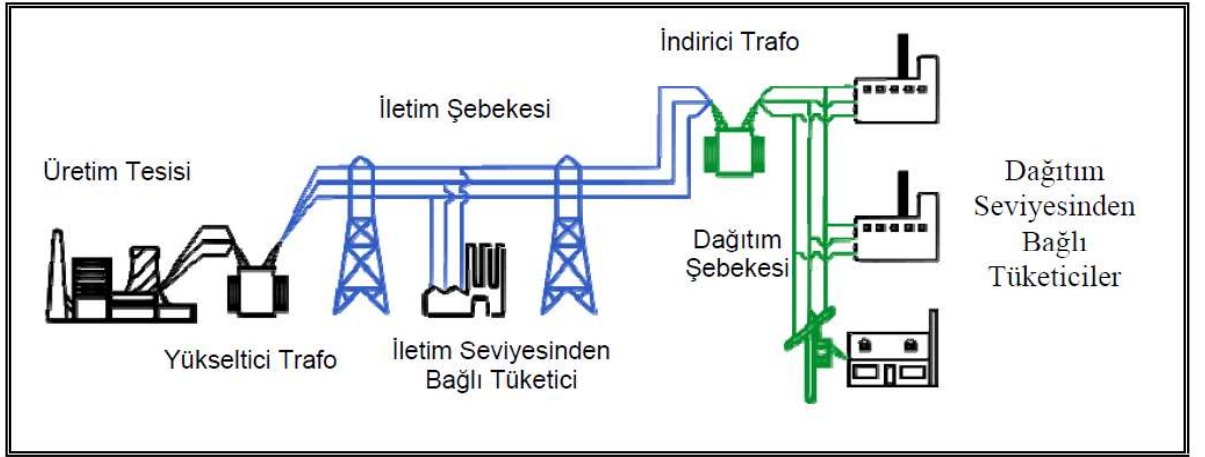
BİRİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİ

I. GİRİŞ

Elektrik üretim santralleri vasıtasıyla üretilen elektrik enerjisinin santrallerin çıkış noktasından nihai tüketiciye ulaşması elektrik iletim ve dağıtım sistemleri yolu ile gerçekleşmektedir. Elektriğin şebeke üzerinden iletilmesi üç-faz alternatif akım (AC) hatlar üzerinden gerçekleştirilmektedir.

Elektriğin üretilen noktadan herhangi bir noktaya taşınması ilk olarak 1886 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nin (ABD) Massachusetts eyaleti Great Barrington kentinde 500 V'luk bir gerilim seviyesinden 1600 m. uzağa iletim ile gerçekleştirilmiştir. Daha sonra benzer şekilde İtalya ve Almanya'da ilk elektrik iletim çalışmaları gerçekleştirilmiştir³.



Şekil 1.1: Elektriğin iletimi ve dağıtımını⁴

Türkiye'de ise ilk olarak Tarsus'ta 2 kW'lık kurulu güce sahip su değirmeni miline bağlı jeneratörden elektrik üretilmiş ve Tarsus'a elektrik verilmiştir. Elektrik kullanımının yaygınlaşması ve organize bir enerji üretiminin gerçekleşmesi hususunda

³ Turgut, E. ve Selçuk K., Elektrik Enerjisi Üretimi ve Dağıtım, Detay Yayıncılık, 2009, s.131.

⁴ http://en.wikipedia.org/wiki/File:Electricity_grid_simple-North_America.svg, 08/06/2013.

ise, 1914 yılında İstanbul'da Silahtarağa Elektrik Santralini devreye girmesi ve elektrik iletimi açısından Silahtarağa-Yedikule arasında 15 kV gerilim seviyesinde elektrik iletimin yapılması ile önemli bir aşama kaydedilmiştir⁵. Cumhuriyet dönemi ile beraber elektrik kullanımı yaygınlaşmış ve 1923'te Adapazarı; 1925'te İzmir, Adana, İnebolu, Artvin, Trabzon, Akşehir, Mersin; 1926'da Sivas, Aksaray, Konya, Ayvalık, Bursa, Malatya, İzmir, Kütahya; 1928'de Nazilli, Kırkağaç, Antalya, Afyon, Akşehir, Kırklareli, Samsun, Çorlu, Giresun, Eskişehir, Yozgat; 1929'da Bandırma, Biga, Milas, Ordu, Bafra; 1930'da Balıkesir, Kastamonu, Tekirdağ, Urfa elektrikleştirilmiştir⁶.

Türkiye'de enterkonnekte sisteme geçiş ise 1945 yılı sonrasında gerçekleşmiştir. 1948'de kurulan Çatalağzı Santrali'ne ilk defa yüksek gerilim taşıma hattı kurulmuş ve elektrik enerjisi 66 kV gerilim seviyesinden Ereğli-Çatalağzı arasında taşınmıştır. Bu hattın 1952 yılında 154 kV bir yüksek gerilim hattı ile İstanbul'a elektrik taşıması yapılmıştır⁷.

1970'te üretim ve tüketim miktarının artması, elektrik şebekesinin yurt dışında yaygınlaşması üzerine Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. 1994 yılında, TEK, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. olarak (TEDAŞ) olarak ikiye ayrılmıştır. Daha sonra 2001 yılında ise TEAŞ; elektriğin üretimi için Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), iletimi için Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve toptan satışı için Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere üç ana şirkete ayrılmıştır⁸.

⁵ Turgut ve Selçuk, s.132; Dolun, L., "Türkiye'de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar", Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş.,2002, s. 2;

⁶ Özdemir, N., "Türkiye'de Elektriğin Tarihsel Gelişimi (1900-1938)", Basılmamış Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi, 2011, s. 60.

⁷ Turgut ve Selçuk, s.132;

<http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistikler/tarihce%28turk%29.htm>; 05/07/2013.

⁸ Özkivrak, Ö., "Electricity restructuring in Turkey", Energy Policy, Cilt 33, Sayı 10, Temmuz 2005; Atiyas, I.; Dutz, M., "Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry", A Paper Prepared for presentation at the Conference on EU Accession: Türkiye, 2003; Hepbasli, A., "Development and restructuring of Turkey's electricity sector: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (4), 311–343, 2005..

A. TÜRKİYE’DE ELEKTRİĞİN İLETİMİ

20/02/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunun “Elektrik Piyasası Faaliyetleri” başlıklı 2 nci maddesinin dördüncü fıkrasının (b) bendinde “Elektrik enerjisi iletim faaliyetleri Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi tarafından yürütülür.” hükmüne yer verilerek iletim sisteminin şebeke operatörü olarak TEİAŞ belirlenmiş, daha sonra TEİAŞ’ın bu sorumluluğu 14/03/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun “İletim faaliyeti” başlıklı 8 inci maddesinde “Elektrik enerjisi iletim faaliyeti, lisansı kapsamında münhasıran TEİAŞ tarafından yürütülür.” şeklinde hükme bağlanmıştır.

TEİAŞ’ın 2012 sonu verilerine göre toplam transformatör kurulu gücü kapasitesi 112.846 MVA mertebelerindedir. Yine 2012 sonu verilerine göre TEİAŞ, toplam 50.418,4 km uzunluğunda iletim hatlarına sahiptir (Bkz. Tablo 1.1 ve Tablo 1.2).

Tablo 1.1: Türkiye elektrik iletim sisteminde kurulu güçler⁹

Gerilim Seviyesi (kV)	Merkez Adedi	Trafo Adedi	Güç (MVA)
380	85	222	43.795
220	1	2	400
154	544	1151	68.058
66	14	50	593
TOPLAM	644	1425	112.846

Tablo 1.2: Türkiye elektrik iletim sisteminde hat uzunlukları¹⁰

Gerilim Seviyesi (kV)	Uzunluk (km)
380	16.343,70
220	84,5
154	33.480,80
66	509,4
TOPLAM	50.418,40

⁹ TEİAŞ 2012 Faaliyet Raporundan alınmıştır.

¹⁰ TEİAŞ 2012 Faaliyet Raporundan alınmıştır.

TEİAŞ tarafından 2012-2021 yılları için hazırlanan Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonunda, iletim seviyesinde meydana gelen iletim kayıp oranları ve miktarları Tablo 1.3’te gösterilmektedir.

Tablo 1.3: Türkiye elektrik iletim sistemi kayıpları¹¹

YILLAR	%	GWh
2001	2,8	3374,4
2002	2,7	3440,7
2003	2,4	3330,7
2004	2,4	3422,8
2005	2,4	3695,3
2006	2,7	4543,8
2007	2,5	4523
2008	2,3	4388,4
2009	2,1	3973,4
2010	2,8	5690,5
2011	1,9	4189,3

B. TÜRKİYE’DE ELEKTRİĞİN DAĞITIMI

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun “Dağıtım faaliyeti” başlıklı 9 uncu maddesinde yer alan, “Dağıtım faaliyeti, lisansı kapsamında, dağıtım şirketi tarafından lisansında belirlenen bölgede yürütülür.” hükmü ile dağıtım faaliyetlerini yürütme sorumluluğu lisanslarında olan bölgeyle sınırlı olarak elektrik dağıtım şirketlerine verilmiştir.

TEK’in bölünmesiyle oluşan şirketlerden biri olan TEDAŞ, özelleştirme öncesi dönem için ülke genelindeki tüm dağıtım faaliyetinin yürütülmesinden sorumlu idi (Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş. istisnası dışında). Özelleştirme süreci kapsamında tüm Türkiye genelinde dağıtım şirketleri oluşturulmuş olup, zamanla bu dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi gerçekleştirilmiştir. 2013 yılı ortası itibariyle ülke genelinde tüm dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi tamamlanmıştır. Ülke genelinde

¹¹ Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021), TEİAŞ, Aralık 2012,s.33.

faaliyet gösteren 21 dağıtım şirketi Şekil 1.2’de yer alan harita üzerinde gösterilmektedir.

Bir şebeke işletmecisi olarak dağıtım şirketlerinin sorumluluğu, 36 kV ve altı gerilim seviyesinde yer alan tüm şebeke teçhizat ve elemanlarının işletilmesi, bakımı ve bu şebekeye ilişkin gerekli yatırımların sağlanmasıdır. TEDAŞ 2010 yılı sonu verilerine göre Türkiye’deki dağıtım şebekesinin hat uzunlukları ve transformatör kurulu güçleri Tablo 1.4 ve Tablo 1.5’te gösterilmektedir.

Tablo 1.4: Dağıtım hattı uzunlukları¹²

	33 kV	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	Diğer	OG Toplamı	0,4 kV	TOPLAM
HAVAİ HAT TOPLAMI	348281	26244	421	5094	0	380041	522928	902968
YERALTI KABLOSU	27079	3853	3479	1391	90	35892	48784	84676
TOPLAM	375359	30097	3900	6486	91	415933	571711	987644

Tablo 1.5: Dağıtım transformatörleri¹³

PRİMER GERİLİM	SEKONDER GERİLİM	SEKONDER GERİLİM					TOPLAM
		15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	DİĞER	0,4 kV	
33 kV	ADET	464	242	430	78	300.670	301.884
	GÜÇ (MVA)	4.165	3.597	3.065	897	84.522	96.246
15.8 kV	ADET			2	2	29.889	29.893
	GÜÇ (MVA)			6	1	8.941	8.947
10.5 kV	ADET				1	7.473	7.474
	GÜÇ (MVA)				0,04	6.572	6.572
6.3 kV	ADET				4	5.549	5.553
	GÜÇ (MVA)				15	2.589	2.604
DİĞER	ADET				9	1	10
	GÜÇ (MVA)				167	0,4	167
TOPLAM	ADET	464	242	432	94	343.582	344.814
	GÜÇ (MVA)	4.165	3.597	3.070	1.080	102.624	114.536

Şebekenin kaliteli işletilmesi, elektrik tedarikinin sürekliliği ve yapılan faaliyetlerin verimli olması da dağıtım şirketlerinin sorumlulukları arasındadır. Kayıp enerjinin azaltılması da bu faaliyetler arasında yer almaktadır. 21 elektrik dağıtım şirketinde 2010-2012 yıllarında oluşan kayıp enerji miktarları Tablo 1.6’da gösterilmektedir.

¹² İbid, s.32.

¹³ İbid, s.33.

Tablo 1.6: Dağıtım esas kayıp gerçekleşme oranları

DAĞITIM ŞİRKETİ	2010	2011	2012
AKDENİZ	% 8,30	% 8,47	% 9,78
AKEDAŞ	% 8,17	% 8,17	% 7,15
ARAS	% 25,47	% 25,70	% 27,67
AYDEM	% 8,69	% 8,41	% 8,00
AYEDAŞ	% 6,92	% 6,91	% 6,88
BAŞKENT	% 8,55	% 9,17	% 8,67
BOĞAZİÇİ	% 9,75	% 10,76	% 10,59
ÇAMLIBEL	% 7,31	% 9,20	% 8,32
ÇORUH	% 11,57	% 10,60	% 10,00
DİCLE	% 65,48	% 71,07	% 70,70
FIRAT	% 12,24	% 10,39	% 10,98
GEDİZ	% 8,84	% 8,10	% 7,97
KAYSERİ	% 8,74	% 7,20	% 7,01
MERAM	% 9,64	% 9,55	% 9,77
OSMANGAZİ	% 9,11	% 7,14	% 7,15
SEDAŞ	% 6,41	% 7,52	% 7,31
TOROSLAR	% 8,92	% 11,80	% 13,28
TRAKYA	% 6,80	% 7,76	% 5,87
ULUDAĞ	% 7,38	% 9,46	% 8,03
VANGÖLÜ	% 57,15	% 52,10	% 53,29
YEŞİLIRMAK	% 12,89	% 7,81	% 7,05
ORTALAMA	% 15,93	% 16,79	% 17,06

Elektrik Dağıtım Bölgeleri / Electricity Distribution Regions



Şekil 1.2: Elektrik dağıtım bölgeleri¹⁴

1. Dicle E. Dağıtım A.Ş. / Dicle Elec. Distr. Co. (Diyarbakır, Mardin, Şanlıurfa, Batman, Şırnak)
2. Van Gölü Elektrik Dağıtım A.Ş. / Vangölü Electricity Distribution Co. (Bâlis, Hakkâri, Muş, Van)
3. Aras E. Dağıtım A.Ş. / Aras E. Distr. Co. (Ağrı, Erzurum, Erzurum, Kars, Boyburt, Ardahan, Iğdır)
4. Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş. / Çoruh E. Distribution Co. (Arvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon)
5. Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş. / Fırat Electricity Distribution Co. (Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli)
6. Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş. / Çamlıbel Electricity Distribution Co. (Sivas, Tokat, Yozgat)
7. Toroslar E. Dağıtım A.Ş. / Toroslar E. Distr. Co. (Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Kilis, Osmaniye)
8. Meram E. Dağıtım A.Ş. / Meram E. Distr. Co. (Kırşehir, Konya, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Karaman)
9. Boşkent E.D.A.Ş. / Boşkent E.D.Co. (Ankara, Çankırı, Kastamonu, Zonguldak, Kırıkkale, Bartın, Karabük)
10. Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş. / Akdeniz Electricity Distribution Co. (Antalya, Burdur, Isparta)
11. Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş. / Gediz Electricity Distribution Co. (İzmir, Manisa)

12. Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. / Uludağ Electricity Distribution Co. (Balkaşır, Bursa, Çanakkale, Yalova)
13. Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş. / Trakya Electricity Distribution Co. (Edirne, Kırklareli, Tekirdağ)
14. İstanbul Anadolu E. Dağıtım A.Ş. / İstanbul Anadolu Side E.D.Co. (İstanbul ili Anadolu Yakası / İstanbul Anatolian Side)
15. Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş. / Sakarya Electricity Distribution Co. (Bolu, Kocaeli, Sakarya, Düzce)
16. Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş. / Osmangazi E. Distr. Co. (Akyonkarahisar, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak)
17. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. / Boğaziçi Elec. Distribution Co. (İstanbul ili Avrupa Yakası / İstanbul European Side)
18. Kayseri Elektrik T.A.Ş. / Kayseri and Its Vicinity Electricity Turkish Inc. Co. (Kayseri)
19. Aydem Elektrik Dağıtım A.Ş. / Aydem Electricity Distribution Co. (Aydın, Denizli, Muğla)
20. Akeddaş Elektrik Dağıtım A.Ş. / Akeddaş Electricity Distribution Co. (Adıyaman, Kahramanmaraş)
21. Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş. / Yeşilirmak Electricity Distribution Co. (Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop)

¹⁴ TEDAŞ 2011 faaliyet raporundan alınmıştır.

II. ELEKTRİK ŞEBEKELERİ

Elektrik iletim ve dağıtım sistemleri şebekenin gerilim seviyesi ile konumlandırılmaktadır. Ülkemiz için, gerilim seviyeleri Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'ne¹⁵ göre temelde 1000 V ve altı seviyeler için Alçak Gerilim (AG), 1000 V üstü seviyeler için Yüksek Gerilim (YG) olmak üzere iki gerilim seviyesine ayrılmıştır. Bununla birlikte elektrik piyasası mevzuatının kimi yerlerinde 1000 V ile 36 (40) kV arası gerilim seviyesi Orta Gerilim (OG) olarak adlandırılmıştır. İletim ve dağıtım ayrımı için ise 36 kV sınır değeri olarak belirlenmiş, 36 kV'un üstü tesisler iletim tesisi olarak kabul edilmiş, bu seviyenin altındaki tesisler ise dağıtım sistemine dahil edilmiştir¹⁶.

A. ŞEBEKE ÇEŞİTLERİ

Elektrik şebekeleri yapılarına göre üçe ayrılmaktadır: Açık (Dal-budak veya radyal) şebekeler, Kapalı (Ring ve gözlü) şebekeler ve Enterkonnekte şebekeler¹⁷.

1. Açık (Dal-budak veya radyal) şebekeler

Bu tür şebekeler genellikle beslemenin tek bir kaynaktan yapıldığı ve nüfus yoğunluğunun düşük olduğu şebeke yapılarıdır. Tesis maliyetleri ucuz olan bu şebekelerin yedekli olarak çalışmama ve gerilim düşümü riski gibi dezavantajları bulunmaktadır¹⁸. Ayrıca bu hatların işletme verimi düşük olup, arıza anında birçok kullanıcı silsile halinde enerjisiz kalabilmektedir¹⁹.

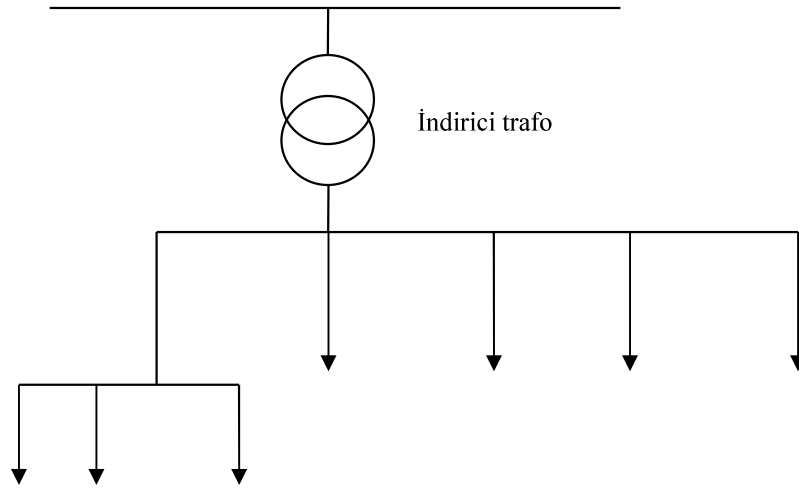
¹⁵ 30.11.2000 tarihli ve 24246 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

¹⁶ Elektrik Piyasasında İletim Ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliğde bu şekilde yer almaktadır.

¹⁷ Tosun, İ., "Enerji İletimi ve Dağıtım", Birsan Yayınevi, 2007, s.16.

¹⁸ İbid, s.17.

¹⁹ Turgut ve Selçuk, s. 234.

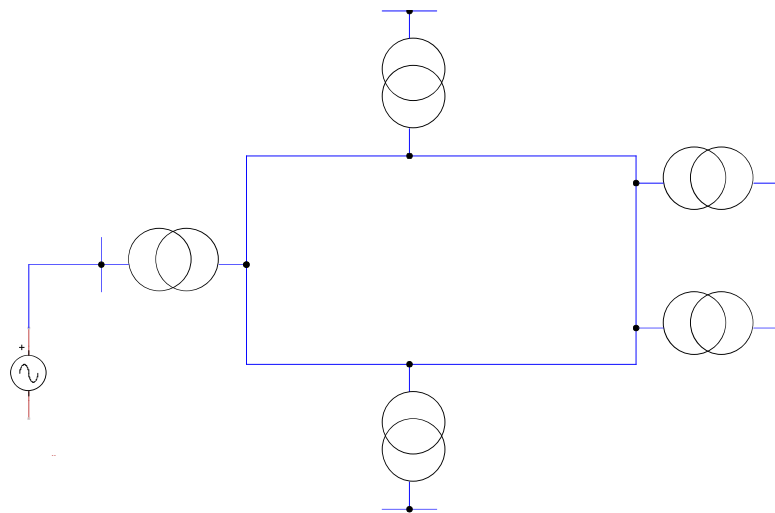


Şekil 1.3: Örnek bir dal-budak şebeke

2. Kapalı Şebekeler

a) Ring Şebekeler

Beslemenin birden fazla kaynaktan yapıldığı şebeke türleridir. Bu şebekelerde sadece arıza mahali şebekeden izole edilerek şebekenin geri kalanı normal çalışma koşullarında işletmeye devam edebilmektedir. Gerilim düşümünün az olduğu bu şebekelerin kurulum ve işletme maliyetleri açık şebekelere göre daha yüksektir²⁰.

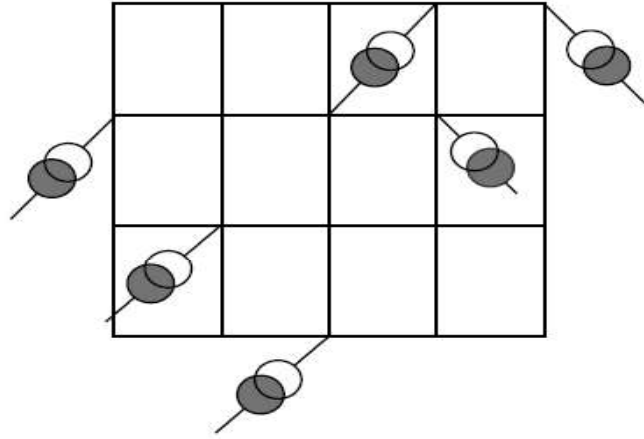


Şekil 1.4: Ring tipi şebeke

²⁰ Tosun, s.18.

b) Gözlü (Ağ) Şebekeler

Bu tür şebeke yapılarında enerji beslemesi bir ya da daha fazla yerden yapılabilir. Şebeke yapısı bir ağı andırdığı için bu tür şebekelere “Ağ şebeke” adı da verilmektedir. Dağıtım hatları, şebeke kullanıcıları arasında bir ağ gibi örülüp birbirleriyle bağlantılı şekildedir (Bkz. Şekil 1.5). Ring şebekeler gibi bu şebeke yapılarında da olası bir arıza anında sadece arızalı bölgenin sistemden izole edilmesiyle diğer kullanıcılar elektrik kullanımına devam edebilirler. Gerilim düşümünün az olduğu bu sistemlerin dezavantajı kurulum, işletme ve bakımlarının zor olmasıdır²¹.



Şekil 1.5: Gözlü (ağ) şebeke²²

3. Enterkonnekte Şebekeler

Elektrik üretim santrallerini nihai tüketim noktası ile birleştiren ve bu kapsamda birbirleriyle bağlı olup birlikte çalışan şebeke sistemine enterkonnekte sistem denir. Enterkonnekte sistemlerde bir arıza meydana geldiği zaman, arızalı bölge şebekeden izole edilir ve sistemin diğer kısımlarının birbirleriyle enerji alış-verişini devam ettirmeleri sağlanır. Enterkonnekte şebekenin genel resmi Şekil 1.1’de gösterilmektedir.

²¹ Kul, M., Uyaroğlu, Y., Ayasun, S., Vatansever, F., Eminoğlu, U. ve İmal N., “Elektrik Enerjisi İletimi ve Dağıtımı”, Anadolu Üniversitesi, 2013, s. 39.

²² İbid, s. 39.

Enterkonnekte sistemler enerjinin eş zamanlı olarak dengelenmesi açısından da önem arz etmektedir. Üretim kısıtları veya fazlalıkları nedeniyle şebekede oluşabilecek dengesizlikler enterkonnekte sistemin başka bir bölümünde yapılabilecek yük alma veya yük atma işlemleri ile çözülebilmektedir²³. Ülkemizde gerçek zamanlı dengeleme işlemlerini, TEİAŞ uhdesinde bulunan Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) yürütmektedir.

Enterkonnekte sistemlerin avantajları şu şekilde sıralanabilir²⁴:

- Verimleri yüksektir.
- Şebeke kullanıcıları kesintisiz olarak enerji tedarikinde bulunabilmektedirler.
- Santraller daha ekonomik çalışır ve yedek üreteç sayısı azdır.

Enterkonnekte sistemlerin dezavantajları şu şekilde sıralanabilir²⁵:

- Kısa devre akımı çok yüksek olup kontrolü zor, koruma sistemlerinin maliyetleri yüksektir. Kısa devre akımından çok sayıda kullanıcı etkilenir.
- Sistem kararlılığını sağlamak zordur.

III. ŞEBEKE ELEMANLARI

Enerji santrallerinde üretilen elektrik, santralin iletim veya dağıtım şebekesine bağlandığı noktadan şebekeye girer. Yükseltici transformatörler ile ilgili şebekenin gerilim seviyesine yükseltilecek enerji bu gerilim seviyesinde iletilir. Tüketicilere ulaşana dek, indirici transformatörler ile öncelikle iletim seviyesinden dağıtım gerilim seviyesine (36 kV ve altı) daha sonra da son kullanıcının enerjiyi kullanabileceği gerilim seviyesine (Türkiye için tek faz 220 V) kadar gerilim düşürülerek taşımaya devam edilir.

İletim ve dağıtım aşamasında kullanılan ekipmanlar şu şekilde özetlenebilir:

- Enerji nakil hatları (iletken kablolar)
- Transformatörler

²³ İbid, s. 40

²⁴ Tosun, s.21

²⁵ İbid, s.21

- İzolatörler
- Parafudrlar
- Anahtarlama elemanları (kesici ve ayırıcılar)
- Elektrik direkleri

A. ENERJİ NAKİL HATLARI

Elektriğin üretildiği noktadan tüketildiği yere kadar taşınmasının sağlayan hatlara “enerji nakil hatları” denilmektedir. Enerji nakil hatları, hattın gerilim seviyesine, taşıdığı enerji miktarına ve taşıma mesafelerine bağlı olarak farklı kesitlerde ve türlerde olabilmektedir²⁶. Enerji nakil hatları havai ve yer altı hatları olarak iki kısımda değerlendirilebilir. Genellikle şehir yerleşim yerlerinde görsel kirliliği engelleme ve güvenlik açısından yer altı kabloları tercih edilmektedir. Bununla birlikte, yer altı kablolarının maliyeti havai hatlara kıyasla oldukça yüksektir.

Enerji nakil hatlarında sıklıkla bakır ve alüminyum iletkenler kullanılmaktadır. Bakırın yoğunluğu alüminyuma göre üç kat büyüklüktedir. Alüminyumun iletkenliği bakırın iletkenliğinin yaklaşık 0,6 katı kadardır. Aynı miktarda elektrik taşımak için bakır kabloya göre daha büyük kesitli alüminyum kablo kullanılmak zorundadır. bununla birlikte alüminyum maliyet olarak daha ucuzdur.

Bakıra göre mekanik gerilim dayanımı düşük olan alüminyum iletkenin dayanımını yükseltmek için alüminyum iletkenin merkezine çelik konularak kablo oluşturulur. Enerji nakil hatlarında bu tip örgülü kablolar sıklıkla kullanılmaktadır²⁷.

B. TRANSFORMATÖRLER

Elektromanyetik indüksiyon yolu ile frekansta herhangi bir değişikliğe neden olmadan gerilim ve akım değerlerini belli bir orana göre dönüştürülebilen makinalara “transformatör” denilmektedir. Enerji kayıplarını aza indirmek ve yatırım maliyetlerini düşürebilmek için enerji yüksek gerilim seviyelerinde taşınmaktadır. Hem üretilen enerjinin gerilim seviyesini yükseltmek hem de yüksek gerilim seviyelerinden nihai

²⁶ Kul vd., s. 40.

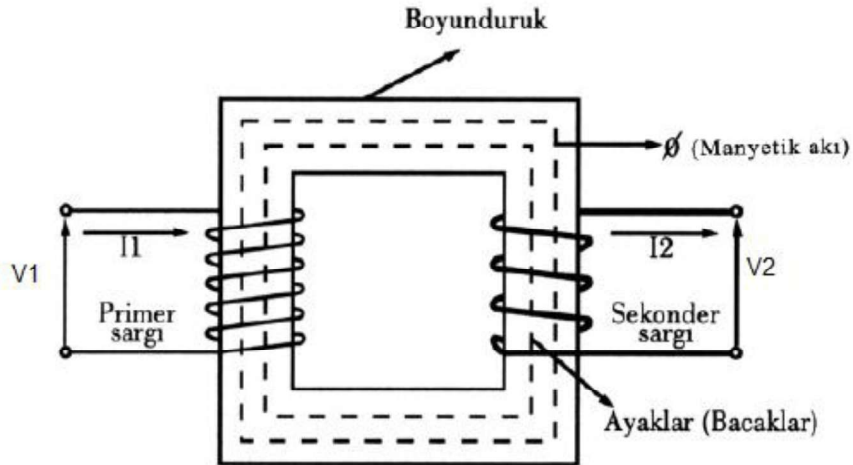
²⁷ Tosun, s.94.

tüketicinin enerjiyi kullanabileceği düşük gerilim seviyelerine indirebilmek amacıyla şebeke içinde transformatörlerin kullanılması zorunludur²⁸.



Şekil 1.6: Güç trafosu²⁹

Transformatörlerde, enerjinin girdiği tarafta bulunan primer sargıları ile çıkış tarafında bulunan sekonder sargıları bulunmaktadır. Sargılar oto-trafolar³⁰ hariç birbirlerinden yalıtılmış haldedir. Transformatörlerin genel yapısı Şekil 1.7’de gösterilmektedir.



Şekil 1.7: Transformatörlerin genel prensip şeması³¹

²⁸ İbid, s.23.

²⁹ <http://www.elektrikport.com/teknik-kutuphane/guc-ve-dagtm-transformatorleri-arasndaki-farklar/4325#ad-image-0>, 20/08/2013.

³⁰ Ototrafolar, nüve üzerine sarılı tek bir sargının bulunduğu transformatörlerdir.

³¹ MEGEP, Elektrik Elektronik Teknolojisi, “Güç Transformatörleri”, 2007, s. 5.

Transformatörlerde sargıların sarıldığı ve boyunduruk veya ayak kısımlarından oluşan yapıya nüve (çekirdek) denilmektedir. Nüve, genellikle 0,30-0,50 mm. arasında inceliğe sahip bir tarafları yalıtılmış silisli saclardan meydana gelmektedir.³²

Gerilim veya akım dönüşümü, primer ve sekonder sargılar arasındaki sarım sayısı oranına göre gerçekleşmektedir. Örneğin, primer sargı sayısı S_1 , sekonder sargı sayısı S_2 , giriş gerilimi V_1 , çıkış gerilim V_2 , giriş akımı I_1 , çıkış akımı I_2 olan bir transformatör için dönüştürme oranlaması,

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (1.1)$$

eşitliği ile yapılmaktadır. Bu dönüşüm oranlarından da anlaşılacağı üzere, indirici transformatörlerde (yüksek gerilim seviyesinden alçak gerilim seviyesine) primer sargı sayısı sekonder sargı sayısından fazla, yükseltici transformatörlerde (alçak gerilim seviyesinden yüksek gerilim seviyesine) ise sekonder sargı sayısı primer sargı sayısından fazladır.

