



**ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE
KAYIP TAHMİN YÖNTEMLERİ VE KAYIPLARIN HESABI**

Cevdet KÜÇÜKÖNER

Yüksek Lisans Tezi

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ

ŞUBAT-2016

T.C
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMİN YÖNTEMLERİ VE
KAYIPLARIN HESABI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Cevdet KÜÇÜKÖNER

(102113104)

Anabilim Dalı: Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Programı: Elektrik Tesisleri

Danışman: Prof. Dr. Mehmet CEBECİ

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 23 Şubat 2016

ŞUBAT-2016

T.C
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMİN YÖNTEMLERİ VE
KAYIPLARIN HESABI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Cevdet KÜÇÜKÖNER

(102113104)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 23 Şubat 2016

Tezin Savunulduğu Tarih : 18 Mart 2016

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Mehmet CEBECİ (F.Ü.)

Diğer Jüri Üyeleri : Doç. Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU (F.Ü.)

Yrd. Doç. Dr. Dursun ÖZTÜRK (B.Ü.)

ŞUBAT-2016

ÖNSÖZ

Bu tez çalışması, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Yüksek Lisans Programında hazırlanmıştır.

Bu tez çalışmasını yönlendiren ve çalışma süresince yardımlarını esirgemeyen danışman hocam Sayın Prof. Dr. Mehmet CEBECİ'ye teşekkürlerimi sunarım. Tez sürecindeki çok değerli yardım ve destekleri nedeniyle Yrd. Doç. Dr. Mahmut Temel ÖZDEMİR'e teşekkür ederim. Ayrıca dağıtım hattı verilerinin sağlanmasındaki yardımlarından dolayı Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş. yetkililerine ve şebeke otomasyon uzmanı Sibel ÜNAL'a teşekkür ederim. Bugünlere gelmemde en büyük pay sahibi olan annem ile babama ve tez süresince sabırla bana destek olan eşime ve oğluma çok teşekkür ederim.

Cevdet KÜÇÜKÖNER

Elazığ-2016

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖNSÖZ	I
İÇİNDEKİLER	II
ÖZET	V
SUMMARY	VI
ŞEKİLLER LİSTESİ	VII
TABLolar LİSTESİ	IX
KISALTMALAR LİSTESİ	X
SEMBOLLER LİSTESİ	XI
1. GİRİŞ	1
1.1. Genel Bilgi	1
1.2. Literatür Çalışmaları	2
1.3. Tezin Amacı	5
2. ŞEBEKE KAYIPLARI	6
2.1. Genel Bilgi	6
2.2. Teknik Olmayan Kayıplar	6
2.3. Teknik Kayıplar	7
2.3.1. Yükten Bağımsız Kayıplar	7
2.3.1.1. Transformatör Kayıpları	8
2.3.1.2. Kabloların ve Yüksek Gerilim Kondansatörlerinin Dielektrik Kayıpları	11
2.3.1.3. İzolatörlerin Kaçak Kayıpları	14
2.3.1.4. Korona Kayıpları	15
2.3.1.5. Ölçü Transformatörleri, Ölçü Aletleri ve Sayaç Kayıpları	23
2.3.2. Yüke Bağlı Kayıplar	25
3. ŞEBEKE KAYIPLARININ HESAPLANMASI	26
3.1. Genel Kavramlar	26
3.1.1. Yüklenme Faktörü	26
3.1.2. Kayıp Yük Faktörü	29
3.2. Dengeli Yüklenen Şebekelerde Kayıp Hesapları	31

3.2.1. Akımın Aktif Bileşenine Göre Kayıp Hesapları.....	31
3.2.1.1. Wolf Yaklaşımı	31
3.2.1.2. Soschinski Yaklaşımı	33
3.2.1.3. Junge Yaklaşımı	34
3.2.1.4. N. Mungkung Yaklaşımı	34
3.2.1.5. P. Sarange Yaklaşımı.....	35
3.2.1.6. V. A. Kulkarni Yaklaşımı.....	36
3.2.1.7. Diğer Yaklaşımlar	36
3.2.1.8. Geliştirilen Amprik Denklemler	37
3.2.2. Görünür Akıma Göre Kayıp Hesapları.....	37
3.3. Örnek Hesaplamalar	40
3.4. Dengesiz Yüklenen Şebekelerde Kayıp Hesapları	48
3.4.1. Simetrik Bileşenler Cinsinden Güç İfadesi	48
3.4.2. Dengesiz Yüklenen Şebekeden Çekilen Bileşke Güç	49
3.4.3. Dengesiz Yüklenmenin Hat Kayıplarına Etkisi.....	50
4. ŞEBEKE KAYIPLARINI HESAPLAMA UYGULAMALARI.....	53
4.1. Uygulama-1: Kablo Hattı ve Trafo Kayıpları Hesabı	53
4.1.1. Çalışma Bilgileri.....	53
4.1.1.1. Kayıp Hesapları	55
4.2.2. Uygulama-2: Orta Gerilim Dağıtım Hattı Kayıp Hesapları	59
4.2.2.1. Hattın Yapısı ve Özellikleri.....	59
4.2.2.2. Hattın İlişkin Enerji Ölçümleri	59
4.2.2.3. Hattın Boştaki Kayıpları.....	62
4.2.2.4. Hattın Yükteki Kayıpları	65
4.2.3. Uygulama-3: Yüksek Gerilim Hattı Kayıp Hesapları	68
4.3. Uygulama Sonuçları	71
5. ŞEBEKE KAYIPLARININ AZALTILMASI.....	73
5.1. Akımın Reaktif Bileşeninin Azaltılması ile Kayıp Azaltımı.....	73
5.2. Optimum Güç Dağıtımı ve Fider Düzenlemesi ile Kayıp Azaltımı	74
5.3. Transformatörlerdeki Kayıpların Azaltılması	74
5.3.1. Transformatörlerin Paralel Bağlanma Durumu	74
5.3.2. Paralel Bağlanmış Transformatörlerin Devreden Ayrılması	76
5.4. Optimal Güç Akışı.....	78

6. SONUÇLAR.....	80
KAYNAKLAR.....	81
EKLER	85
Ek-1: 34,5 kV’luk Kovancılar-Karakoçan Hattının Özellikleri	85
Ek-2:34,5 kV’luk Kovancılar-Karakoçan Hattına Ait Ölçüm Bilgileri	90
Ek-2.1: Kovancılar DM Çıkışında Ölçülen Değerler	90
Ek-2.2: Karakoçan DM Girişinde Ölçülen Değerler	95
ÖZGEÇMİŞ	100



ÖZET

Kayıp, elektrik şebekelerinde istenilmeyen bir durum olmasına rağmen sıfırlanamayan bir olaydır. Elektrik şebeke kayıpları, teknik ve teknik olmayan kayıplar olarak sınıflandırılır. Teknik olmayan kayıplar genellikle ticari kayıplar olarak adlandırılır. Teknik kayıplar sistemin temel öğelerinden kaynaklanan şebekenin yük durumuna göre yüklü veya yüksüz olması, akım-gerilim değerlerinin değişken olmaları nedeniyle mevcut şebekede ortaya çıkan kaçınılmaz kayıplar olarak ifade edilir.

Ülkemizin nüfus yoğunluğu ve kişi başına düşen enerji tüketimine göre, iletim sistemindeki kayıplar yaklaşık olarak %2 ile %3 arasında olmasına rağmen, dağıtım sistemindeki kayıplar ise (teknik ve teknik olmayan kayıplar) %20'ye yaklaşmaktadır.

Bu çalışmada, şebeke kayıpları genel olarak sınıflandırılmış ve kayıp hesaplama yöntemleri incelenmiştir. Araştırmacıların yüklenme faktörü ile kayıp yük faktörü arasındaki matematiksel ifadeyi amprik hesaplamalar yardımıyla elde ettikleri denklemlere ek olarak geliştirilen iki yeni amprik formül ile kayıp gücün değişimi ve toplam enerji kayıpları elde edilmiştir. Ayrıca literatürdeki yöntemlerin hesaplama doğrulukları iki hat için ortaya konulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Enerji Dağıtım Hatları, Kayıp Yük Faktörü, Hat Kayıpları.

SUMMARY

Loss Estimate Methods and Calculation of Loss in Electricity Distribution Networks

Although loss is an undesirable situation in electric networks, it is an event that cannot be reset in electric networks. Electricity network losses are classified as technical and non-technical losses. Non-technical losses are often called as commercial losses. Technical losses are expressed as the inescapable losses incurred in the current network because they are loaded or unloaded, and their current-voltage values are variable according to the state of the network load caused by the fundamental elements of the system.

According to population density and per capita energy consumption in our country, transmission system losses are between about 2% to 3%, whereas the loss in the distribution systems (technical and non-technical losses) is nearly 20%.

In this study, network losses are classified in general, and loss calculation methods have been examined. The change of loss power and total energy losses have been obtained with two new empirical formulas developed in addition to the equations that researchers and writers have obtained mathematical expressions between the load factor and loss load factor through empirical calculations. Thus, the accuracy of the calculation methods in the literature has been demonstrated for the two lines.

Key Words: Energy Distribution Lines, Loss Load Factor, Line Losses

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 2.1. Bir kondansatörün akım – gerilim fazör diyagramı	11
Şekil 2.2. Hat gerilimi ile hatlar arasında akan akımın değişimi.....	16
Şekil 2.3. Bir örgülü iletken GMR hesabında kullanılan uzaklıklar.....	17
Şekil 2.4. Üç fazlı hatlarda GMD hesabında kullanılan fazlar arası uzaklık	17
Şekil 2.5. Peterson’a göre U/U_o oranı için F katsayısı değerleri	21
Şekil 3.1. Alternatif akıma göre $P_t=f(t)$ ve $I_t=f(t)$ yük eğrisi	27
Şekil 3.2. Aktif yükün yüklenme eğrisi $P_t= f(t)$ ve $I_{wt} = f(t)$	28
Şekil 3.3. Wolf’a göre LF ile LLF arasındaki ilişki	32
Şekil 3.4. Wolf’a göre LLF’ye bağlı olarak LF’nin değişimi	33
Şekil 4.1. 120 mm ² kesitli iletkenin yük eğrisi.....	55
Şekil 4.2. 120 mm ² kesitli iletkenin akım değişim kademesi.....	55
Şekil 4.3. 240 mm ² kesitli iletkenin yük eğrisi.....	55
Şekil 4.4. 240 mm ² kesitli iletkenin akım değişim kademesi.....	55
Şekil 4.5. 300 mm ² kesitli iletkenin yük eğrisi.....	56
Şekil 4.6. 300 mm ² kesitli iletkenin akım değişim kademesi.....	56
Şekil 4.7. Tr-1 (10 MVA) akım değişimi	56
Şekil 4.8.Tr-1 (10 MVA) akım değişim kademesi	56
Şekil 4.9. Tr-2 (10 MVA) akım değişimi	57
Şekil 4.10.Tr-2 (10 MVA) akım değişim kademesi	57
Şekil 4.11. Tr-3 (20 MVA) akım değişimi	57
Şekil 4.12.Tr-3 (20 MVA) akım değişim kademesi	57
Şekil 4.13. İncelenen OG hattına ait tek hat şeması	60
Şekil 4.14. İncelenen OG hattına yerleştirilen ölçü aletlerinin konumu	60
Şekil 4.15. Kovancılar-Karakoçan bölgesinde yıllık ortalama nisbi nem değerleri.....	61
Şekil 4.16. GMD hesabı için iletkenlerin direk üzerinde yerleşimi	63
Şekil 4.17. 1x240 mm ² XLPE ve Hawk iletkenin yük eğrisi	66
Şekil 4.18. Yöntemlere göre hesaplanan OG hattı kayıp enerji değerleri	67
Şekil 4.19. Keban-Elbistan tek hat şeması	68
Şekil 4.20. Keban-Elbistan 1’in yük eğrisi.....	69
Şekil 4.21. Keban-Elbistan 1 iletkenin akım değişim kademesi	69

Şekil 4.22. Keban-Elbistan 2'nin yük eğrisi.....	70
Şekil 4.23. Keban-Elbistan 2 iletkenin akım değişim kademesi	70
Şekil 4.24. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji değerleri	71
Şekil 4.25. Keban-Elbistan hattı ile Kovancılar-Karakoçan hattına ait değerler.....	72
Şekil 5.1. Transformatörlerin bağlantı şemaları	77
Şekil 5.2. Transformatörlerin yük-kayıp değişimi.....	78