Transformatörler, taşıyacakları yük miktarına göre farklı büyüklüklerde imal edilmektedir. Türkiye elektrik iletim ve dağıtım sisteminde, 50 KVA'dan 345 MVA'ya kadar büyüklüklerde transformatörler kullanılmaktadır.

C. İZOLATÖRLER

Enerji nakil hatlarında bulunan iletkenleri taşıma hatlarına karşı yalıtan ve porselen veya cam gibi malzemelerden üretilen elemanlara izolatör denir. Yalıtkan özelliklerinin muhafazası için izolatörlerde delinme olmamalı ve elektriksel atlama olmamalı, mekanik zorlamalara karşı mukavemetli olmalıdır³³.

³² İbid, s.6.

³³ Turgut ve Selçuk, s.86.



Şekil 1.8: Yüksek gerilimde kullanılan izolatör³⁴

Genellikle dağıtım şebekelerinde kullanılan ve tek parça halinde üretilen izolatörlere “mesnet(fincan) izolatörü” denilmektedir. Mesnet izolatörde, iletken izolatörün üst veya yan yuvasına yerleştirilir ve bir tel ya da klemens yardımıyla izolatör boynuna tespit ettirilir.³⁵

Zincir izolatörler ise, bir dizi izolatör parçasının bir araya gelmesi ile oluşur. 60 kV’a kadar gerilim seviyelerinde kullanılmaktadır. Zincir izolatörler, mesnet izolatörlere göre, izolatör büyüklüğü için esneklik ve seçenek sağlamaktadır.³⁶

Bir diğer izolatör türü, geçit izolatörleridir. Geçit izolatörleri, enerjinin bina içine girişi veya enerjiyi binadan dışarıya güvenli bir şekilde çıkarmak için kullanılan izolatörlerdir. Bu tip izolatörler 35 kV ile 400 kV arasındaki gerilim seviyelerinde kullanılmaktadır.³⁷

İzolatör seçimi yapılırken, izolatörün kullanılacağı hattın gerilim seviyesine, enerji nakil hattının geçtiği yerin çevresel etkilerine ve hava şartlarına, kullanılan

³⁴ <http://www.powerprotection.co.in/electrical-insulators.htm>, 20/08/2013.

³⁵ Turgut ve Selçuk, s.88.

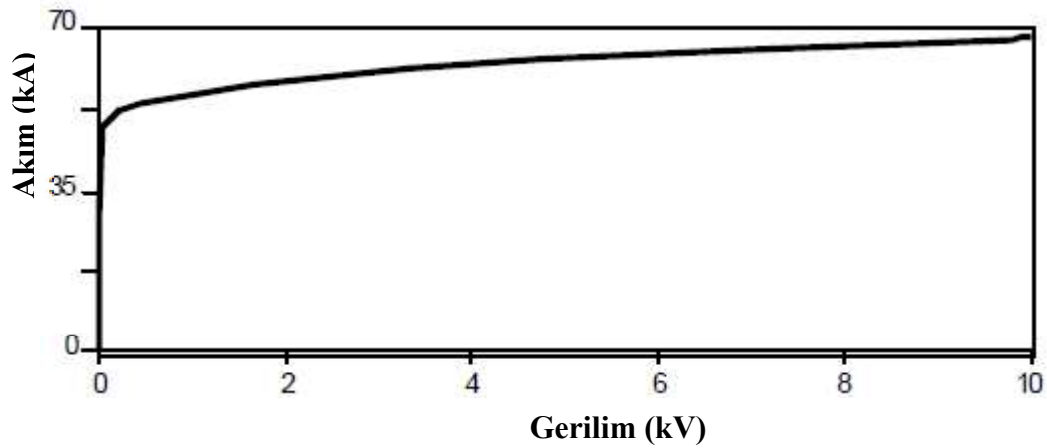
³⁶ İbid, s.92-93.

³⁷ Tosun, s.107.

iletkenin kesitine, izolator yerleştirilirken belirlenen sabitleme açısına ve izolatorün bulunduğu ortamdaki yüzey kirlenmesine dikkat edilir.³⁸

Ç. PARAFUDRLAR

Parafudr, enerji nakil hatlarını, elektrik makinalarını, jeneratör ve transformatörleri yıldırımın zararlı etkilerinden koruyan devre elemanlarıdır. Normal çalışma koşullarında devre içinde açık bir eleman olup üzerinden herhangi bir akım geçirmeyen parafudrlar, hatta yıldırım düşmesi sonucu çok yüksek değerlere ulaşan akımı kapalı bir devre elemanı haline getirerek toprağa akıtır³⁹. Parafudurlara ait örnek bir gerilim-akım grafiği Şekil 1.9'da gösterilmektedir. Şekilden de anlaşılacağı üzere, akım seviyesi belli bir eşiğe ulaşana dek parafudr aktif hale gelmemektedir.



Şekil 1.9: Örnek bir parafudrun gerilim-akım karakteristiği⁴⁰

D. AYIRICILAR-KESİCİLER

Enerji nakil hatlarında, hattı gözle görülebilir bir şekilde hat yüksüz iken ayıran elemanlara ayırıcı denilmektedir. Ayırıcılar için uygulamada “seksiyoner” ifadesi de kullanılmaktadır.

³⁸ İbid, s.109.

³⁹ Turgut ve Selçuk, s.96-98.

⁴⁰ Durbak, D.W., "Surge arrester modeling," Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, vol.2, 2001.

Ayırıcılar monte edildikleri yere göre dahili tip ayırıcılar ve harici tip ayırıcılar olarak ikiye ayrılmaktadır. Dahili tip ayırıcılar, bina içinde duvara veya sac hücreler üzerine monte edilir. Gerilim altında bulunan kısımlar hücrelerde tel kafesle emniyet altına alınmaktadır. Harici tip ayırıcılar ise açık hava koşullarına göre imal edilmektedir. Ayırıcılar şebeke içinde ayırdıkları bölgenin izole edilmesi ile şebeke güvenliğini ve çalışmasını koruma altına almaya yararmaktadır⁴¹.

Kesiciler ise, enerji nakil hattı yüklü iken şebekeyi anahtarlamaya yarayan elemanlardır. Kesici açıldığında, hat yüklü olduğu için hattın ayrılan iki noktası arasında enerji deşarjı (ark) meydana gelir. Bu arkın ivedilikle söndürülmesi gerekmektedir. Bunun için kesiciler tasarlanırken ark söndürme mekanizmaları oluşturulmuştur. Ark söndürme mekanizmalarına göre kesiciler vakumlu kesiciler, basınçlı hava üflemlili kesiciler, SF₆ gazlı kesiciler, yağlı kesiciler ve manyetik üflemlili kesiciler gibi çeşitlere ayrılmaktadır.⁴²

E. ELEKTRİK DİREKLERİ

Havai enerji nakil hatlarının taşınması ve kullanım yerlerine ulaştırılması için direkler kullanılmaktadır. Ağaç, beton veya demirden imal edilen elektrik direkleri Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği'ne göre dörde ayrılmaktadır:

1) Taşıyıcı direkler: Görevleri yalnızca iletkenleri taşımak olan ve iletkenlerin taşıyıcı bağ ile bağlandığı doğrusal güzergahta ya da köşede kullanılan direklerdir.

2) Durdurucu direkler: Görevleri hem hat iletkenlerini taşımak, hem de durdurucu bağ ile bunları tespit etmek olan, doğrusal güzergahta ya da köşede kullanılan direklerdir.

3) Son direkler (nihayet direkleri): Hattın başlangıcında ya da sonunda kullanılan direklerdir.

⁴¹ Turgut ve Selçuk, s.101,104.

⁴² İbid, s.118-129.

4) Ayırım (dağıtım) direkleri: Bir ya da daha çok hattın ayrıldığı yerlerde kullanılan direklerdir.

Hangi direğin hangi hat üzerinde kullanılacağını değerlendirilmesinde, kullanılacak kuvvete etki edecek düşey ve yatay kuvvetler dikkate alınmaktadır.

İKİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK İLETİM VE DAĞITIM SİSTEMLERİNDE KAYIPLAR

I. KAYIP NEDİR?

Enerjinin santralde üretiminden nihai tüketiciye ulaştırılmasına kadar yaşanan süreçte santralde üretilen enerji ile nihai olarak tüketilen enerji miktarı birebir örtüşmemektedir. Elektriğin iletimi ve dağıtımı esnasında kullanılan ekipmanın fiziksel doğası gereği taşınan enerjinin bir kısmı ısıya dönüşmektedir. İşte bu elektriksel olarak nihai tüketicinin kullanımına sunulamayan enerji “kayıp” olarak adlandırılmaktadır.

Elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde kayıplar temelde “teknik kayıplar” ile “teknik olmayan kayıplar” olarak iki ana unsura dayanmaktadır. Teknik kayıplar şebeke elemanları kaynaklı kayıpları içerirken teknik olmayan kayıplar ise şebeke dışı unsurlar nedeniyle oluşan kayıplardır.

II. TEKNİK KAYIPLAR

Elektrik şebekelerinde oluşan teknik sistem kayıpları hesaplanırken dikkate alınması gereken unsurlar literatürde yer alan çalışmalarda farklı sayılarda ve türlerde belirlenmiştir. Bayliss ve Hardy⁴³ bu kayıpları (i) Boşta kayıplar, (ii) Yükte kayıplar (I^2R , bakır kayıpları, girdap (eddy) akımı kayıpları vs.), (iii) Reaktif kayıpları (kötü güç faktörü, trafo kayıpları vs.) , (iv) Gerilim düşümü kaynaklı kayıplar olarak kategorize ederken, Sun vd.⁴⁴ tarafından yapılan çalışmada bu kayıplara ilave olarak yük karakteristikleri ve yük dengesizliklerinden kaynaklı kayıplar da yer almıştır.

Navani vd.⁴⁵ ise temelde (i) bakır kayıpları, (ii) iletkenler arasında ısınma etkisi oluşturduğu için yalıtkan madde kaynaklı kayıplar ve (iii) iletkenlerin etrafında oluşan

⁴³ Bayliss, C. ve Hardy B., “Transmission and Distribution Electrical Engineering”, Newness, 2006, s. 968

⁴⁴ Sun, D.I.H., Abe, S., Shoults, R.R., Chen M.S., Eichenberger, M. ve Farris, D., “Calculation of Energy Losses In A Distribution System”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4 July/Aug 1980

⁴⁵ Navani, J.P., Sharma, N.K. ve Sapra, S., “Technical and Non-Technical Losses in Power System

elektromanyetik alan kaynaklı endüksiyon ve radyasyon nedenli kayıplar olmak üzere üç temel kayıp türü ayrıştırmasına giderek, bu kayıp türlerinin nedenlerini şu altı kategoriye ayırmıştır: Harmonik bozulma, müşteri tarafındaki uygunsuz topraklama, uzun tek faz hatlar, dengesiz yük, aşırı yüklenme ve düşük gerilim nedeniyle oluşan kayıplar, düşük kalitede ekipman kullanımı.

Nazarko vd.⁴⁶ tarafından dağıtım şebekesi kayıpları için yapılan çalışmada ise teknik kayıplar orta ve alçak gerilim havai ve yeraltı hat kayıpları, orta ve alçak gerilim trafo sargı kayıpları ve sayaçların rölanti (idling) kayıpları gibi kayıplar olarak sıralanmıştır. Gasperic⁴⁷ bu kayıpları (1) hat kayıpları, (2) trafo kayıpları, (3) kondansatör kayıpları, (4) akım ve gerilim trafosu kayıpları ve (5) sayaç ve diğer ölçüm aletleri kayıpları olmak üzere beş tür kayıp olarak belirtmiştir.

Pande ve Ghodekar⁴⁸ ise teknik kayıpları akıma bağlı (bakır kayıpları) ve gerilime bağlı (demir kayıpları, yalıtım kaynaklı kayıplar ve korona kayıpları) kayıplar olmak üzere iki temel kısma ayırmıştır. Şerifoğlu⁴⁹ ise enerji kayıplarını şu dört kısımda özetlemiştir: 1. Aktif güç kayıpları, 2. Reaktif güç kayıpları, 3. Korona kayıpları, 4. Isı enerji kayıpları.

Bu çalışma kapsamında da teknik kayıplar olarak hat kayıplarına, trafo kayıplarına, korona kayıplarına değinilecek ve bunların hesaplamaları üzerinde durulacaktır.

A. HAT KAYIPLARI

Bu tür kayıplar, temelde bakır (iletken kayıpları olarak) kayıpları olarak da adlandırılabilir. Bu kayıpların nedeni iletkenlerin üzerlerinden elektrik akımı

and Its Economic Consequence in Indian Economy”, International Journal of Electronics and Computer Science Engineering, Vol. 1:2, 2003.

⁴⁶ Nazarko, J., Styczynski, Z. ve Poplawski, M., “The Fuzzy Approach to Energy Losses Calculations in Low Voltage Distribution Networks”, Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, 2000.

⁴⁷ Gasperic, S., “Energy Losses in Low Voltage Distribution Network”, Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on, 2011.

⁴⁸ Pande S. ve Ghodekar, J.G., “Computation of Technical Power Loss of Feeders and Transformers in Distribution System using Load Factor and Load Loss Factor”, International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering, Vol. 3, No. 6, 2012.

⁴⁹ Şerifoğlu, N., “Elektrik Enerji Sistemleri, Cilt 1: Sürekli Çalışma Durumları”, Papatya Yayıncılık, 2003, s.35.

geçerken bu akıma karşı oluşturdukları dirençtir. İletkenin direncine R, iletkenen geçen akıma I denirse oluşan aktif güç kaybı $P_{kayıp}$;

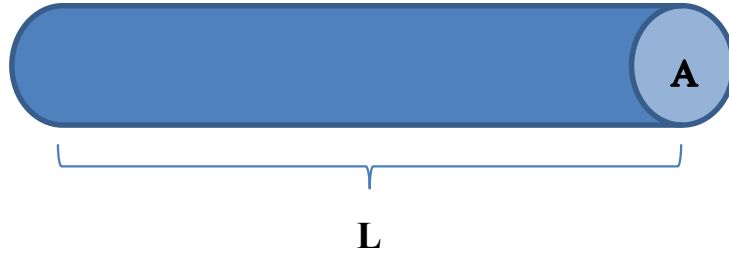
$$P_{kayıp} = I^2 R \quad (2.1)$$

olarak gösterilebilir. Akımın birimi Amper (A), direncin birimi Ohm (Ω) ve gücün birimi Watt (W)'dır.

İletken kayıpları hesaplanırken en önemli parametre hattın akıma karşı gösterdiği dirençtir. İletkenin direnci R aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (2.2)$$

Bu formülde ρ iletkenin öz direncini, L hattın uzunluğunu ve A iletkenin kesitini göstermektedir (Bkz. Şekil 2.1). Formülden de anlaşılacağı üzere aynı öz dirence sahip iki hattın uzun olanı daha fazla direnç göstererek daha fazla kayba neden olurken, bu hatlardan kesiti büyük olan iletken daha az kayıp ortaya koyacaktır⁵⁰.



Şekil 2.1: İletken kesit örneği

İletkenin öz direnci ρ ise iletkenin cinsine bağlı olarak değişir ve o iletkenin birim uzunluk ve birim kesitinin direncini açıklamaktadır⁵¹. Elektrik iletiminde kullanılan metallerin öz direnci $0,016-10 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ arasında değişmektedir (Bkz. Tablo 2.1).

⁵⁰ Benedict, E.; Collins, T.; Gotham, D.; Hoffman, S.; Karipides, D.; Pekarek, S.; and Ramabhadran, R., "Losses In Electric Power Systems", ECE Technical Reports, 1992, s. III.3

⁵¹ Turgut ve Selçuk, s.51.

Tablo 2.1: Sıklıkla kullanılan iletkenlerin 20 °C’deki özdirençleri⁵²

İLETKEN	ÖZDİRENÇ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
Gümüş	0,0162
Bakır	0,0169
Alüminyum	0,0275
Tungsten	0,0525
Demir	0,0968
Platin	0,106

Yukarıdaki tabloda yer alan özdirenç değerleri 20 °C’de ölçülen değerler olup iletkenler sıcaklık değiştikçe farklı özdirenç değerleri almaktadır. Metallerin (bakır, demir vs.) sıcaklıkları arttıkça özdirenç artarken, karbon ve sıvı iletkenlerin özdirençleri sıcaklık artışı ile azalır.

Metaller için özdirençin sıcaklıkla değişimi, ilgili metalin sıcaklıkla değişim katsayısına bağlıdır. α_p sıcaklıkla değişim katsayısı olarak gösterilirse;

$$\rho_2 = \rho_1[1 + \alpha_p(T_2 - T_1)] \quad (2.3)$$

olarak formüle edilebilir. Burada T_1 ilk sıcaklık, T_2 nihai sıcaklık, ρ_1 sıcaklık T_1 olduğundaki iletken özdirencini ve ρ_2 ise sıcaklık T_2 olduğundaki özdirenci göstermektedir.

Üç fazlı sistemler için, her bir A, B ve C faz iletkenindeki kayıpları dahil ederek toplam aktif güç kayıp miktarı;

$$P_{\text{toplamkayıp}} = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C \quad (2.4)$$

olarak gösterilebilir.

⁵² Halliday, D., Resnick, R. ve Krane K.S., “Physics”, John Wiley & Sons, 4th edition, 1992, s.

Elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde aktif güç kaybı yanı sıra reaktif güç kaybı da yaşanmaktadır. Hattın tüm empedansı Z ;

$$Z = R + jX \quad (2.5)$$

olarak gösterilmektedir. Burada X hattın reaktif direncini göstermektedir. Hattın reaktif güç kaybı $P_{kayıp_reaktif}$ de yukarıdaki aktif kayıp tanımına benzer şekilde;

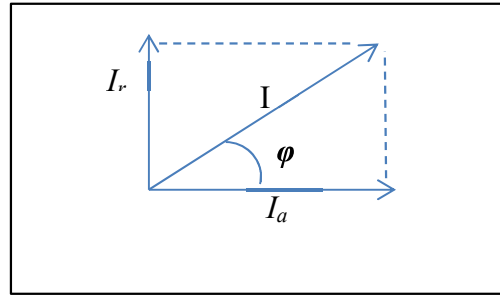
$$P_{kayıp_reaktif} = I^2 X \quad (2.6)$$

olarak gösterilebilir. Buradan hareketle, üç fazlı sistemler için her bir fazdan geçen akım ile bu fazdaki iletken dirençlerin aynı olduğu kabul edilirse toplam aktif ve reaktif güç kaybı;

$$P_{kayıp_aktif} = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (2.7)$$

$$P_{kayıp_reaktif} = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (2.8)$$

olarak gösterilir. Unutulmaması gereken buradaki akım bileşeni I 'nin I_a ve I_r olarak aktif ve reaktif bileşenlerinin olmasıdır. Yani; $I = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$ olarak formüle edilebilir.



Şekil 2.2: Akımın aktif ve reaktif bileşenleri

Aktif ve reaktif güçler P_{aktif} ve $P_{reaktif}$; gerilim (U veya V) ve akım (I) cinsinden yazılmak istenirse;

$$P_{aktif} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.9)$$

$$P_{reaktif} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2.10)$$

olarak gösterilebilir. Yukarıdaki eşitliklerden I_a ve I_r ;

$$I_a = P_{aktif} / (\sqrt{3} \cdot U) \quad (2.11)$$

$$I_r = P_{reaktif} / (\sqrt{3} \cdot U) \quad (2.12)$$

olarak yazılabilir. Bu eşitlikler (2.7) ve (2.8) ile birleştirildiğinde;

$$P_{kayıp_aktif} = 3 \cdot \left[\frac{P_{aktif}^2 + P_{reaktif}^2}{3 \cdot U^2} \right] \cdot R \quad (2.13)$$

$$P_{kayıp_reaktif} = 3 \cdot \left[\frac{P_{aktif}^2 + P_{reaktif}^2}{3 \cdot U^2} \right] \cdot X \quad (2.14)$$

olarak gösterilebilir. Görünür güç $S = P_{aktif}^2 + P_{reaktif}^2$ olduğundan yukarıdaki eşitlikler,

$$P_{kayıp_aktif} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \quad (2.15)$$

$$P_{kayıp_reaktif} = \frac{S^2}{U^2} \cdot X \quad (2.16)$$

olarak yazılabilir.

1. Güç Kayıplarının “Enerji Kayıpları” Olarak Gösterimi

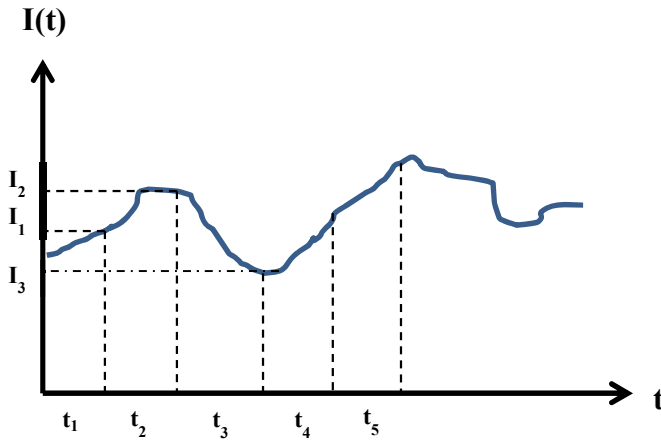
Güç, tanım itibari ile birim zamanda tüketilen enerjidir. Şebeke tarafından çekilen akımın sabit olduğu hallerde, yukarıdaki (2.7) numaralı formül ile “t” süresi boyunca meydana gelen toplam kayıp enerji miktarı;

$$E_{kayıp} = 3.I^2.R.t \quad (2.17)$$

olarak yazılabilir. Bununla birlikte pratikte akımın sabit olması neredeyse imkansızdır. Akım, zamanın bir fonksiyonu olarak $I(t)$ şeklinde tanımlandığında;

$$E_{kayıp} = \int_0^t 3.I(t).R.dt \quad (2.18)$$

olarak gösterilebilir. Fakat şebekeye bağlı yükün değişim miktarını anlık olarak takip etmek zor olacağından kayıp miktarı hesaplanırken bazı yaklaşımlar geliştirilmiştir. Akımın ağırlıklı ortalaması üzerinden gidilebileceği gibi maksimum güç kayıpları üzerinden de hesaplama yapılabilir⁵³.



Şekil 2.3: Örnek bir yük için akım-zaman grafiği

Örneğin Şekil 2.3'te yer alan akım-zaman grafiği baz alındığında bir T zaman aralığı için (Ör. bir ay için 720 saat) çekilen akımın ağırlıklı ortalaması alınır;

⁵³ Şerifoğlu, s. 39.

$$I_{ort}^2 = \frac{I_1^2.t_1 + I_2^2.t_2 + I_3^2.t_3 + \dots}{T} \quad (2.19)$$

olarak bulunur. Buradan (2.17) numaralı denklem ile T zaman periyodu için hesaplanan kayıp enerji;

$$E_{kayıp} = 3.I_{ort}^2.R.T \quad (2.20)$$

olarak gösterilebilir.

B. TRAFO KAYIPLARI

1. Yükte Kayıplar

Hat kayıpları dışında akım kayıplarına ilave olarak trafonun yük kayıpları da önemli yer tutmaktadır. Trafo sargılarında oluşan ve bakır kayıpları olarak da adlandırılan bu kayıplar trafonun kısa devre kaybı olarak da nitelendirilmektedir⁵⁴.

Yukarıda yer alan hat kayıplarına benzer bir şekilde trafo kayıpları aktif kayıplar için sargı direnci R_{tr} direnci ile reaktif kayıplar için ise X_{tr} sanal direncine bağlıdır. Yani;

$$P_{tr_kayıp_aktif} = 3.I^2.R_{tr} = \frac{S_{tr}^2}{U^2}R_{tr} \quad (2.21)$$

$$P_{tr_kayıp_reaktif} = 3.I^2.X_{tr} = \frac{S_{tr}^2}{U^2}X_{tr} \quad (2.22)$$

olarak gösterilebilir. Aynı şekilde trafo bakır kayıpları hesaplanırken anlık veri alışı olamayacağından ortalama değerler üzerinden gidilerek enerji kayıpları hesaplanmaktadır.

⁵⁴ İbid, s.41-42 ; Benedict vd. 1992 , s. III.4.

2. Boşta Kayıplar

a) Girdap Akımı Kayıpları

Trafoda oluşan akım kayıplarının bir diğeri Girdap (Eddy veya Foucault) akım kayıplarıdır. Bu kayıplar trafo nüvesinde oluşan kayıplardır. Trafo nüvesi manyetik alandan etkilenebilecek şekilde demirden yapılmaktadır. Trafo sargılarından geçen akım trafo nüvesinden geçen bir manyetik akıya neden olur. Akım sürekli değiştiği için manyetik akı yoğunluğu da buna paralel bir şekilde değişmektedir. Bu durum demir nüveyi endükler ve aksi yönde bir akım oluşmasına sebebiyet verir. Zamanla değişen akı yoğunluğu paralel bir şekilde zamanla değişen elektromotor kuvvet indükler. Bu indüklenen elektromotor kuvvetler, trafo nüvesi içerisinde manyetik akı yönünde döngüler oluşturur ve bu kuvvet neticesinde döngü içinde dolaşan ve genliği zamanla değişen akımlara neden olur. Bu akımların sebebiyet verdiği kayıplar, “girdap akımı” kayıpları olarak adlandırılır⁵⁵.

Girdap akımı kayıpları aşağıdaki şekilde formüle edilebilir:

$$E_{kayıp_g} = K_g B^2 f^2 \quad (2.23)$$

Burada B manyetik alanı, f sistem frekansını ve K_g ise girdap akım kayıp katsayısını göstermektedir. K_g katsayısı ise Steinmetz denklemiyle şu şekilde hesaplanmaktadır⁵⁶.

$$K_g = \frac{\pi^2 d^2}{6k\rho D} \quad (2.24)$$

Eşitlikte d tabakanın kalınlığını (nüve için),
k ince bir tabaka için 1, tel için 2 olan katsayıyı,
 ρ kullanılan materyalin öz direncini,
D materyalin yoğunluğunu göstermektedir.

⁵⁵ Demir, A., “SST Yöntemi İle Nüve Malzemelerin Manyetik Kayıplarının Ölçülmesi”, Basılmamış Yüksek Lisans Tezi, Bülent Ecevit Üniversitesi, 2012, s. 22; Dixon, L.H.Jr., “Eddy Current Losses in Transformer Windings and Circuit Wiring”, Nitrode/TI Magnetics Design Handbook, Topic R2, TI Literature No. SLUP132, 2000

⁵⁶ Steinmetz, C., “On the law of hysteresis (orjinali 1892’de yayımlanmış)”, Proceedings of the IEEE, vol. 72, no. 2, pp. 197–221, 1984.

b) Histerisiz Kayıpları

Trafo nüvesinde oluşan kayıplardan bir diğeri de histerisiz kayıplardır. Bu kayıplar, değişken manyetik alanın nüvedeki yumuşak çelik maddeye olan etkisi nedeniyle oluşmaktadır. Çelikteki mıknatıslanan bölgeler, alternatif akım manyetik alanının sürekli değişen yönünü takip etmeye çalışırken sürtünmeden dolayı enerji kaybına neden olurlar. Histerisiz kayıplarının büyüklüğü, manyetik alanın büyüklüğüne, şebeke frekansına ve nüvede kullanılan materyale bağlıdır⁵⁷.

Steinmeitz denkleminde göre girdap akımlarını gösteren (2.23) numaralı formüle benzer şekilde histerisiz kayıpları;

$$E_{kayıp_h} = K_h B^2 f^2 \quad (2.25)$$

Burada B manyetik alanı, f sistem frekansını ve K_h ise histerisiz kayıp katsayısını göstermektedir.

C. KORONA KAYIPLARI

Nemli havalarda özellikle küçük yarıçaplı iletkenlerin etrafındaki havanın gerilim artışı ile iyonize olması sonucunda enerjinin bir kısmının deşarj olmasıyla korona olayı oluşur. Havanın iyonize olduğu gerilime “kritik korona” gerilimi denilmektedir⁵⁸.

Korona olayını etkileyen faktörler arasında hatların yarıçapı, hatlar arasındaki mesafe, hava şartları ve iletkenlerin pürüzsüzlüğü sayılabilir⁵⁹.

Deşarj olan enerji korona olayından kaynaklı kayıp olarak kabul edilebilir. Kayıp enerjiyi hesaplamak için literatürde birçok formül önerilmiştir. Skilling formülü,

⁵⁷ Blackburn, T.R., “Distribution Transformers: Proposal to Increase MEPS Levels”, Equipment Energy Efficiency Program, 2007.

⁵⁸ Tosun, s.91 ; Kul vd., s.52-53.

⁵⁹ Tosun, s.91.

Peek formülü, Ryan ve Henline formülü, Peterson formülü, Foust ve Menger formülü ve Prinz formülü bunlara örnek olarak verilebilir⁶⁰.

Bunlardan en yaygın olarak kullanılan formül Peek formülüdür⁶¹.

$$\text{Peek Formülü: } p_{tk} = \frac{(V_f - V_{fo})^2}{R_k} \quad (2.26)$$

olarak gösterilir. Burada;

p_{tk} tek yada üç fazlı sistemde faz ve km başına kayıp miktarını,

V_f faz-nötr gerilimini,

V_{fo} kritik korona gerilimini

R_k bir fazın km başına düşen radyasyon direncini göstermektedir.

R_k ise şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$R_k = \frac{\delta}{241} \left(\frac{1}{(f+25)} \sqrt{\frac{a}{r}} \right) 10^5 \quad (2.27)$$

Burada;

δ bağıl hava yoğunluğunu,

f şebeke frekansını (Hz),

a faz iletkenleri arası açıklığı (cm),

r iletkenin yarıçapını (cm) göstermektedir.

III. TEKNİK OLMAYAN KAYIPLAR

Teknik olmayan kayıplar elektrik sistemine dışarıdan yapılan müdahaleler ile meydana gelen kayıplar ile teknik kayıplar araçlarıyla hesaplanamayan ve dikkate alınamayan kayıpları içermektedir⁶². Özellikle gelişmekte olan ülkelerde teknik

⁶⁰ Sharma S., Goel, K., Gupta, A. ve Kumar, H., "Corona Effects On EHV AC Transmission Lines", International Journal of Scientific Research Engineering & Technology, Vol. 1:5, 2012.

⁶¹ Tosun, s.92.

⁶² Suriyamongkol, D., "Non-technical losses in electrical power systems", Master Thesis, Ohio University, 2002, s. 2; Navani vd., 2003.

olmayan kayıplar tüm kayıplar içerisinde önemli bir yer teşkil etmekte, bu nedenle dağıtım şirketleri, düzenleyici otoriteler ve siyasi yönetimler teknik olmayan kayıplar üzerinde yoğunlaşmaktadırlar⁶³. Literatürde yer alan çalışmalarda teknik olmayan kayıplara neden olan yollar şu başlıklar altında toplanmıştır⁶⁴:

- (i) Daha düşük tüketim göstermesi için sayaçlara müdahale edilmesi,
- (ii) Teknik kayıpların hesaplamasında yapılan hatalar,
- (iii) Sayaç okuma hizmetini gerçekleştiren görevlilerin düşük değerler kayda girilmesi için rüşvet ile ayartılması,
- (iv) Yasal olmayan yollardan enerji bağlantısı sağlanması veya sayacın by-pass edilerek enerji kullanılması,
- (v) Ölçülmeyen veya hatalı sayaçlar,
- (vi) Dağıtım hatlarından kanca yöntemi ile enerji sağlanması,
- (vii) Sayaç okuma hataları ve gecikmeleri,
- (viii) Profillenen sayaçlarda meydana gelen hesaplama hataları,
- (ix) Müşteriler tarafından ödemelerin yapılmaması.

Teknik olmayan kayıplar, teknik kayıplar gibi matematiksel olarak modellenememektedir. Bu tür kayıpların herhangi bir kayıt sistemi de bulunmadığı için bu kayıplar, tüm şebeke kayıplarından teknik kayıpların çıkarılması ile bulunmaktadır. Yani,

$$\text{Teknik Olmayan Kayıplar} = \text{Toplam Kayıp} - \text{Teknik Kayıplar} \quad (2.28)$$

olarak gösterilebilir.

Yukarıda listelenen kayıp şekillerinden “kaçak” olarak kabul edilen ve literatürde hırsızlık, dolandırıcılık, hilekarlık gibi karşılıkları bulunan yöntemler ile ödenmeyen faturalar teknik olmayan kayıpların önemli bir bölümünü oluşturmaktadır. Bu tür kayıpların tespiti için farklı yöntemler geliştirilmiştir. Bu yöntemlere, kayıpların azaltılması bölümünde değinilecektir.

⁶³ Chauhan, A. ve Rajvanshi, S., “Non-Technical Losses in Power System: A Review”, 2013 International Conference on Power, Energy and Control, 2013 International Conference on, 2013.

⁶⁴ İbid; Navani vd., 2003.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

KAYIPLARIN AZALTILMASI

Kayıpların azaltılması gerek şebeke operatörleri, düzenleyici ve siyasi otoriteler, gerekse şebeke kullanıcısı müşteriler için önemli bir meseledir. Kayıpların azaltılması ile atıl durumda olup kullanılamayan enerji sisteme kazandırılarak üretim yönünde gereksiz harcamalar azaltılabilecek, iletim ve dağıtım şebekesinde gereksiz yatırımlara ihtiyaç duyulmayacak ve nihai tüketicilerin daha düşük faturalar ödemesi sağlanacaktır.

Literatürde elektrik iletim ve dağıtım kayıplarını azaltmak için farklı çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar, teknik kayıpları azaltma yöntemleri ve teknik olmayan kayıpları azaltma yöntemleri olarak ikiye ayrılabilir⁶⁵.

I. TEKNİK KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ

Temelde teknik kayıpları azaltma yöntemleri şu başlıklar altında toplanabilir⁶⁶:

- A. Reaktif Kompanzasyon ve Kondansatör Yerleştirme
- B. Trafo tipi, hat kesiti ve hat tipi değişikliği
- C. Gerilim seviyesi değişikliği
- D. Yük kademelendirme ve yönetimi
- E. Şebeke re-konfigürasyonu
- F. Gömülü (dağıtık) üretim
- G. Uzaktan izleme ve kontrol sistemleri

⁶⁵ Agüreo, J.R., “Improving the Efficiency of Power Distribution Systems Through Technical and Non-Technical Losses Reduction”, Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012.

⁶⁶ Sârfi, R.J., Salama, M.M.A. ve Chikhani, A.Y., “Practical Aspects of Performing a Distribution System Loss Reduction Study”, Electrical and Computer Engineering, 1995. Canadian Conference on, vol. 1, 1995; Agüreo, 2012.

A. REAKTİF KOMPANZASYON VE KONDANSATÖR YERLEŞTİRME

I^2R kayıpları temelde aktif ve reaktif kayıpları olarak ikiye ayrılabilir. Reaktif kayıpları azaltabilmek için yüksek bir güç faktörü elde edilmesi ve harcanan reaktif gücün azaltılması gerekmektedir. Reaktif gücün azaltılması sabit veya anahtarlı kondansatörlerin şebeke içine yerleştirilmesi ile yapılan (reaktif kompanzasyon) ile gerçekleştirilmektedir. Reaktif kompanzasyon ile harcanan reaktif gücün kontrol edilmesi; atıl kapasite kullanımının önüne geçilmesi, enerji kayıplarının düşürülmesi, yatırım maliyetlerinin azaltılması, gerilim düşümlerinin kontrolü altına alınması gibi faydaları sağlamaktadır⁶⁷.

Şebeke içindeki reaktif kompanzasyon için kondansatör grupları aşamalı olarak kompanzasyonu sağlamaktadır. Bununla birlikte senkron motorlar kullanılarak da dinamik kompanzasyon sağlanabilmektedir.

Kondansatör grupları sabit olarak şebekeye yerleştirilebileceği gibi otomatik olarak da kontrol edilebilir yapıdadır. Sık sık devreye girip çıkan endüktif yüklerin bulunduğu sistemlerde otomatik kompanzasyon uygulaması yaygın olarak kullanılmaktadır⁶⁸.

Vibhute vd.⁶⁹ tarafından yapılan çalışmada 37 adet baranın ve 35 adet iletim hattının bulunduğu bir dağıtım şebekesi içinde doğru yerleştirilmiş bir kompanzasyon sistemi sayesinde halihazırda enerji akışı analizine göre % 10,179 olan kayıp miktarı % 8,27'ye düşürülmüştür. Aynı çalışmada kondansatör için harcanan bedelin yaklaşık yarım yılda kendisini amorti ettiği gösterilmiştir. Sreedharan vd.⁷⁰ tarafından bir öğrenci yurdu içinde yapılan ve nihai tüketici tarafından gerçekleştirilen güç faktörü düzeltmenin kayıplara etkisini ölçen çalışmada, toplam 782,6 kVA'lık bir kapasitenin atıl durumdan kurtarıldığı gösterilmiştir.

⁶⁷ Sârfi vd., 1995; Vibhute, V.B., Inamdar, H.P. ve Deokar, S.A., "Maximum loss reduction by optimal placement of capacitors on a distribution system," Power India Conference, 2006; Agüero,2012.

⁶⁸ MEGEP, Elektrik Elektronik Teknolojisi, "Kompanzasyon Sistemi", 2007, s. 26-27

⁶⁹ Vibhute vd.,2006.

⁷⁰ Sreedharan, S., Oongsakul, W. ve Mithulananthan, N., "Loss minimization and capacity saving in residential networks - an AIT case study", Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD),Proceedings of the International Conference on, 2010.



Şekil 3.1: Kompanzasyon için kullanılan kondansatör çeşitlerinden bazıları⁷¹

B. TRAFO TİPİ, HAT KESİTİ VE HAT TİPİ DEĞİŞİKLİĞİ

Kayıp formülünde yer alan direnci (R) düşürmek kayıpları azaltabilmenin önemli yollarından birisidir. R , kullanılan iletkenin tipi ve kesiti ile alakalıdır. Kayıpların anlatıldığı bölümde de değinildiği üzere iletkenin kesiti arttıkça direnç azalmaktadır⁷². Ayrıca iletken seçimi de önemlidir. Örneğin bakır iletkenin öz direnci alüminyumdan daha düşük olduğu için aynı uzunlukta ve aynı kesitte alüminyum ve bakır kablolardan bakır olanın direnci daha düşük olacağından bu kablolarda enerji kaybı da daha az olacaktır.

⁷¹ MEGEP, Elektrik Elektronik Teknolojisi, “Kompanzasyon Sistemi”, s. 49.

⁷² Agüero, 2012.

Hat kesiti ve tipi seçimi açısından önemli olan, yapılan yatırım maliyetinin enerji kayıplarında meydana getireceği iyileştirmeler açısından katlanabilir bir seviyede olmasıdır. Radyal şebekeler için optimum iletken konfigürasyonu aranan çalışmalarda da kaybın minimuma indirilmesi ve gerilim düşümünün kabul edilebilir seviyelerde olması şartıyla iletkenin seçiminin maliyet/fayda analizi üzerinde durulmuştur⁷³.

İletken kesitinin artırılmasıyla elde edilen başarılı bir sonuç için 1970'lerde Kanada'nın Ontario şehrindeki bir dağıtım şirketi tarafından yapılan kesit büyütme çalışması örnek verilebilir. Talep artışı planlanarak kesit artışı yapılmış fakat 80'li yıllarda beklenen enerji talep artışı gerçekleşmemiştir. Dolayısıyla görünürde fazladan yatırım yapıldığı ortaya çıkmıştır. Ancak aynı dönemde diğer dağıtım şirketlerinde kayıp oranları % 4 ile % 13 arasında değişirken, kesit artırımını yapan dağıtım şirketi bölgesinde bu oran % 2 seviyesinde gerçekleşmiştir⁷⁴.

Trafo tipi ve gücünün de doğru seçilmesi kayıpların düşürülmesi için önemlidir. Yine dikkate alınması gereken nokta, yapılacak yatırımın ekonomik olup olmamasıdır. Suechoey vd.⁷⁵ yapmış oldukları çalışmada 160 kVA ile 250 kVA trafoları karşılaştırmışlardır. Verimlilik ve voltaj kontrolü açısından büyük güçlü trafo kullanmanın daha yerinde olacağını, bunun yanında maliyete katlanılması gerektiği sonucuna ulaşmışlardır.

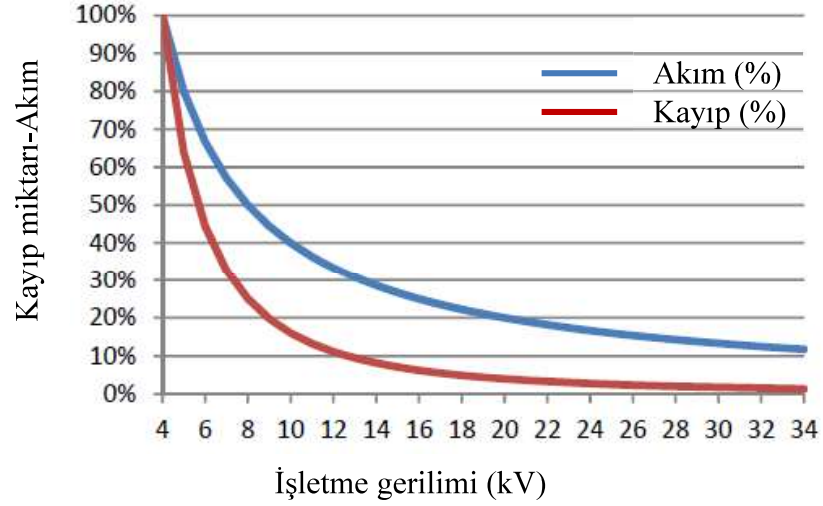
C. GERİLİM SEVİYESİ DEĞİŞİKLİĞİ

Akımı azaltmanın kayıpları azaltacağı I^2R kayıpları formülünden çıkarılabilmektedir. İletilen güç $P=V.I$ formülü ile ifade edildiğinden sabit yükte gerilim arttıkça ters orantılı bir şekilde akım miktarı azalacaktır. Bu durum da dolaylı olarak kayıp miktarını azaltacaktır. Aşağıdaki grafikte gerilim ile akım ve kayıp miktarı arasındaki ilişki gösterilmektedir.

⁷³ Tram, H.N. ve Wall, D.L., "Optimal Conductor Selection In Planning Radial Distribution Systems", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.3, no.1, 1988; Mandal, S. ve Pahwa, A., "Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeders", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 1, 2002.

⁷⁴ Sârfi vd.,1995.

⁷⁵ Suechoey, B., Ekburanaway, J., Kraisnachinda, N., Banjongjit, S. ve Kando, M., "An analysis and selection of distribution transformer for losses reduction", Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE , vol.3, 23-27 , 2000.

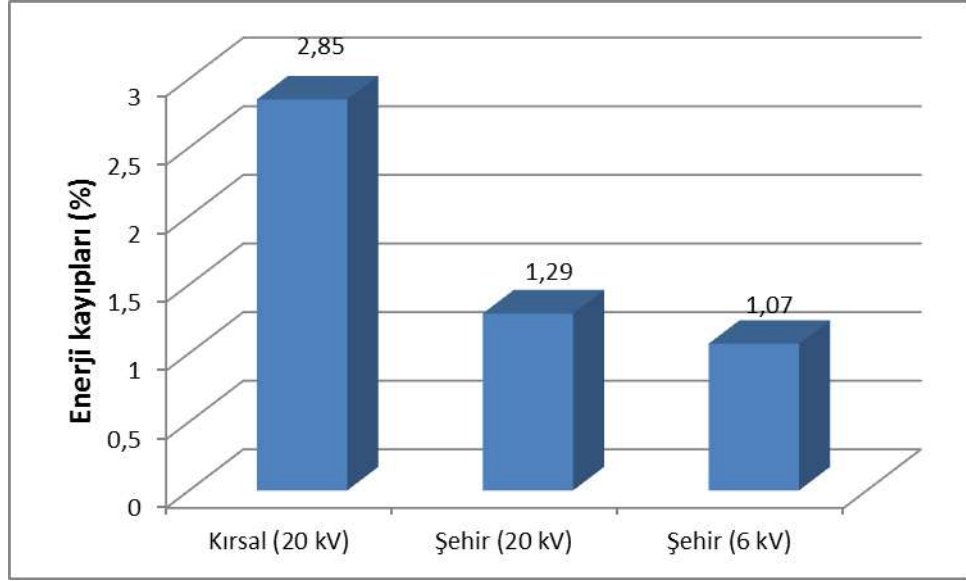


Şekil 3.2: İşletme gerilimi ile kayıp miktarının değişimi⁷⁶

Grigoras ve Cartina⁷⁷ tarafından Romanya'daki dağıtım şebekesi için optimum işletme geriliminin belirlenmesine yönelik yapılan çalışmada, şebekede yer alan 20 kV'luk hatlar 6 kV'luk hatlara kıyasla üç kat uzunluğa sahip olmasına rağmen, her iki gerilim seviyesinde meydana gelen toplam kayıp oranlarının neredeyse birbirleriyle aynı seviyede gerçekleştiği belirtilmiştir (Bkz. Şekil 3.3). Yaptıkları çalışma kapsamında 6 kV'luk hatların 20 kV'a dönüştürülmesi simülasyonu yapılmış ve 6 kV'luk hatlarda meydana gelen toplam %9'luk kayıplara karşılık 20 kV dönüşüm yaptıklarında bu oran % 2'ler mertebesine düştüğü görülmektedir.

⁷⁶ Agüero, 2012.

⁷⁷ Grigoras, G. ve Cartina, G., "Strategies Regarding Operating Voltage Levels in Distribution Networks", Journal of Energy and Power Engineering, vol. 4, no. 6, 2010.



Şekil 3.3: Gerilim seviyelerine göre enerji kayıpları⁷⁸

Gupta vd.⁷⁹ tarafından gerçekleştirilen ve düşük gerilimli hatların yüksek gerilim hatlarına dönüştürülmesini öngören çalışma neticesinde benzer şekilde önemli oranda kayıplarda azalma meydana getirmiştir. Tarımsal kullanımdaki hatlarda yapılacak gerilim yükseltme çalışmasını inceleyen bir diğer çalışmada⁸⁰ yine kayıp miktarlarının düştüğü tespit edilerek bu dönüşümün ekonomik olarak uygun olduğu da gösterilmiştir.

Ç. YÜK KADEMELENDİRME VE YÖNETİMİ

Talep karşılama ve atıl kapasite kullanımını engelleme açısından sıklıkla kullanılan yük kaydırma (load shifting) veya yük kademelendirme (load levelling) gibi yöntemler iletim ve dağıtım kayıplarının düşürülmesinde de rol oynayabilmektedir. Yukarıda da değinildiği üzere çekilen akımı düşürmek kaybı azaltacağı için tepe yükünü (peak load) düşürmek de kayıpları azaltacaktır. Bununla birlikte yük azaltışı, iletkenlerin ve transformatörlerin ısını azaltacak bu durumda direncin dolayısıyla kayıpların düşmesini sağlayacaktır. Ekonomik açıdan ise, tüketimin, dolayısıyla

⁷⁸ Ibid.

⁷⁹ Gupta, A., Gill, H.S. ve Bansal, I., “Effectiveness of High Voltage in Distribution System: High Voltage Distribution System”, IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol.1, iss. 5, 2012.

⁸⁰ Bansal, I., Gill, H.S. ve Gupta, A., “Minimization of Losses by Implementing High Voltage Distribution System in Agricultural Sector”, IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol.1, iss. 5, 2012.

tüketimle beraber oluşacak kayıpların da düşük yükte çalışılan dönemlere (off-peak) kaydırılması da enerji fiyatlarının ucuz olduğu bu dönemlerde kayıp maliyetlerini düşürecektir⁸¹.

Bu yönteme uygun olarak enerji depolama sistemleri tepe yükünü kaydırma açısından önemli bir yer teşkil etmektedir. Saboori ve Abdi⁸², toplam 8,5878 GWh yıllık enerji talebi olan bir şebeke bölgesi için yapmış oldukları çalışma ile kurmayı önerdikleri enerji depolama sistemi ile yıllık yaklaşık toplam 25,6 MWh saat enerji tasarrufunda bulunulabileceğini göstermişlerdir.

D. ŞEBEKE RE-KONFIGÜRASYONU

Şebeke içinde yer alan kesici ve ayırıcı gibi sistemlerin pozisyonlarının değiştirilerek yapılan anahtarlamalarla akımın yüke ulaşırken izleyeceği farklı akış doğrultuları oluşturma işi şebeke re-konfigürasyonu olarak adlandırılmaktadır. Optimum bir yük akışı sağlayabilmek için literatürde şebeke re-konfigürasyonuna ilişkin yapılmış farklı çalışmalar bulunmaktadır.

1970'lerde başlayan re-konfigürasyon çalışmaları, 1990'ların başında kayıp azaltıcı yöntem olarak kullanılmaya başlanmıştır. Civanlar vd.⁸³, bir fider çiftini ele alarak bu fider çifti üzerinde yer alan anahtarları sırayla kapatıp kayıplarını şebekeye olan etkisini incelemişlerdir. Shirmohammadi ve Hong⁸⁴, inceledikleri şebeke kısmındaki tüm anahtarları kapatarak minimum kayıp hedefi ile optimal yük akış analizi gerçekleştirmeye çalışmışlar, daha sonra en küçük kaybın yaşandığı fiderin bulunduğu anahtardan başlayarak şebekeyi radyal hale getirmeyi denemişlerdir. Baran ve Wu⁸⁵, radyal şebeke için kol değişimi (branch exchange) metodu geliştirerek daha aza anahtarlama yapabilecek bir yol önermişlerdir. Ayrıca düşürülen kayıp miktarını

⁸¹ Nourai, A., Kogan, V.I. ve Schafer, C.M., "Load Leveling Reduces T&D Line Losses", IEEE Transactions On Power Delivery, vol. 23, no. 4, 2008.

⁸² Saboori, H. ve Abdi, H., "Application of a grid scale energy storage system to reduce distribution network losses," Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 18th Conference on , 2013.

⁸³ Civanlar, S., Grainger, J.J., Yin, H. ve Lee, S.S.H., "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.3, no.3, 1988

⁸⁴ Shirmohammadi, D. ve Hong, H.W., "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.4, no.2, 1989.

⁸⁵ Baran, M.E. ve Wu, F.F., "Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing", Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.4, no.2, 1989.

belirleyebilmek için “yaklaşık bir yük akışı” metodu da geliştirmişlerdir. Daha sonra birçok yazar farklı algoritmalar geliştirerek şebeke re-konfigürasyonu için önerilerde bulunmuşlardır⁸⁶.

Şebeke re-konfigürasyonu ile kayıp oranlarının çok daha düşük maliyetlerle azaltılabildiği öngörülmüştür. Kayıp azaltma metotlarının fayda/maliyet oranlarının gösterildiği Tablo 3.1’de re-konfigürasyon metodunun diğer opsiyonlardan daha iyi sonuçlar ortaya koyduğu görülmektedir⁸⁷.

Tablo 3.1: Kayıp azaltma yöntemlerinin fayda/maliyet oranları

Yöntem	Fayda/Maliyet Oranı
Reaktif Kompanzasyon	2 ile 8 arası
İletken değişikliği	0.6 ile 7 arası
Voltaj yükseltimi	1.5 ile 3 arası
Trafo yük yönetimi	1 ile 15 arası
Re-konfigürasyon	13'e kadar

Sayısal olarak kayıp azaltımı için de re-konfigürasyon başarılı sonuçlar ortaya koymaktadır. Örneğin; Hosseinzadeh vd.⁸⁸ önermiş olduğu algoritma ile 32-baralı bir şebeke parçası için yapmış olduğu değerlendirmede, önerdiği metot ile kayıplarda % 26.9 oranında azalma gerçekleştiğini belirtmiştir.

E. GÖMÜLÜ (DAĞITIK) ÜRETİM

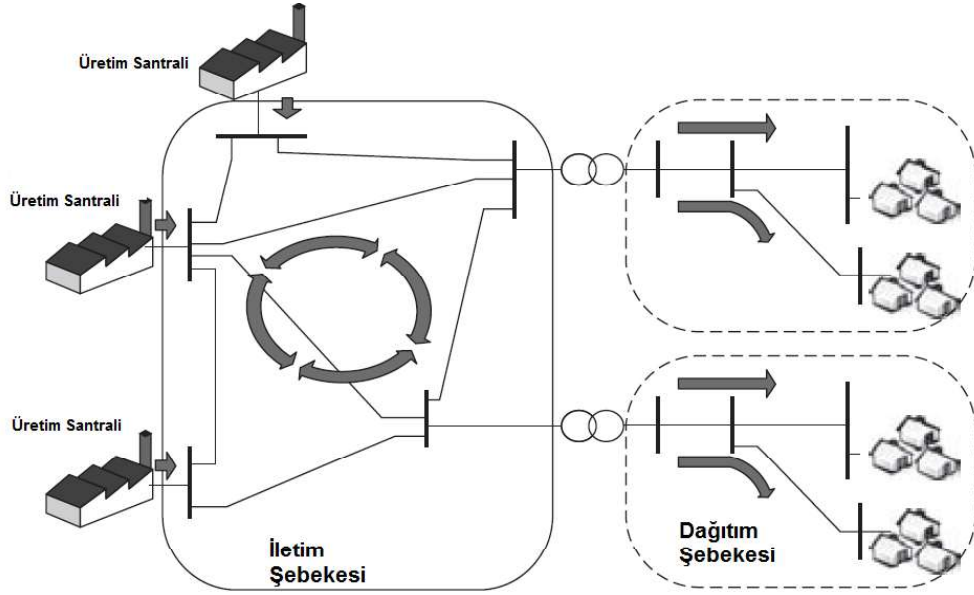
Enterkonnekte şebeke sistemleri içerisinde geleneksel kurgu, santrallerde üretilen elektriğin iletim gerilim seviyesinden şebekeye verilmesi üzerinden oluşturulmuştur (Bkz. Şekil 3.4). Özellikle son yıllarda merkezi üretimin öngörüldüğü geleneksel bağlantı şekillerinin yanı sıra üretim tesislerinin dağıtım gerilim seviyesinden şebekeye bağlanması yaygınlık kazanmaya başlamıştır. Bu tür bağlantı

⁸⁶ Sarma, N.D.R. ve Rao, K.S.P., “A new 0-1 integer programming method of feeder reconfiguration for loss minimization in distribution systems”, Electric Power Systems Research, 33, 1995.

⁸⁷ Sârfi vd.,1995; Agüero,2012.

⁸⁸ Hosseinzadeh, F., Alinejad, B. ve Pakfar, K., “A New Technique In Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction And Optimum Operation”, 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009.

şekilleri ile yapılan üretim faaliyetleri Gömülü (Dağıtık) Üretim olarak adlandırılmaktadır.⁸⁹



Şekil 3.4: Geleneksel elektrik sistemleri⁹⁰

Özellikle 1990 sonrası dönemde gömülü üretim tesisleri şebeke içinde sıklıkla konumlandırılmaya başlanmıştır. Yapılan birçok çalışma ile gömülü üretimin avantajları/dezavantajları ortaya konulmaktadır. Gömülü üretimin şebeke içinde stratejik olarak konumlandırılması ve az ile orta seviye arasında bir yaygınlaşmanın kayıpları azaltacağı belirtilmektedir⁹¹.

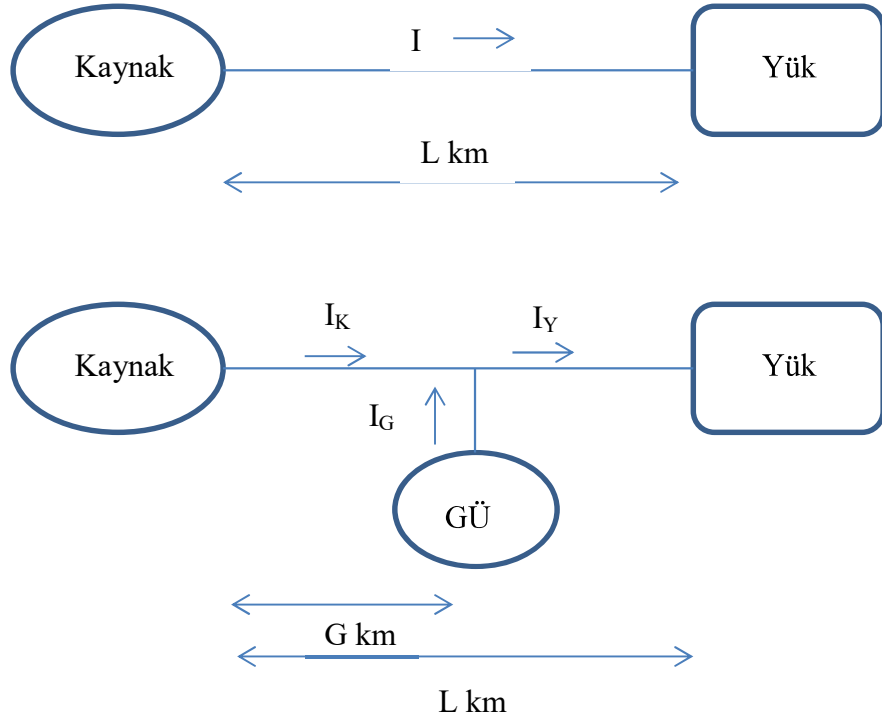
Chiradeja⁹², yapmış olduğu çalışmada gömülü üretimin olmadığı basit bir şebeke yapısı ile gömülü üretimin yerleştirildiği bir şebeke sistemindeki kayıpların azaltma miktarlarını incelemiştir (Bkz. Şekil 3.5).

⁸⁹ Ibid.

⁹⁰ Jenkins, N., Strbac, G. ve Ekanayake J.B., “Distributed Generation”. London: Institution of Engineering and Technology, 2010, s.2.

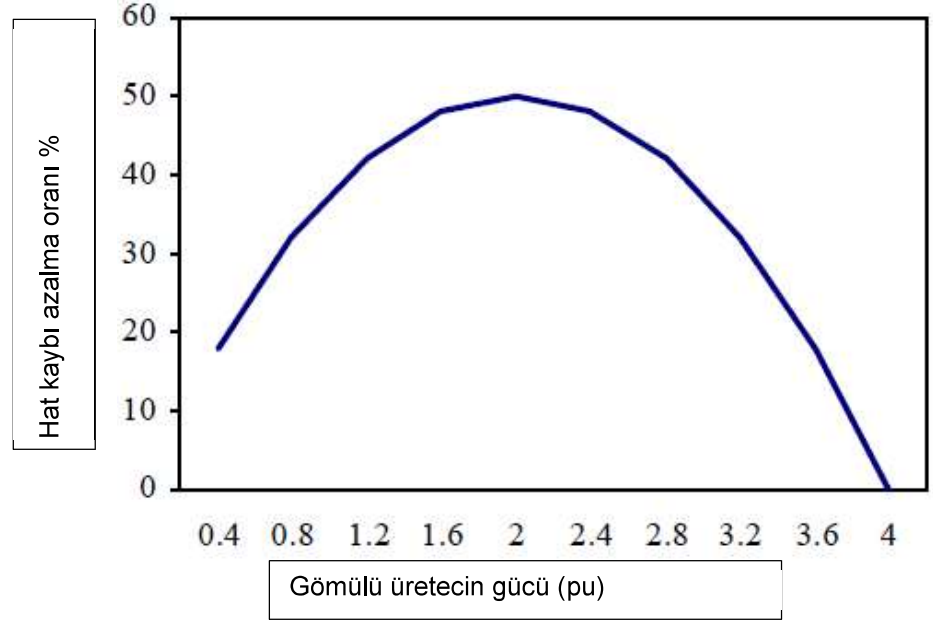
⁹¹ Agüero, 2012.

⁹² Chiradeja, P., “Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis”, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES , 2005.

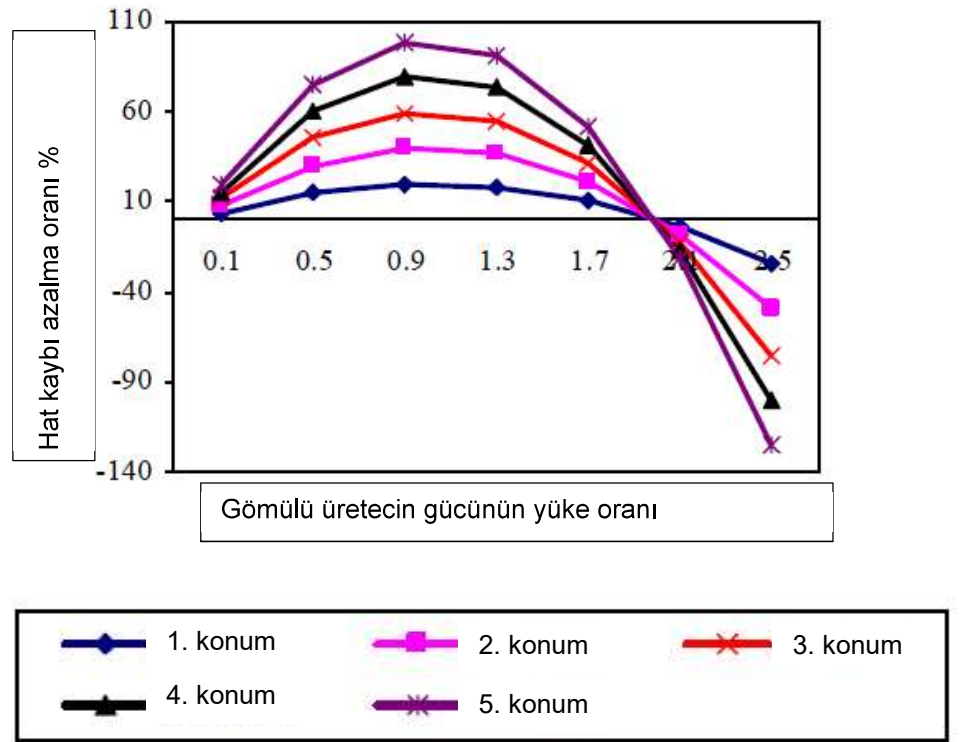


Şekil 3.5: Gömülü üretim kurgusu

Öncelikle gömülü üreteç olarak şebekeye yerleştirdiği üreticin gücünü değiştirerek, daha sonra da üreticin hat üzerindeki konumunu değiştirerek kayıp miktarlarını ne kadar azalttığını gözlemlemiştir. Yapılan analiz sonucunda Şekil 3.6 ve Şekil 3.7’de gösterilen grafikleri elde etmiştir.



Şekil 3.6: Gömülü üretcin gücü ile kayıplardaki azalmanın ilişkisi⁹³



Şekil 3.7: Gömülü üretimin konumunun kayıplardaki azalmaya etkisi⁹⁴

Gömülü üretim santralının tüketim tarafına enerji katkısı sağlaması yani ana kaynaktan çekilen akım miktarını düşürmesi hatta meydana gelen akım kayıplarını

⁹³ İbid.