TABLolar LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 2.1. Örnek bir dağıtım sistemi içindeki teknik kayıp türleri ve kayıp miktarları	6
Tablo 2.2. Trafolara ait bakır ve demir kayıp değerleri.....	10
Tablo 2.3. EN 50464-1'e göre dağıtım transformatörleri kayıp güç değerleri (36 kV için)	10
Tablo 2.4. Kabloların iletken başına işletme kapasiteleri ($\mu\text{F}/\text{km}$)	12
Tablo 2.5. Kabloların iletken başına işletme kapasiteleri ($\mu\text{F}/\text{km}$)	13
Tablo 2.6. 10 kV'luk hatlardaki izolatör kayıplarının yaklaşık olarak bulunması.....	14
Tablo 2.7. Ülkemizde kullanılan işletme gerilimleri için kılavuz değerler	15
Tablo 2.8. $r^1 = k.r$ için k katsayısı (çelik özlü alüminyum)	18
Tablo 2.9. İletken yüzeyine göre pürüzlülük faktörü	19
Tablo 2.10. 220 kV'luk hattın korona kayıpları (yağmurlu hava)	22
Tablo 2.11. 110 kV ve 60 kV'luk hatların korona kayıpları	23
Tablo 2.12. Gerilim ölçü transformatörlerin yükten bağımsız kayıp değerleri	24
Tablo 4.1. Fiderlere ilişkin akım bilgileri.....	53
Tablo 4.2. Trafolara ait akım bilgileri	54
Tablo 4.3. Yöntemlere göre kablolu hattın kayıp enerji değeri (kWh)	58
Tablo 4.4. Yöntemlere göre transformatörlerde hesaplanan kayıp enerji (kWh).....	58
Tablo 4.5. XLPE kablonun DA direnci ve işletme kapasitesi	59
Tablo 4.6. OG de kullanılan St-Al iletkenin özellikleri	59
Tablo 4.7. Kovancılar-Karakoçan bölgesinde yıllık ortalama nisbi nem değerleri.....	61
Tablo 4.8. Kovancılar-Karakoçan hattına ait akım bilgileri.....	61
Tablo 4.9. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji (kWh).....	67
Tablo 4.10. Keban-Elbistan fiderinin iki farklı anına ait akım bilgileri	68
Tablo 4.11. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji (kWh).....	70
Tablo 4.12. Keban-Elbistan hattı ile Kovancılar-Karakoçan hattına ait ölçüm ve hesap değerleri.....	71

KISALTMALAR LİSTESİ

TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
GA	: Genetik Algoritma
YSA	: Yapay Sinir Ağı
GMR	: Geometrik Ortalama Yarıçap
GMD	: Geometrik Ortalama Açıklık
LF	: Yüklenme Faktörü
LF₀	: En Küçük Yüklenme Faktörü
LLF	: Kayıp Yük Faktörü
LLF_φ	: Görünür Güç Kayıp Yük Faktörü
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt-saat
DMS	: Dağıtım Yönetim Sistemi

SEMBOLLER LİSTESİ

A	: İletken Sayısına Bağlı Sabit
B	: Manyetik Alan
C	: Tröger Sabiti
C_i	: İşletme Kapasitesi
Cosφ	: Güç Faktörü
Cosφ_m	: Ortalama Güç Faktörü
Cosφ_p	: Puvant Güç Faktörü
D	: Sehim
d	: Fazlar Arası Mesafe
d_{kr}	: Kritik Açıklık
E_d	: Delinme Alan Şiddeti
E_k	: Korona Alan Şiddeti
E_r	: Elektrik Alan Şiddeti
f	: Frekans
G_{fe}	: Demir Çekirdeğin Ağırlığı
g_i	: İletkenlik
H	: Yükseklik
h	: İletken – Yer Mesafesi
I	: Akım
I_c	: Reaktif Akım
I_{co}	: Boşta Çalışma Akımı
I_d	: Delinme Akımı
I_p	: Puvant Akım
I_{wo}	: Aktif Ortalama Akım
I_{wp}	: Aktif Puvant Akım
I_δ	: Kayıp Akım
m	: İletken Pürüzlük Faktörü
n	: Demet İletken Sayısı
P	: Aktif Güç
P_{cu}	: Bakır Kayıpları

P_g	: Girdap Akım Kayıpları
P_{fe}	: Demir Kayıpları
P_h	: Histerezis Kayıpları
P_k	: Korona Kayıp Güç
P_o	: Ortalama Güç
P_{min}	: Minimum Güç
P_p	: Puvant Güç
P_δ	: Kayıp Güç
Q_c	: Reaktif Güç
r	: İletken Yarıçapı
R	: Direnç
R_e	: Eşdeğer İletken Yarıçapı
r_i	: İzolatör İzolasyon Direnci
R_k	: Korona Radyasyon Direnci
S	: Görünür Güç
T	: Zaman
$\tan\delta$	: Kayıp Açısı
U	: İşletme Gerilimi
U_d	: Delinme Gerilimi
U_k	: Korona Gerilimi
U_o	: Kritik Korona Gerilimi
V_h	: Malzeme Sabiti
w	: Açısal Hız
W	: Enerji
W_{fe}	: Demir Kayıp Enerjisi
W_{Cu}	: Bakır Kayıp Enerjisi
W_k	: Kayıp Enerji
W_{kdW}	: Reaktif Kayıp Enerji
W_{ki}	: İzolatör Kayıp Enerji
W_{kk}	: Korona Kayıp Enerji
W_{kw}	: Aktif Kayıp Enerji
δ	: Bağlı Hava Yoğunluğu

1. GİRİŞ

1.1. Genel Bilgi

Teknolojik gelişmelerin günlük yaşantımızda daha çok yer edinmesi sonucunda elektrik enerjisine olan ihtiyaç da artmaktadır. Ülkemizde enerji tüketimine ilişkin her yıl ortalama %4-%8 arasında artış olduğu görülmektedir[1]. Elektrik üretim santrallerinin kurulum aşamasının çok maliyetli olması, iletim ve dağıtım hatlarının iyileştirilmesindeki zorluklar, elektrik enerji sistemleri içerisinde yeni arayışların ortaya çıkmasına yol açmıştır. Üretilen enerjinin tüketiciye ulaştırılması aşamasında enerji kayıplarının azaltılmasına yönelik çalışmalar, mevcut enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmalarına yönelik eşdeğer çalışma olarak görülebilir.

Elektrik sektöründe artan enerji talepleri karşısında elektrik üretim, iletim ve dağıtım hatlarında ortaya çıkan enerji kayıplarının azaltılması önemli bir sorun teşkil etmektedir. Geleneksel yollardan ve yenilebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin iletim ve dağıtımındaki kayıpların mümkün olduğunca düşürülmesi hedeflenmektedir. Enerji kayıplarının minimize edilmesi ile iletim ve dağıtım hatlarının daha ekonomik bir şekilde işletilmesi ve daha uzun süreli işletmede kalması sağlanmış olur. Bu bağlamda kayıpların düşürülmesi, gücün verimli bir şekilde kullanılmasının önünü açar.

Enerji sistemlerindeki kayıplar genel olarak üretim, iletim ve dağıtım kayıpları olarak sınıflandırılır. Dünyada genel kabul görmüş ortalama maliyetler göz önüne alındığında sistem maliyetlerinin %50'sinin üretimden, %20'sinin iletimden ve %30'unun ise dağıtımdan kaynaklandığı görülmektedir[2]. Fakat enerji kayıplarının en fazla olduğu kısmın dağıtım hatları olduğu görülmüştür. Enerji kayıplarına ilişkin kayıp dağılımının hangi parametrelerden kaynaklandığı tam olarak tasnif edilememiştir. Çünkü iletim ve dağıtım hatlarının çok uzun olması (iletken uzunluğu, izolator, klemens vb.), hatlarda bulunan güç elemanlarının çok olması (kesici, ayırıcı, transformatör, röle vb.) ve tüketicilere ilişkin bilgi eksikliği (mekanik veya elektronik sayaç) gibi etkenlerden dolayı hangi elektrik teçhizatının ne kadar kayba yol açtığı net olarak hesaplanamamaktadır.

Elektrik şebekelerinde oluşan kayıplar ise, teknik olmayan ve teknik kayıplar olarak iki gruba ayrılır:

a) Teknik olmayan kayıplar genellikle ticari kayıplar olarak adlandırılır. Teknik olmayan kayıplar, dağıtım şirketlerinin hatalı faturalandırmaları veya tüketicilerin kullanım alışkanlıklarından kaynaklanan kayıplar olarak gösterilebilir.

b) Teknik kayıplar ise, sistemin temel öğelerinden kaynaklanan şebekenin yük durumuna göre yüklü veya yüksüz olması, akım-gerilim değerlerinin değişken olmaları nedeniyle mevcut şebekede ortaya çıkan kaçınılmaz kayıplar olarak ifade edilir. Hatlarda oluşan teknik kayıplar şunlardır:

- İletim hattı kayıpları (izolatör kayıpları, korona kayıpları, dielektrik kayıplar vb.)
- Transformatör kayıpları (histerezis kayıpları, fuko kayıpları)
- Isınma (joule, $I^2.R$) kayıpları
- Akım ve gerilim transformatörü kayıpları
- Elektrik sayaçları ve diğer ölçüm aletlerine ait kayıplar

1.2. Literatür Çalışmaları

Enerji sistemlerindeki kayıpların incelenmesi 20. yüzyılın ilk yıllarından itibaren başlamış ve yaklaşık 40 yıldan beri yoğun bir şekilde devam etmektedir[3]. Bu çalışmalar ilerleyen bölümlerde detaylı olarak ele alınacaktır.

Araştırmacılar, kayıp hesap çalışmalarından sonra bu kayıpların azaltılması üzerinde çalışmaya başlamışlardır. Güç dağıtım şebekelerinde enerji kayıplarını azaltmaya yönelik ilk çalışma, Merlin ve Back tarafından 1975 yılında yapılmıştır[4]. Çalışmanın devamı olarak farklı yönleri ile kayıpların azaltılması birçok araştırmacı tarafından incelenmiştir.

Kayıp azaltılması yöntemleri üç ana başlıkta incelenmiştir. Bunlardan ilki bilgi tabanlı metodlardır. Bunlar sezgisel yöntemler, lineer programlar, uzman sistemler ve bulanık mantık şeklinde kategorize edilebilir[5-10]. Bu yöntemler içerisinde daha çok sezgisel yöntemler kullanılmıştır. İkincisi evrimsel hesaplama yöntemleridir. Bu yöntemlerde doğadaki fiziksel, canlılardaki biyolojik ve sinirsel işlem ile davranışlar taklit edilmektedir. Bu yöntemler, genetik algoritma, yapay sinir ağları ve ihtimal hesaplamalarıdır[11-14]. Son ana başlık ise hibrit (karma) metodlardır. Bu kategorideki ilk çalışma 1996'da Fan ve arkadaşları tarafından yapılmıştır. Kategorideki çalışmalar, ilk iki kategorideki yöntemlerin hibrit yada karışık olarak kullanılmasına dayanır[15-18]. Bu çalışmaların önemli olanlarından birkaçı aşağıda kısaca açıklanmıştır:

Kim[11], kayıp azaltılması amacı ile dağıtım sisteminin düzenlenmesinde iki kademeli işlem yapan yapay sinir ağı (YSA) kullanmıştır. Birinci kademe işlem bölgelerden gelen

yük bilgisine göre yük seviyesi tahminidir. İkinci kademe ise sisteme eklenen yüklerin sistem topolojisine uygun olup olmadığına karar verir.

Nara[19], basit bir genetik algoritma kullanarak, kayıp azaltımı için dağıtım sistemi düzenleme metodu amaçlamış ve anahtar durumlarını gösteren “1-0” değerlerini, toplam sistem kayıplarını içeren sabit bir fonksiyon ve gerilim düşümünü, akım kapasite limitlerinin hata değerlerini oluşturmuştur. Örnek sonuçlar minimum kayıp çözümlerde elde edilmesine rağmen, yüksek bir çözüm zamanı gerektiğini göstermiştir. Nara, daha hızlı bilgisayar ortamları ve daha bilinçli genetik algoritmalar kullanılarak, online gerçek zaman uygulamaları için daha uygulanabilir çalışmalar yapılabileceğini göstermiştir.