⁹⁴ İbid.

düşürmüştür. Şekil 3.6’da da görülebildiği üzere, belirli bir güç seviyesine erişene (2 pu) kadar gömülü üretcin gücünü artırmak kayıpları azaltmıştır. Bu seviyeden daha yukarılarda bir güce sahip olması halinde kayıp miktarının yeniden arttığı gözlemlenmektedir. Bu nedenle her bir üretçi için optimum güç miktarı belirlenmelidir.

Şekil 3.7 ise üretcin hat üzerindeki konumunun kayıplara olan etkisi üzerinde fikir sahibi olunması sağlanmaktadır. Şekil. 3.6’da gösterilen **G** mesafesi arttıkça, yani üretçi yüke doğru yaklaştığında (1. konumdan 5. konuma doğru) hat kayıplarındaki azalmayı olumlu yönde etkilediği görülmektedir. Ayrıca Şekil 3.5 ile paralel bir biçimde üretcin yüke oranı optimum bir noktada iken (0.9-1 civarı) kayıplar en az seviyeye düşmektedir. Belli bir güç artırımdan sonra ise daha yakın mesafede iken kayıplar daha fazla artmaktadır. Bunun nedeni ise tüketilemeyen enerjinin ana kaynağa doğru beslenmesi nedeniyle yüksek hat kayıplarının meydana gelmesidir.

F. UZAKTAN İZLEME VE KONTROL SİSTEMLERİ

Teknik kayıpların azaltılması sürecinde, kurulacak bir uzaktan izleme ve kontrol sistemi yukarıda sayılan kayıp azaltma yöntemlerini seri bir biçimde gerçekleştirme imkanı tanımaktadır. Gerek aktif/reaktif enerji kontrolü, gerek transformatörlerin doğru kademelere getirilmesi veya optimum anahtarlama (re-konfigürasyon) işlemleri gibi kayıp azaltma yöntemlerini daha az maliyetlerle uzaktan izleme ve kontrol sistemleriyle yapılmaktadır⁹⁵. Kayıpları azaltmasının yanında, işletme maliyetlerini, yatırım maliyetlerini düşüren, enerji kalitesine olumlu katkılar sunan uzaktan izleme ve kontrol sistemleri için Katic vd.⁹⁶ tarafından yapılan çalışmada, kullandıkları sistemler için yapılacak harcamaların 5 yıl içinde geri döneceği belirtilmiştir.

III. TEKNİK OLMAYAN KAYIPLARI AZALTMA YÖNTEMLERİ

Teknik olmayan kayıpları azaltırken, çoğunluğu kaçak enerji kullanımı olan bu tür kayıplarda kullanıcı/müşteri davranışını takip ederek kaçak elektrik kullanımını azaltmaya çalışmak birincil çözüm yolu olacaktır. Bununla birlikte, otomatik sayaç

⁹⁵ Agüero, 2012.

⁹⁶ Katic, N., Marijanovic, V. ve Stefani, I., “Smart Grid Solutions In Distribution Networks Cost/Benefit Analysis”, China International Conference on Electricity Distribution, 2010.

okuma sistemleriyle kaçak dışında ticari kayıplar olarak kabul edilebilecek kayıpları da engelleyebilmek mümkün olmaktadır.

Bu kapsamda, yapılabilecek çalışmalar, ölçüm sistemleri ve dağıtım hatlarında yapılabilecek çalışmalar olarak ikiye ayrılabilir.

A. ÖLÇÜM SİSTEMLERİNDE YAPILABİLECEK ÇALIŞMALAR

Bu başlık altında öncelikle tüm şebeke kullanım noktalarının ölçümlerinin sayaçlar vasıtasıyla gerçekleştirilmesinin sağlanması öncelik çalışma olarak gösterilebilir. Bu sayede enerjinin hangi noktalar arasında kaybolduğu daha net ve güvenilir olarak ortaya çıkmış olacaktır⁹⁷.

1. Ön ödemeli sayaç kullanımı

Ön ödemeli sayaç kullanımı kayıpları azaltıcı etkide bulunabilmektedir. Bu sayaçlar ile tahsil edilemeyen alacaklar nedeniyle meydana gelen ticari kayıpların önüne geçilmiş olacaktır. Örneğin, bu konuda Mwaura⁹⁸ tarafından yapılan çalışmada, ön ödemeli sistem sayesinde enerji kayıpları 2004-2008 yılları arasında yaklaşık % 40 oranında azaldığı ortaya konulmuştur (Bkz. Tablo 3.2).

Tablo 3.2: Ruanda elektrik dağıtım şirketi Electrogazın elektrik kayıp miktarları⁹⁹

Yıl	2004	2005	2006	2007	2008
Üretilen Enerji (GWh)	204	204	231	249	277
Faturalandırılan Enerji (GWh)	151	158	180	202	225
Kayıplar (GWh)	53	46	50	46	52
Kayıp oranları (%)	26,02	22,61	21,86	18,61	18

2. Elektronik sayaçların yaygınlaştırılması

Elektromekanik sayaçlar yerine elektronik sayaçların kullanılması ile daha hassas ve doğru ölçüm yapılabilmektedir. Elektromekanik sayaçların bakım maliyetleri

⁹⁷ Agüero, 2012.

⁹⁸ Mwaura, F.M., “Adopting electricity prepayment billing system to reduce non-technical energy losses in Uganda: Lesson from Rwanda”, Utilities Policy, 23, 2012.

⁹⁹ İbid.

daha yüksektir ve içindeki mekanik aksam zamanla veya sıcaklık koşulları nedeniyle bozulmaya müsaittir. Elektronik sayaçların okunması daha rahattır, farklı tarifeler için ayarlanabilir ve uzun süreli kayıtlar tutulabilmektedir. Uzaktan okuma sistemleri ile uyumlu olan elektronik sayaçlar ön ödemeli sistemler için de uygundur. Tüm bu nedenlerle şebekede yer alan elektromekanik sayaçların, yeni elektronik sayaçlarla değiştirilmesi de kayıpları azaltıcı etki yapacaktır¹⁰⁰.

3. Ana sayaç kullanımı

Şebeke içerisinde ana baralarda normal faturaya esas sayaçlara ilave olarak bir “ana (master) sayaç” kullanımı da kayıpların takibi ve kontrolü açısından bir diğer yoldur. Ana sayaç değerleri ile ölçüme esas diğer sayaçların kümülatif toplamaları karşılaştırılarak, şebekenin hangi bölgesinde kayıpların olduğu tespit edilebilmektedir. Bu yolla, Acosta ve Ospino¹⁰¹ teknik olmayan kayıpların % 8 mertebesinde düştüğünü göstermişlerdir.

4. Uzaktan sayaç okuma sistemleri ve akıllı şebekeler

Uzaktan sayaç okuma sistemlerinin kullanımı, verilerin şebeke işleticisinin varlık sistemleriyle entegrasyonu ve akıllı şebeke uygulamaları da kayıpları azaltıcı etkide bulunacaktır. Bu sayede hangi kullanıcının hangi zaman aralıklarında ne kadar enerji tükettiği anlık olarak takip edilebilecek, tüketim zamanı alışkanlıkları belirlenerek yük eğrileri (profilleme) oluşturulabilecek ve aykırı tüketim/tüketmeme durumları kolaylıkla tespit edilebilecektir. Uzaktan okuma sistemleri ile tespit yöntemini özetleyen diyagram Şekil 3.8’de yer almaktadır. Bunlara ilave olarak kaybın hangi türde (teknik veya teknik olmayan) olduğunun tespiti de kolaylaşacaktır¹⁰². Katic vd.¹⁰³,nin yaptığı çalışmada akıllı şebeke uygulamaları ile şebekeye giren toplam enerjinin % 0,5 kadar kayıpların düşürülebildiği gösterilmiştir. Akıllı şebeke uygulamaları ile edinilen veriler

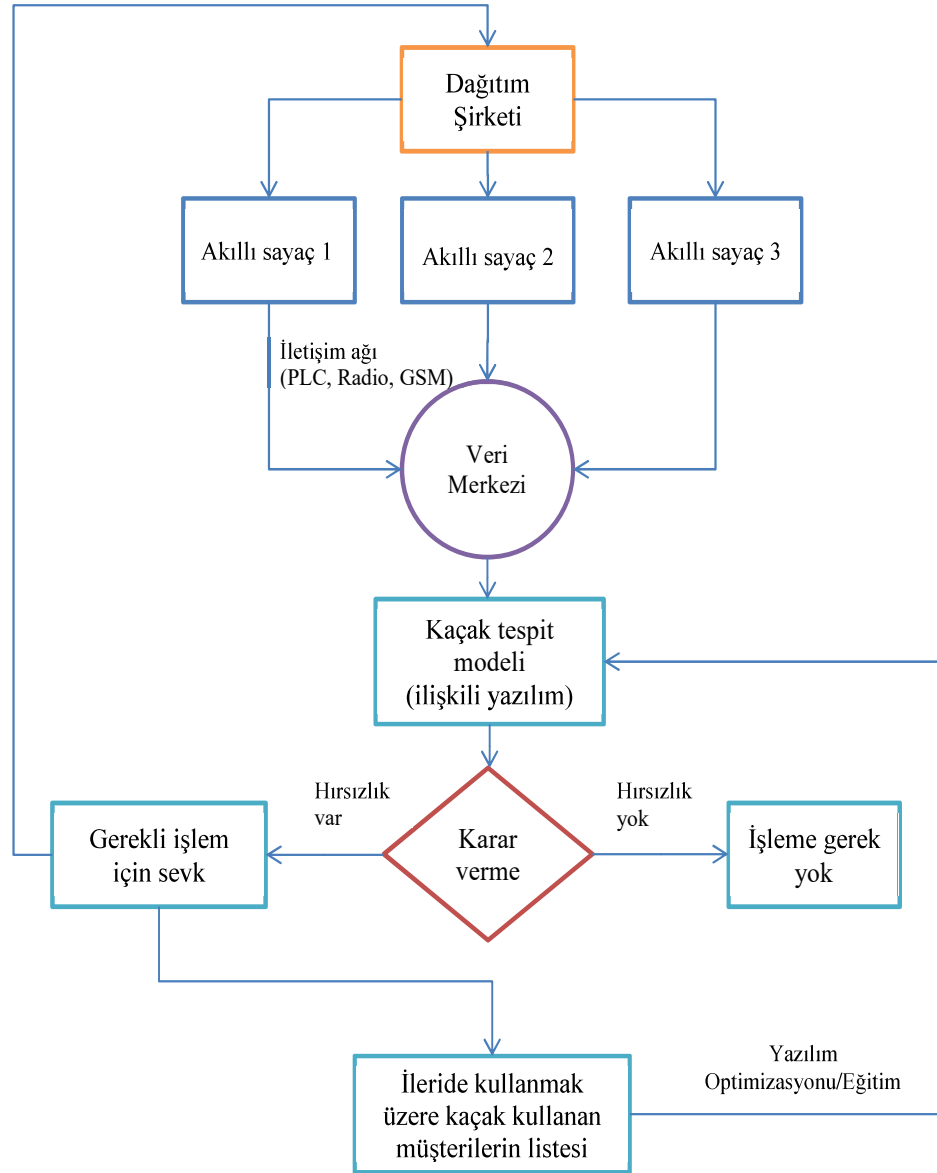
¹⁰⁰ Alves, R., Casanova, P., Quirogas, E., Ravelo, O. ve Giménez, W., “Reduction of Non-Technical Losses by Modernization and Updating of Measurement Systems”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006.

¹⁰¹ Acosta, R.O. ve Ospino, J.G., “Control of Non Technical Losses Through Totalizing Meters”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006.

¹⁰² Nizar, A.H., Dong, Z.Y., Jalaluddin, M. ve Raffles, M.J., “Load Profiling Method in Detecting Non-Technical Loss Activities in a Power Utility”, First International Power and Energy Conference PECon2006, 2006.

¹⁰³ Katic vd., 2010.

tüketici davranışlarını modellemek için de kullanılmaktadır. Örneğin, Nagi vd.¹⁰⁴ teknik olmayan kayıpları engellemek için kaçak kullanan müşterilerin tespitinde uzaktan sayaç okuma sistemlerinden gelen veriyi bulanık mantık ile kurduğu algoritma ile birlikte kullanmıştır.

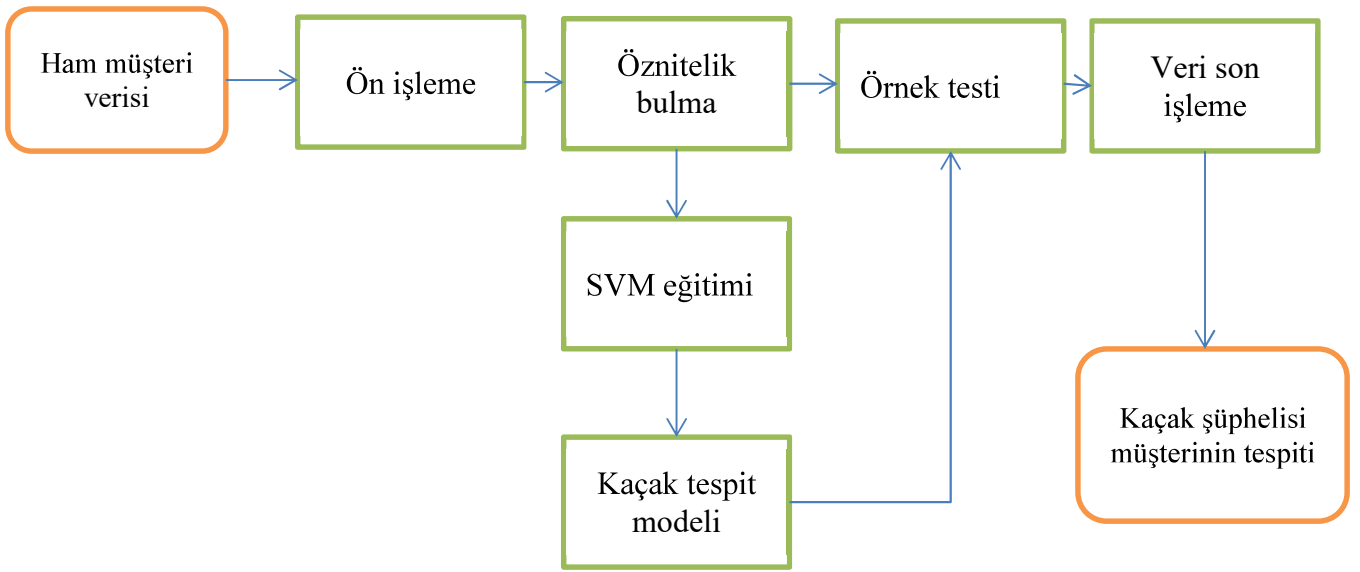


Şekil 3.8: Kaçak kullanım tespiti süreci¹⁰⁵

¹⁰⁴ Nagi, J., Yap, K.S., Nagi, F., Tiong, S.K., Koh, S.P. ve Ahmed, S.K., “NTL Detection of Electricity Theft and Abnormalities for Large Power Consumers In TNB Malaysia”, Proceedings of 2010 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOREd 2010), 2010.

¹⁰⁵ Chauhan, ve Rajvanshi, 2013.

Yine, Nagi vd.¹⁰⁶ tarafından yapılan çalışmada Malezya enerji iletim ve dağıtım şirketi TNB'nin dağıtım tarafındaki kayıplarının azaltılması hedeflenmiştir. Yapılan çalışmada, müşteri faturalama verileri havuzundan veriler çekilerek veri madenciliği yoluyla tüketim örüntüsü (pattern) oluşturulmuş ve yük profillemesi yapılmıştır. Oluşturulan yük profilleri içinde tespit edilen anormallikler ilgili müşteride kaçak tüketim olabileceğine işaret etmektedir. Bahsi geçen çalışmada, kaçak şüphelileri ve normal müşterileri sınıflandırmak için “Destekçi Vektör Makinaları (SVM)” yöntemi kullanılmıştır. Önerilen çalışmanın özeti Şekil 3.9’da gösterilmektedir.



Şekil 3.9: SVM yöntemi ile kaçak kullanım tespiti

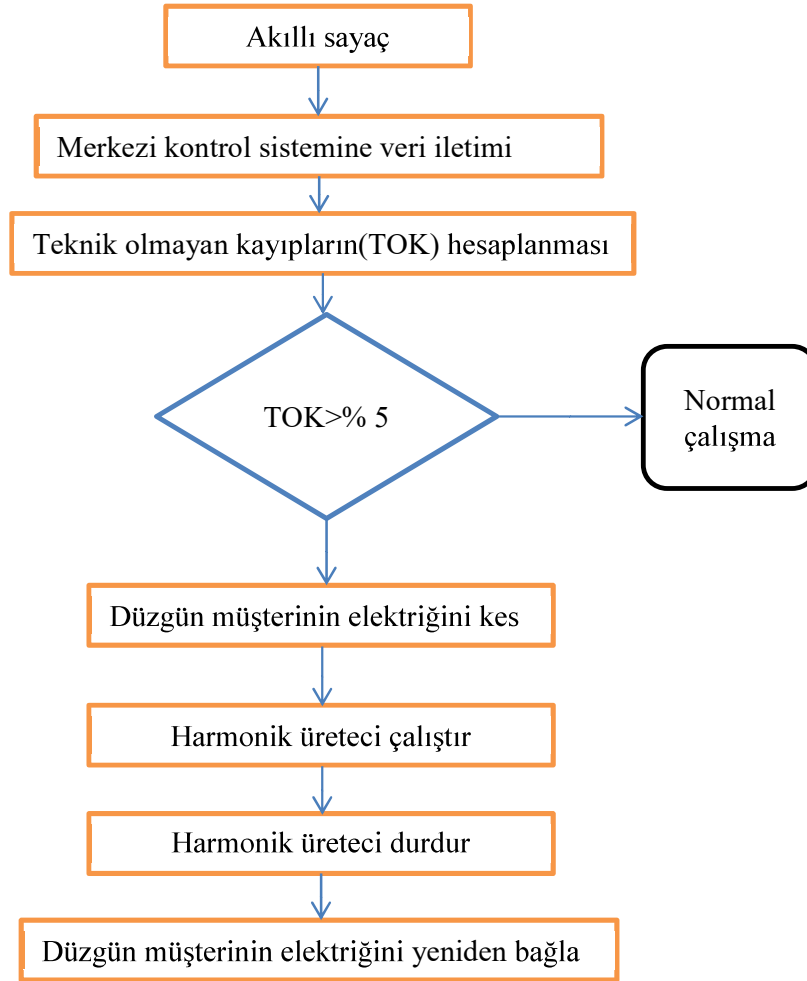
Bu yöntem ile yapılan tespitlerin saha ekipleri tarafından kontrolünde, % 22 oranında bir başarı elde ettiği gözlemlenmiştir.

Uzaktan kontrol sistemleri ile yapılabilecek bir çalışma örneği Depuru vd.¹⁰⁷ tarafından geliştirilmiştir. Temelde, yöntemin kurgusu kaçak kullanımı caydırma üzerine tasarlanmıştır. Kurguya göre; akıllı sayaçlardan merkezi veri havuzuna (server) gelen kullanım bilgilerine göre hesaplanan teknik olmayan kayıp bilgilerine istinaden % 5’lik bir eşiğe göre kaçak kullanan müşterilerin yoğun olarak bulunduğu bağlantı

¹⁰⁶ Nagi, J., Yap, K.S., Tiong, S.K., Ahmed, S.K., ve Mohammad, A.M. , “Detection of abnormalities and electricity theft using genetic support vector machine”, in proc. IEEE TENCON conf. , 2008.

¹⁰⁷ Depuru, S.S.S.R., Wang, L. ve Devabhaktuni, V. “Electricity theft:Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft”, Energy Policy, 39, 2011.

noktası tespit edilir. Daha sonra, ilgili bağlantı noktasından elektriği düzgün yollardan kullanan müşterilerin elektriği geçici olarak kesilir. Enerjilenmeye devam eden kaçak kullanıcılara kalitesiz ve bozucu etkileri olan elektrik verilir. Daha sonra, normal dağıtım koşullarına geri dönülür. Önerilen süreci özetleyen diyagram Şekil 3.10'da gösterilmektedir.

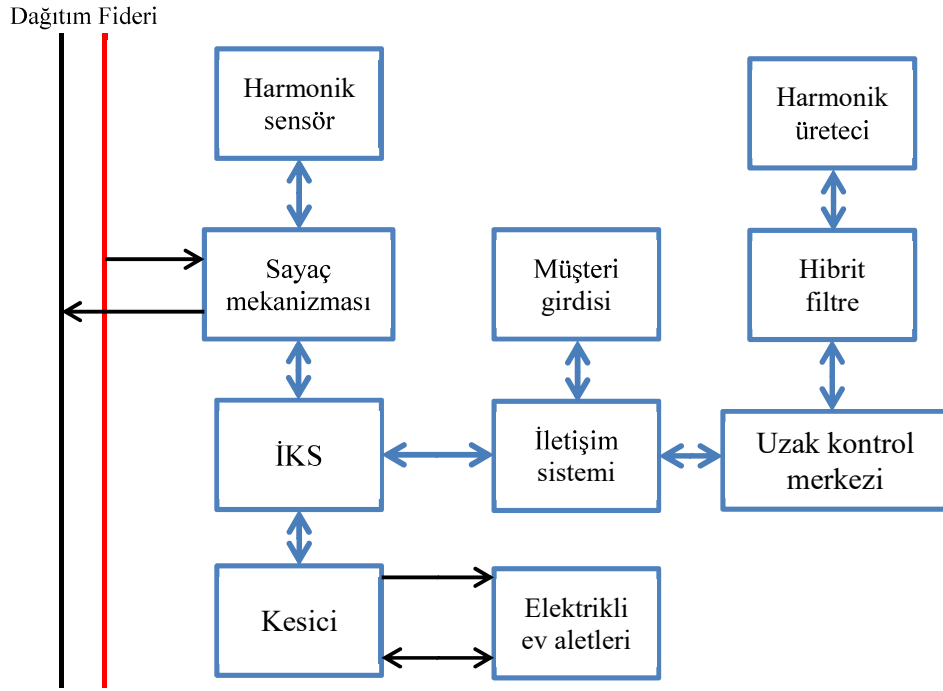


Şekil 3.10: Depuru vd. tarafından önerilen mekanizma¹⁰⁸

Yukarıda öngörülen caydırma mekanizmasını hayata geçirmek için Şekil 3.11'de gösterilen akıllı sayaç sisteminin kurulması önerilmektedir. Bu sistem içerisinde; sayaç, iç kontrol sistemi (İKS), kesici, harmonik sensör ve bir iletişim sisteminin bulunması planlanmıştır. İKS, akıllı sayaç sisteminin tüm elemanlarını kontrol eden bir işlemcidir. Kesici, düzgün müşterilerin elektriğini İKS'den gelen komutlarla kesmeye

¹⁰⁸ Ibid.

yaramaktadır. Harmonik sensör ise toplam harmonik bozulma üzerindeki akım harmoniklerinin varlığını tespit etmekte kullanılmaktadır. Uzak kontrol merkezi verilerin toplandığı veri havuzunu oluşturmaktadır. Dağıtım trafosunu korumak için, harmonik üretici ile trafo arasında harmonik filtre kullanılması öngörülmektedir. Bu çalışma neticesinde yapılan fayda/maliyet analizinde, çalışmalar tamamlandıktan sonra Hindistan için yıllık yaklaşık 4 milyar dolar tasarruf hedeflenmektedir.



Şekil 3.11: Akıllı sayaç sistemi¹⁰⁹

5. Mühürleme veya yerinde tespit için cihaz kullanmak

Ölçüm sistemlerini mühürlemek veya kaçak elektrik kullanıldığını belirleyen bir aygıt kullanmak da bir diğer önleyici tedbir olarak ele alınabilir. Bununla birlikte sayaca müdahalenin tespiti için belirli aralıklarla ekipler tarafından saha denetimlerinin de gerçekleştirilmesi gerekmektedir¹¹⁰.

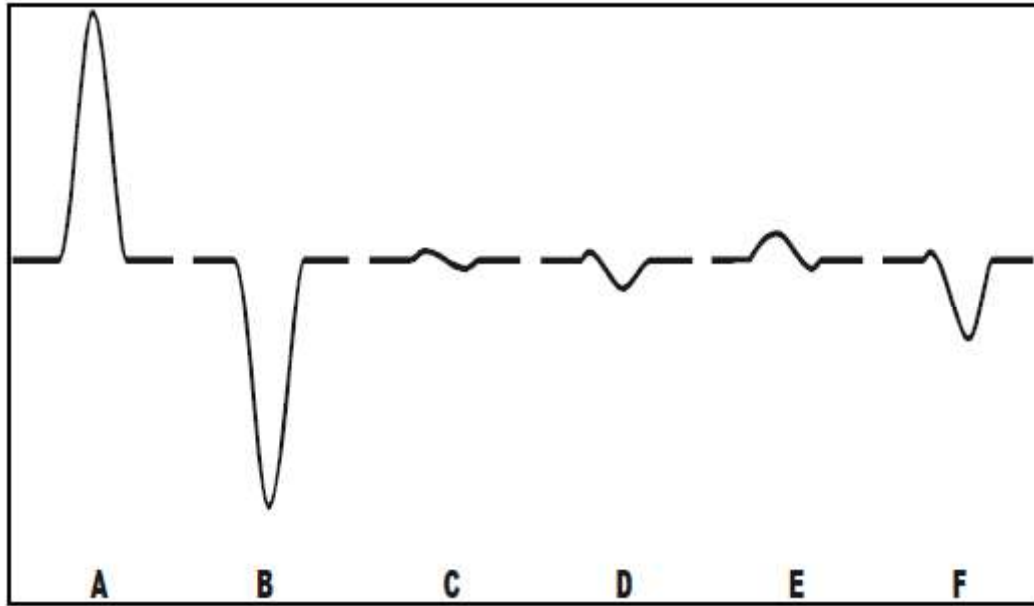
¹⁰⁹ İbid.

¹¹⁰ Agüero, 2012.

Kayıpların tespiti için kullanılabilecek cihazlara örnek olarak “zaman bölgesi reflektometre (TDR)” verilebilir¹¹¹. TDR; kablo testlerinde, arıza yeri tespitinde ve kablo boyu ölçümlerinde kullanılan bir ölçüm cihazıdır. Bu cihazlar toprakla direkt bağlantının olmadığı yerlerde kablo tespiti için radar şeklinde çalışan ekipmanlardır.

TDR, içinde sinyal üretici bulunmaktadır. Ölçülmek istenen kablonun baş kısmına verilen sinyal, kablo içinde arızalı noktadan veya başka bir yükün bağlandığı noktadan ya da kablo geometrisinin değiştiği herhangi bir noktadan geri yansır. Sinyalin gönderilme ve TDR’ye geri dönme süresi ile sinyalin hızı birlikte değerlendirildiğinde, hatta yapılan müdahalenin konumu tespit edilmektedir.

TDR ile yapılan ölçümde kaçak kullanım durumunu diğer olası sinyal yansıma durumlarından ayırmak için yansıyan sinyalin içindeki atımlara (pulse) bakılarak çıkarımda bulunulur. Şekil 3.12’de örnek bir yansıyan sinyal gösterilmektedir.



Şekil 3.12: Yansıyan sinyalin görünümü¹¹²

¹¹¹ Trupinc, K., Stojkov, M. ve Poleto, D., “Reduction of non-technical losses based on time domain reflectometer (TDR) principles and function”, 18th International Conference on Electricity Distribution, 2005.

¹¹² İbid.

Şekil 3.11’de yer alan grafikte; A noktasındaki atım açık devreyi, B noktasında görülen atım kısa devreyi, C noktasındaki gibi bir atım aynı tip kablo ile yapılan bir bağlantıyı, D ve E noktalarındaki gibi bir atım farklı bir tip kablo ile yapılan bağlantıyı, F noktasındaki gibi bir atım ise bize illegal kullanımı göstermektedir. Yapılan ölçümle F noktası gibi bir atım ile karşılaşıldığında ilgili hat üzerinde şüpheli bir bağlantı olduğu tespiti yapılabilmektedir.

B. DAĞITIM HATLARINDA YAPILABİLECEK ÇALIŞMALAR

Öncelikle, bağlantı hatlarında kullanılan geleneksel kablolar yerine anti-kaçak iletkenler kullanımının yaygınlaştırılması bir yöntem olarak önerilmektedir¹¹³. Bu yolla kullanıcıların kaçak yollarla şebekeye erişiminin önünün kesilmesi hedeflenmektedir. Bu kablo türünde, faz iletkenin etrafında nötr olan koruyucu bir iletken bulunmaktadır. Sistem enerjili iken, kabloya erişim yapılmak istendiğinde, nötr iletken ile faz iletkeni arasında kısa devre oluşmakta ve kısa devre sonucunda enerji kesilmektedir¹¹⁴. Krysiak¹¹⁵,ın yaptığı çalışmada, anti-kaçak iletken kullanımı yoluyla Arjantin’de bulunan iki dağıtım şirketinin birincisinin kayıp enerji miktarının beş yıl içinde yaklaşık % 16, diğerinin ise yaklaşık % 17,5 oranında azaldığını göstermiştir.

İllegal şebeke erişimlerini engellemek için kullanılabilecek bir diğer yöntem ise yer altı kablolarının yaygınlaştırılmasıdır. Daha güvenli, estetik olması, daha düşük işletme maliyetlerine sahip olması yer altı kablolarının kullanımını avantajlı kılan diğer faydaları olarak sayılabilir. Bununla birlikte yüksek maliyeti ve müdahale gerektiği zamanlarda yaşanabilecek zorluklar yer altı kablolarının dezavantajları olarak değerlendirilebilir¹¹⁶.

¹¹³ Krysiak, G., “Antifraud Service Drop Cable In Low Voltage Aerial Distribution”, 15th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, 1999.

¹¹⁴ Agüero, 2012.

¹¹⁵ Krysiak, 1999.

¹¹⁶ Agüero, 2012.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI

I. KAYIPLARIN KULLANICILARA YANSITILMASI

Piyasa düzenlenirken ve tarifeler oluşturulurken temelde şu kriterler dikkate alınır¹¹⁷: (i) Maliyeti yansıtan fiyatlar, (ii) Maliyetlerin şeffaf, adaletli ve eşit bir şekilde kullanıcılara yansıtılması, (iii) Dağıtım/İletim şirketlerinin gelir gereksinimleri, (iv) Fiyat istikrarı, anlaşılır bir tarife yapabilme gibi ekonomik ve sosyal hedefler, (v) Sisteme erişebilmenin açıklığı, (vi) Şebeke için gerekli yatırımların özendirilmesi, (vii) Verimliliğin artırılması.

Yukarıdaki kriterler ele alındığında elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinde meydana gelen kayıpların maliyetlerinin, hangi şebeke kullanıcısının bu maliyetlere hangi oranlarda katlanması gerektiği piyasa tasarımı açısından önemli bir yer teşkil ettiği ortaya çıkmaktadır.

Literatürde bu konuda yapılan çalışmalar güncelliğini korurken farklı yöntemler için analizler geliştirilmektedir. Conejo vd.'ye göre¹¹⁸ tek bir ideal paylaşırma metodu olmamasıyla birlikte bir metodun şu özelliklere sahip olması gerekmektedir:

- 1) Yük akışı ile tutarlı sonuçlar vermesi,
- 2) Üretilen veya tüketilen enerjinin miktarına bağlı olması,
- 3) Şebeke içerisindeki konuma bağlı olması,
- 4) Dalgalanmalardan uzak olması ve birbiriyle dengeli sonuçlar vermesi,
- 5) Uygun ekonomik sinyaller sağlaması,

¹¹⁷ Macqueen, C.N. ve Irving, M.R., "Allocation of Distribution System Losses To Consumers In Deregulated Electricity Supply Industries", Power System Control and Management, Conference Publication No. 421, 1996 ; Unsuhay, C. ve Saavedra, O.R., "A Framework for Transmission Loss Unbundling and Allocation Under Pool Electricity Markets", International Conference on Power System Technology POWERCON, 2004; Lim, V.S.C., Saha, T.K. ve McDonald, J.D.F., "Assessing the Competitiveness of Loss Allocation Methods in a Deregulated Electricity Market", Power Engineering Society General Meeting, 2006.

¹¹⁸ Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Alguacil, N. ve Guijarro, A.L., "Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 3, 2002.

- 6) Anlaşılır olması,
- 7) Uygulamasının kolay olması.

II. KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI

Kayıplar kullanıcılara yansıtılırken ve hesaplanırken birçok farklı metot üzerinde durulmuştur. İletim seviyesi açısından gerek ikili anlaşmalar piyasası çerçevesinde gerekse havuz piyasası çerçevesinde ayrıştırılarak kullanıcılara yansıtılabilmesi mümkün olan, dağıtım seviyesi açısından da genellikle nihai kullanıcılara dağıtım tarifesi kapsamında yansıtılan bu kayıplar için farklı algoritmalar geliştirilmiştir. Günümüze kadar bu konuda yapılan çalışmalar şu başlıklar altında toplanabilir:

1. Sabit Düzen Orantılı (*Pro rata*) Paylaştırma
2. Marjinal (Artımlı) Paylaştırma
3. Orantısız Paylaştırma
4. Devre Bazlı (Z-bara) Paylaştırma
5. Karesel Denklem Esaslı Paylaştırma
6. Diğer güncel metotlar

A. SABİT DÜZEN ORANTILI (PRO RATA) PAYLAŞTIRMA

Sabit düzen paylaştırma metodu anlaşılması kolay bir yol olarak gösterilmektedir¹¹⁹. Burada kullanıcıların enerji tüketimleri ile paralel olarak kayıpları üstlenmeleri hedeflenmekte, bununla birlikte üreticiler ile tüketicilerin kayıpları % 50 oranında paylaşması önerilmektedir¹²⁰.

Üretilen tüm enerjinin tüketilen (talep edilen) tüm enerji ile bütün kayıp enerji miktarının toplamı olduğu aşağıdaki formülde gösterilmiştir:

$$P_{\text{ü}} = P_T + L \quad (4.1)$$

¹¹⁹ Ramani, A.N. ve Baharin, K.A., “Transmission Losses Allocation in Deregulation Electricity Market”, IEEE International Conference on Power and Energy(PECon2010), 2010.

¹²⁰ De Oliveira-De Jesús, P.M. ve Ponce De Leão, M.T., “Distribution Loss Allocation Methods Assessment Under Electricity Market Environment”, IEEE Power Tech, 2005 ; Conejo vd., 2002.

$$P_{\ddot{u}} = \sum_i^N P_{\ddot{u}i} \quad (4.2)$$

$$P_T = \sum_j^M P_{Tj} \quad (4.3)$$

$$L = \sum_i^N L_{\ddot{u}i} + \sum_j^M L_{Tj} \quad (4.4)$$

Burada;

$P_{\ddot{u}}$	toplam üretilen aktif enerjiyi
$P_{\ddot{u}i}$	i barasına bağlı üreticilerin ürettiği aktif enerji miktarını
P_T	toplam tüketilen enerji miktarını
P_{Tj}	j barasına bağlı tüketicilerin tükettiği aktif enerji miktarını
L	toplam kayıp miktarını
N	üreticilerin bağlı olduğu toplam bara sayısını
M	tüketicilerin bağlı olduğu toplam bara sayısını
$L_{\ddot{u}i}$	i barasına bağlı üreticilere düşen kayıp miktarını
L_{Tj}	j barasına bağlı tüketicilere düşen kayıp miktarını

göstermektedir.

Sabit düzen orantılı paylaşırma yöntemine göre kayıpların paylaşırılması sonucunda her bir paylaşırılacak kayıp miktarı,

$$L_{\ddot{u}i} = \frac{1}{2} \times \frac{L.P_{\ddot{u}i}}{P_{\ddot{u}}} \quad (4.5)$$

$$L_{Tj} = \frac{1}{2} \times \frac{L.P_{Tj}}{P_T} \quad (4.6)$$

olarak hesaplanır. Üretim için kayıp paylaşırma faktörü $K_{\ddot{u}}$, ve tüketim tarafı için kayıp paylaşırma faktörü K_T ise,

$$K_{\ddot{u}} = \frac{1}{2} \times \frac{L}{P_{\ddot{u}}} \quad (4.7)$$

$$K_T = \frac{1}{2} \times \frac{L}{P_T} \quad (4.8)$$

olarak gösterilebilir¹²¹.

Yine sabit düzen paylaşırma metotlarının bir diğer uygulaması olarak kapasite-uzunluk (MW-mile metodu) uygulaması da kullanılmaktadır¹²². Dal-budak şebeke yapılanması için uygun olan bu yaklaşımda her bir koldan geçen yük miktarı ile bu kolun uzunluğu esas alınmaktadır.

Kapasite-uzunluk uygulaması kapsamında, $F_{üki}$, i üreticisinden kaynaklı k kolundan geçen yük miktarını; F_{Tki} , i tüketicisinden kaynaklı k kolundan geçen yük miktarını; l_k , k kolunun uzunluğunu; m ise şebekedeki toplam kol sayısını gösterdiğinde üretici ve tüketici üzerine düşen paylaşırma katsayısı $A_{üi}$ ve A_{Ti} ;

$$A_{üi} = \sum_i^m F_{üki} l_k \quad (4.9) \quad A_{Ti} = \sum_i^m F_{Tki} l_k \quad (4.10)$$

olarak gösterilir. Bu durumda yukarıdakine benzer şekilde n tane bara içeren şebeke için üreticilere ve tüketicilere paylaştırılan kayıp miktarları;

$$L_{üi} = \frac{1}{2} \times \frac{L.A_{üi}}{\sum_{j=1}^n A_{üj}} \quad (4.11)$$

$$L_{Ti} = \frac{1}{2} \times \frac{L.A_{Ti}}{\sum_{j=1}^n A_{Tj}} \quad (4.12)$$

olarak formüle edilebilir.

Bu yöntem, oluşan tepe talep veya arz yerine toplam kapasite kullanım miktarlarını esas aldığı için yatırım planlaması açısından önemli bir veri oluşturmaktadır. Her zaman pozitif sonuçlar ortaya koymakta olan bu yöntem herhangi

¹²¹ İbid.

¹²² Shirmohammadi, D., Filho, X.V., Gorenstin, B. ve Pereira, M.V.P., "Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, 1996 ; De Oliveira-De Jesús ve Ponce De Leão, 2005.

bir referans bara seçilmesini gerektirmemektedir. Bu yöntem ile aktif ve reaktif kayıplar belirlenirken farklı hesaplamalar yapılması gerekmektedir¹²³.

B. MARJİNAL PAYLAŞTIRMA

Bu metotla Artırımlı Kayıp Katsayıları (AKK) ile kayıpların üretim ve tüketim tarafına paylaşılması esastır¹²⁴. Metot, bir baraya verilen bir birimlik enerji enjeksiyonunun sistemde meydana getirdiği kayıp miktarının hesaplanmasını esas aldığı için “Marjinal (artırımlı) paylaşırma” ismini almıştır. Bu metotta “i” barasında meydana gelen adımlı bir birim güç artırımı sonucu kayıplarda toplam meydana gelen değişim miktarı bir sabit ile gösterildiğinde (K_i);

$$K_i = \frac{\partial L}{\partial (P_{\bar{u}i} - P_{Ti})} \quad (4.13)$$

olarak gösterilebilir. Burada K_i , i barası için AKK katsayısıdır. Baraya sunulan enerji enjeksiyonlarının bir referans baradan kaynaklandığı dolayısıyla baralarda oluşan kayıpların bu referans baradan gelen enerji nedeniyle oluştuğu varsayılmaktadır. Referans baralar başlangıç noktası gibi kabul edilir ve bu baralara herhangi bir kayıp paylaştırılmaz. Hesaplamalarda referans baranın AKK’sı tanımından dolayı sıfırdır.

i barasına bağlı üreticiler ile j barasına bağlı tüketicilere düşen kayıp miktarı ise;

$$L_{\bar{u}i} = P_{\bar{u}i} \frac{\partial L}{\partial P_{\bar{u}i}} = P_{\bar{u}i} K_i \quad (4.14)$$

$$L_{Tj} = P_{Tj} \frac{\partial L}{\partial P_{Tj}} = -P_{Tj} K_j \quad (4.15)$$

¹²³ Alturki, Y.A. ve Lo, K.L., “Power Loss Allocation in Pool-Based Electricity Markets”, Australasian Universities Power Engineering Conference, 2008.

¹²⁴ Bhuiya, A. ve Chowdhury, N., “Allocation of Transmission Losses in a Deregulated Power System Network”, Proceedings of the 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1999; Expósito, A.G., Santos, J.M.R, Garcia, T.G. ve Velasco, E.A.R., “Fair Allocation of Transmission Power Losses”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 15. no. 1, 2000; Mutale, J., Strbac, G., Curcis, S. ve Jenkins, N. “Allocation of losses in distribution systems with embedded generation”, IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., vol. 147, no. 1., 2000; Galiana, F.D., Conejo, A.J. ve Kockar, I., “Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 1, 2002 ; Conejo vd., 2001; De Oliveira-De Jesús ve Ponce De Leão, 2005.

olarak hesaplanır. Kayıplar hesaplanırken referans baraya düşmesi gereken kayıp miktarı “0” olarak alındığından kayıplar belirlenirken doğrusal olmama durumu ortaya çıkar. Bu nedenle, yukarıdaki kayıpların toplamı (L') ölçülen kayıp değerleri (L) ile örtüşmez. Bu nedenle L' ’yi paylaşdırmak için indirgeme yapılması gerekmektedir. Yani;

$$L' = \sum_i^N P_{\ddot{u}i} K_i - \sum_j^M P_{Tj} K_j \quad (4.16)$$

$$L = L' \frac{L}{L'} = (\sum_i^N P_{\ddot{u}i} K_i - \sum_j^M P_{Tj} K_j) \frac{L}{L'} \quad (4.17)$$

$$= \sum_i^N P_{\ddot{u}i} K'_i - \sum_j^M P_{Tj} K'_j$$

olarak gösterilir. Burada $K'_i = K_i(L/L')$ olarak indirgenmiş olur ve dikkate alınamayan bara kaybı da paylaştırılmış olur. Dağıtım kayıpları paylaştırılırken referans bara iletim şebekesi olarak seçilebileceğinden böyle bir indirgemeye ihtiyaç duyulmamaktadır.

Nihayetinde üreticilere ve tüketicilere paylaştırılan kayıp miktarları;

$$L'_{\ddot{u}i} = K'_i L_{\ddot{u}i} \quad (4.18) \quad L'_{Tj} = -K'_j L_{Tj} \quad (4.19)$$

olarak formüle edilebilir.

Dikkat edilmesi gereken husus, marjinal yöntem ile negatif kayıpların da üretici ya da tüketicilere yansıtılabilmesidir. Bu durumun sübvansiyon gibi değerlendirilmesi gerekmektedir. Başka bir deyişle, negatif kayıplara neden olan kullanıcının ödüllendirilmesi ya da ödeme miktarının azaltılması anlamına gelmektedir. Böyle bir ödüllendirme mekanizmasının tercih edilmemesi halinde bunlara ilave olarak

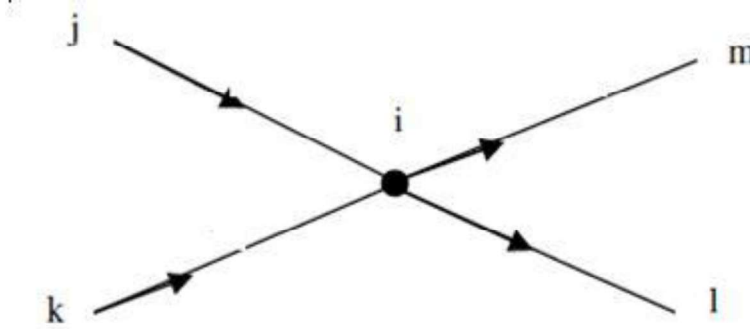
“sübvansiyonsuz marjinal paylaşırma” yöntemi de önerilmiştir¹²⁵. Bu yöntemde bir dönüştürme katsayısı (β) tanımlanarak hem üretici hem de tüketiciler için farklı bir AKK hesaplaması yapılmıştır.

Bu yöntemlerde, sadece aktif kayıpların paylaşırılması yapılabilmektedir. Marjinal paylaşırma içinde negatif değerler de barındırdığı için çok dalgalı sonuçlar ortaya çıkarmasına karşılık sübvansiyonsuz marjinal paylaşırma her zaman pozitif değerler ortaya çıkardığından daha durağan sonuçlar vermektedir¹²⁶.

C. ORANTISAL PAYLAŞTIRMA

Literatürde sıklıkla kullanılan yöntemlerden biri de ilk olarak Bialek¹²⁷ tarafından önerilen “orantısar paylaşırma” yaklaşımıdır.

Elektrik şebekesi radyal (tek yönlü) bir şebeke olarak düşünöldüğünde, yük dağıtımını için her bir düğümden (node) çıkan elektrik akım miktarının giren elektrik akım miktarına eşit olacağını kabul eden Kirşof Akım Kanunu(KAK) kullanmak sağlıklı bir yaklaşım olacaktır. Örnek olarak aşağıdaki şekilde de gösterilen şebeke bölgesinde i (düğüm) noktasına j ve k noktalarından (fiderlerinden) gelen toplam akım miktarı ile bu noktadan l ve m yönüne gidecek toplam akım miktarı birbirine eşit olacaktır (KAK). Gerilim seviyesinin şebekenin her tarafında eşit olduğu varsayımıyla, dağılan akım miktarı iletilen güç miktarına eşit olarak kabul edilebilir.



Şekil 4.1: Bir düğüm ve yük akış şekli

¹²⁵ Conejo vd., 2001.

¹²⁶ Alturki ve Lo, 2008.

¹²⁷ Bialek, J.W., “Tracing the Flow of Electricity”, IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, 1996.

Orantısal paylaşımındaki mantık, i noktasına gelen yüklerde hangi yönden gelen akımın ne kadar orana sahip olduğudur. Başka bir deyişle i noktasına gelen toplam güç P_i ile, j noktasından i noktasına gelen güç P_{j-i} ve k noktasından i noktasına gelen güç P_{k-i} ile gösterilirse P_{j-i}/P_i ve P_{k-i}/P_i oranları “m” ve “l” noktalarının nerelerden beslendiği noktasında belirleyici olacaktır.

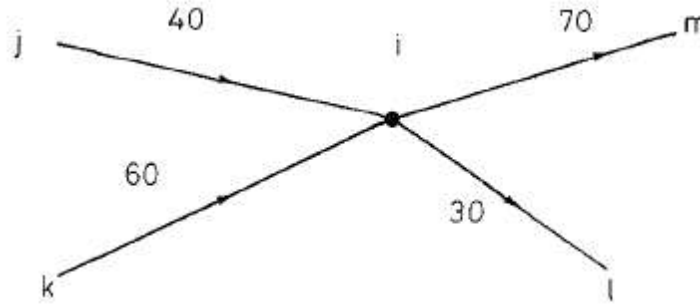
Aşağıdaki örnek şekil ele alındığında, şekil üstündeki değerleri baz alınırsa, i noktasına gelen toplam güç miktarı $P_i=40+60=100$ olacaktır. m ve l noktalarına hangi yönden ne kadar enerji geldiği ise aşağıda gösterildiği gibi bulunabilir:

$$P_{j-m}=(P_j/P_i) \times (P_m)=(40/100) \times 70=28 \text{ MW}$$

$$P_{k-m}=(P_k/P_i) \times (P_m)=(60/100) \times 70=42 \text{ MW}$$

$$P_{j-l}=(P_j/P_i) \times (P_l)=(40/100) \times 30=12 \text{ MW}$$

$$P_{k-l}=(P_k/P_i) \times (P_l)=(60/100) \times 30=18 \text{ MW}$$



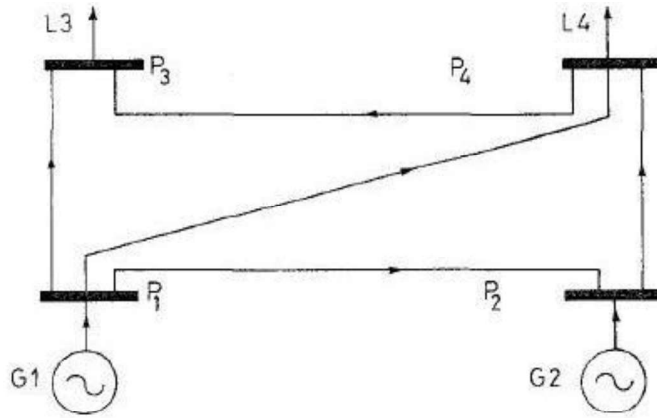
Şekil 4.2: Örnek bir yük akışı

Burada P_{a-b} , a noktasından b noktasına iletilen enerjiyi göstermektedir.

Orantısal paylaşım metodu, bu bağlantı noktasını bir mükemmel “mixer” olarak kabul etmektedir. Elektriğin elektron düzeyinde hangi yöne gitmeye “niyetleneceğini” bilmenin imkansızlığı, gerçek ve kesin bir akış diyagramı oluşturulamayacağından dolayı böylesine tüm şebeke katılımcılarına eşit yaklaşan teorik bir yaklaşım kabul görmektedir.

Yukarıda sözü edilen oransal yaklaşım ile ilgili düğüme (node) oransal olarak ne kadar yük düştüğü ve bu iletim işlemi sırasında yükün ne kadarının kaybolduğu

konusunda bir metot önerilmektedir. Yukarı Doğru Yaklaşım(upstream) ile bu düğüme giren yük akışların dengesi gözetilirken Aşağı Doğru Yaklaşım(downstream) ile bu düğümden çıkan yük akışlarının dengesine bakılmaktadır¹²⁸. Bulunan tahmini toplam yük miktarından, gerçekleşen değer düşüldüğünde ise o düğüme(noktaya) veya devam eden fidere ait kayıp miktarı ortaya çıkmaktadır. Birbirleriyle hemen hemen aynı hesaplamalara sahip olan yollardan Yukarı Doğru Yaklaşımın açıklanmasının yeterli olacağı düşünülmektedir.



Şekil 4.3: Örnek bir yukarı doğru(upstream) yaklaşım şekli.
(Yukarı doğru yaklaşım ile G1 ve G2 üreteçlerinin L3 ve L4 yüklerine hangi oranda yük aktardığının tespiti hedeflenmektedir)

i numaralı bir bağlantı(düğüm) noktası olsun. Yukarı doğru yaklaşımda bu düğüme olan girişlere bakılması gerekmektedir. i noktasına giren toplam yük miktarı P_i^t olarak gösterilirse

$$P_i^t = \sum_{j \in \alpha_i^u} |P_{j-i}^t| + P_{ii} \quad (4.20)$$

şeklinde formüle edilebilir. (2)

Burada P_{j-i}^t bilinmeyen ve j numaralı noktadan i numaralı düğüme aktarılan yük akış miktarını, α_i^u i düğümünü besleyen tüm noktalar(düğümmler) kümesini P_{ii} is i noktasındaki üretilen yük miktarını göstermektedir.

¹²⁸ Conejo vd., 2001; De Oliveira-De Jesús ve Ponce De Leão, 2005, Lim vd., 2006.

Yukarıda da değinildiği üzere oransal paylaşım algoritmasında, ilgili düğüme başka bir düğümden hangi oranda yük akışı olduğu toplam miktara oranlayarak bulunabilmektedir.

Yani P_{j-i}^t , P_j cinsinden yukarıdaki gibi yazılırsa;

$$P_{j-i}^t = (P_{j-i} / P_j) = c_{ij} \times P_j \quad (4.21)$$

bağıntısı elde edilmiş olur ki burada P_j , j noktasından çıkan yük miktarını göstermektedir.

Eğer (4.21) numaralı formülle (4.20)'yi birleştirilirse;

$$P_i^t = \sum_{j \in \alpha_i^u} c_{ij} \times P_j + P_{U_i} \quad (4.22)$$

ve

$$P_i^t - \sum_{j \in \alpha_i^u} c_{ij} \times P_j = P_{U_i} \Rightarrow \mathbf{A}_u \mathbf{P} = \mathbf{P}_0 \quad (4.23)$$

elde edilmiş olur.

Burada $\mathbf{A}_u$ (nxn) dağıtım *upstream* matrisini, $\mathbf{P}$ düğüme giren yük akışları vektörünü, $\mathbf{P}_0$ ise düğüm üretim miktar vektörünü göstermektedir. $\mathbf{A}_u$ matrisini şöyle tanımlanabilir:

$$[\mathbf{A}_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{eğer } i = j \\ -c_{ij} = -P_{j-i} / P_j & \text{eğer } j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{diğer.} \end{cases} \quad (4.24)$$

Bu matrisi (4.23)'te yerine konursa;

$$P_i^t = \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Uk} \quad (4.25)$$

elde edilmiş olur ki bu formül k'nci sistem üreticinin i numaralı düğüme katkısını $[A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Uk}$ olarak göstermektedir. Bu, teoride bu düğüme toplam ne kadar yük akışı olacağını tahmin etmeyi sağlamaktadır. Bu düğümden çıkan bir “l” hattı olsun. Yine oransal paylaşım mantığına göre “l” hattına giden yük miktarı P_{i-l} ;

$$P_{i-l} = \frac{P_{i-l}}{P_i^t} \times P_i^t = \frac{P_{i-l}}{P_i^t} \times \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Uk} \quad (4.26)$$

Bu değerden toplam gerçekleşen(ölçülen) yük miktarı düşüldüğünde, ilgili “l” hattı başına denk gelen kayıp miktar bulunmuş olur;

$$Kayıp_l = P_{i-l} - P_l^{gerçekleşen} \quad (4.27)$$

Ç. DEVRE BAZLI (Z-BARA) PAYLAŞTIRMA

İlk olarak Conejo vd.¹²⁹ tarafından önerilen yöntem ile yük akışlarından ziyade akım giriş ve çıkışlarını takip ederek devre analizi ile kayıpların ölçülmesi önerilmektedir. Sistemin tüm kaybı herhangi bir k barasına paylaştırılan L_k kayıp miktarı üzerinden ifade edildiğinde;

$$P_{kayıp} = \sum_k^N L_k \quad (4.28)$$

olarak gösterilebilir. Z-Bara yöntemine göre hesaplama yapabilmek için öncelikle şebekenin admitans matrisinin ($\mathbf{Y}=\mathbf{G}+j\mathbf{B}$) hesaplanması gerekmektedir. Şebeke için güç analizi yapıldıktan sonra şebekenin her bir barasına enjekte edilen akımların vektör olarak gösterilişi $\mathbf{I}$, her bir baranın gerilim seviyesinin vektör gösterilişi $\mathbf{V}$, $\mathbf{Z}=\mathbf{Y}^{-1}=\mathbf{R}+j\mathbf{X}$

¹²⁹ Conejo, A.J., Galiana, F.D. ve Kockar, I., “Z-Bus Loss Allocation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 16, no. 1, 2001.

empedans matrisinin gösterilişı olsun. Sistem kayıpları $\mathbf{Y}$ ve $\mathbf{V}$ cinsinden veya $\mathbf{Z}$ ve $\mathbf{I}$ cinsinden yazılabilir. Yani;

$$P_{kayıp} = \Re\{\sum_{k=1}^N V_k I_k\} \quad (4.29)$$

olarak gösterilebilir. Burada V_k ve I_k k barasına ait akım ve gerilim bilgileridir. Sistem kaybı bu formül empedans veya admitans ile ilişkilendirip yazılarak da gösterilebilir:

$$P_{kayıp} = \Re\{\sum_{k=1}^N V_k (\sum_{i=1}^N Y_{ki} V_i)\} \quad (4.30)$$

$$P_{kayıp} = \Re\{\sum_{k=1}^N I_k (\sum_{i=1}^N Z_{ki} I_i)\} \quad (4.31)$$

Bu yöntemde kayıpların akım ile olan direk ilişkisinden dolayı yukarıda hesaplama yapılabilecek yollardan empedans ve akım üzerinden giden ikinci formül üzerinden gidilmiştir.

Empedans matrisli formül, direnç ve reaktans matrisleri cinsinden şu şekilde yazılabilir:

$$P_{kayıp} = \Re\left\{\sum_{k=1}^N I_k \left(\sum_{i=1}^N R_{ki} I_i\right)\right\} + \Re\left\{\sum_{k=1}^N I_k \left(\sum_{i=1}^N jX_{ki} I_i\right)\right\} \quad (4.32)$$

Formülün ikinci terimi teorik olarak 0'a eşittir¹³⁰. Bu nedenle kayıplar direnç ve akım cinsinden şu şekilde ifade edilebilir:

$$P_{kayıp} = \Re\left\{\sum_{k=1}^N I_k \left(\sum_{i=1}^N R_{ki} I_i\right)\right\} \quad (4.33)$$

¹³⁰ Ibid.

Buradan k barası için düşen kayıp miktarı ise;

$$L_k = \Re\{I_k(\sum_{i=1}^N R_{ki}I_i)\} \quad (4.34)$$

olarak yazılabilir.

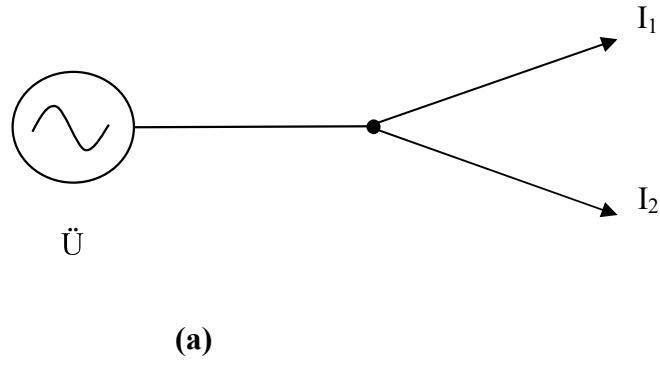
Daha sonra benzer yöntem Kazemi ve Andami¹³¹ tarafından da kullanılmış, ilerleyen dönemde diğer metotlar ile birleştirilerek yeni uygulamalara gidilmiştir.

D. İKİNCİ DERECE DENKLEM (QUADRATIC) İLE PAYLAŞTIRMA

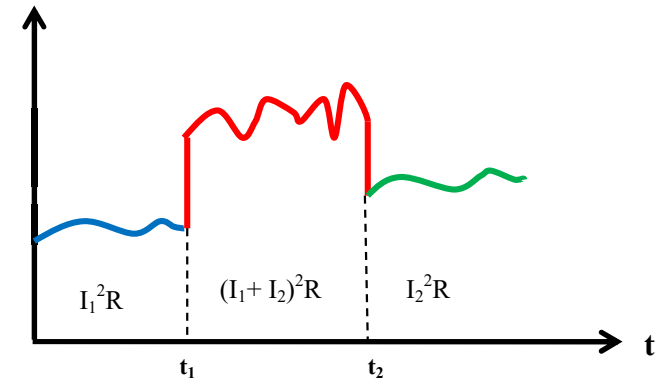
Diğer bir metot ise ikinci derece denklem ile paylaşırma metodudur. Bu metot ile dikkate alınan husus, şebekeye bağlanan bir yükün, çektiği akım ile orantılı olarak artması gereken kayıp miktarının aslında çekilen akımdaki artıştan veya ilave yükün meydana getirdiği akım artışının yanı sıra yüklerin birbirleri ile olan çarpımı kadar da bir oran ile kayba katkıya neden olması gerçeğidir.

Bu yaklaşımın anlaşılabilmesi için yalnızca iki kullanıcının olduğu bir şebeke kısmı ele alınacaktır (Bkz. Şekil 4.4). Aşağıda yer alan grafik şebekenin bir noktasında yer alan iki ayrı yük ile o noktadan çekilen akım neticesinde oluşan kayıp miktarlarını göstermektedir.

¹³¹ Kazemi, A. ve Andami, H., “A New Method For Transmission System Loss Allocation In Electric Power Markets”, 4th International Conference on Electrical and Computer Engineering-ICECE, 2006.



(a)



(b)

Şekil 4.4: (a) İki ayrı yük gösterimi, (b) İki ayrı yük için kayıp enerji-zaman grafiği

Başlangıçtan t_1 anına kadar sadece birinci yükün devrede olduğu, t_1 anından t_2 anına kadar birinci ve ikinci yüklerin devrede olduğu ve t_2 anından itibaren sadece ikinci yükün devrede olduğu kabul edilerek üç farklı dönem yaşandığı varsayıldığında; kayıp enerji miktarları; birinci dönem için $I_1^2 R$ kadar, ikinci dönem için $(I_1 + I_2)^2 R$ kadar ve üçüncü dönem için $I_2^2 R$ kadar gerçekleşmiş olur¹³².

Yukarıda birinci kısımda anlatılan sabit oranlı paylaşımına göre her bir kullanıcı için sabit oranlara göre paylaşım yapılarak çektikleri güç (gerilim bara üzerinde sabit olduğundan akım denilebilir) oranında paylaşım yapılarak yansıtılmaktaydı. Başka bir deyişle, birinci kullanıcı I_1^2 ile, ikinci kullanıcı ise I_2^2 ile orantılı bir şekilde sorumluluk üstlenecekti. Fakat, her iki kullanıcının da aktif olarak sistemden enerji çektiği zaman diliminde- yukarıdaki grafikte ikinci döneme denk gelmektedir- $(I_1 + I_2)^2$ açılımında yer

¹³² Expósito vd., 2000; Slavickas, R.A., "Allocation of Network Losses to Variable Electrical Loads", Harmonics and Quality of Power, Proceedings, Ninth International Conference on, 2000.

alan $2\mathbf{I}_1\mathbf{I}_2$ teriminden kaynaklı kayıpların hangi şekilde yansıtılması gerektiğine adaletli bir yaklaşım getirilmesi için salt münferit akımlar üzerinden değerlendirme yapmanın sağlıksız olabileceği değerlendirilmiştir¹³³.

İki kullanıcı için bu durum sayısal olarak ifade edildiğinde toplam kayıp miktarı L ;

$$L = I_1^2 R + I_2^2 R + 2\mathbf{I}_1\mathbf{I}_2 R \quad (4.35)$$

olarak gösterilebilir. Denklemden yer alan $I_1^2 R$ ile $I_2^2 R$ kullanıcılara direkt olarak yansıtılabilmektedir. $2\mathbf{I}_1\mathbf{I}_2$ kadar kayıp ise sabit oranlı paylaşım ile yarı yarıya kullanıcılara yansıtılmaktadır. Orantısız paylaşım ise $I_1(P_1)$ ve $I_2(P_2)$ ile doğrusal orantı ile paylaştırılması öngörülmektedir. $I_1(P_1)$ ve $I_2(P_2)$ değerlerinin birbirlerine yakın olduğu süreçler için bu yaklaşımın yerinde olacağı değerlendirilebilir. Fakat bu değerler birbirlerine görece çok büyük ya da küçük olduğunda, bu paylaşım şekilleri gerçek değerleri karşılamayacaktır. Expósito vd.¹³⁴, bu durumlar için ilave olarak karesel (quadratic) ve geometrik yaklaşımları önermektedir. $2\mathbf{I}_1\mathbf{I}_2$ kayıpları için birinci kullanıcının katlanacağı maliyet L_1 ve ikinci kullanıcının katlanacağı maliyet L_2 olarak gösterilirse,

$$L_1 = \beta_1 2I_1I_2 R \quad (4.36)$$

$$L_2 = \beta_2 2I_1I_2 R \quad (4.37)$$

olarak gösterilebilir. Burada $\beta_1 + \beta_2 = 2$ olduğu göz önünde bulundurulmalıdır. Paylaştırmayı yapacak olan β_1 ve β_2 katsayılarının tespiti karesel yöntem ile;

$$\beta_1 = \frac{I_1^2}{(I_1^2 + I_2^2)/2} \quad (4.38)$$

$$\beta_2 = \frac{I_2^2}{(I_1^2 + I_2^2)/2} \quad (4.39)$$

olarak hesaplanır.