Civanlar[20], hat kayıplarını azaltmak için sezgisel kuralları kullanan bir algoritma sunmuştur. Bu algoritma anahtarlama işlemi tercihlerinin sayısını azaltmak için iki sezgisel kural tanımlamakta ve anahtarlama işlemiyle ortaya çıkan kayıplardaki azalmayı saptayan bir denklem elde etmektedir. Bu çalışmada baralardaki gerilim düşümü ilişkileri analiz edilerek, anahtarlama işleminin sistem kaybını azaltıp azaltmadığını saptamak amaçlanmıştır. Anahtarlama işlemleri için fider değiştirme yöntemi kullanılmış, sistemin radyallığını bozmamak amacıyla bir anahtarın kapanmasına karşılık diğerlerinin açılması önerilmiştir.

Baran ve Wu[21], güç akışı için Civanlar metodunu iyileştirmeye yönelik iki metotlu iki yaklaşım formülü tanımlamışlardır. Kullanılan iki yük akış yöntemi “Simplified distflow metodu” ve “Backward-Forward update of distflow” metodudur. Baran ve Wu, dal değişim işlemi kullanan bir metot geliştirmiş, bu metotla hem kayıp azaltımı hem de yük dengelemeyi amaçlamışlardır. Simplified distflow metodu yük dengeleme için daha elverişlidir. Bunun nedeni ise yük denge endeksinin bağımlı olması ve bu metodun şebeke parametreleri gerektirmeksizin güç akış tahmini yapmasıdır. Temel sakıncaları şunlardır;

- Son şebeke yapısının şebeke anahtarının ilk durumuna bağlı olması,
- Her bir dal değişim işlemi, kayıp azaltımı sağlarken tüm işlemlerin optimum veya optimuma yakın bir çözüm garantilememesi,
- Binlerce dal ve yüzlerce anahtar içeren gerçek büyüklükteki bir anahtar değişim işlem seçiminin çok zaman alması.

Tahmin metotları hesapsal olarak çok verimlidir. Hem aktif hem de reaktif güç akışlarını dikkate alırlar. Bu nedenle sistem iyi kompanze edilmemiş ve farklı düzenlenmiş merkezler arasında yük aktarımı içeriyorsa bile, verilen sistemi düzenlemek için kullanılabilirler.

Casto ve Watanable[22], daha geniş bir araştırma stratejisi kullanarak Civanlar'ın araştırmasını genişletmişlerdir. Civanlar'ın algoritmasının temel özelliği sadece çözüm zamanını kısaltan ancak yerel minimum elde etme ihtimalini artıran en ümit verici anahtarlama tercihi üzerinde dallanmayı düşünüyor olmasıdır. Casto ve Watanable, Civanlar'ın tüm düzenleme işlemi için belli anahtarlama tercihlerine karar kılmada mantıksız olduğu sonucuna varmışlardır. Algoritmanın her bir basamağında maksimum sayıda anahtarlama tercihi seçmeyi amaçlamışlardır. Casto ve Watanable tarafından amaçlanan tekniğin sakıncaları ise global optimum garantilemediği gerçeği içeriyor olması ve daha büyük bir sistem kayıp tahmin formülü davranışının kanıtlanmış olmasıdır.

Taylor ve Lubkeman[23], Civanların kuralları üzerine kurulu dağıtım sistem yapısı için uzman bir sistem amaçlamışlardır. Taylor ve Lubkeman transformatör ve besleme hatlarının aşırı yüklenmesinden ve anormal gerilimlerden kaçınmayı ilk amaç olarak benimsemişler ve tatmin edici bu kriterlerin kayıp azaltımı sağlayacağını ileri sürmüşlerdir. Taylor ve Lubkeman'ın çalışmasında gerilim kontrollü stratejilerin koruma koordinasyon düzenleme çalışması içerisinde işlenmesi gerektiği vurgulanmaktadır.

İnan ve arkadaşları[24], dengeli ve dengesiz yüklenme durumlarında harmoniklerden kaynaklanan kayıpların doğru ve hızlı bir şekilde hesaplanması için yapay sinir ağı yöntemi ile uygun bir kayıp değerlendirme algoritması üzerine çalışmışlardır. Enerji sistemlerinde harmonik etkinliklerin her geçen gün artmasından dolayı sistemdeki güç kayıpları hesaplanırken harmonikli yüklerin de göz önüne alınması, güç kayıplarının daha doğru belirlenmesini sağlayacaktır. Yüksek doğruluk ve hız, bir kayıp değerlendirme metodolojisinde iki önemli gereksinimdir. Akım ve gerilim gibi sistem büyüklüklerinin sinüsoidal oldukları varsayılarak gerçekleştirilen kayıp analizi, bu büyüklüklerin non-sinüsoidal olması durumunda bazı değişimlere yola açar. Bu yüzden akım ve gerilimin fonksiyonlarına bağlı olan işletme kayıpları, bu büyüklüklerin harmonikli değerlerine göre yeniden düzenlenmelidir. Bu düzenleme için sistemdeki harmonik akım dağılımları belirlenmeli ve harmonik gerilim spektrumları elde edilmelidir. Bu değerler kullanılarak non-sinüsoidal duruma göre kayıpların hesaplanması amaçlanmıştır.

Wangve Yang[25], güç dağıtım şebekelerinde enerji kayıpları için geri yayılma algoritma (Back Propagation-BP) tabanlı optimum hesaplama algoritması üzerine araştırmalarını geliştirmişlerdir. BP algoritması, ileri yayılan sinyal ve hatalı geri yayılan sinyal olmak üzere iki bölüme ayrılır. BP algoritması kullanarak dağıtım şebekelerinde teorik enerji kayıp hesaplama problemini çözmek için, verimli ve daha hassas bir algoritma

geliştirmeyi amaçlamışlardır. Ayrıca dağıtım şebekelerinin enerji kayıplarını ve karakteristik parametreleri arasındaki karmaşık ilişkileri en aza indirmeye çalışmışlardır.

1.3. Tezin Amacı

Ülkemizin nüfus yoğunluğu ve kişi başına düşen enerji tüketimlerine uygun olarak iletim sistem kayıpları yaklaşık olarak %2 ile %3 arasında değişmektedir[1]. Bu değer ülkemizdeki iletim sistem kayıplarının Avrupa standartlarında olduğunu göstermektedir. Buna karşılık dağıtım sistemindeki kayıplar(teknik ve teknik olmayan kayıplar) %20'yi bulmaktadır[26]. Dağıtım hatlarındaki kayıp değerinin yüksek olması, buna ilişkin çalışmaların yapılmasına zemin oluşturmıştır. Enerji kayıplarının azaltılmasıyla ilgili çok sayıda bilimsel çalışmalar olduğu görülmektedir. Yapılan çalışmalar, iletim hattına ilişkin kayıp değerlerinin birbirine çok yakın çıktığını göstermiştir. Buna karşılık dağıtım hattı şebekesi, dünya üzerinde farklı yapılarda (dal budak, ring, ağ vb.) kullanıldığından, hatta ilişkin kayıp değerleri arasında farklılıklar olduğu görülmüştür.

Bu tez çalışması 6 ana bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde, enerji kayıplarının elektrik şebekeleri üzerindeki etkisi hakkında bilgi verilmiştir. Enerji kayıpları ile ilgili yapılan bilimsel çalışmalar ve hangi yöntemler üzerinde çalışıldığı hakkında literatür özeti verilmiş ve tezin amacı açıklanmıştır.

İkinci bölümde, şebeke kayıplarının teorisi, kayıp türleri, kayıpların oluşumuna sebep olan elektriksel araçlar ve kayıpların hesaplanmasına yönelik bilgiler verilmiştir.

Üçüncü bölümde, şebeke kayıplarının hesaplanmasına ilişkin klasik yöntemler ve modern yaklaşımlara değinilmiştir. Enerji kayıpları üzerine yapılan bilimsel çalışmalardan elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

Dördüncü bölümde, şebekelerdeki hat kayıplarının azaltılması konusu incelenmiştir.

Beşinci bölümde, üçüncü bölümde verilen yöntemlerin bir kısmına ait matlab uygulamaları verilmiştir. Bu uygulamalarda toplamda 6 farklı hat 11 farklı yaklaşıma göre incelenmiştir. Bunlardan 34,5 kV'luk Elazığ Kovancılar-Karakoçan ve 400 kV'luk Keban-Elbistan ve hatlarına ait hesaplama sonuçları ile ölçülmüş sonuçlar karşılaştırılmıştır.

Altıncı bölümde yapılan tez çalışması neticesinde elde edilen sonuçlar ve yorumlar verilmiştir.

2. ŞEBEKE KAYIPLARI

2.1. Genel Bilgi

Elektrik şebekelerindeki kayıplar, teknik ve teknik olmayan kayıplar şeklinde iki kategoride ifade edilir. Bu bölümde; sistemde var olan kayıp kaynakları ve kayıp türleri genel olarak gözden geçirildikten sonra, bunların hesapla nasıl bulunabileceği incelenecektir. Bu incelemede yüke bağımlı ve yükten bağımsız kayıplar ayrı ayrı ele alınacaktır.

Elektrik şebekelerinde meydana gelen kayıp türlerinin kayıplar içerisindeki dağılımına bir örnek olması açısından, bir elektrik dağıtım şirketinin bir yıl boyunca oluşan kayıplarının sistem içerisindeki dağılımı Tablo 2.1’de gösterilmiştir.

Tablo 2.1. Örnek bir dağıtım sistemi içindeki teknik kayıp türleri ve kayıp miktarları [27].

Kayıp Türleri	Kayıp (kWh)	Kayıp %
İletim hattı kayıpları	4.077.761,75	9,66
Güç transformatör kayıpları	1.966.082,61	4,66
Dağıtım hattı kayıpları	2.935.771,32	6,96
Alçak gerilim transformatör ve dağıtım hattı kayıpları	33.222.060,00	78,72
Toplam	42.201.675,68	100,00

2.2. Teknik Olmayan Kayıplar

Teknik olmayan kayıp türleri şu şekilde sıralanabilir:

- Kaçak elektrik kullanımı,
- Eksik ölçümler,
- Hatalı sayaç okuma,
- Ölçüm noktasındaki bağlantı hataları,
- Teknik kayıp hesaplama hatası,

2.3. Teknik Kayıplar

Teknik kayıplar; transformatör ve diğer elektrik aletlerinde ya da iletken sargılarda ısınmaya yol açarlar. Korona veya kısmi deşarj, izolasyon kayıplarını da içerir. Teknik kayıplar dört grup halinde ele alınır:

1. İletim hattı kayıpları,
2. Güç transformatör kayıpları,
3. Orta gerilim dağıtım hattı kayıpları,
4. Alçak gerilim trafo ve dağıtım hattı kayıpları.

Enerji dağıtım sistemlerinde meydana gelen teknik kayıplar, elektrik şebekelerinde hatların yüklü veya yüksüz olmaları açısından farklılık gösterir. Teknik kayıpları ortaya çıkaran nedenler için şu sınıflandırmalar yapılabilir:

- Yüksek dirençli hat (ısı) kayıpları,
- Faz dengesizliği,
- Gevşek bağlantılar,
- Düşük güç faktörlü yükler,
- İletim hatlarının aşırı yüklenmesi,
- Düşük kaliteli iletken ve yalıtkanlar,
- Tüketici tesislerinde kötü topraklama.

Bu durumlar dikkate alınarak, kayıpların azaltılması herhangi bir elektrik dağıtım şirketi için zorunlu bir gereksinimdir. Çünkü kayıp, asgari değerleri aşarsa, dağıtım şirketi için mali sıkıntıların artmasına yol açabilir[28].

Bu kayıplar da kendi içerisinde,

- a) Yükten bağımsız (boştaki) kayıplar,
- b) Yüke bağlı kayıplar,

olmak üzere iki temel grupta incelenir.

2.3.1. Yükten Bağımsız Kayıplar

Gerilim altında bulunan, fakat hiç yüklenmemiş olan (boşta çalışan) şebeke elemanlarının çektiği enerjiler tamamen kayıp enerjilerdir. Boşta çalışma kayıpları, şebeke gerilim altında bulunduğu süre boyunca meydana gelir. Bunların büyüklüğü bulunduğu işletme geriliminin büyüklüğüne ve şebekenin izolasyon durumuna bağlı olup, şebekenin

yüklenme durumundan tamamen bağımsızdır. Bunlar; güç ve dağıtım transformatörleri ile gerilim ölçü transformatörlerinin demir kayıpları, kablo ve kondansatörlerin dielektrik kayıpları, korona kayıpları, kaçak akım kayıpları ile sayaç, röle, ölçü aletleri vb. gerilim bobinlerindeki kayıpları içerir.

Atmosferik şartlara bağlı olarak değişen korona ve kaçak akım kayıpları hariç, geri kalan yükten bağımsız kayıpların büyüklüğü, şebekenin sabit bir işletme gerilimi altında bulunduğu süre zarfında sabittir. Yükten bağımsız kayıpların belirli bir zaman periyodu içinde meydana getirdikleri kayıp enerjinin hesapla bulunması nispeten daha kolaydır[29].

2.3.1.1. Transformatör Kayıpları

Boşta çalışan bir transformatörün şebekeden çektiği akım, iki bileşenden oluşur. Bunlardan biri daha büyük olan reaktif akım ve diğeri nispeten daha küçük olan aktif akım bileşenleridir. Transformatör boşta çalışma akımının reaktif bileşeni magnetik alan meydana getirmeye yarar ve mıknatıslanma akımı olarak adlandırılır. Buna karşılık aktif bileşenin küçük bir kısmı demir kayıplarını karşılar. Boşta çalışmada transformatör tarafından çekilen aktif gücün ihmal edilecek derecede küçük olan bir kısmı da, boşta çalışma akımının primer sargıda meydana getirdiği ısı kaybını ve dielektrik kayıpları karşılamak için harcanır.

a) Histerezis Kayıpları

Demir çekirdeğin mıknatıslanmasının değiştirilmesi için ihtiyaç duyulan kayıp enerjisidir. Fiziksel bakımdan ısı olarak ortaya çıkar. Transformatörün manyetik akısı değişken bir akı olduğundan demir çekirdekte her bir periyotta iki defa manyetik akımın yönü değişir ve bir histeresiz çevrimi tamamlanmış olur. Dolayısıyla histeresiz kayıpları P_h , f frekansı ile orantılıdır. Ayrıca B (gauss) indüksiyonunun karesi ile orantılı ve kullanılan demir çekirdeğin cinsine bağlı (V_h malzeme sabiti) olarak artar. Demir çekirdeğin kg ağırlığı G_{fe} ile gösterilirse, transformatörün histeresiz kayıplarını karşılamak için gerekli güç P_h , şu şekilde hesaplanır.

$$P_h = G_{fe} \cdot V_h \cdot \left(\frac{f}{100}\right) \cdot \left(\frac{B}{10.000}\right)^2 \cdot 10^{-3} [kW] \quad (2.1)$$

b) Girdap Akımı Kayıpları

Sargılardan geçen alternatif akıma bağlı olarak meydana gelen periyodik akı değişiklikleri neticesinde demir çekirdekte girdap akımları oluşur. Bu akımlar kendilerini

meydana getiren manyetik akıya zıt yönde bir akı meydana getirirler. Girdap akımları demir çekirdeklerde omik kayıpların oluşumuna yol açarlar. Bu kayıpları mümkün olduğunca düşük tutabilmek için, transformatörün çekirdeği bir yüzü silisyum ile kaplanmış saclardan (kalınlığı 0,35-0,5 mm) yapılır. Girdap akımı kayıpları, akımın karesi ile orantılı olarak artar, yani frekansın karesi ile orantılıdır. Malzeme sac kalınlığının etkisi, malzeme sabiti V_f ile ifade edilir. Sonuç olarak girdap akımı kayıpları şu bağıntı ile ifade edilebilir.

$$P_f = G_{fe} \cdot V_f \cdot \left(\frac{f}{100}\right)^2 \cdot \left(\frac{B}{10.000}\right)^2 \cdot 10^{-3} [kW] \quad (2.2)$$

Bir transformatörün toplam demir kayıpları P_{fe} , histeresiz ve girdap akımı kayıplarının toplamından elde edilir:

$$P_{fe} = P_h + P_f \quad (2.3)$$

$$= G_{fe} \left(V_h \cdot \frac{f}{100} + V_f \cdot \left(\frac{f}{100}\right)^2 \right) \cdot \left(\frac{B}{10.000}\right)^2 \cdot 10^{-3} [kW] \quad (2.4)$$

$f = 50$ Hz yazılırsa,

$$P_{fe} = G_{fe} (V_h \cdot 0,5 + V_f \cdot 0,25) \cdot \left(\frac{B}{10.000}\right)^2 \cdot 10^{-3} [kW] \quad (2.5)$$

bulunur.

$$V_{fe} = V_h \cdot 0,5 + V_f \cdot 0,25 \quad (2.6)$$

kısaltması ile,

$$P_{fe} = G_{fe} \cdot V_{fe} \cdot \left(\frac{B}{10.000}\right)^2 \cdot 10^{-3} [kW] \quad (2.7)$$

ifadesi elde edilir.

Burada demirin kayıp sayısı V_{fe} , W/kg olarak konulur. Bu transformatör sacı için büyüklük itibarıyla 1,1 ile 1,3 W/kg arasında bulunur. Nispeten daha az demir kayıpları elde edebilmek için manyetik bakımdan anizotrop sacların kullanılması tercih edilir.

(2.7) nolu denklemde tek değişken büyüklük B olup, mıknatıslanma akımının büyüklüğüne ve dolayısıyla primer geriliminin büyüklüğüne bağlıdır. İşletme geriliminin yaklaşık olarak sabit kaldığı kabul edilebilir. Böylece bir transformatörün P_{fe} demir kayıplarından dolayı T saatlik bir işletme süresinde meydana gelen kayıp enerji,

$$W_{kfe} = P_{fe} \cdot T [kWh] \quad (2.8)$$

Tablo 2.2. Trafolara ait bakır ve demir kayıp değerleri[30]

Güç (kVA)	Üst Gerilim (kV)	Bakır Kayıpları (W)	Demir Kayıpları (W)
25	6,3-11	700	115
	15	700	115
	33	800	160
50	6,3-11	1100	190
	15	1110	190
	33	1250	230
100	6,3-11	1750	320
	15	1750	320
	33	1950	380
160	6,3-11	2350	460
	15	2350	460
	33	2550	520
200	6,3-11	2750	545
	15	2750	615
	33	2950	635
250	6,3-11	3250	650
	15	3250	650
	33	3500	780
400	6,3-11	4600	930
	15	4600	930
	33	4900	1120

Tablo 2.3. EN 50464-1'e göre dağıtım transformatörleri kayıp güç değerleri (36 kV için)

Anma gücü (kVA)	Boşta kayıplar (W)			Yükte kayıplar (W)		
	A ₀	B ₀	C ₀	A _K	B _K	C _K
50	160	190	230	1050	1250	1450
100	270	320	380	1650	1950	2350
160	390	460	520	2150	2550	3350
250	550	650	780	3000	3500	4250
400	790	930	1120	4150	4900	6200
630	1100	1300	1450	5500	6500	8800
800	1300	1500	1700	7000	8400	10500
1000	1450	1700	2000	8900	10500	13000
1250	1750	2100	2400	11500	13500	16000
1600	2200	2600	2800	14500	17000	19200
2000	2700	3150	3400	18000	21000	24000
2500	3200	3800	4100	22500	26500	29400

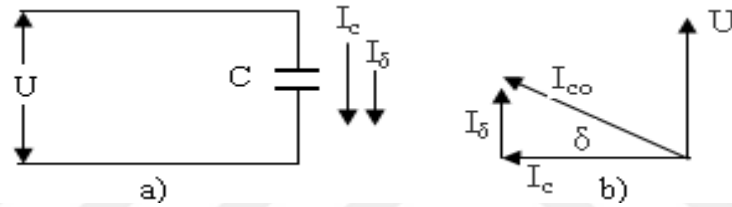
olarak hesaplanır. İncelenen şebekenin her bir transformatörü için demir kayıplarının yukarıdaki şekilde hesapla bulunması her zaman mümkün değildir. Çünkü çoğunlukla böyle bir hesap için gerekli olan veriler (demir kesiti, sarım sayısı) belli değildir. Ölçü ile bulmak da her zaman mümkün olmaz. Bu bakımdan pratik kayıp analizlerinde demir

kayıpları, muayene test raporlarından alınır. Küçük şebeke transformatörleri için de imalatçı firmaların kataloglarındaki verilerden yararlanılır. Trafo güçlerine göre bakır ve demir kayıp değerleri Tablo2.2’de gösterilmiştir.

36 kV gerilim sınıfındaki transformatörler için; A sınıfı en verimli kategoriyi gösterecek şekilde transformatörün primer gerilimine bağlı olarak boşa ve yükte çalışma kayıpları üç ayrı kategoride sınıflandırılmaktadır. Bu sınıflara ait kayıp güçlerin üst sınırları Tablo 2.3’te verilmektedir.

2.3.1.2. Kabloların ve Yüksek Gerilim Kondansatörlerinin Dielektrik Kayıpları

Kapasitesi C olan bir kondansatöre (Şekil 2.1) bir U gerilimi uygulanırsa, bu kondansatörden gerilime nazaran 90° ileri fazda olan bir I_c reaktif akım akar.



Şekil 2.1. Bir kondansatörün akım – gerilim fazör diyagramı

Bu akımın büyüklüğü,

$$I_c = U \cdot \omega \cdot C \quad (2.9)$$

ile hesaplanır.

Gerilim altında bulunan, fakat boşa çalışan kablo bir kapasite oluşturur. Onun kapasitesi bütün uzunluk boyunca düzgün olarak dağılmıştır. Üç fazlı bir kablo için, fazlar arası işletme gerilimi U (kV) ve kablonun işletme kapasitesi C_i (μF) dikkate alınır, yük akımı amper olarak aşağıdaki şekilde bulunur:

$$I_c = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_i \cdot 10^{-3} = 181 \cdot U \cdot C_i \cdot 10^{-3} \text{ (A)} \quad (2.10)$$

Dielektrik olarak kullanılan yalıtkan maddeler ideal değildir. Çok azda olsa bir iletkenlikleri vardır. Böylece kondansatörlerin ve kabloların dielektriğinden sürekli bir I_δ aktif akımı da geçer. Bu akım dielektrikte bir ısınma, dolayısıyla bir ısı kaybı meydana getirdiğinden buna kayıp akımı adı verilir.

Şekil 2.1’de görüldüğü gibi, kondansatör veya kablonun yük akımı I_c , kayıp akımı I_δ ile fazör olarak toplanarak I_{co} boşa çalışma akımını oluştururlar. Bu boşa çalışma akımı ile yük akımı arasındaki δ açısına kayıp açısı adı verilir. Şekil 2.1’de görüldüğü üzere,

$$I_\delta = I_c \cdot \tan\delta \quad (2.11)$$

İşletme gerilimi ve reaktif yük akımından kablonun şebekeye yük etkisi (gücü) elde edilir.

$$Q_c = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c \cdot 10^{-3} \text{ (kVAR)} \quad (2.12)$$

Bu tamamen reaktif bir güçtür.

Dielektrik içerisinde ısı kaybını meydana getiren I_δ kayıp akımı nedeniyle oluşan dielektrik kayıp gücü,

$$P_\delta = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_\delta \cdot 10^{-3} \text{ (kW)} \quad (2.13)$$

Bu aktif bir güçtür. I_δ , U ile aynı fazdadır. Denklem (2.11)’deki I_δ ’nın değeri denklem (2.12)’de yerine yazılırsa,

$$P_\delta = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c \cdot \tan\delta \cdot 10^{-3} \text{ (kW)} \quad (2.14)$$

elde edilir. Denklem (2.12) göz önüne alınırsa,

$$P_\delta = Q_c \cdot \tan\delta \quad (2.15)$$

yazılabilir. Bir kablo sabit gerilim altında kaldığı sürece, örneğin T saatlik bir zaman esnasında, dielektrik kayıpları da sabittir. Böylece bir kablonun dielektrik kayıplarının meydana getirdiği enerji kaybı,

$$W_{k\delta} = P_\delta \cdot T \text{ (kWh) olur.} \quad (2.16)$$

Bir kablonun yalıtkanından dolayı meydana gelen enerji kayıplarını pratik olarak bulmak için önce denklem (2.11)’e göre I_c yük akımı tespit edilir. Kullanılan kablo tipine göre μF olarak işletme kapasitelerinin Tablo 2.4 ve Tablo 2.5’te karşılığı bulunur.