¹³³ Expósito vd., 2000; Slavickas, 2000; Ding, Q. ve Abur, A., "Transmission Loss Allocation Based on a New Quadratic Loss Expression", IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 3, 2006.

¹³⁴ Expósito vd., 2000.

$2I_1I_2$ kayıpları her iki kayıp teriminin çarpımından oluştuğu için geometrik ortalamasını esas alan bir paylaşırma da önerilmektedir. I_g her iki kullanıcının çekişlerinin geometrik ortalamasını gösterebilir:

$$I_g = \sqrt{I_1 I_2} \quad (4.40)$$

β_1 ve β_2 katsayıları için şu eşitlik yazılabilir;

$$\beta_1 - \log I_1 = \beta_2 - \log I_2 \quad (4.41)$$

Buradan;

$$\beta_1 = 1 + \log \frac{I_1}{I_g} \quad (4.42)$$

$$\beta_2 = 1 + \log \frac{I_2}{I_g} \quad (4.43)$$

olarak gösterilebilir.

Yukarıdaki yöntemlerde her bir kullanıcı ikilisi için ayrı ayrı çalışılarak hesaplama yapılması gerekmektedir. Exposito vd.¹³⁵, işlem yükünün azaltılması ve her bir yük için ayrıca hesap yapılmaması için “hızlı geometrik paylaşırma” adında bir yöntem de önermektedir.

E. DİĞER GÜNCEL METOTLAR

Şebeke kayıplarının kullanıcılarına yansıtılmasında yukarıda değinilen metotlar dışında başka uygulamalarda öngörülmüştür. Çoğu yukarıda yer alan metotların hibrit veya ileri bir uygulaması olan diğer bazı çalışmalar şu şekilde sıralanabilir: Nucleolus-tabanlı ayrıştırma¹³⁶, Shapley-value yaklaşımı ile ayrıştırma¹³⁷, ikili anlaşmalar

¹³⁵ Ibid.

¹³⁶ Songhuai, D., Xinghua, Z., Lu, M. ve Hui, X., “A Novel Nucleolus-Based Loss Allocation Method in Bilateral Electricity Markets”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 21, no. 1, 2006.

¹³⁷ Hsieh, S.C., “Fair Transmission Loss Allocation Based on Equivalent Current Injection and Shapley Value”, Power Engineering Society General Meeting, 2006; Disfani, V.R., Razavi, F., Kashanizadeh, B. ve Dargahi, S., “Transmission Loss Allocation of Bilateral Contracts Using Load Flow Permutations Average Method”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, 2009; Zaño, R.O. ve Nerves, A.C., “An Aumann-Shapley Approach to Allocation of Bilateral Transmission Loss Cost in a Gross-Pool Energy

üzerinden paylaşırma¹³⁸, ortogonal projeksiyon metodu ile paylaşırma¹³⁹, oyun teorisi yaklaşımı olan metotlar¹⁴⁰, grafik teorisi bazlı yaklaşım¹⁴¹, kullanım esaslı yaklaşım¹⁴², yapay sinir ağları yaklaşımı¹⁴³, müzik tabanlı harmoni arama algoritması (MBHS) ile paylaşırma yöntemi¹⁴⁴.

III. METOTLARIN KARŞILAŞTIRILMASI

Yukarıda değinilen kayıp paylaşırma metotları için yapılan çalışmalarda belirli şebeke bölgeleri için yük akışları üzerinden hangi kullanıcıya veya kullanım noktasına ne kadar kayıp enerji paylaşırılacağı üzerinde denemeler yapılmıştır.

Yapılan çalışmalarda gerçekleştirilen simülasyonlar genellikle IEEE tarafından standardize edilmiş test şebekeleri esas alınarak yapılmıştır. 9 baralı, 14 baralı, 24 baralı ve 32 baralı test şebekeleri en çok kullanılan test şebekeleri olmuştur.

IEEE, 14-baralı test şebekesinin bir örneği Şekil 4.5'te gösterilmektedir. 14-baralı sistemin 15 düğüm noktası ve 48 elemanı bulunmaktadır. Bu 48 elemanın 20 tanesi iletim hattı ve transformatör, 2 adet üreteç, 14 adet yük ve senkron kapasitör, hat kapasitanslarını gösteren 12 adet şönt eleman ve bazı transformatörlerin dönüştürme oranını gösteren elemanlardan oluşmaktadır. Şekil 4.5'te gösterilen çizimde yer alan 3,

Market Using Independent Marginal Losses and Transaction Loss Factors", TENCON 2012 - IEEE Region 10 Conference, 2012.

¹³⁸ Daroj, K. ve Eua-Arpon, B., "Real Power Loss Allocation for Transactions in Bilateral Markets", International Conference on Power System Technology, 2006.

¹³⁹ Wang, H.X., Liu, R. ve Li, W.D., "Transmission Loss Allocation Based on Circuit Theories and Orthogonal Projection", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 24, no. 2, 2009.

¹⁴⁰ Lima, D.A., Contreras, J. ve Padilha-Feltrin, A., "A cooperative game theory analysis for transmission loss allocation", Electric Power Systems Research, 78, 2008.

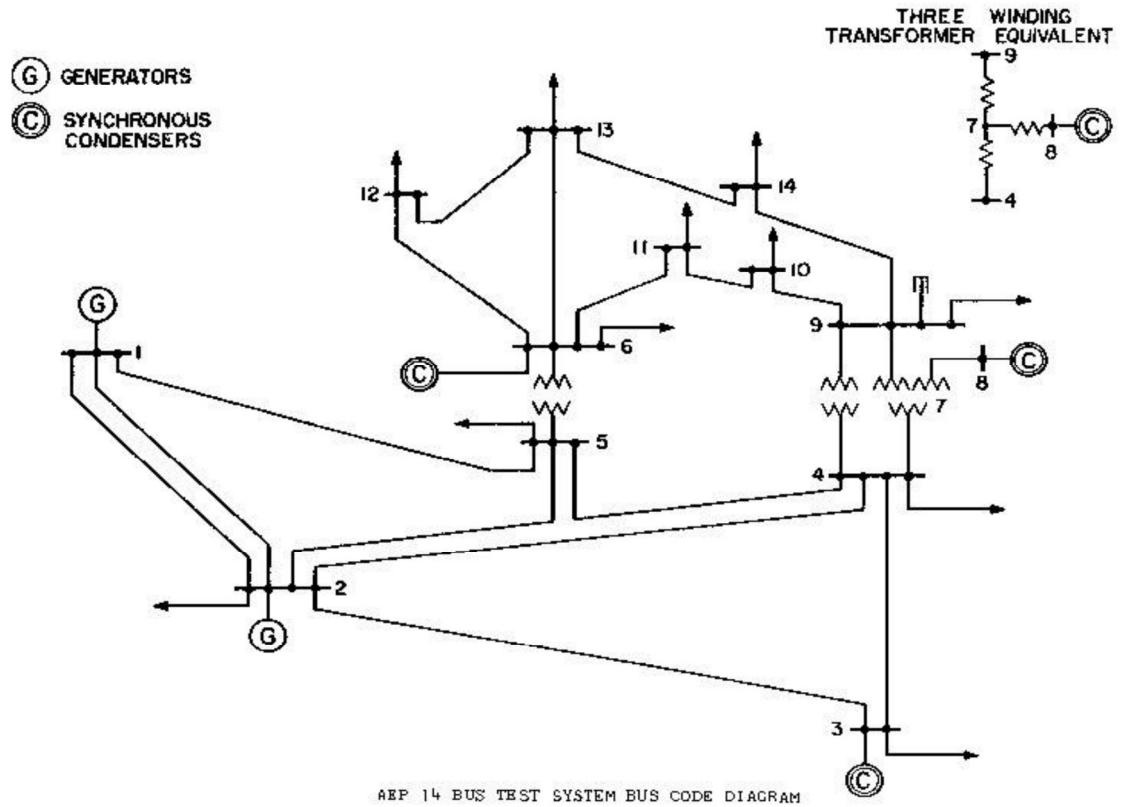
¹⁴¹ Lim, V.S.C., McDonald, J.D.F. ve Saha, T.K., "Development of a new loss allocation method for a hybrid electricity market using graph theory", Electric Power Systems Research, 79, 2009.

¹⁴² Satyaramesh, P.V. ve RadhaKrishna, C., "Usage-based transmission loss allocation under open access in deregulated power systems", IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 4, Iss. 11, 2010; Khan, B. ve Agnihotri, G. "A Novel Transmission Loss Allocation Method based on Transmission Usage", IEEE Fifth Power India Conference, 2012.

¹⁴³ Arunachalam, S., Babu, M.R., Mohanadasse, K. ve Ramamoorthy, S., "ANN Based Z-Bus Loss Allocation for Pool Dispatch in Deregulated Power System", Power India Conference, 2006; Salar, M.H. ve Haghifam, M.R., "Transmission Loss Allocation in Power Systems Using Artificial Neural Network", IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010), 2010; Choudhury, N.B.D. ve Goswami, S.K., "Artificial intelligence solution to transmission loss allocation problem", Expert Systems with Applications, 38, 2011.

¹⁴⁴ Lalitha, S.V.N.L ve Sydulu, M., "Application of Music Based Harmony Search Algorithm for Transmission Loss Allocation in Electricity Markets", Third International Conference on Intelligent Systems Modelling and Simulation, 2012.

6 ve 8 nolu baralar senkron kapasitörler için ayrılmış olup, sabit empedanslı şönt elemanları gibi davranmaktadırlar. Geriye kalan 14 bara paylaştırmanın esasları olup, bu baralardan 1 ve 2 numaralı olanları sisteme enerji veren üreticilerin bulunduğu baralardır.



Şekil 4.5: IEEE 14-baralı test sistemi¹⁴⁵

Yapılan simülasyonlarda¹⁴⁶ öncelikle ilk senaryoda, 1 numaralı baraya bağlı üreticinin sisteme sağladığı güç 232,7 MW, 2 numaralı baraya bağlı üreticinin sisteme sağladığı güç 40 MW olmak üzere sisteme giren toplam güç miktarı 272,7 MW olarak belirlenmiştir.

¹⁴⁵ <http://sys.elec.kitami-it.ac.jp/ueda/demo/PFdata/>, 10/08/2013.

¹⁴⁶ Conejo vd., 2001 ; Keshmiri, S. N. ve Ehsan, M., "Transmission loss allocation using normalized loss weight factors," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Third International Conference on , 2008. ; Srikumar, M., "A transmission loss allocation method based on current distributions," India Conference (INDICON), Annual IEEE , 2012.

İkinci senaryoda ise, üretim noktalarında ve miktarlarında değişikliğe gidilerek yeni yük akışları belirlenmiştir. Bu kapsamda 8 numaralı baraya yeni bir üretçi eklenmiş ve gücü 100 MW olarak belirlenmiş bununla birlikte 1 numaralı baraya bağlı üreticinin sisteme sağladığı güç 125,3 MW, 2 numaralı baraya bağlı üreticinin sisteme sağladığı güç 40 MW üzere sisteme giren toplam güç miktarı 265,3 MW olarak belirlenmiştir.

Pro-rata, Z-bara, Orantısal Paylaşım (OP) ve Marjinal Paylaşım (MP) metotlarına göre yapılan paylaşım yüzdeleri birinci senaryo için Tablo 4.1’de, ikinci senaryo için Tablo 4.3’de yer almaktadır.

Tablo 4.1: Birinci senaryoya göre farklı paylaşım metotlarına göre paylaşım yüzdeleri¹⁴⁷

Bara No	Üretilen Aktif Güç (MW)	Aktif Yük Talebi (MW)	METOTLARA GÖRE KAYIP PAYLAŞMA ORANLARI (%)			
			Pro-rata	OP	MP	Z-bara
1	232,7	0	47,64	47,79	45,28	56,34
2	40	21,7	3,69	2,21	7,08	1,18
3	0	94,2	19,32	21,24	21,53	20,50
4	0	47,8	9,73	9,29	9,29	6,19
5	0	7,6	1,62	1,18	1,33	0,59
6	0	11,2	2,36	1,77	2,36	3,54
7	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0	0,1	0,00	0,00	0,00	0,15
9	0	29,5	6,05	5,75	5,01	3,83
10	0	9	1,77	2,06	1,47	1,33
11	0	3,5	0,74	0,74	0,59	0,44
12	0	6,1	1,18	1,18	1,33	0,74
13	0	13,5	2,80	2,80	2,36	1,92
14	0	14,9	3,10	3,83	2,36	3,24
Toplam	272,7	259,1	100,00	100,00	100,00	100,00

¹⁴⁷ Conejo vd., 2001.

Yukarıda yer alan tablodan da görülebileceği üzere tüm yöntemler, üretim ve tüketim tarafları arasında yaklaşık %50'ye %50'lik bir paylaşım öngörmektedir. Orantısal paylaşım metodunda, düğüm esaslı bir yaklaşım olduğu ve düğüme giren ile çıkan enerji eşit kabul edilerek işlem yapıldığı için üretim ve tüketim taraflarının üstlenmiş olduğu kayıp oranları tamamen eşit olmuştur.

Bir diğer dikkati çeken husus, enerji akışının büyük çoğunluğunu sağlayan birinci baraya üretim tarafında, çekiş miktarının önemli bir kısmına neden olan üçüncü baraya tüketim tarafında, diğer baralara oranla daha büyük miktarda kayıp enerji paylaştırılmıştır. Bununla birlikte, Z-bara paylaştırma yönteminde enerjinin büyük çoğunluğunu sağlayan birinci baraya en yüksek oranda kayıp % 56 mertebesinde yansıtılmıştır. Z-Bara yönteminin akım giriş ve çıkışlarını dikkate alarak bunu hattın empedans matrisi ile birlikte ele aldığı düşünüldüğünde bu sonucun beklendiği söylenebilmektedir.

Her bir metodun, verdikleri sonuç itibarıyla birbirlerine yakınlıklarına bakmak için ikili olarak hata miktarları incelenebilir. Yani, bir bara için herhangi bir metoda göre bulunan paylaştırma miktarının diğer bir metotla bulunan paylaştırma oranı ile aralarındaki farkın mutlak değerlerinin birinci metoda göre bulunan değere bölümü ile hata terimi bulunur. 14 bara için hata terimleri toplamı, metotlar arasındaki sonuç yakınlığı için anlamlı bir veri verebilmektedir. Hata miktarı formüle edilmek istenirse,

$$HM_{a,b} = \sum_{i=1}^{14} \frac{|PK_{i,a} - PK_{i,b}|}{PK_{i,a}}$$

(4.44)

olarak gösterilebilir. Burada;

$HM_{a,b}$, “a” metodu ile yapılan kayıp paylaştırması ile “b” metodu ile yapılan kayıp paylaştırması arasındaki toplam farklılık miktarını,

i bara numarasını,

$PK_{i,j}$ i numaralı bara için j metodu ile bulunan kayıp paylaşırma oranını göstermektedir.

Tablo 4.1’de yer alan paylaşırma oranları dikkate alındığında metotlar arası ikili hata miktarları Tablo 4.2’de gösterilmektedir.

Tablo 4.2: Birinci senaryoya göre metotlar arası ikili hata miktarları

	Pro-rata & OP	Pro-rata & MP	Pro-rata & Z-Bara	OP & MP	OP & Z-Bara	MP & Z-Bara
HM	1,52	2,37	4,18	4,01	4,45	4,11

Yukarıdaki tablodan da görülebileceği üzere birbirlerine en yakın sonuçları veren iki metot, orantısal paylaşım ile sabit düzenli paylaşım metodu olmuştur. Sabit düzenli paylaşımında şebeke yük akışları dikkate alınmamasına karşın orantısal paylaşım ile benzer bir eğilimde sonuçlar ortaya koymuştur. Ayrıca sabit düzenli paylaşım metodu diğer metotların daha ortasında bir konumda yer almıştır. Özellikle Z-Bara metodu paylaşımında diğer metotlara göre daha ayrılabilir sonuçlar ortaya koymuştur.

Tablo 4.3: İkinci senaryoya göre farklı paylaşırma metotlarına göre paylaşım yüzdeleri¹⁴⁸

Bara No	Üretilen Aktif Güç (MW)	Aktif Yük Talebi (MW)	METOTLARA GÖRE KAYIP PAYLAŞMA ORANLARI (%)			
			Pro-rata	OP	MP	Z-bara
1	125,3	0	25,97	36,04	29,22	37,66
2	40	21,7	3,90	3,57	8,44	1,30
3	0	94,2	19,48	29,87	25,65	40,26
4	0	47,8	10,06	5,52	8,12	4,22
5	0	7,6	1,62	1,30	1,30	0,32
6	0	11,2	2,27	2,60	3,25	7,47
7	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
8	100	0,1	20,78	10,39	14,29	-2,92
9	0	29,5	6,17	0,00	2,27	0,97
10	0	9	1,95	0,32	0,97	0,97
11	0	3,5	0,65	0,65	0,65	0,32
12	0	6,1	1,30	1,95	1,62	1,62
13	0	13,5	2,92	5,19	2,60	3,57

¹⁴⁸ İbid.

14	0	14,9	3,25	2,60	1,62	4,87
Toplam	265,3	259,1	100,00	100,00	100,00	100,00

İkinci senaryoya göre yapılan kayıp paylaşırma neticesinde, sisteme enerji enjekte etme oranı azalan 1 numaralı baraya tahsis edilen kayıp miktarının düştüğü gözlemlenmektedir. Bununla birlikte, yüksek miktarda çekişin olduğu 3 numaralı baraya ayrılan kayıp oranının, bu baradan çekilen yük miktarı değişmemesine rağmen önemli miktarda arttığı görülmektedir. Bu durum, ilk senaryoya göre nispeten enerji üretim merkezinin yakınında bulunan 3 numaralı baranın yeni durumla bu merkezden uzaklaşması olarak açıklanabilir. Ayrıca, negatif kayıp paylaşırma ihtimalinin 8 numaralı bara için gerçekleştiği tespit edilmiştir. İlk senaryoya göre, ikincisinde negatif paylaşırma oranına rastlanması iki nedenle açıklanabilmektedir. Birincisi, çekilen yük miktarı aynı olmasına rağmen üretim dağılımının değişmesi ile kayıp oranları düşmüştür (13,5 MW’tan 6,2 MW’a). İkinci ise, yapılan yeni konfigürasyon ile daha verimli bir yük akış mekanizması oluşturmuştur. Bu açıdan negatif paylaşırma, ilgili baraya üretimin yerleştirilmesi için bir teşvik mahiyetindedir.

İkinci senaryoya göre, kayıp paylaşırma metotları arasındaki yakınlık için ikili hata oranı miktarlarına bakılmıştır. Oluşan sonuçlar Tablo 4.4’te gösterilmektedir.

Tablo 4.4: İkinci senaryoya göre metotlar arası ikili hata miktarları

	Pro-rata & OP	Pro-rata & MP	Pro-rata & Z-Bara	OP & MP	OP & Z-Bara	MP & Z-Bara
HM	5,11	4,42	8,66	5,46	7,74	7,68

İkili hata miktarları karşılaştırıldığında, yine birinci senaryoya benzer şekilde pro-rata, orantısal ve marjinal paylaşım metotlarının genel olarak birbirlerine daha yakın sonuçlar ortaya koyduğu görülmektedir.

Bu dört metot, literatürde sunulan veriler ve yukarıda yer alan simülasyon sonuçları ele alındığında Tablo 4.5’te yer aldığı şekilde özetlenebilir¹⁴⁹.

¹⁴⁹ İbid, Alturki vd. 2008.; Ansyari, F.; Ozveren, C.S. ve King, D., “Comparison of loss allocation methods in a regulated system (A case study at Java-Bali 500KV Grid System in Indonesia)”, Universities Power Engineering Conference., 43rd International , 2008.

Tablo 4.5: Metotların özelliklerinin karşılaştırılması

Özellikler	OP	Pro-rata	MP	Z-Bara
Çözülmüş yük akışı ile uyumlu	Evet	Hayır	Evet	Evet
Sadece pozitif değerler üretme	Evet	Evet	Hayır*	Hayır
Dengeli sonuçlar üretme	Evet	Evet	Hayır*	Evet
Paylaşım oranları referans baraya bağlı mı?	Hayır	Hayır	Evet	Evet
Reaktif paylaşım	Evet	Evet	Evet	Evet
Sisteme giren ve çıkan yük akışını takip edebilme	Evet	Hayır	Hayır	Evet
Paylaştırılan kayıpların toplamının tüm kayıplara eşit olması	Evet	Evet	Hayır*	Evet

(* Sübvansiyonsuz MP uygulandığında “Evet” olmaktadır.)

Literatürde yapılan çalışmalarda yukarıda yer alan tabloda da gösterildiği üzere, metotlar kıyaslanırken bazı sorular karşısında metotların hangi şekilde davrandıkları değerlendirilmiştir. Yapılan çalışmalarda sabit oranlı (pro-rata) paylaşım metodunun, şebeke konfigürasyonunu dikkate almadığı belirtilerek¹⁵⁰, bu yöntemin üretcin konumu veya yük dağılımına göre paylaşım yapmadığı belirtilmiştir. Bazı çalışmalarda¹⁵¹, yük akışını dikkate alması, her zaman pozitif ve dengeli sonuçlar üretmesi gibi sebeplerle orantısız paylaşım metodunu tavsiye etmişlerdir. Bununla birlikte, yukarıda tabloda verilen kıyaslamalar yanında ele alınan çalışmaların tümünde mutlak doğru bir metodun varlığı üzerinde ittifak edilmemiş, her metodun kendine has özellikleri ve avantaj/dezavantajları üzerinde durulmuştur.

¹⁵⁰ Conejo vd., 2001; Conejo vd., 2002.

¹⁵¹ Ansari vd. 2008; Varma, P.S. ve Sankar, V., “Comparison of Transmission Loss Allocation Methods in Deregulated Power System” , International Journal on Advanced Electrical and Electronics Engineering, (IJAEEE), ISSN (Print): 2278-8948, vol.1, iss. 1, 2012.

IV. TÜRKİYE’DE KAYIPLARIN YANSITILMASI

Ülkemizde elektrik kayıpları iletim kayıpları ve dağıtım kayıpları olarak ikiye ayrılmaktadır. İletim kaybı, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği¹⁵² (DUY) kapsamında yapılan sayaç uzlaştırma işlemleri esnasında gerçekleştirilirken, dağıtım kayıpları dağıtım sistemi kullanıcılarına yansıyacak şekilde dağıtım tarifi kapsamında ele alınmaktadır.

A. İLETİM KAYIPLARININ YANSITILMASI

İletim şebekesi kullanıcılarının katlanması gereken iletim kayıpları DUY kapsamında hazırlanan Kayıp Katsayıları Hesaplama Metodolojisine İlişkin Usul ve Esaslar (Usul ve Esaslar)¹⁵³ çerçevesinde belirlenmiştir. Bu usul ve esaslar çerçevesinde ayrı ayrı bağlantı durumlarına göre Transformatör Kayıp Katsayısı(TKK) ve Hat Kayıp Katsayıları (HKK) hesaplanmaktadır.

1. Transformatör Kayıp Katsayısının Hesaplanması

Uluslararası standartlarda da yer alan hesaplamalara benzer şekilde transformatör kayıp katsayısı (TKK) hesaplanırken öncelikle aylık transformatör kayıp miktarı K şu formülle hesaplanmaktadır;

$$K = \left(P_b + P_{cu} \left(\frac{E}{T P_n \cos \varphi} \right)^2 \right) T \quad (4.45)$$

Burada, **TKK**: Transformatör Kayıp Katsayısı

P_b: Boştaki transformatör kayıpları (kW)

P_{cu}: Yükteki transformatör kayıpları (kW)

E: Transformatörden aktarılan aylık enerji miktarı (kWh)

E_v: Transformatörden aktarılan aylık sisteme veriş yönlü enerji miktarı (kWh)

¹⁵² 14 Nisan 2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği”.

¹⁵³ 1/6/2011 tarihli ve 27951 Sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Kayıp Katsayıları Hesaplama Metodolojisine İlişkin Usul ve Esaslar”.

E_ç: Transformatörden aktarılan aylık sistemden çekiş yönlü enerji miktarı (kWh)

P_n: Nominal transformatör gücü (kVA)

T: Aylık saat miktarı (h)

Cos φ: Güç faktörü (=0,95)

göstermektedir. Usul ve esaslara göre TKK hesaplanırken uzlaştırmaya esas sayacın tek yönlü enerji akışına ve çift yönlü enerji akışına sahip olması dikkate alınarak her iki konfigürasyon için çekiş ve veriş yönünde olmak üzere TKK_ç ve TKK_v belirlenmektedir.

Uzlaştırmaya esas ölçüm değerinin okunduğu sayacın tek yönlü olması durumunda,

1) Çekiş yönünde transformatör kayıp katsayısı **TKK_ç** hesabında,

$$TKK_{\text{ç}} = \frac{K}{K + E_{\text{ç}}} \text{ formülü uygulanır,} \quad (4.46)$$

2) Veriş yönünde transformatör kayıp katsayısı **TKK_v** hesabında,

$$TKK_v = \frac{K}{E_v} \text{ formülü uygulanır.} \quad (4.47)$$

Uzlaştırmaya esas ölçüm değerinin okunduğu sayacın çift yönlü olması durumunda, (4.45) numaralı formül veriş ve çekiş kayıpları için ayrı ayrı kayıp değerleri hesaplanarak (K_v ve K_ç) TKK_ç ve TKK_v belirlenir. Hesaplama yapılırken aylık saat miktarı T, veriş ve çekiş miktarlarının toplam enerji miktarına oranı ile T_v ve T_ç olarak ikiye bölünür:

$$E = E_v + E_{\text{ç}} \quad (4.48), \quad T_v = \frac{T E_v}{E} \quad (4.49), \quad T_{\text{ç}} = \frac{T E_{\text{ç}}}{E} \quad (4.50)$$

olmak üzere ve:

$$1) \text{ Çekiş Yönünde Kayıp; } K_{\phi} = \left(P_b + P_{cu} \left(\frac{E_{\phi}}{T_{\phi} P_n \cos \phi} \right)^2 \right) T_{\phi} \quad (4.51)$$

olmak üzere;

$$TKK_{\phi} = \frac{K_{\phi}}{K_{\phi} + E_{\phi}} \text{ formülü uygulanır,} \quad (4.52)$$

$$2) \text{ Veriş Yönünde Kayıp; } K_v = \left(P_b + P_{cu} \left(\frac{E_v}{T_v P_n \cos \phi} \right)^2 \right) T_v \quad (4.53)$$

olmak üzere;

$$TKK_v = \frac{K_v}{E_v} \text{ formülü uygulanır.} \quad (4.54)$$

2. Hat Kayıp Katsayısının Hesaplanması

i²R kayıpları olarak kabul ettiğimiz hat kayıpları hesaplanırken, ilişkili hattan geçen enerji miktarı ile hat direnci esas alınır. Usul ve esaslar göre hat kayıp katsayısı şu formülle hesaplanmaktadır:

$$HKK = \left[\left(\frac{E}{TU_n \cos \phi} \right)^2 \frac{\rho L}{DS} T \right] / (1000 E) \quad (4.55)$$

Burada; **p**: Kullanılan iletkenin öz direnci ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

L: Hat uzunluğu (m)

S: Hat kesiti (mm^2)

E: Hattan geçen aylık enerji miktarı (kWh)

U_n: Hat gerilimi (kV)

D: Hattın devre sayısı (tek devreli hat =1, çift devreli hat=2)

T: Aylık saat miktarı (h)

Cos ϕ : Güç faktörü (=0,95)

göstermektedir. Usul ve esaslar kapsamında belirlenecek olan kayıp katsayıları hesaplanırken usul ve esaslar ekinde yer alan konfigürasyonlar esas alınmaktadır. Bu konfigürasyonlar üreticilere, tüketicilere ve özel durumlara ilişkin olmak üzere itibari bağlantı noktalarını ve uygulanacak kayıp türünü gösteren tek hat şemalarından oluşmaktadır.

3. Kayıp Katsayılarının Uzlaştırma Hesaplarına Yansıtılması

DUY içerisinde kayıpların yansıtılmasına ilişkin olarak 80 inci maddede düzenlemeye gidilmiştir. Bu madde hükümlerine göre uzlaştırmaya esas sayaçların kaydı esnasında sayaç ile itibari bağlantı noktası arasında sistem kayıplarının hesaplanmasında dikkate alınmamış bir transformatör veya hat olması halinde; ilgili transformatör veya hat için kayıp katsayısı uygulanmaktadır. Yine bu madde hükmüne göre dağıtım sistemine bağlı üretim tesisleri ve dağıtım şirketi kullanımındaki orta gerilim baralarından iletim sistemine enerji akışı olması durumunda bağlantıya ilişkin sayaç hesaplamalarında iletim sistemi kayıpları uygulanmamaktadır. Bunun haricinde iletim sistemine doğrudan enerji veren üretim tesisleri için veya ithalat kapsamında getirilen enerji miktarının uzlaştırmasında iletim sistemi kayıpları yansıtılmaktadır.

Kayıp miktarlarının sayaç bazında nasıl uzlaştırılacağı ise DUY'un 84 üncü, 85 inci ve 86 ncı maddelerinde anlatılmaktadır. Yukarıda hesaplanan TKK ve HKK'ların nasıl uygulanacağına dair yöntem ve formüller bu maddeler içerisinde yer almaktadır.

Öncelikle iletim sistemine veriş ve çekiş miktarları ilgili sayaç ve her bir uzlaştırma dönemi için hesaplanmaktadır. Bunun için sisteme veriş yönünde sayaç değerini azaltıcı, çekiş yönünde sayaç değerini artırıcı işlem tahsis edilerek TKK ve HKK uygulanmaktadır:

DUY 85 inci maddeye göre

$$\dot{SVM}_{b,u} = \sum_{s=1}^x \left[SVD_{b,s,u} \times (1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s}) \times (-1)^k \right] \quad (4.56)$$

$$İSÇM_{b,u} = \sum_{s=1}^x \left[\frac{SÇD_{b,s,u}}{(1 - TKK_{b,s}) \times (1 - HKK_{b,s})} \times (-1)^k \right] \quad (4.57)$$

hesaplaması yapılır. Burada,

- İSVM_{b,u} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sistemine Veriş Miktarını (MWh),
- SVD_{b,s,u} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacının, ölçülen veriş değerini gösteren “u” uzlaştırma dönemine ait Sisteme Veriş Değerini (MWh),
- TKK_{b,s} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına uygulanan Transformatör Kayıp Katsayısını,
- HKK_{b,s} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına uygulanan Hat Kayıp Katsayısını,
- x “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonunda yer alan sayaç sayısını,
- k “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacına veya kategorilere uygulanan 0 ya da 1 değerleri olan katsayıyı,
- İSÇM_{b,u} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine ait İletim Sisteminden Çekiş Miktarını (MWh),
- SÇD_{b,s,u} “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimi konfigürasyonu tanımında yer alan “s” sayacının, ilgili sayacın iletim sisteminde yer alması durumunda ölçülen, 17 nci maddenin ikinci fıkrasının (a) ve (b) bentleri kapsamında görevli perakende satış şirketinden enerji temin eden tüketim birimlerini içeren bir kategori olması durumunda hesaplanan toplam çekiş değerini, ilgili sayacın dağıtım sisteminde yer alması durumunda dağıtım sisteminden net çekiş değerini gösteren “u” uzlaştırma dönemine ait Sistemden Çekiş Değerini (MWh)

ifade etmektedir. Daha sonra 84 üncü maddede kullanılan ve iletim sistemine doğrudan enerji veren üretim tesisleri için uygulanan İletim Sistemi Kayıp Katsayısı 86 ncı maddede şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$ISKK_u = \frac{\sum_{s=1}^n \dot{I}SVM_{s,u} - \sum_{s=1}^n \dot{I}S\dot{C}M_{s,u}}{\sum_{s=1}^n \dot{I}SVM_{s,u}} \quad (4.58)$$

Burada,

$\dot{I}SKK_u$ “u” uzlaştırma dönemine ait hesaplanan İletim Sistemi Kayıp Katsayısını,
n “u” uzlaştırma döneminde, iletim sistemi konfigürasyonunda yer alan
sayaç sayısını göstermektedir.