Tablo 2.4. Kabloların iletken başına işletme kapasiteleri ($\mu F/km$)

Kesit (mm ²)	Ortak metal kılıflı kablo 1 kV’tan 10 kV’a kadar				Yuvarlak İletkenli
	1 kV	3 kV	6kV	10 kV	
16	0,365	0,280	0,220	0,190	Yuvarlak İletkenli
25	0,405	0,320	0,250	0,215	
35	0,450	0,351	0,250	0,250	
50	0,695	0,550	0,372	0,330	Sektör

70	0,755	0,600	0,421	0,372	İletkenli
95	0,850	0,673	0,478	0,418	
120	0,910	0,742	0,540	0,455	
150	0,950	0,875	0,595	0,506	
185	1,010	0,890	0,650	0,565	
240	1,055	0,923	0,740	0,620	

Tablo 2.5. Kabloların iletken başına işletme kapasiteleri ($\mu\text{F}/\text{km}$)

Kesit (mm^2)	Ortak metal kılıflı kablo		H – kablosu ve 3 metal kılıflı kablo				
	15 kV	20 kV	15 kV	20kV	30kV	50kV	60kV
25	0,176	0,158	0,25	0,22	-	-	-
35	0,197	0,180	0,28	0,24	0,2	-	-
50	0,217	0,196	0,31	0,27	0,22	0,18	-
70	0,238	0,212	0,35	0,30	0,25	0,20	0,16
95	0,260	0,230	0,39	0,34	0,28	0,22	0,18
120	0,287	0,263	0,43	0,37	0,30	0,23	0,20
150	0,306	0,279	0,47	0,40	0,32	0,25	0,21
185	0,326	0,299	0,50	0,43	0,34	0,27	0,23
240	0,372	0,341	0,57	0,48	0,38	0,30	0,24

Tablo 2.4 ve 2.5'teki değerlerin 1 km'lik kablo uzunluğu için verildiğine ve toplam kablo uzunluğu (km) ile çarpılmaları gerektiğine dikkat edilmelidir. Bundan sonra denklem (2.14) yardımıyla dielektrik kayıp gücü (kW) olarak hesaplanır. Burada gerekli olan kayıp faktörü için yaklaşık olarak aşağıdaki değerler kullanılabilir:

Ortak metal kılıflı kablolarda $\tan\delta \cong 0,015$

Üç metal kılıflı ve H kablolarda $\tan\delta \cong 0,01$

Yağ ve basınçlı kablolarda $\tan\delta \cong 0,005$

XLPE kablolarda $\tan\delta \cong 0,0004$

Dielektrik kayıplar şebekede sadece kablolarda değil, aynı zamanda kondansatörlerde de meydana gelir. Kondansatörler şebekelerde yaygın olarak güç faktörünün iyileştirilmesi için kullanılmaktadırlar. Bunlarda dielektrik enerji kaybı, yüksek gerilim kablolarındaki gibi hesaplanır.

Yüksek gerilim kondansatörlerinde kayıp faktörü yaklaşık olarak, $\tan\delta \cong 0,004 \dots 0,006$ alınabilir. Yani 1 kVAR'lık kondansatör gücünün(4-6) W'lık bir kayıp oluşturacağı dikkate alınmış olur.

2.3.1.3. İzolatörlerin Kaçak Kayıpları

Yüksek gerilim izolatörlerinin dış yüzeyleri hiçbir zaman mutlak olarak temiz ve kuru değildir. Kirlenme; endüstri bölgelerinde baca gazları, sahil bölgelerinde tuzlu deniz suyu etkisi ve özellikle çığ ve sisle ilgilidir. Ancak buz ve kar sebebiyle izolatör dış yüzeyi boyunca kaçak mesafesinde bir kısalma ve böylece izolasyon dayanıklılığında da bir azalma meydana gelir. Bunlara bağlı olarak yüksek gerilim hatlarında çok iyi bir izolasyon da dahi gerilim altında bulunan iletken kısımlardan toprağa doğru izolatörler üzerinden bir akım geçişi olur.

İşletme geriliminin etkisiyle bir izolatör zinciri üzerinden akan kaçak akım aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$I_k = \frac{V}{r_i} = V \cdot g_i \quad (\text{A}) \quad (2.17)$$

Burada,

V : Faz – nötr gerilimi (V),

r_i : İzolatör izolasyon direnci (Ω),

g_i : iletkenlik (siemens),

olup, kaçak akım gerilimle aynı fazdadır, yani aktif bir akımdır. Kaçak akım ile gerilimin çarpımı kaçak kayıplar adı verilen aktif güç kaybını oluşturur.

$$P_i = V^2 \cdot g_i \quad \text{W/ izolatör} \quad (2.18)$$

Tablo 2.6. 10 kV'luk hatlardaki izolatör kayıplarının yaklaşık olarak bulunması

Havanın durumu	İzolatör başına	1 km'lik hat için ortalama kayıp güç P_k (W/km)
Kuru hava	0,05 W	2,8
Az sis	0,15 W	8,3
Kar yağışı	0,025 W	13,7
Kuvvetli fırtına – yağmur	1,00 W	55
Sürekli yağmur	1,1 W	61
Şiddetli ve fırtınalı yağmur	1,5 W	83
Kuvvetli ve fırtınalı karlı yağmur	2,2 W	121

Bir havai hattın veya havai hat şebekesinin toplam kaçak kaybı, bu değerin izolatör sayısı ile çarpılması suretiyle bulunur. Bu kaçak kayıplar hattın yükünden tamamen bağımsızdır. Yukarıda ifade edildiği üzere iletkenlik g_i sabit bir değer değildir. O anki hava

durumuna göre geniş sınırlar içerisinde değişen bir büyüklüktür. Bundan dolayı kaçak akım kayıpları için hesapla bulunmuş kesin bir netice ortaya çıkarmak mümkün değildir. Yapılan araştırmalar sonucunda elde edilen kılavuz değerlere dayanılarak büyüklük itibarıyla yaklaşık bir hesap yapmak mümkündür. 10 kV'luk hatlardaki kaçak kayıplarının tahmini değerleri Tablo 2.6'da gösterilmiştir.

10 kV'luk tek devreli hattın 1 km'si için verilen değerler, ortalama 55 m'lik direk açıklığına göre hesaplanmıştır. Bu verilen kılavuz değerlere göre, ülkemizde kullanılan işletme gerilimleri için Tablo 2.7 oluşturulmuştur.

Tablo 2.7. Ülkemizde kullanılan işletme gerilimleri için kılavuz değerler

	10 kV'luk hatlarda izolatör başına kayıp (W)	34,5 kV'luk hatlarda izolatör başına kayıp (W)	66 kV'luk hatlarda izolatör başına kayıp (W)	154 kV'luk hatlarda izolatör başına kayıp (W)	400 kV'luk hatlarda izolatör başına kayıp (W)
Kuru hava	0,05	0,75	2	6,75	22,8
Sis	0,15	6,25	14,25	45	142
Yağmur	1,1	12	22,5	60	192

İzolatör kaçak kayıplarına karşılık gelen enerji kaybını tahmini olarak bulabilmek için yukarıdaki kılavuz değerlerden başka, ortalama olarak bir yılda çeşitli hava durumlarının toplamda ne kadar süreyle (saat) devam ettiğinin de bilinmesi gerekir[29].

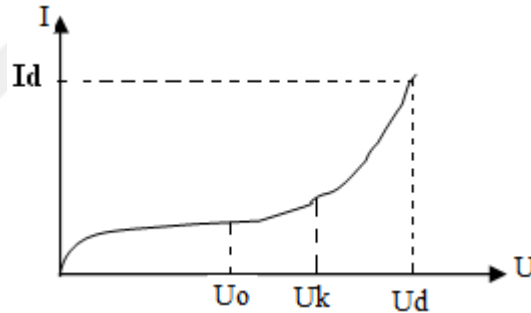
2.3.1.4. Korona Kayıpları

Bir hattın U işletme geriliminin iletken dış yüzeyinde meydana getirdiği alan şiddeti (E_r), iletkeni çevreleyen havanın delinme dayanımından, yani delinme alan şiddetinden (E_d) büyük olursa, bu durumda iletken boyunca bir deşarj meydana gelir. Havada çarpma suretiyle iyonizasyon sonucu oluşan bu deşarj, bir enerji kaybıdır ve buna korona kaybı denir. Yani korona, enerji iletim hatlarında aktif güç kayıplarına ve çevre etkileşimine neden olan bir elektriksel boşalma olayıdır.

Hat iletkenleri, hat bağlantı parçaları, kesici, ayırıcı, parafudur, geçit izolatörü gibi sistem elemanlarının iletkenleri ile bunların bağlantı yerleri ve özellikle bu bölgelerdeki çapaklar, çıkıntılar, sivri uçlar, keskin kenar ve köşeler, cıvata ve somunlar koronanın başladığı öncelikli yerlerdir.

Korona oluştuğunda bir aktif güç kaybı meydana gelir. Bu kayıp, kötü hava koşulları ile daha da artış gösterir ve sonuçta atlamalara, delinmelere dolayısıyla arızalara yol açabilir. Kabloların, transformatörlerin, kondansatörlerin, makinelerin iç yalıtımlarında da korona meydana gelebilir ve oluşan kısmi deşarj yoluyla zamanla bu kısımlarda atlama veya delinmeye, sonuçta arızaya neden olabilir.

Alternatif gerilimde, gerilim artışına bağlı olarak hat civarında elektrik alanın, havanın delinme dayanımına ($29,7 \text{ kV}_{\text{max}}/\text{cm}$ veya $29,7/\sqrt{2} = 22,2 \text{ kV}_{\text{ef}}/\text{cm}$) ulaşması ile havanın iyonize olduğu ve çarpma ile iyonlaşmanın başladığı noktaya gelinir. Bu noktadaki gerilim kritik korona gerilimi (U_o) olarak adlandırılır. Bu gerilimden sonra hat parça parça ışıklı hale gelir. Gerilim daha da artırılırsa bütün hat boyunca kırmızı mavi karışımı parlak bir ışık yayılır. Bu gerilime, görünür korona gerilimi (U_k) denir. Gerilim daha da artırılırsa hava hattı civarındaki iyonize bölgeler büyüyecek ve hatlar arasında delinmeye neden olacaktır. Bu durumda, geçen akım delinme akımı (I_d), gerilim ise delinme gerilimi (U_d) olur. Korona gerilimi hatların yarıçapına, hatlar arası açıklığa, hava koşullarına (sıcaklık, basınç) ve hatların pürüzlülüğüne bağlıdır.



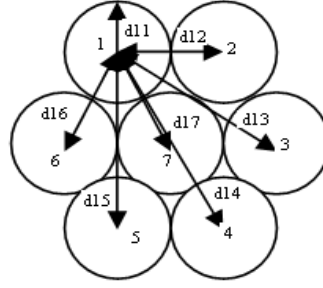
Şekil 2.2. Hat gerilimi ile hatlar arasında akan akımın değişimi

Demet iletkenli hatlar için korona, elektrik alan şiddeti, kapasite ve endüktans hesaplarında iletken yarıçapı olarak geometrik ortalama yarıçap (GMR), hatlar arası açıklık olarak geometrik ortalama açıklık (GMD) kullanılır. (GMR) değeri, tek telden oluşan dolu bir iletken için veya çok telden oluşan örgülü bir iletken veya çok sayıda iletkenlerden oluşan bir demet iletken için birbirinden farklıdır.

Her biri d yarıçapında çok sayıda telden oluşan örgülü bir iletken için (GMR);

$$GMR_{\text{örgülü}} = \sqrt[n^2]{(d_{11}d_{12}....d_{1n})(d_{21}d_{22}....d_{2n})....(d_{n1}d_{n2}....d_{nn})} \quad (2.19)$$

bağıntısıyla hesaplanır. Burada $d_{11}, d_{12}, ..., d_{nn}$ büyüklükleri örgülü iletkenin damarlarının eksenleri arasındaki uzaklıkları göstermektedir.

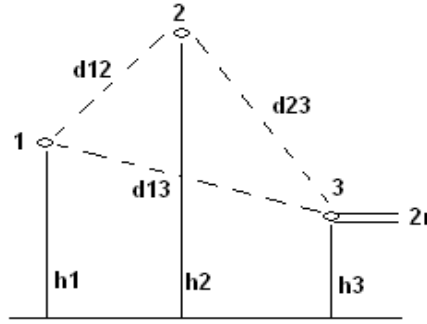


Şekil 2.3. Bir örgülü iletkende GMR hesabında kullanılan uzaklıklar

İletken yüzeyi üzerindeki E_r alan şiddetini hesaplamak için, 3 fazlı sistemin C_i işletme kapasitesinden hareket edilir. Şekil 2.4'te üç fazlı bir hattın kesiti şematik olarak gösterilmiştir. Üç faz iletkenin yere ortalama mesafesi,

$$h_{1,2,3} = H_{1,2,3} - 0,7.D \text{ (cm) dir.} \quad (2.20)$$

Burada $H_{1,2,3}$ kabloların askı noktalarının yükseklikleri ve D ise sehimdir.



Şekil 2.4. Üç fazlı hatlarda GMD hesabında kullanılan fazlar arası uzaklık

Geometrik ortalama değerlerin oluşumu;

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}}$$

$$h = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} \quad (2.21)$$

ve böylece boşa çalışan üç fazlı hattın işletme kapasitesi elde edilir.

$$C_i = \frac{55,5 \cdot 10^{-9}}{\ln \frac{2 \cdot h \cdot d}{r \cdot \sqrt{4h^2 + d^2}}} \text{ F/km} \quad (2.22)$$

Bu denklemde r iletken kesitinin yarıçapını göstermektedir. Bir iletken söz konusu olduğu zaman iletkenin içi dolu da olsa boş da olsa bu aynıdır. Buna karşılık çok yüksek gerilimli hatlarda gittikçe artan bir şekilde kullanılan demet iletkenlerle teçhiz edilen hatlarda da

işletme kapasitesi denklem (2.22) ile bulunmaktadır. Yalnız iletken yarıçapı r yerine eşdeğer bir r^1 yarıçapı konulması gerekir. Bu kapasite ve endüktans hesaplarında demet iletkeni temsil eden ve onunla aynı işletme kapasitesi değerine sahip olan tek iletken yarıçapıdır.

Hatlarda endüktans hesabı yapılırken iletken yarıçapı olarak, akıma ve bunun oluşturduğu manyetik alana bağlı olarak ortaya çıkan deri etkisi nedeniyle gerçek yarıçap değerinden farklı bir yarıçap kullanılır. Deri etkisi adı verilen olayda iletkenin akan alternatif akım, iletken kesitinin tamamına yayılmış olarak akmayıp iletken yüzeyine yakın bölümden akar. Bu yüzden endüktans hesaplarında akımın aktığı bölümün kesitine eşit dairenin yarıçapına karşı düşen yarıçap kullanılır. Buna göre tek telden oluşan dolu bir iletken için GMR,

$$GMR_{\text{tekel}} = r^1 = k.r \quad (2.23)$$

Burada, r iletkenin gerçek yarıçapı ve k bir katsayıdır.

Tablo 2.8. $r^1 = k.r$ için k katsayısı (çelik özlü alüminyum)

İletkendeki kat ve tel sayısı	$r^1 = k.r$ bağıntısındaki k katsayısı değeri
Tek katlı iletken	0,35 – 0,70
İki katlı ve 26 damarlı iletken	0,809
İki katlı ve 30 damarlı iletken	0,826
İki katlı ve 54 damarlı iletken	0,810

Endüktans hesaplarında, kapasite hesaplarından farklı olarak daha önce verilen (2.19) denkleminde, bu r^1 (GMR) değeri kullanılarak bir örgülü iletkenin veya demet iletkenin geometrik ortalama yarıçapı hesaplanır.

Tek iletkenlerin kullanıldığı hatlarda korona gerilimi üç fazlı hatta,

$$U_k = \sqrt{3} \cdot (21,2) \cdot m.r.\delta \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r.\delta}}\right) \cdot \ln\left(\frac{a}{r}\right) \quad (2.24)$$

denkleminde hesaplanır. Burada,

r : İletkenin yarıçapı (cm),

a : Hatlar arasındaki açıklık (cm),

δ : Bağıl hava yoğunluğu,

m : İletkenin pürüzlülük faktörüdür.

Korona oluşumu istenmeyen bir durumdur. Bu nedenle kritik korona geriliminin mümkün olduğu kadar büyük olması arzu edilir. Korona gerilimi denklemlerine bakıldığında, korona gerilimini büyütmenin en ekonomik yolunun, iletken yarıçapını büyütme olduğu anlaşılır. Ancak bu büyütmenin iletken kesitini arttırmadan yapılması uygun olur. Bu nedenle demet iletken kullanımı tercih edilir. Bilindiği gibi demet iletkenlerin kullanımı aynı zamanda hat karakteristik empedansının azalmasına ve hattın doğal gücünün de artmasına neden olur.

Korona, aktif güç kaybına neden olmaktadır. Bu ise hattın veriminin düşmesi anlamına gelmektedir. Korona kaybının hesaplanmasına ilişkin en çok kullanılan Peek ve Peterson formülleridir[31].

a) Peek Formülü ile Korona Kaybının Hesabı

Peek korona gerilimini,

$$U_k = U_o . m . \delta . \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r . \delta}}\right) \quad (2.25)$$

bağıntısı ile bulunur. Burada,

U_o : Çarpma ve iyonlaşmanın başladığı gerilim,

m : İletkenin pürüzlülük faktörü,

δ : Bağıl hava yoğunluğu,

r : İletkenin yarıçapı.

m , iletken yüzeyinin durumuna ve kesitinin şekline bağlı bir katsayıdır. Düz, yeni ve parlak iletken için değeri 1 iken, iletken yüzeyinin pürüzlülüğü arttıkça değeri 1'den küçük değerler alır ve bu değerler Tablo 2.9'da gösterilmiştir.

Tablo 2.9. İletken yüzeyine göre pürüzlülük faktörü

İletkenin Yüzey Durumu	Pürüzlülük Faktörü (m)
Parlatılmış iletken	1,0
Düz ve yeni iletken	0,98 – 0,93
Uzun süre hava etkisinde kalmış iletken	0,93 – 0,88
Örgülü eski iletken	0,88 – 0,87
Örgülü yeni iletken	0,87 – 0,81
İçi boş üstü düz (bakır) iletken	0,90

Bağıl hava yoğunluğu,

$$\delta = 0,386 \cdot \frac{P}{273+\theta} \quad (2.26)$$

olarak verilir. P hava basıncı (mmHg), θ ise hava sıcaklığıdır.

Peek formülünde korona kaybının oluşması için çarpma ile iyonlaşma geriliminin aşılması gerekmektedir. Korona kayıp gücünün korona radyasyon direnci olarak adlandırılan bir direnç üzerinde harcanan bir aktif güç olduğu düşünülür. Üç fazlı hat için korona kaybına ait Peek formülü,

$$\begin{aligned} P_k &= 3.P_{fk} \\ &= 3 \cdot \frac{(U_f - U_{fo})^2}{R_k} \\ &= 3 \cdot \frac{\left(\frac{U}{\sqrt{3}} - \frac{U_o}{\sqrt{3}}\right)^2}{R_k} \\ &= \frac{(U - U_o)^2}{R_k} \end{aligned} \quad (2.27)$$

olarak verilir. Burada, R_k korona radyasyon direnci olup,

$$R_k = \frac{\delta}{241} \cdot \frac{1}{f + 25} \cdot \sqrt{\frac{a}{r}} \cdot 10^5 \quad (2.28)$$

denklemleriyle tanımlanır. Bu denklemde,

U_f : Faz – Nötr gerilimi,

U_{fo} : Çarpma ile iyonlaşmanın başladığı faz – nötr gerilimi,

U : Fazlar arası gerilim,

P_k : Üç faza ait korona kaybı,

f : Frekans

Böylece üç fazlı hatlar için R_k 'nin açık ifadesi ile korona kaybı,

$$P_k = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{a}} \cdot (U - U_o)^2 \cdot 10^{-5} \quad (2.29)$$

olarak verilir. Hat boyunca oluşan toplam korona kayıp gücü ise, denklem (2.29) ile bulunan değerin hat uzunluğunun (km) çarpılmasıyla bulunur:

$$P_T = P_k \cdot l \quad (2.30)$$

b) Peterson Formülü ile Korona Kaybının Hesabı

Korona kaybına ait kullanışlı diğer bir formül ise Peterson tarafından verilmiştir. Bu formülde, iletken yüzeyi sıcaklığı ve U/U_0 'a bağlı olan F katsayısı da hesaba katılır. Peterson formülünde,

$$U_o = \sqrt{3.21, 1.m.} \delta^{2/3}.r.\ln(\frac{a}{r}) \quad (2.31)$$

eşitliğinden hesaplanır. Burada,

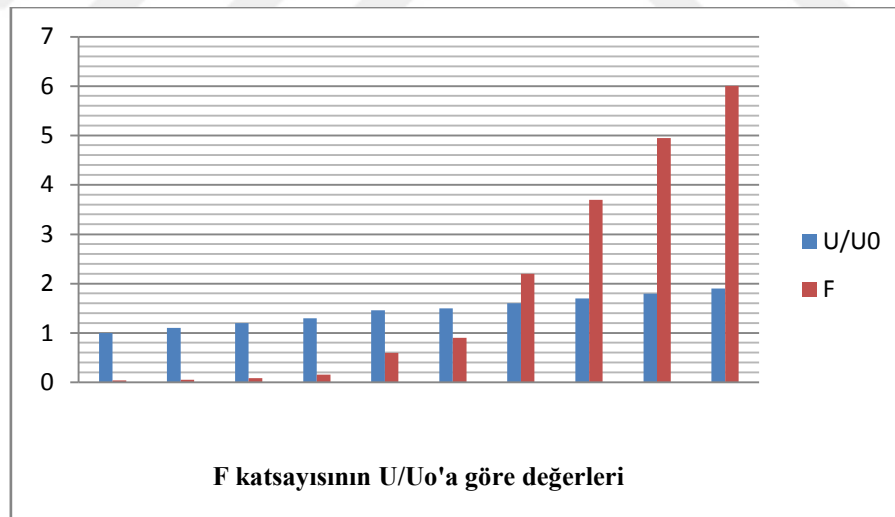
$$\delta = 0,386 \cdot \frac{p}{T}$$

P: Hava basıncını (mmHg),

T: İletken yüzeyi sıcaklığını ($^{\circ}\text{K}$), ifade etmektedir. Korona kayıp gücü,

$$P_k = F \cdot \frac{2,1 \cdot 10^{-5} \cdot f \cdot U^2}{(\ln \frac{a}{r})^2} \quad (2.32)$$

denklemleri ile gösterilir. Burada F , U/U_0 'a bağlı katsayı olup, değerleri Şekil 2.5'te grafik halinde verilmiştir.



Şekil 2.5. Peterson'a göre U/U_0 oranı için F katsayısı değerleri

İletkeni çevreleyen ortamın delinme alan şiddeti E_d , atmosferik şartlara göre geniş sınırlar içerisinde değişen bir büyüklüktür. Yuvarlak tellerden yapılmış kablolarda (kablo yarıçapı $r > 0,5\text{cm}$) 760 Torr ve 20^0C 'de aşağıdaki hesaplamalar yapılabilir.