Nihayetinde 84 üncü madde de uzlaştırmaya esas veriş ve çekiş miktarları aşağıda yer aldığı şekilde belirlenmektedir:

$$UEVM_{b,u} = \dot{I}SVM_{b,u} \times (1 - \dot{I}SKK_u)^g \quad (4.59)$$

$$UE\dot{C}M_{b,u} = \dot{I}S\dot{C}M_{b,u} \quad (4.60)$$

Bu formüllerde geçen,

$UEVM_{b,u}$ “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine
ait Uzlaştırmaya Esas Veriş Miktarını (MWh),
 $UE\dot{C}M_{b,u}$ “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin, “u” uzlaştırma dönemine
ait Uzlaştırmaya Esas Çekiş Miktarını (MWh),
g “b” uzlaştırmaya esas veriş-çekiş biriminin iletim sistemine bağlı bir
üretim tesisi olması durumunda 1, diğer tüm durumlarda 0 olan değeri

ifade etmektedir. Böylelikle iletim sistemi kayıpları taraflara yansıtılmış olmaktadır.

B. DAĞITIM KAYIPLARININ YANSITILMASI

İletim kayıpları yansıtıldıktan ve dengeleme ve uzlaştırma piyasasına kayıtlı sayaçlar uzlaştırıldıktan sonra dağıtım sisteminde meydana gelen teknik ve teknik olmayan kayıpların şebeke kullanıcılarına yansıtılması Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ¹⁵⁴ kapsamında düzenlenmektedir. Bu Tebliğin Ek 2 nci maddesinde dağıtım şirketlerinin her bir abone grubuna uygulayacağı kayıp-kaçak bedelinin nasıl hesaplandığı düzenlenmektedir. Bu maddeye göre öncelikle kayıp maliyetleri hesaplanmakta, bu bedel kayıp harici enerji miktarına bölünerek her bir tüketim grubu için Kayıp-Kaçak Bedeli (KKB) hesaplanmaktadır.

Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğe göre KKB hesaplanırken Öncelikle Öngörülen Toplam Maliyet (ÖTM) belirlenir. ÖTM üç temel bileşenden oluşmaktadır: i) Kayıp-kaçak için satın alınması öngörülen enerji miktarı; ii) vergi, finansman giderleri, DUY kapsamında oluşan maliyetler vb. kalemleri kapsayan diğer öngörülen maliyetler; iii) iki yıl önce gerçekleşen değerler üzerinden hesaplanan ve öngörülen ile gerçekleşen kayıp-kaçak miktarı arasındaki farkı yansıtan Kayıp-Kaçak Düzeltme Bileşeni (KKDB). Bu işlemler aşağıdaki formülde özetlenmiştir:

$$\text{ÖTM}_y = \sum_{u=1}^n (SF_{y,u} \times \text{ÖUEIABM}_{y,u}) + \text{ÖDGT}_y + \text{KKDB}_y \quad (4.61)$$

$$\sum_{u=1}^n \text{ÖUEIABM}_{y,u} = \text{ÖDGEM}_y \times \text{HKKO}_y \quad (4.62)$$

Burada;

ÖTM_y y yılı için hedef kayıp-kaçak oranı doğrultusunda oluşması öngörülen toplam maliyeti,
 $SF_{y,u}$ y yılının u uzlaştırma dönemine ait, TETAŞ'ın Kurul tarafından onaylanmış toptan satış tarifesinde yer alan fiyatı,

¹⁵⁴ 11/08/2002 tarihli ve 24843 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ”.

$\ddot{O}UE\dot{I}ABM_{y,u}$	y yılının u uzlaştırma dönemine ait olarak TETAŞ ile yapılan elektrik enerjisi satış anlaşması uyarınca yapılmış uzlaştırmaya esas ikili anlaşma bildirimi miktarını,
$\ddot{O}DGEM_y$	y yılında dağıtım sistemine girmesi öngörülen enerji miktarını,
$HKKO_y$	y yılı için Kurul tarafından onaylanmış hedef kayıp-kaçak oranını,
$\ddot{O}DGT_y$	y yılı için kayıp-kaçak enerji tedariki kapsamında oluşan damga vergisi, teminat gideri ve finansman giderlerinden uygun görülenler ile dengeleme ve uzlaştırma piyasasındaki işlemler kapsamında sıfır bakiye düzeltme tutarı, geçmişe dönük düzeltme kalemi, piyasa işletim ücreti, iletim ek ücreti, süresinde ödenmeyen alacaklar payı, DUY'un 110 uncu maddesi kapsamında oluşan farkın dağıtım lisansı sahibinin ilgili aylardaki sıfır bakiye düzeltme katsayısı ile çarpımı suretiyle PMUM tarafından hesaplanan sistem enerji dengesizlik gelir kalemi (SEDGK) ve Kurulca uygun bulunan diğer kalemler için öngörülen toplam maliyeti,
$KKDB_y$	y yılı için kayıp-kaçak düzeltme bileşenini,
n	uzlaştırma dönemi sayısını,

ifade etmektedir. ÖTM hesaplandıktan sonra y yılında her bir abone grubuna uygulanacak KKB aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır:

$$KKB_{y,i} = \frac{\ddot{O}TM_y}{\sum_{i=1}^a (\ddot{O}DGEM_y \times (1 - HKKO_y) \times \ddot{O}AO_{y,i} \times k_{y,i})} \times k_{y,i} \quad (4.63)$$

Bu formülde geçen,

$\ddot{O}AO_{y,i}$	i tüketim grubu için y yılında dağıtılması öngörülen enerji miktarının y yılında dağıtılması öngörülen toplam enerji miktarına oranını,
$k_{y,i}$	Kurul tarafından belirlenen i tüketim grubunun y yılındaki maliyet katsayısını,
a	tüketim grubu sayısını,

ifade etmektedir. Böylelikle her bir tüketici grubuna ait müşterinin tükettiği enerji miktarı nispetinde ödemesi gereken kayıp-kaçak bedeli (Kr/kWh) belirlenmiş olmaktadır.

Ülkemizde fiyat eşitleme mekanizması uygulandığı ve ulusal tarife üzerinden her bir tüketici grubunun tüm Türkiye genelinde aynı tarifieden enerji kullanması öngörüldüğü için yukarıda belirlenen ödenmesi gereken KKB yerine, her bir dağıtım şirketi için toplanması gereken toplam kayıp-kaçak bedelleri tüm ülke geneline yansıtılarak ulusal kayıp-kaçak bedeli belirlenmektedir. Fiyat eşitleme mekanizması kapsamında gerekli desteklemeler bu ulusal kayıp-kaçak bedelinin birim bedel olarak baz alınması ile herhangi bir dağıtım şirketinin toplamış olduğu toplam kayıp-kaçak bedelinden ilgili dağıtım şirketinin yukarıdaki KKB kapsamında toplamması öngörülen kayıp-kaçak miktarı çıkarılarak belirlenmektedir¹⁵⁵.

¹⁵⁵ 06/03/2013 tarihli ve 28579 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasasında Uygulanacak Fiyat Eşitleme Mekanizması Hakkında Tebliğ”.

BEŞİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE'DEKİ KAYIP UYGULAMALARI İÇİN DEĞERLENDİRMELER

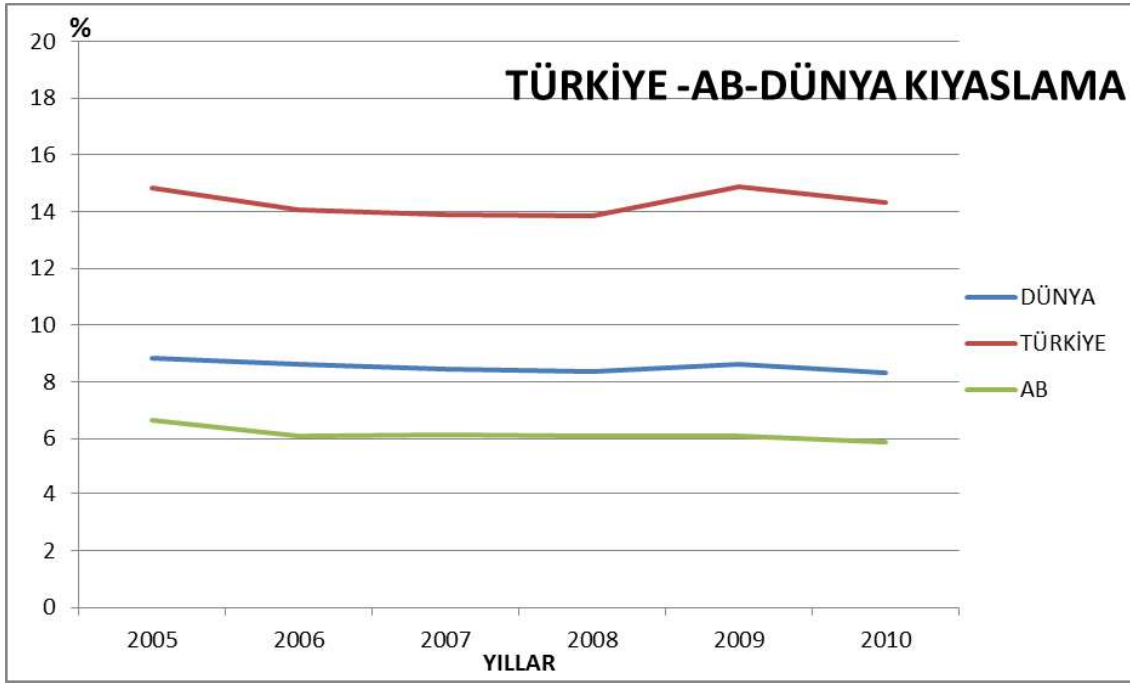
I. KAYIPLARIN AZALTILMASI YÖNÜNDE DEĞERLENDİRMELER ve ÖNERİLER

Ülkemiz açısından, halihazırda Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) verilerine göre 2012 yılı için 60,1 milyar dolar olarak gerçekleşen enerji ithalatı toplam ithalatın yaklaşık % 25'ini oluşturmaktadır¹⁵⁶. Ayrıca, TEİAŞ istatistiklerine göre 2013 Temmuz ayı için üretilen elektrik enerjisinin yaklaşık % 45,7'si doğalgaza dayalı olarak gerçekleşmiştir¹⁵⁷. Doğalgazın tamamının ithal edildiği düşünüldüğünde ülke kaynaklarının enerji tedarigi için ne denli yurtdışına aktarılacak zorunda kaldığı açıkça görülmektedir.

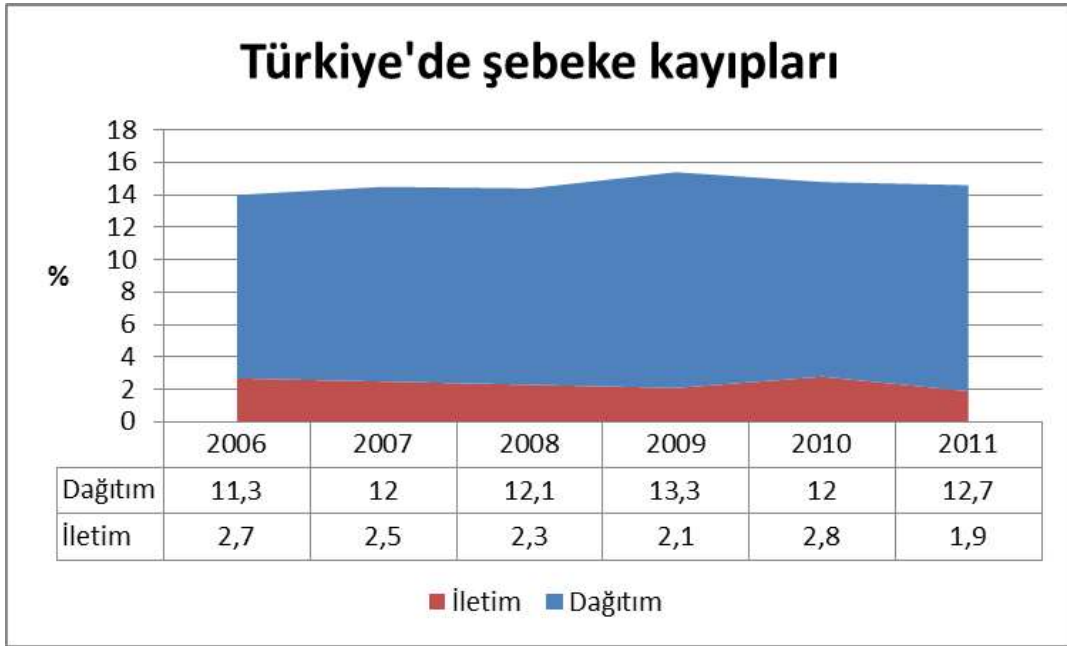
Enerji kaynaklarını olabildiğince verimli kullanması gereken Türkiye için enterkonnekte bir şebeke işleten her bir ülke için olduğu gibi enerji maliyetlerini en aza indirmek ve yeterli bir enerji arzına sahip olmak önemli bir hedeftir. Dolayısıyla enerji kayıplarını azaltmak da ülkemiz açısından önemli hedefler arasındadır. Halihazırda dünya ortalamalarının üzerinde seyreden kayıp oranlarının düşürülmesi öncelik arz etmektedir.

¹⁵⁶ http://ticaretgazetesi.com.tr/index.php?l=1&sayfa_id=666&id=150706, 11/09/2013.

¹⁵⁷ TEİAŞ, Türkiye Elektrik İstatistikleri, Aylık Elektrik İstatistikleri, <http://www.teias.gov.tr/TurkiyeElektrikIstatistikleri.aspx>, 11/09/2013.



Şekil 5.1: Şebeke kayıplarının kıyaslanması¹⁵⁸



Şekil 5.2: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi (2006-2011)¹⁵⁹

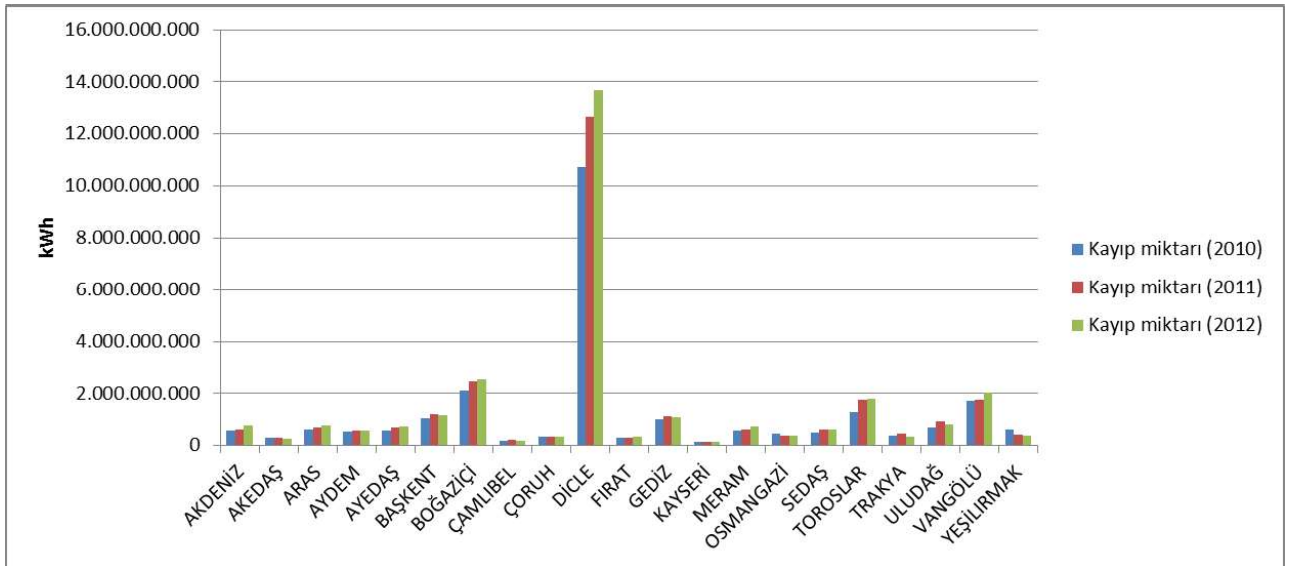
İletim ve dağıtım kayıplarının yıllara göre oranlarını gösteren yukarıdaki grafiğe göre Türkiye'deki kayıp miktarları AB ortalamasının yaklaşık 9 puan, Dünya ortalamasının ise 7 puan üzerinde seyretmektedir (Bkz. Şekil 5.1). Bununla birlikte

¹⁵⁸ <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>, 16/07/2013.

¹⁵⁹ <http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2011/istatistik%202011.htm>, 15/08/2013.

iletim kayıpları ile dağıtım kayıplarının dağılımını gösteren grafik Şekil 5.2’de yer almaktadır. Yaklaşık olarak dağıtım kayıplarının iletim kayıplarının beş katı kadar gerçekleştiği görülmektedir. Genel olarak, şebekede oluşan toplam kayıplar içinde üretim kayıplarının oranının %10, iletim kayıplarını oranının % 30 ve dağıtım kayıplarının oranının % 60 seviyelerinde olması gerektiği kabul edilmektedir¹⁶⁰. Bu nedenle ülkemizde dağıtım kayıplarının oranının oldukça yüksek olduğu gerçeği ortaya çıkmaktadır.

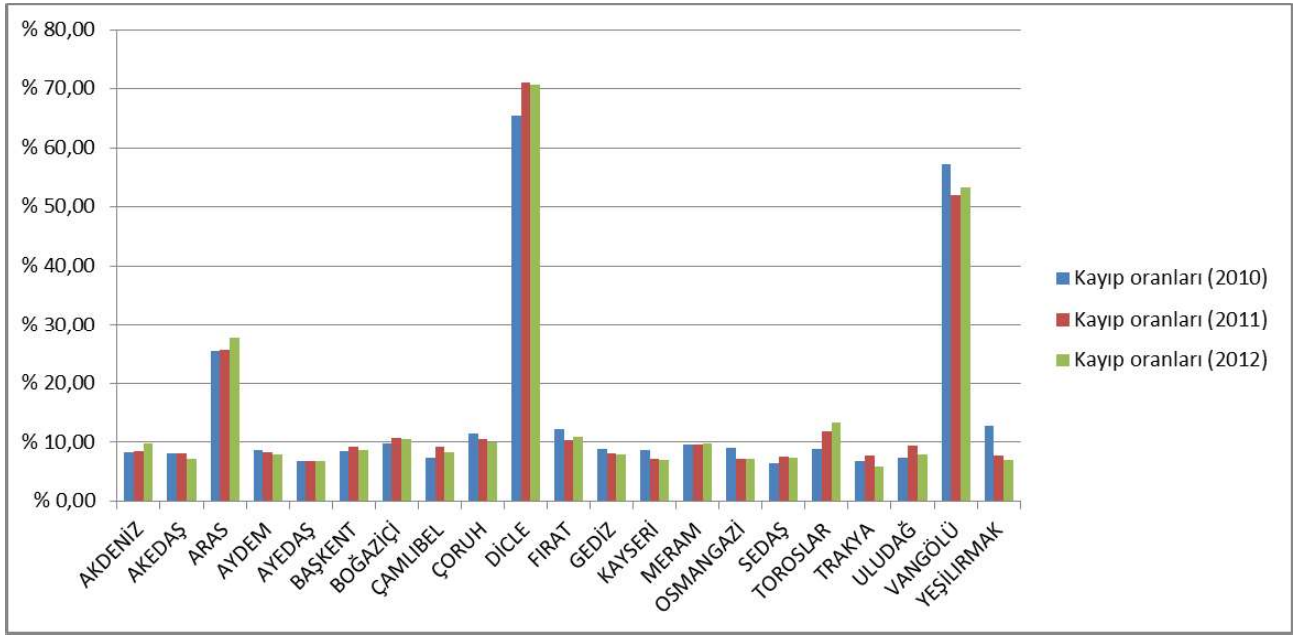
Türkiye’deki dağıtım kayıplarının yüksekliği büyük oranda teknik olmayan kayıplara dayanmaktadır. Özellikle doğu ve güneydoğu bölgelerinde illegal kullanım nedeniyle dağıtım kayıpları büyük mertebelere ulaşmaktadır (Bkz. Şekil 5.3).



Şekil 5.3: 21 Elektrik dağıtım şirketi için kayıp miktarları (2010-2012)

Şekil 5.3’te görüldüğü üzere en büyük kayıp miktarı Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.’nin bölgesinde gerçekleşmiştir. İkinci sırada Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. yer almasına karşın bu bölgedeki kayıpların fazlalığı tüketim miktarının büyüklüğü ile ilintilidir. Bölgeler arasında kayıp oranlarına yüzdesel olarak bakmak hangi bölgelerin daha sorunlu olduğunu daha net ortaya koyacaktır.

¹⁶⁰ Bayliss ve Hardy, s. 968.



Şekil 5.4: 21 Elektrik dağıtım şirketi için kayıp oranları (2010-2012)

Şekil 5.4’te görüldüğü üzere kayıp oranları en yüksek olan şirket Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş., ikinci sırada Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş. ve üçüncü sırada Aras Elektrik Dağıtım A.Ş. bulunmaktadır. Diğer bölgelerin ise kayıp oranları birbirlerine yakın seviyede olup yukarıda değinilen ve genel kabul görmüş dağıtım teknik kayıpları mertebelerindedir. Bu durum ilk üç sıradaki şirkette önemli ölçülerde teknik olmayan kaybın varlığını göstermektedir.

Yukarıda yer alan grafiklerde belirtilen ve AB ve Dünya ortalamalarının önemli derecede üzerinde bulunan kayıpları azaltırken önceki bölümlerde anlatılan kayıp azaltma yöntemlerinden faydalanılmalıdır.

Örneğin, özelleştirme sonrası hareket ve yatırım kabiliyetleri artan elektrik dağıtım şirketleri kendilerine ait şebekeler için yeniden etüt çalışmaları yaparak şebeke re-konfigürasyonu yapmalıdır. Şebeke re-konfigürasyonu yapılırken özellikle şebekeye erişimde bulunacak üretim tesisleri için kayıpları azaltacak noktalardan şebekeye bağlanmaları teşvik edilmelidir. İletken kesitleri fayda/maliyet kıstasları dikkate alınarak mümkün mertebede en büyük kesitli iletken kullanılacak şekilde seçilmelidir.

Bunun yanında, Suechoey vd. ¹⁶¹,nin yaptığı çalışma sonuçlarına dayanılarak, yine opsiyon olması halinde büyük güçlü trafo seçimi yapılmalıdır. Bu seçimde ise, trafonun büyüklüğü trafo boşta kayıplarının getireceği kaybı tolere edecek şekilde belirleme tercih edilmelidir.

Mümkün olduğu kadar enerji yüksek gerilim seviyelerinde taşınmalı, bunun için gerekli dönüşüm çalışmaları ele alınmalıdır. Yüksek gerilim seviyesi ile elektrik dağıtımının teknik olmayan kayıpları azaltması yanı sıra kaçak elektrik kullanımını önleyici bir tedbir olduğu da göz önünde bulundurulmalıdır.

Gömülü üretim tesislerinin sayıları artırılmalı ve bu tesisler konumlandırılarak şebeke kayıplarına olası etkileri göz önünde bulundurulmalıdır. Özellikle, ülkemizde lisanssız üretim kapsamında faaliyet göstermeleri beklenen gömülü üretim tesisleri teşvik edilmeli ya da mevcut bulunan teşvikler devam ettirilmelidir.

Talep yönetimi üzerinde de çalışmalar yapılmalıdır. Tepe yüklerinin tıraşlanarak yük kaydırması yapılması elektrik kayıplarını azaltıcı etkide bulunacaktır. Enerji depolama sistemleri de fayda/maliyet analizi üzerinden değerlendirilerek şebeke içine dahil edilmelidir.

Uzaktan sayaç okuma sistemleri, uzaktan kumanda ve kontrol, akıllı şebeke tasarımları elektrik dağıtım şirketleri tarafından kurulmaya çalışılmalıdır. Bu kapsamda, Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği¹⁶² uyarınca dağıtım şirketlerinin kurması gereken “şebeke bağlantı modeli” çalışmalarının süratle tamamlanması gerekmektedir. Aynı yönetmelik kapsamında kurulması beklenen “tedarik sürekliliği uzaktan okuma sistemleri” de müşterilerin kontrolü ve sağlıklı veri akışı açısından önem taşımaktadır.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği kapsamında kurulması öngörülen otomatik sayaç okuma sistemlerinin yaygınlaştırılması da kayıplarla mücadele açısından önem teşkil edecektir. Bilhassa, dağıtım şirketlerinin “şüpheli kullanıcı” olarak nitelendireceği müşterilerini uzaktan okuma sistemleri ile takip etmesi, kullanıcı

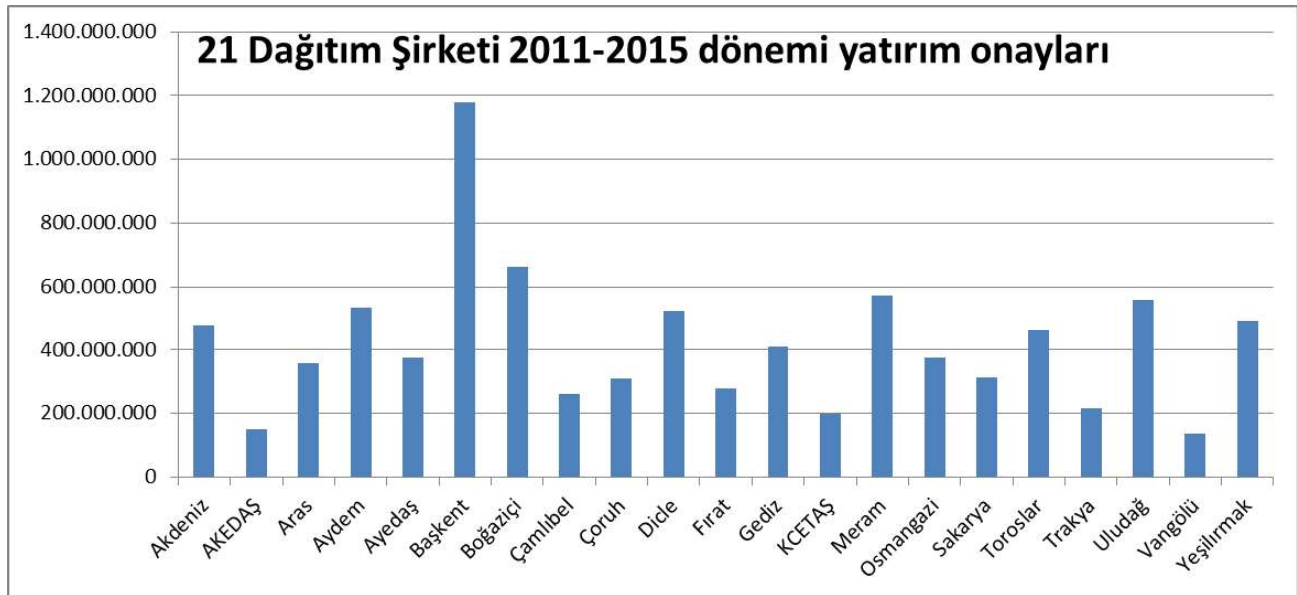
¹⁶¹ Suechoey vd., 2000.

¹⁶² 21 Aralık 2012 Tarihli ve 28504 Sayılı Resmî Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

verilerini analiz etmesini ve kaçak kullanımı engelleyici tedbirler almasını sağlayacaktır.

Elektrik dağıtım şirketleri, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından onaylanan yatırım planları çerçevesinde yatırımlarını gerçekleştirmektedirler. 2011-2015 uygulama döneminde 21 dağıtım şirketi için yaklaşık toplam 8 milyar 860 milyon TL yatırım harcaması onaylanmıştır. Bu yatırım miktarlarının 21 dağıtım şirketi arasındaki dağılımı Şekil 5.5'te gösterilmektedir.

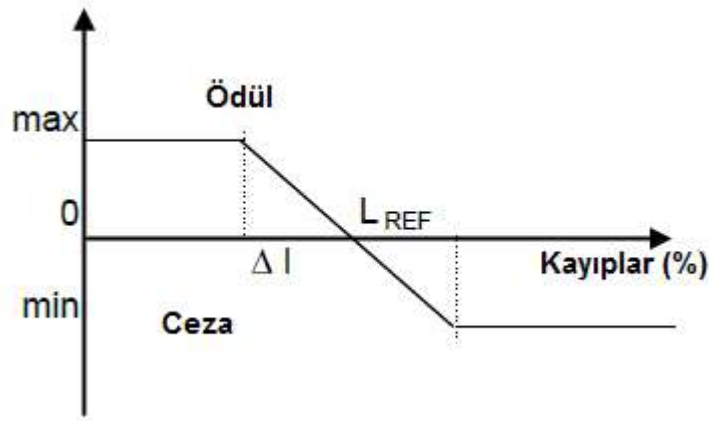
Onaylanan bu yatırım kapsamında, Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar¹⁶³ içerisinde, “Şebeke işletimi için ilgili mevzuat kapsamında yapılması gerekli olan uzaktan izleme ve kontrol sistemleri, coğrafi bilgi sistemleri gibi bilişim sistemi ve teknoloji yatırımlarına ilişkin harcamalar şebeke işletim sistemi yatırımı olarak değerlendirilir.” olarak tanımlanan Şebeke İşletim Sistemi Yatırımlarının miktarı ise 21 dağıtım şirketi için toplam 868.014.874 TL'dir. Dağıtım şirketleri, kendisi için verilen bu yatırım bütçesini doğru kullanmalı, bu kapsamda uzaktan okuma, kontrol sistemleri, coğrafi bilgi sistemleri gibi teknoloji yatırımlarını kendisine verilen bu bütçe kapsamında ivedilikle gerçekleştirmelidir.



Şekil 5.5: 21 Elektrik dağıtım şirketi için 2011-2015 dönemi onaylanmış yatırım tutarları

¹⁶³ 17 Haziran 2011 tarihli ve 27967 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Düzenleyici otoritenin kayıpları azaltmadaki sorumluluğu ise dağıtım şirketlerinin yatırımlarını takip etmek ve kayıpları azaltma yönünde dağıtım şirketlerini teşvik etmektir. Türkiye’de, teşvik mekanizması dağıtım şirketlerine verilen kayıp hedefleri ile gerçekleştirilmektedir. Kayıp hedeflerinin altında kayıp gerçekleştirmelerine sahip olan şirketler hedef ile gerçekleşen miktar arasındaki farkı gelir olarak elde etmektedirler. Teknik olmayan kayıplara sahip İspanya’da da benzer bir teşvik uygulaması bulunmaktadır.¹⁶⁴ Portekiz’de ise benzer bir ödül ve ceza uygulaması bulunmakta olup ödülün veya cezanın bir üst sınırı bulunmaktadır¹⁶⁵ (Bkz. Şekil 5.6). Şekilde görülen L_{REF} , düzenleyici kuruluşun belirlediği hedefler olup, altında veya üstünde kalınması halinde ödül veya ceza mekanizmaları çalıştırılmaktadır. İngiltere’de ise tedarik kalitesi ile birlikte değerlendirilen kayıpları azaltma için Portekiz’deki uygulamaya benzer şekilde bir teşvik mekanizması bulunmaktadır¹⁶⁶.