Havanın delinme dayanımı, etkin değer olarak kuru havada;

$E_d = 18 \text{ kV/cm}$

yağmurlu havada ise;

$$E_d = (8,5-11,5) \text{ kV/cm}$$

alınabilir. Boşta çalışan bir hat gerilime göre 90° ileri fazda olan bir yük akımı çekeceğinden,

$$I_c = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot w \cdot C_i \text{ (A)} \quad (2.33)$$

Faz arası gerilimi gösteren U, burada volt olarak ve C_i ise F/km olarak yazılırsa, bu durumda iletken yüzeyindeki elektrik alan şiddeti;

$$E_r = \frac{18 \cdot 10^3}{w} \cdot \frac{I_c}{r} \text{ (kV/cm)} \quad (2.34)$$

I_c 'nin denklem (2.33)'teki değeri burada yerine yazılırsa,

$$E_r = 10,4 \cdot 10^3 \cdot \frac{U \cdot C_i}{r} \text{ (kV/cm)} \quad (2.35)$$

elde edilir. Bu denklemde görüldüğü gibi iletken yüzeyindeki alan şiddeti verilen bir gerilimde iletken yarıçapı ile ters orantılıdır, yani iletken kesitinin artırılması korona kayıplarını azaltır. Bir tek iletken bir km'lik uzunluk başına meydana gelen korona kayıpları (kW/km) hesabı için Mayr tarafından aşağıdaki denklem kullanılmaktadır[29].

$$P_{\text{korona}} = 4,44 \cdot 10^{-4} \cdot E_r \cdot (E_r - E_d) \cdot f \cdot r^2 \cdot \left(\ln \frac{\sqrt{2} \cdot 10^3 \cdot E_r}{f \cdot r} - 1 \right) \text{ (kW/km)} \quad (2.36)$$

Bu denklem kuru hava için geçerlidir ve bir iletkenin kaybını verir. Yağmurlu hava için eşitliğin sağ tarafındaki ifade $\sqrt{2}$ 'ye bölünür. Spesifik korona kayıpları kW/km belirli bütün gerilimler ve kesitler için bulunabilir.

Tablo 2.10 ve 2.11'de 220-110-60 kV'luk hatlar ve kullanılan kesitler için korona kaybı hesaplanarak bir arada gösterilmiştir. Bu hesaplamalarda havanın yağmur altındaki delinme alan şiddeti olarak 10 kV/cm'lik ortalama değer alınmıştır.

Tablo 2.10. 220 kV'luk hattın korona kayıpları (yağmurlu hava)[29]

İletken Kesiti	Korona Kaybı	
	U = 200 kV	U = 210 kV
Dolu iletken 340 mm ² St-Al	20,7	26,1
Demet iletken 2 x 185 mm ² St-Al	17,7	22,8
Demet iletken 2 x 240 mm ² St-Al	11,2	15,6

Tablo 2.10’da görüldüğü üzere, korona kayıpları işletme gerilimi ile çok hızlı artmakta ve demet iletkenlerin kullanılması bu kayıpların azaltılması için etkili bir yol olmaktadır.

Tablo 2.11’e göre, 60 kV’luk hatların korona kayıpları (yağmurlu havada) fazla yüksek değildir, bununla beraber tamamen ihmal edilmezler. 30 kV’luk hatlarda ise korona kayıpları çoğu zaman ihmal edilebilecek derecede küçüktür.

Tablo 2.11. 110 kV ve 60 kV’luk hatların korona kayıpları[29]

	İletken Kesiti	Korona Kaybı (kW / km)	
		Kuru hava	Yağmurlu hava
110 kV’luk hat	70 mm ² Cu veya Al	-	7,7
	95 mm ² Cu veya Al	-	5,6
	120 mm ² Cu veya Al	-	4,3
	150 mm ² St- Al	-	1,22
	180 mm ² St- Al	-	-
60 kV’luk hat	35 mm ² Cu veya Al	-	2,12
	50 mm ² Cu veya Al	-	0,9
	70 mm ² Cu veya Al	-	0,07
	95 mm ² Cu veya Al	-	-

Belirli bir zaman zarfında korona enerji kaybının bulunması hava şartlarına bağlıdır. Havanın delinme alan şiddeti (E_d) ve bununla birlikte korona kaybı (P_{korona}) devamlı olarak anlık hava durumuna bağlı olarak değişir[31].

2.3.1.5. Ölçü Transformatörleri, Ölçü Aletleri ve Sayaç Kayıpları

Bir şebekenin ölçme donanımlarındaki kayıpların şebekenin diğer kısımlarındaki kayıplara nazaran ihmal edilebileceği düşünülür. Fakat tamamen böyle değildir, çünkü bir şebekede devamlı gerilim altında bulunan çok sayıdaki sayaçlar, ölçü transformatörleri, ölçü aletleri vb. bir yıl süresince ihmal edilemeyecek derecede bir enerji kaybı meydana getirirler[29].

Bir şebeke gerilim altında bulunduğu müddetçe şebekede bulunan sayaçların gerilim bobinleri de yük bulunsun veya bulunmasın uyarılır. Şebeke geriliminin sabit kalması halinde sayaçların gerilim bobinlerinde sabit bir tüketim meydana gelir ve bu yükten bağımsız bir kayıptır. Sayaçların gerilim devresindeki güç kayıpları elektromekanik sayaçlarda (0,9-1,4) W arasında iken, elektronik sayaçlarda bu değer (1-2) W arasında

değişmektedir[32]. Sayaçların akım bobinlerindeki kayıplar, yükten bağımsız kayıplar değildir.

Gerilim ölçü transformatörleri yüksek gerilimleri ölçülebilir bir değere düşürmeye yararlar. Bunlar özellikleri itibarıyla boşta çalışan bir transformatör gibidir. Çünkü sekonder uçlarına bağlanan yükün direnci sekonder sargının direncine nazaran büyüktür. Bundan dolayı gerilim trafolarında sadece yükten bağımsız kayıplar önemlidir, yüke bağımlı kayıplar ise ihmal edilebilecek derecede küçüktür.

Tablo 2.12’de farklı anma gerilimlerine sahip gerilim transformatörleri için ölçme yoluyla bulunan yükten bağımsız kayıplar verilmiştir. Bunlardan kılavuz değerler olarak yararlanılır. Ayrıca gerilim transformatörlerine bağlanan cihazların ve ölçü aletlerinin gerilim bobinleri de yükten bağımsız kayıplar meydana getirirler.

Tablo 2.12. Gerilim ölçü transformatörlerin yükten bağımsız kayıp değerleri

a) Topraklı gerilim ölçü transformatörleri		
Nominal gerilim (kV)	Nominal gerilimde W olarak kayıplar	
	Bir ölçü Tr.’ü için	Üç fazlı takım
10/ $\sqrt{3}$	12	36
20/ $\sqrt{3}$	17	51
30/ $\sqrt{3}$	20	60
b) Bir fazlı gerilim ölçü transformatörleri		
Nominal gerilim (kV)	Bir ölçü Tr.’ü için	2 Wattmetre bağlantısındaki iki eleman için
10	18	36
20	25	50
30	30	60

Akım ölçü transformatörü, büyük akımları ölçebilmek amacı ile küçülten bir transformatördür. Akım transformatörünün sekonder uçlarına bağlanan direnç değeri trafo sargı direnci yanında küçüktür, böylece akım transformatörü pratik olarak kısa devre edilmiş olur. Bu sebeple akım transformatörünün zaten tüketiminin büyük kısmını, bakır kayıpları denilen yüke bağlı kayıplar oluşturur. Yüksüz durumda akım transformatörlerinde oluşan kayıp, yükten bağımsız kayıplar içindeki payı çok küçüktür. Bu değer çeşitli tip akım transformatörleri için farklı olmakla birlikte, genel olarak akım transformatörü başına 0,5 W’ın altındadır[29].

2.3.2. Yüke Bağlı Kayıplar

Bir elektrik şebekesi yüklendiğinde, yükten bağımsız olan kayıplardan başka, yüke bağımlı olan kayıplarda meydana gelir. Bunlar tamamen yük akımı tarafından meydana getirilen ve ani değeri akımın o andaki değerine bağlı olan kayıplardır. Bunlar akım şiddetinin karesi ile orantılı olarak değişirler ve hatlarda, transformatörlerde ve akım transformatörlerine bağlı olan ölçü cihazlarının akım bobinlerinde omik kayıp (ısı kaybı) olarak ortaya çıkar. Şebeke elemanlarının yükleri gün içerisinde önemli değişiklikler gösterdiğinden, belirli bir süre boyunca yüke bağlı enerji kayıplarının hesaplanması kolay değildir.

Yüke bağlı kayıpların hesaplanması kapsamlı bir konudur ve bu tez çalışmasının en önemli kısmını oluşturmaktadır. Bu bağlamda ilgili hesaplamalar bir sonraki bölümde daha ayrıntılı bir şekilde ele alınmıştır.

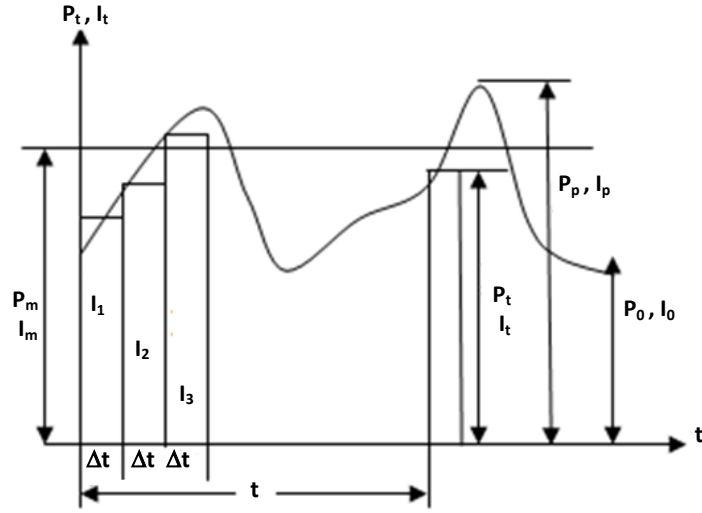
3. ŞEBEKE KAYIPLARININ HESAPLANMASI

3.1. Genel Kavramlar

Elektrik enerjisi üretiminde sıklıkla kullanılan fosil kaynakların miktar olarak iyice azalması, sektörü enerji üretim, iletim, tüketim, yönetim ve maliyetlendirilmesi konularında yeni arayışlara zorlamaktadır. Bunlardan biriside üretilen elektrik enerjisinin tüketicilere ulaştırılırken en az kayıp ve maliyetle yapılmasını amaçlayan optimal güç akışıdır. Bu konunun temelinde hatlardaki tüm kayıpların hesaplanması ya da bilinmesi gerekmektedir. Bu bağlamda konu ile ilgili yüklenme faktörü ve kayıp yük faktörü olmak üzere iki temel kavram mevcuttur. Bu kavramlar yapılan tüm teorik ve pratik çalışmalarda kullanılmaktadır. Bu nedenle önce bu iki kavram hakkında detaylı bilgi verilecektir.

3.1.1. Yüklenme Faktörü

Sabit gerilimde tüketiciye verilen güç her an hattın geçen işletme akımı ile orantılıdır. Yüke bağlı kayıpların hesabı için bir başlangıç olmak üzere Şekil 3.1’de yük eğrisini genişliği dt ve yüksekliği I_t olan sonsuz küçüklikte kısmi bölümlere ayrılır. Bu kısmi bölümlerin yüksekliklerine göre büyükten küçüğe doğru sıralanması sonucu oluşan yük eğrisi yerine devamlı olarak düşen bir grafik elde edilir. Buna tertiplenmiş yük eğrisi adı verilir. Hattın sonunda bulunan bir wattmetre ile ölçülerek elde edilen ve Şekil 3.1’de gösterilen $P_t = f(t)$ yük eğrisi, taşınan gücün zamana bağlı değişimini gösteren eğridir. Bu eğri, aynı zamanda akımın zamana göre değişimi $I_t = f(t)$ için de bir ölçüm olacaktır. Yani akım da güçle aynı oranda değişir.