Şekil 5.6: Portekiz’de uygulanan teşvik mekanizması¹⁶⁷

Genel olarak, ülkemizdeki uygulamanın, Avrupa ülkeleri uygulamaları ile paralel gittiği gözlemlenmektedir. Bununla birlikte farklı teşvik yöntemleri üzerinde de çalışılması yerinde olacaktır.

¹⁶⁴ Ernst & Young Global Limited, “ Mapping power and utilities regulation in Europe”, 2013.

¹⁶⁵ Capelo, J. Esteves, J. ve Milheiras, H., "Incentive mechanism to reduce power losses in the Portuguese distribution networks," Electricity Market, 5th International Conference on European , 2008.

¹⁶⁶ Jamasb, T. ve Politt, M., “Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain”, Faculty of Economics, University of Cambridge, UK, 2007.

¹⁶⁷ Capelo vd., 2008.

II. KAYIPLARIN PAYLAŞTIRILMASI YÖNÜNDE DEĞERLENDİRMELER ve ÖNERİLER

Yukarıda kayıpların paylaşılması bölümünde de değinildiği üzere Türkiye’de iletim kayıpları, belirlenen bir metodoloji üzerinden hesaplanarak kullanıcılara yansıtılmaktadır. Bu metodolojiye göre, uzlaştırma hesaplamaları yapılırken iletim sistemi kullanıcılarının varsa bağlanmış oldukları bağlantı hattının ve müstakil trafoların kayıpları sayaç üzerinde ölçülemiyor ise bu kayıplar hesaplanarak uzlaştırılan sayaç değerlerine tüketim tesisleri için eklenmekte, üretim tesisleri için ise çıkarılmaktadır. TEİAŞ’ın iletim tesislerinin kayıpları ise sadece sisteme iletim seviyesinden enerji veren üreticilere yansıtılmaktadır.

Ayrıca, iletim kayıpları hesaplanırken tüm sisteme veriş miktarlarından çekiş miktarları çıkartılarak bu miktara tüm sisteme veriş miktarına bölünerek bir kayıp katsayısı hesaplanmaktadır. Bu kayıp katsayısı iletim sistemine doğrudan enerji veren üretim tesisi sayaçlarına yansıtılmaktadır. Bu yaklaşım ise kayıp paylaşırma metotlarından “Sabit Düzen Orantılı Paylaştırma” yönteminin bir uygulamasıdır. Yani, üreticiler sisteme verdikleri enerji miktarı ile orantılı olarak kayıplara katlanmakta; şebeke içindeki yük akışları, üretim tesisinin konumunun ve diğer olası faktörler hesaba katılmamaktadır.

AB uygulamalarına bakıldığında, iletim kayıpları kullanıcılara yansıtılırken üç farklı yol izlendiği görülmektedir¹⁶⁸:

- Sabit oranlı paylaşımına göre paylaştırma.
- Üreticilerin kayıplardan sorumlu olması.
- Düşümsel (nodal/spot) fiyatlama yolu ile kayıpların paylaşılması

Birinci yola göre kayıpların tüketicilere yansıtılması esastır. Bölgesel bir hesaplama bulunmamakla birlikte bazı uygulamalarda kayıpların zamanlamasına dikkat edilmektedir. Bu tür kayıp paylaşımında kayıpların tüketicilere yansıtılması esas

¹⁶⁸ Arriaga, I.J.P., Montero, F.P. ve Odériz, F.J.R., “Benchmark of Electricity Transmission Tariffs”, Prepared for the DG TREN / European Commission, Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas, 2002.

alınmıştır. Avusturya, Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Almanya, İngiltere, Hollanda ve İspanya bu şekilde kayıpları yansıtmaktadır.

İkinci tür uygulamada bölgesel farklılıklara dikkat edilmekle beraber bu yöntemi uygulayan Portekiz’de bu tür farklılıklara dikkat edilmemektedir. Bu uygulamayı Portekiz ile beraber İrlanda ve İtalya kullanmaktadır. İletim kayıpları açısından, Türkiye’nin bu gruba girdiği söylenebilir.

Düğümsele fiyatlandırma ise İsveç ve Norveç gibi kuzey ülkelerde uygulanmaktadır. Bu uygulamada, elektrik enerjisi havuz piyasasında alınıp satılmadan önce, teklif değerleri alış ve satış yönünde kayıplara göre yeniden belirlenerek uzlaştırmaya sokulmaktadır. Bu metot kapsamında marjinal (artırımlı) paylaşım yapılmaktadır. Havuz piyasasında oluşan fiyat da kayıp enerji miktarını dikkate alınarak ortaya çıkmış olmaktadır.

Her ne kadar Türkiye’de iletim kayıplarının sadece üretim şirketlerine yansıtılması; bu maliyetin üretim şirketlerinin enerji satış fiyatlarına ekleneceği ve diğer kullanıcıların da bu maliyete dolaylı olarak katlanacağı manasına gelse de maliyete sebep olan tarafların şebeke kullanımları düşünüldüğünde adil bir paylaşım olarak görünmemektedir. İletim şebekesini hem üreticilerin hem de tüketicilerin kullandığı göz önüne alındığında, kayıpların ayırım yapılmaksızın tüm sistem kullanıcılarına yansıtılması gerektiği değerlendirilmektedir.

Kayıp paylaşım açısından bakıldığında, Türkiye’de iletim sistemi kayıplarının kullanıcılara yansıtılmasında toptancı bir yaklaşım yerine, tüm kullanıcılara adil bir paylaşım yapılmaya çalışıldığı görülmektedir. Önceki kısımlarda anlatılan kayıp paylaşım metotlarından herhangi birinin salt üstünlüğü henüz gösterilmemekle beraber kolay uygulanabilmesi, yük akışlarını dikkate alması, her zaman pozitif ve dengeli sonuçlar vermesi gibi nedenlere “orantısız paylaşım” metodunun (veya benzeri akış takibi yöntemleri) önerildiği çalışmalar bulunmaktadır¹⁶⁹. Bu nedenle, özellikle uzlaştırmaya esas sayaçları dengeleme ve uzlaştırma piyasası kapsamında sisteme

¹⁶⁹ Ansyari vd., 2008; Ramani ve Baharin, 2010; Jing, Z., “The research on loss allocation methods in Electricity Market”, China International Conference on Electricity Distribution, 2010; Varma ve Sankar, 2012.

kayıtlı olması nedeniyle yansıtılması kolay olan iletim sistemi kullanıcıları için başta orantısal paylaşım metodu olmak üzere literatürde yer alan uygun bir yöntem kullanılmasının olumlu olacağı değerlendirilmektedir.

Dağıtım kayıpları ise, fiyat eşitleme mekanizması kapsamında belirlenen ulusal tarife çerçevesinde tüketilen her bir kWh enerjiye karşılık gelecek bir kayıp-kaçak bedeli tarifesi ile tüm ülke geneline paylaştırılmaktadır. Dağıtım sistemi kullanıcıları için herhangi bir bağlanma türü ve kayıp modeli belirlenmemiştir. Ayrıca, dağıtım sistemine bağlı üreticiler dağıtım kayıplarından muaf tutulmuş, yalnızca uzlaştırma hesaplamaları kapsamında bağlanmış oldukları bağlantı hattının ve müstakil trafoların kayıpları sayaç üzerinde ölçülemiyor ise bu kayıplar ölçülen sayaç değerlerine eklenmektedir. Dağıtım sistemine bağlı üreticiler ise kayıp bedeli ödemekten muaf tutulmuşlardır.

Dağıtım kayıpları açısından, üreticilerden kayıpların alınmamasının dağıtık üretim tesislerinin genel olarak sistem kayıplarını azaltıcı etkileri nedeniyle teşvik etme açısından kabul edilebilir olduğu değerlendirilmektedir. Bununla birlikte, tüketicilere uygulanan kayıplarda ise adil olmak açısından yukarıda değinilen metotları uygulamak yerinde olabilir. Özellikle, dağıtım sistemi kullanıcılarının şebeke içindeki konumları paylaşırma yapılırken dikkate alınmalıdır.

SONUÇ

Belki de, yeni yüzyılda önceki dönemlere göre enerjinin önemi bir kat daha artacak, kıt kaynaklar ile üretilen enerjinin en verimli şekilde kullanılması büyük ehemmiyet taşıyacaktır.

Ülkemiz açısından ithalat bağımlılığı yaşanan enerjinin verimli kullanılması ve kaynakların israf edilmemesi büyük önem taşımaktadır. Elektriğin iletimi ve dağıtımı sırasında meydana gelen enerji kayıplarının da bu kapsamda düşünülmesi gerekmektedir.

Bu çalışmada, elektrik şebekesinde meydana gelen kayıplara değinilerek bu kayıpların nasıl oluştuğu ve nasıl hesaplandığı üzerinde durulmuştur. Daha sonra, gerek teknik kayıpların gerekse teknik olmayan kayıpların nasıl minimize edileceği hususunda literatürde yer alan uygulamalardan örnekler verilmiştir.

Kayıplar açısından piyasa işleyişi çerçevesinde bir diğer önemli husus, bu kayıpların nasıl ve hangi miktarlarda şebeke kullanıcılarına yansıtılacağıdır. Yukarıdaki bölümlerde, kayıpların nasıl paylaştırılması gerektiğine yönelik şimdiye kadar yapılan çalışmalardan örnekler verilerek bu çalışmalarda yer verilen yöntemlere ilişkin değerlendirmelerde bulunulmuştur. Akabinde, Türkiye elektrik piyasası içinde yapılan kayıp paylaşırma mekanizması iletim ve dağıtım kayıpları açısından ayrı ayrı anlatılmıştır.

Nihayetinde, ülke elektrik şebekesinde meydana gelen kayıpları azaltmak için önceden değinilen metotlara dayanılarak önerilerde bulunulmuştur. Teknik kayıpları azaltırken gerek şebeke işletmecisi olarak iletim sistemi operatörü ile dağıtım şirketinin gerekse kullanıcıların yapabilecekleri çalışmalar ele alınmıştır. Bu kapsamda, enerji nakil hatları ve transformatörlerin ıslahı, şebeke re-konfigürasyonu, kompanzasyon, gerilim seviyesi değışikliğı, gömülü üretimin yaygınlaştırılması gibi yollar üzerinde durulmuştur. Kendilerine verilen yatırım kapsamında iletim sistemi operatörü ve dağıtım şirketinin, sunulan yöntemleri uygulama çabasına girmesinin önemli olduğu düşünülmektedir.

Teknik olmayan kayıplar için de ölçüm sistemin de yapılacak çalışmalar ve şebeke üzerinde yapılabilecek çalışmalar üzerinde durulmuştur. Bu çalışmalar çerçevesinde bilhassa uzaktan okuma sistemleri ve akıllı şebeke çözümlerinin teknik olmayan kayıpla mücadele etme açısından faydalı bir yol olduğu göze çarpmaktadır. Türkiye özelinde ise teknik olmayan kayıpların en büyük nedeni olan “kaçak” elektrik kullanımı ile mücadelede literatürde irdelenen ve çoğunluğu teknik çözümleri içeren yolların yanı sıra konunun sosyo-kültürel yönü ele alınmalıdır. Kaçak elektrik kullanımına sosyo-kültürel dinamikler (ahlak, din, örf vs.) bağlamında kullanıcı davranışı üzerinden çözümleme yapılması gerektiği düşünülmektedir. Bununla birlikte kaçak elektrik kullanımını azaltabilecek dış etmenler de dikkate alınmalıdır. Örneğin Güneydoğu Anadolu Bölgesinde gerçekleştirilen sulama projelerinin bitirilmesi ile sulama amaçlı elektrik kullanımı ve dolayısıyla kaçak elektrik kullanımı da azaltılabilecektir.

Yukarıdaki bölümlerde iletim ve dağıtım şirketlerinin şebeke kayıplarını azaltmak için göstereceği çabaya yönelik gerekli motivasyonu sağlamanın üzerinde durularak, bu yöndeki teşvik mekanizmasının geliştirilebileceği hususu önerilmiştir. Bu açıdan dağıtım şirketleri için uygulanan kayıp hedefleri uygulaması önemli bir teşvik uygulaması olarak göze çarpmaktadır. Özelleştirme sonrası dönemde dağıtım şirketlerinin kar marjını artırma çabası ile kayıp hedefleri kayıpların azaltılmasında güdüleyici bir etkiye sahip olacaktır.

Kayıpların kullanıcılara yansıtılması açısından ise, özellikle iletim kayıplarının tüm kullanıcılara yayılması önerisi getirilmiştir. Bununla birlikte, özellikle uzlaştırmaya esas sayaçları dengeleme ve uzlaştırma piyasası kapsamında sisteme kayıtlı olması nedeniyle yansıtılması kolay olan iletim sistemi kullanıcıları için başta orantısal paylaşım metodu olmak üzere literatürde yer alan uygun bir yöntem kullanılmasının olumlu olacağı değerlendirilmiştir. Tablo 4.5’te yer alan kıyaslama incelendiğinde de orantısal paylaşım metodunun yük akışlarını dikkate alması, her zaman pozitif ve dengeli sonuçlar vermesi, referans baraya bağımlı olmaması gibi nedenlerle tercih edilebilir bir yöntem olduğu değerlendirilmektedir.

İlerleyen dönemlerde, yapılan çalışmaya ilave olarak saha çalışmalarının yapılabileceği değerlendirilmektedir. Örneğin, kayıpların azaltılması ile ilgili olarak

dağıtım şebekesinin belirli ve sınırlı bir bölgesi için yapılacak çalışmalar ile uygulanacak metodun etkileri incelenebilir. Ayrıca teşvik mekanizması belirli periyotlarla değiştirilerek kayıpları azaltıcı etkileri farklı teşvik sistemlerine göre kıyaslanabilir. Kayıpların paylaştırılması hususunda ise, önerilen paylaştırma metodlarından biri ülkemiz elektrik piyasası için uygulanarak sonuçlar hakkında kamuoyundan geri dönüşler alınabileceği ve farklı metodlar uygulandığında oluşacak paylaşım sonuçları ile karşılaştırılabileceği düşünülmektedir.

KAYNAKÇA

Acosta, R.O. ve Ospino, J.G., “Control of Non Technical Losses Through Totalizing Meters”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006.

Agüero, J.R., “Improving the Efficiency of Power Distribution Systems Through Technical and Non-Technical Losses Reduction”, Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012.

Alturki, Y.A. ve Lo, K.L., “Power Loss Allocation in Pool-Based Electricity Markets”, Australasian Universities Power Engineering Conference, 2008.

Alves, R., Casanova, P., Quirogas, E., Ravelo, O. ve Giménez, W., “Reduction of Non-Technical Losses by Modernization and Updating of Measurement Systems”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006.

Ansyari, F.; Ozveren, C.S. ve King, D., “Comparison of loss allocation methods in a regulated system (A case study at Java-Bali 500KV Grid System in Indonesia)”, Universities Power Engineering Conference, 43rd International, 2008.

Arriaga, I.J.P., Montero, F.P. ve Odériz, F.J.R., “Benchmark of Electricity Transmission Tariffs”, Prepared for the DG TREN / European Commission, Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas, 2002.

Atiyas, I. ve Dutz, M., “Competition and Regulatory Reform in the Turkish Electricity Industry”, A Paper Prepared for presentation at the Conference on EU Accession: Türkiye, 2003.

Arunachalam, S., Babu, M.R., Mohanadasse, K. ve Ramamoorthy, S., “ANN Based Z-Bus Loss Allocation for Pool Dispatch in Deregulated Power System”, Power India Conference, 2006.

Bansal, I., Gill, H.S. ve Gupta, A., “Minimization of Losses by Implementing High Voltage Distribution System in Agricultural Sector”, IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol.1, iss. 5, 2012.

Baran, M.E. ve Wu, F.F., “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.4, no.2, 1989.

Bayliss, C. ve Hardy B., “Transmission and Distribution Electrical Engineering”, Newness, 2006.

Benedict, E., Collins, T., Gotham, D., Hoffman, S., Karipides, D., Pekarek, S. ve Ramabhadran, R., "Losses In Electric Power Systems", ECE Technical Reports, Purdue University, 1992.

Bhuiya, A. ve Chowdhury, N., "Allocation of Transmission Losses in a Deregulated Power System Network", Proceedings of the 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1999.

Bialek, J.W., "Tracing the Flow of Electricity", IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, 1996.

Blackburn, T.R., "Distribution Transformers: Proposal to Increase MEPS Levels", Equipment Energy Efficiency Program, 2007.

Capelo, J. Esteves, J. ve Milheiras, H., "Incentive mechanism to reduce power losses in the Portuguese distribution networks," Electricity Market, 5th International Conference on European , 2008.

Chauhan, A. ve Rajvanshi, S., "Non-Technical Losses in Power System: A Review", 2013 International Conference on Power, Energy and Control, 2013 International Conference on, 2013.

Chiradeja, P., "Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis", Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES , 2005.

Choudhury, N.B.D. ve Goswami, S.K., "Artificial intelligence solution to transmission loss allocation problem" , Expert Systems with Applications, 38, 2011.

Civanlar, S., Grainger, J.J., Yin, H. ve Lee, S.S.H., "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.3, no.3, 1988.

Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Alguacil, N. ve Guijarro, A.L., "Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 3, 2002.

Conejo, A.J., Galiana, F.D. ve Kockar, I., "Z-Bus Loss Allocation", IEEE Transactions on power systems, vol. 16, no. 1, 2001.

Daroj, K. ve Eua-Arporn, B., "Real Power Loss Allocation for Transactions in Bilateral Markets", International Conference on Power System Technology, 2006.

De Oliveira-De Jesús, P.M. ve Ponce De Leão, M.T., "Distribution Loss Allocation Methods Assessment Under Electricity Market Environment", IEEE Power Tech, 2005.

Demir, A., "SST Yöntemi İle Nüve Malzemelerin Manyetik Kayıplarının Ölçülmesi", Basılmamış Yüksek Lisans Tezi, Bülent Ecevit Üniversitesi, 2012.

Depuru, S.S.S.R., Wang, L. ve Devabhaktuni, V. "Electricity theft:Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft", Energy Policy, 39, 2011.

Ding, Q. ve Abur, A., "Transmission Loss Allocation Based on a New Quadratic Loss Expression", IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 3, 2006.

Disfani, V.R., Razavi, F., Kashanizadeh, B. ve Dargahi, S., “Transmission Loss Allocation of Bilateral Contracts Using Load Flow Permutations Average Method”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, 2009.

Dixon, L.H.Jr., “Eddy Current Losses in Transformer Windings and Circuit Wiring”, Nitrode/TI Magnetics Design Handbook, Topic R2, TI Literature No. SLUP132, 2000.

Dolun, L., “Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar”, Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş.,2002.

Durbak, D.W., "Surge arrester modeling," Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, vol.2, 2001.

“Energy Efficiency Plan 2011”, European Commission, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions, 2011.

Ernst & Young Global Limited, “ Mapping power and utilities regulation in Europe”, 2013.

Expósito, A.G., Santos, J.M.R, Garcia, T.G. ve Velasco, E.A.R., “Fair Allocation of Transmission Power Losses”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 15. no. 1, 2000.

Galiana, F.D., Conejo, A.J. ve Kockar, I., “Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 1, 2002.

Gasperic, S., “Energy Losses in Low Voltage Distribution Network”, Energetics (IYCE), Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on, 2011.

Grigoras, G. ve Cartina, G., “Strategies Regarding Operating Voltage Levels in Distribution Networks”, Journal of Energy and Power Engineering, vol. 4, no. 6, 2010.

Gupta, A., Gill, H.S. ve Bansal, I., “Effectiveness of High Voltage in Distribution System: High Voltage Distribution System”, IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol.1, iss. 5, 2012.

Halliday, D., Resnick, R. ve Krane K.S., “Physics”, John Wiley & Sons, 4th edition, 1992.

Hepbasli, A., “Development and restructuring of Turkey’s electricity sector: a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (4), 311–343, 2005.

Hosseinzadeh, F., Alinejad, B. ve Pakfar, K., “A New Technique In Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction And Optimum Operation”, 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009.

Hsieh, S.C., “Fair Transmission Loss Allocation Based on Equivalent Current Injection and Shapley Value”, Power Engineering Society General Meeting, 2006.

Jamasb, T. ve Politt, M., “Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain”, Faculty of Economics, University of Cambridge, UK, 2007.

Jenkins, N., Strbac, G. ve Ekanayake J.B., “Distributed Generation”. London: Institution of Engineering and Technology, 2010.

Jing, Z., “The research on loss allocation methods in Electricity Market”, China International Conference on Electricity Distribution, 2010.

Katic, N., Marijanovic, V. ve Stefani, I., “Smart Grid Solutions In Distribution Networks Cost/Benefit Analysis”, China International Conference on Electricity Distribution, 2010.

Kazemi, A. ve Andami, H., “A New Method For Transmission System Loss Allocation In Electric Power Markets”, 4th International Conference on Electrical and Computer Engineering-ICECE, 2006.

Keshmiri, S. N. ve Ehsan, M., "Transmission loss allocation using normalized loss weight factors," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Third International Conference on , 2008.

Khan, B. ve Agnihotri, G. “A Novel Transmission Loss Allocation Method based on Transmission Usage”, IEEE Fifth Power India Conference, 2012.

Krysiak, G., “Antifraud Service Drop Cable In Low Voltage Aerial Distribution”, 15th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, 1999.

Kul, M., Uyaroglu, Y., Ayasun, S., Vatansever, F., Eminoğlu, U. ve İmal N., “Elektrik Enerjisi İletimi ve Dağıtımı”, Anadolu Üniversitesi, 2013.

Lalitha, S.V.N.L ve Sydulu, M., “Application of Music Based Harmony Search Algorithm for Transmission Loss Allocation in Electricity Markets”, Third International Conference on Intelligent Systems Modelling and Simulation, 2012.

Lim, V.S.C., McDonald, J.D.F. ve Saha, T.K., “Development of a new loss allocation method for a hybrid electricity market using graph theory”, Electric Power Systems Research, 79, 2009.

Lim, V.S.C., Saha, T.K. ve McDonald, J.D.F., “Assessing the Competitiveness of Loss Allocation Methods in a Deregulated Electricity Market”, Power Engineering Society General Meeting, 2006.

Lima, D.A., Contreras, J. ve Padilha-Feltrin, A., “A cooperative game theory analysis for transmission loss allocation”, Electric Power Systems Research , 78, 2008.

Macqueen, C.N. ve Irving, M.R., “Allocation of Distribution System Losses To Consumers In Deregulated Electricity Supply Industries”, Power System Control and Management, Conference Publication No. 421, 1996.

Maheswaran, D., Kailas, K.K.J., Rangaraj, V. ve Kumar, W.A., "Energy efficiency in electrical systems," Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), IEEE International Conference on , 2012.

Mandal, S. ve Pahwa, A., "Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeders", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 17, no. 1, 2002.

MEGEP, Elektrik Elektronik Teknolojisi, "Güç Transformatörleri", 2007.

MEGEP, Elektrik Elektronik Teknolojisi, "Kompanzasyon Sistemi", 2007.

Mutale, J., Strbac, G., Curcis, S. ve Jenkins, N. "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation", IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., vol. 147, no. 1., 2000.

Mwaura, F.M., "Adopting electricity prepayment billing system to reduce non-technical energy losses in Uganda: Lesson from Rwanda", Utilities Policy, 23, 2012.

Nagi, J., Yap, K.S., Nagi, F., Tiong, S.K., Koh, S.P. ve Ahmed, S.K., "NTL Detection of Electricity Theft and Abnormalities for Large Power Consumers In TNB Malaysia", Proceedings of 2010 IEEE Student Conference on Research and Development (SCoReD 2010), 2010.

Nagi, J., Yap, K.S., Tiong, S.K., Ahmed, S.K., ve Mohammad, A.M. , "Detection of abnormalities and electricity theft using genetic support vector machine", in proc. IEEE TENCON conf. , 2008.

Navani, J.P., Sharma, N.K. ve Sapra, S., "Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in Indian Economy", International Journal of Electronics and Computer Science Engineering, Vol. 1:2, 2003.

Nazarko, J., Styczynski, Z. ve Poplawski, M., "The Fuzzy Approach to Energy Losses Calculations in Low Voltage Distribution Networks", Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, 2000.

Nizar, A.H., Dong, Z.Y., Jalaluddin, M. ve Raffles, M.J., "Load Profiling Method in Detecting Non-Technical Loss Activities in a Power Utility", First International Power and Energy Conference PECon2006, 2006.

Nourai, A., Kogan, V.I. ve Schafer, C.M., "Load Leveling Reduces T&D Line Losses", IEEE Transactions On Power Delivery, vol. 23, no. 4, 2008.

Özdemir, N., "Türkiye’de Elektriğin Tarihsel Gelişimi (1900-1938)", Basılmamış Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi, 2011.

Özkivrak, Ö., "Electricity restructuring in Turkey", Energy Policy, Cilt 33, Sayı 10, Temmuz 2005.

Pande S. ve Ghodekar, J.G., "Computation of Technical Power Loss of Feeders and Transformers in Distribution System using Load Factor and Load Loss Factor", International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering, Vol. 3, No. 6, 2012.

Ramani, A.N. ve Baharin, K.A., "Transmission Losses Allocation in Deregulation Electricity Market", IEEE International Conference on Power and Energy(PECon2010), 2010.

Saboori, H. ve Abdi, H., "Application of a grid scale energy storage system to reduce distribution network losses," Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 18th Conference on , 2013.

Salar, M.H. ve Haghifam, M.R., "Transmission Loss Allocation in Power Systems Using Artificial Neural Network", IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010), 2010.

Sárfi, R.J., Salama, M.M.A. ve Chikhani, A.Y., "Practical Aspects of Performing a Distribution System Loss Reduction Study", Electrical and Computer Engineering, 1995. Canadian Conference on, vol. 1, 1995.

Sarma, N.D.R. ve Rao, K.S.P., "A new 0-1 integer programming method of feeder reconfiguration for loss minimization in distribution systems", Electric Power Systems Research, 33, 1995.

Satyaramesh, P.V. ve RadhaKrishna, C., "Usage-based transmission loss allocation under open access in deregulated power systems", IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 4, Iss. 11, 2010.

Sharma S., Goel, K., Gupta, A. ve Kumar, H., "Corona Effects On EHV AC Transmission Lines", International Journal of Scientific Research Engineering & Technology, Vol. 1:5, 2012.

Shirmohammadi, D. ve Hong, H.W., "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.4, no.2, 1989.

Shirmohammadi, D., Filho, X.V., Gorenstin, B. ve Pereira, M.V.P., "Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, 1996.

Slavickas, R.A., "Allocation of Network Losses to Variable Electrical Loads", Harmonics and Quality of Power, Proceedings, Ninth International Conference on, 2000.

Songhuai, D., Xinghua, Z., Lu, M. ve Hui, X., "A Novel Nucleolus-Based Loss Allocation Method in Bilateral Electricity Markets", IEEE Transactions On Power Systems, vol. 21, no. 1, 2006.

Sreedharan, S., Ongsakul, W. ve Mithulanathan, N., “Loss minimization and capacity saving in residential networks - an AIT case study”, Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD), Proceedings of the International Conference on, 2010.

Srikumar, M., "A transmission loss allocation method based on current distributions," India Conference (INDICON), Annual IEEE , 2012.

Steinmetz, C., “On the law of hysteresis (orjinali 1892’de yayımlanmış)”, Proceedings of the IEEE, vol. 72, no. 2, pp. 197–221, 1984.

Suechoey, B., Ekburanaway, J., Kraishachinda, N., Banjongjit, S. ve Kando, M., "An analysis and selection of distribution transformer for losses reduction," Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE , vol.3, 23-27 , 2000.

Sun, D.I.H., Abe, S., Shoults, R.R., Chen M.S., Eichenberger, M. ve Farris, D., “Calculation of Energy Losses In A Distribution System”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4, 1980.

Suriyamongkol, D., “Non-technical losses in electrical power systems”, Master Thesis, Ohio University, 2002.

Şerifoğlu, N., “Elektrik Enerji Sistemleri, Cilt 1: Sürekli Çalışma Durumları”, Papatya Yayıncılık, 2003.

TEDAŞ, 2011 Yıllık Rapor, Ağustos-2012.

TEİAŞ, 2012 Yılı Faaliyet Raporu.

TEİAŞ, Türkiye Elektrik İstatistikleri, Aylık Elektrik İstatistikleri, <http://www.teias.gov.tr/TurkiyeElektrikIstatistikleri.aspx>, 11/09/2013.

Tosun, İ., “Enerji İletimi ve Dağıtımı”, Birsan Yayınevi, 2007.

Tram, H.N. ve Wall, D.L., “Optimal Conductor Selection In Planning Radial Distribution Systems”, Power Systems, IEEE Transactions on , vol.3, no.1, 1988.

Trupinc, K., Stojkov, M. ve Poleto, D., “Reduction of non-technical losses based on time domain reflectometer (TDR) principles and function”, 18th International Conference on Electricity Distribution, 2005.

Turgut, E. ve Selçuk K., Elektrik Enerjisi Üretimi ve Dağıtımı, Detay Yayıncılık, 2009.

Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021), TEİAŞ, Aralık 2012.

Unsihuay, C. ve Saavedra, O.R., “A Framework for Transmission Loss Unbundling and Allocation Under Pool Electricity Markets”, International Conference on Power System Technology POWERCON, 2004.

Varma, P.S. ve Sankar, V., “Comparison of Transmission Loss Allocation Methods in Deregulated Power System” , International Journal on Advanced Electrical and Electronics Engineering, (IJAEED), ISSN (Print): 2278-8948, vol.1, iss. 1, 2012.

Vibhute, V.B., Inamdar, H.P. ve Deokar, S.A., "Maximum loss reduction by optimal placement of capacitors on a distribution system," Power India Conference, 2006; Agüero,2012.

Wang, H.X., Liu,R. ve Li, W.D., “Transmission Loss Allocation Based on Circuit Theories and Orthogonal Projection”, IEEE Transactions On Power Systems, vol. 24, no. 2, 2009.

Zaño, R.O. ve Nerves, A.C., “An Aumann-Shapley Approach to Allocation of Bilateral Transmission Loss Cost in a Gross-Pool Energy Market Using Independent Marginal Losses and Transaction Loss Factors”, TENCON 2012 - IEEE Region 10 Conference,2012.

01/06/2011 tarihli ve 27951 Sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Kayıp Katsayıları Hesaplama Metodolojisine İlişkin Usul ve Esaslar”.

06/03/2013 tarihli ve 28579 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasasında Uygulanacak Fiyat Eşitleme Mekanizması Hakkında Tebliğ”.

11/08/2002 tarihli ve 24843 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ”.

14/04/2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği”.

17/06/2011 tarihli ve 27967 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasası Dağıtım Sistemi Düzenlemeye Esas Yatırım Harcamalarının Belirlenmesi ve Gerçekleşmesinin İzlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar”.

21/12/2012 tarihli ve 28504 Sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği”.

27/03/2003 tarihli ve 25061 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren “Elektrik Piyasasında İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliğ”.

30/11/2000 tarihli ve 24246 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği.

<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>, 16/07/2013.

http://en.wikipedia.org/wiki/File:Electricity_grid_simple- North America.svg, 08/06/2013.

<http://sys.elec.kitami-it.ac.jp/ueda/demo/PFdata/>, 10/08/2013.

http://ticaretgazetesi.com.tr/indexx.php?l=1&sayfa_id=666&id=150706, 11/09/2013.

<http://www.elektrikport.com/teknik-kutuphane/guc-ve-dagtm-transformatorleri-arasndaki-farklar/4325#ad-image-0>, 20/08/2013.

<http://www.powerprotection.co.in/electrical-insulators.htm>, 20/08/2013.

<http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2011/istatistik%202011.htm>, 15/08/2013.

<http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistikler/tarihce%28turk%29.htm>; 05/07/2013.