Şekil 3.1. Alternatif akıma göre $P_t=f(t)$ ve $I_t=f(t)$ yük eğrisi

Görünür güçten yararlanarak bir fazlı hat için akım,

$$I_t = \frac{S_t \cdot 10^3}{U} \text{ (A)} \quad (3.1)$$

ve güç de,

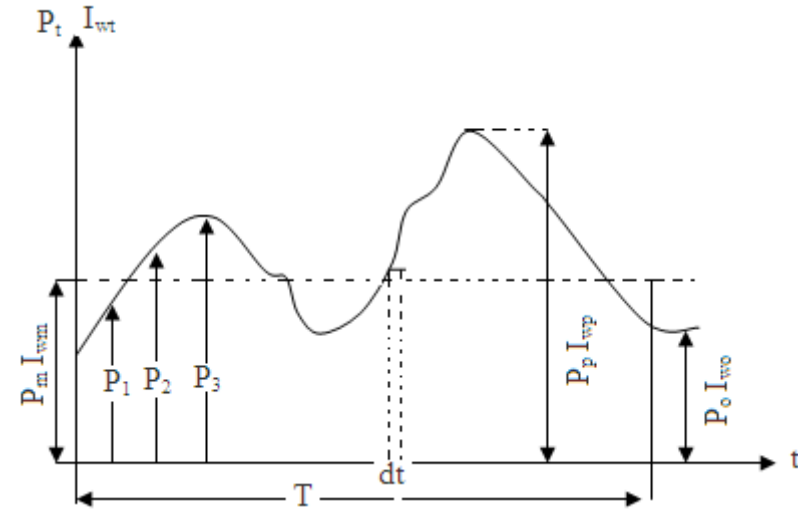
$$P_t = S_t \cdot \cos \phi_t \text{ (kW)} \quad (3.2)$$

şeklinde ifade edilir.

$$I_{wt} = \frac{P_t \cdot 10^3}{U} = I_t \cdot \cos \phi_t \quad (3.3)$$

Yük eğrisinin bir T zaman bölümüne ait kısmı Şekil 3.2’de gösterildiği gibidir. Gerilimin sabit kabul edilmesi halinde tüketiciye verilen aktif güç P_t ’nin ani değeri, aynı andaki aktif akım I_{wt} ile orantılıdır. Bu sebeple Şekil 3.2 aynı zamanda aktif akımın zamana göre değişimini de gösterir.

$$I_{wt} = f(t)$$



Şekil 3.2. Aktif yükün yüklenme eğrisi $P_t = f(t)$ ve $I_{wt} = f(t)$

T zamanı sonunda tüketiciye verilen aktif enerjiyi hat sonunda bulunan wattmetre ile ölçülen W değeri, $P_t = f(t)$ aktif yük eğrisinin T zaman süresine denk gelen kısmının apsis eksenini ile oluştuğu alan için bir ölçek oluşturur.

$$W = \int_{t=0}^{t=T} P_t \cdot dt = P_o \cdot T \quad (\text{kWh}) \quad (3.4)$$

Bu denklemde P_o , T zamanı süresince taşınan aktif gücün ortalama değeridir. Bu aşağıdaki şekilde ifade edilir;

$$P_o = \frac{W}{T} \quad (3.5)$$

Gerilimin sabit olması halinde ortalama aktif akımla, I_{wt} orantılı olan ortalama aktif güç, Şekil 3.2’de hat nokta şeklinde gösterilen yatay bir çizgi ile işaretlenmiştir.

Alternatif akımla çalışan hat için de ortalama gücün (P_o), maksimum güce (P_p) oranı olarak ifade edilir. Burada sadece yükün aktif bileşenleri ile elde edilen LF oranına, aktif yükün yüklenme faktörü adı verilir. Bu değer;

$$LF = \frac{P_o}{P_p} = \frac{P_o \cdot T}{P_p \cdot T} = \frac{W}{P_p \cdot T} = \frac{T \text{ zaman zarfındaki toplam enerji}}{\text{Aktif güç puvantı} \cdot \text{Zaman}} \quad (3.6)$$

olarak gösterilir. Aktif yüklenme faktörünü tespit etmek için böylece, eğer incelenen hatta maksimum göstergeli bir sayaç mevcutsa, aynı zamanda W değeri ve aktif güç puvantı da okunabilir. Aktif güç P ve aktif akım I_w ’nin orantılı olmaları dolayısıyla aktif yüklenme faktörünü aktif akımla ifade edilmesi;

$$LF = \frac{I_{wo}}{I_{wp}} = \frac{\text{Ortalama Aktif Akım}}{\text{Aktif Akımın Puant Değeri}} \quad (3.7)$$

şeklinde olur. Benzer ifade olarak en küçük ve en büyük aktif güçlerin oranını oluşturan en küçük aktif yükün yüklenme derecesi elde edilir.

$$LF_0 = \frac{I_{wmin}}{I_{wp}} = \frac{P_{min}}{P_p} \quad (3.8)$$

3.1.2. Kayıp Yük Faktörü

Şekil 3.2 ve $P_t = f(t)$ denkleminde yararlanarak kayıp integrali oluşturulur. I_{wt} ; t anındaki aktif akım ise, bir sonsuz küçük dt zaman aralığında meydana gelen enerji kaybı;

$$dW = R \cdot I_{wt}^2 \cdot dt \quad (3.9)$$

olur. Burada R gidiş dönüş hatlarının direncidir. T zaman süresi için integrali oluşturan bu zaman zarfında akımın aktif bileşeni tarafından hatta meydana gelen enerji kaybı,

$$W = R \cdot \int_{t=0}^{t=T} I_{wt}^2 \cdot dt \quad (\text{Wh}) \quad (3.10)$$

olarak elde edilir. Aktif gücün bu şekilde elde edilen yıllık tertiplenmiş yük eğrisini, zaman ve yükün mutlak değerleri yerine bu büyüklüklerin relatif değerleri ile ifade edilmesi sonucu $y=f(x)$ şeklinde gerçek yıllık tertiplenmiş yük eğrisini elde edilir. Bu eğrilerin apsisi ve ordinatı,

$$X = \frac{t}{T} \text{ ve } y = \frac{P_t}{P_p} = \frac{I_{wt}}{I_{wp}} \quad (3.11)$$

şeklinde olur.

Denklem (3.10)'da oluşturulan kayıp integrali, sadece yüke bağlı enerji kaybının Wh olarak ölçülen aktif bileşenini gösterir. Toplam işletme akımına denk gelen enerji kaybını göstermez.

Ordinat y için denklem (3.11)'e göre $y = f(x)$ fonksiyonu x ve y için (3.11) nolu denklem geçerlidir. $t = x.T$ ifadesi t'nin x'e göre diferansiyeli alınırsa

$$\frac{dt}{dx} = T \text{ denkleminde } dt = T \cdot dx \text{ elde edilir.} \quad (3.12)$$

Ordinat y için denklem (3.11)'e göre,

$$y = \frac{I_{wt}}{I_{wp}}, \quad I_{wt} = y \cdot I_{wp}, \quad I_{wt}^2 = y^2 \cdot I_{wp}^2 \quad (3.13)$$

geçerlidir. (3.12) ve (3.13) nolu denklemler enerji kayıp integrali olan denklem (3.10)'da yerine koyulursa, işletme akımının aktif bileşeninin sebep olduğu enerji kaybı,

$$W_{kw} = I_{wp}^2 \cdot R \cdot T \int_{x=0}^{x=1} y^2 dx \quad (3.14)$$

elde edilir. (3.14) nolu denkleminde integral değeri LLF ile gösterilirse,

$$LLF = \int_{x=0}^{x=1} y^2 dx \quad (3.15)$$

şeklinde yazılır. Bu LLF değeri, aktif gücün enerji kayıp faktörü olarak adlandırılır. Böylece bir fazlı hat akımının oluşturacağı enerji kaybı,

$$W_{kw} = I_{wp}^2 \cdot R \cdot T \cdot LLF \cdot 10^{-3} \text{ (kWh)} \quad (3.16)$$

olarak bulunur. Yani bir T zamanı boyunca işletme akımının aktif bileşeninin meydana getirdiği enerji kaybı için, aktif akım puvantının oluşturduğu bakır kaybı ($I_{wp}^2 \cdot R$), T süresi ve aktif enerji kayıp yük faktörü LLF ile çarpılır. Denklem (3.16)'dan aktif enerji kayıp yük faktörü;

$$LLF = \frac{W_{kw}}{I_{wp}^2 \cdot R \cdot T} = \frac{R \cdot \int_0^T I_{wt}^2 dt}{I_{wp}^2 \cdot R \cdot T} = \frac{\text{Aktif Akımın Enerji Kaybı}}{\text{Aktif Akım Puvantının kaybı} \cdot T} \quad (3.17)$$

olarak elde edilir. İşletme geriliminin U sabit kabul edilmesi halinde, aktif enerji kayıp yük faktörü LLF aktif akım yerine aktif güç ile de ifade edilir. (3.17) nolu denklemde pay ve paydayı U^2 ile çarpar ve R ile kısaltılırsa, LLF için şu denklem elde edilir;

$$LLF = \frac{\int_0^T P_t^2 dt}{P_p^2 \cdot T} \quad (3.18)$$

Bu durumda, verilen aktif yüklenme faktörü LF için aktif tertiplenmiş yük eğrisinin extrem şekilleri esas alındığına göre aktif enerji kayıp yük faktörü LLF'nin hangi sınır değerlerini alacağı ortaya çıkar.

$$LLF_{\max} = LF \quad (3.19)$$

$$LLF_{\min} = LF^2 \quad (3.20)$$

Aktif yük eğrisinin pratik şebeke işletmesinde meydana gelen şekillerinde, LLF değeri denklem (3.19) ve (3.20)'de verilen sınır değerleri arasında değişir.

$$LF^2 \leq LLF \leq LF \quad (3.21)$$

Burada LLF'yi bulmak için tamamen benzer bir yoldan gidilebilir ve değeri şu şekilde hesaplanabilir[29].

$$LLF = \int_{x=0}^{x=1} y^2 .dx$$

Burada y değişkeni farklı araştırmacılar tarafından farklı amprik formüllerle verilmektedir. Bu formüller sonraki bölümlerde ele alınacaktır.

3.2. Dengeli Yüklenen Şebekelerde Kayıp Hesapları

Çok sayıda transformatör, hat vb. nin ayrı ayrı inceleneyeceği şebekelerdeki ve uygun ölçü aletlerinin eksikliği dolayısıyla yüklenme faktörünün bile yaklaşık olarak tahmin edilebildiği ve en küçük yüklenme derecesi LF_0 'ın çoğunlukla hiç bulunmadığı yani hesaplanamadığı birçok şebeke kısımlarındaki kayıp analizlerinde tabii yaklaşık bir hesaplama yetinilir ve LLF'nin bulunması için yalnız LF'nin yeterli olduğu bir denklem kullanılmalıdır. LLF'nin yaklaşık olarak bulunması birçok araştırmacı tarafından incelenmiştir. Bununla ilgili bilgiler bir sonraki bölümde detaylı olarak ele alınacaktır.

3.2.1. Akımın Aktif Bileşenine Göre Kayıp Hesapları

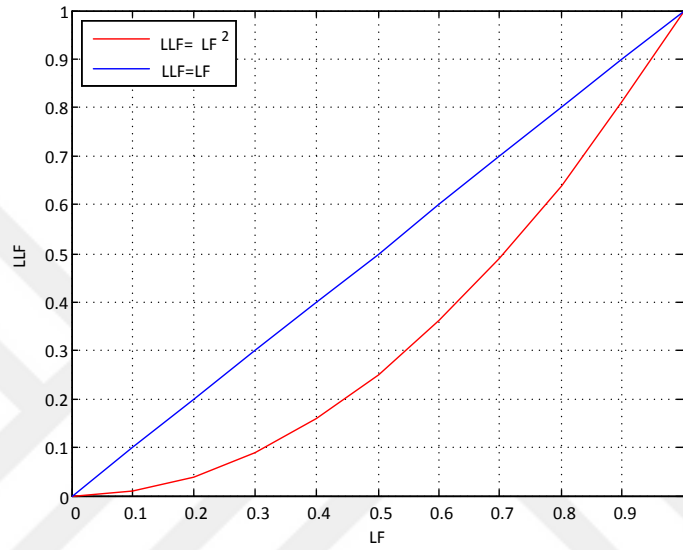
3.2.1.1. Wolf Yaklaşımı

Wolf[33], farklı yıllara ait çeşitli cinsten yük kategorilerine giren şebeke işletmelerinin eğrilerini ele almıştır. Bu şekilde incelenen her yük eğrisi için bulunan LLF değerleri ve buna ait olan LF değerlerine bağlı olarak bir koordinat sistemine taşımıştır.

Bu şekilde elde edilen nokta demetinin ağırlık merkezini alarak Şekil 3.3'te görüldüğü gibi yeterli bir hassasiyetle LF ve LLF arasındaki bağıntıyı veren bir eğri çizmiştir. Wolf tarafından yapılan incelemelerin gösterdiğine göre bu eğri günlük, aylık veya yıllık yük

eğrilerinin esas alınması halinde tamamen bağımsız olarak daima aynı $LLF=f(LF)$ eğrisi elde edilebilir.

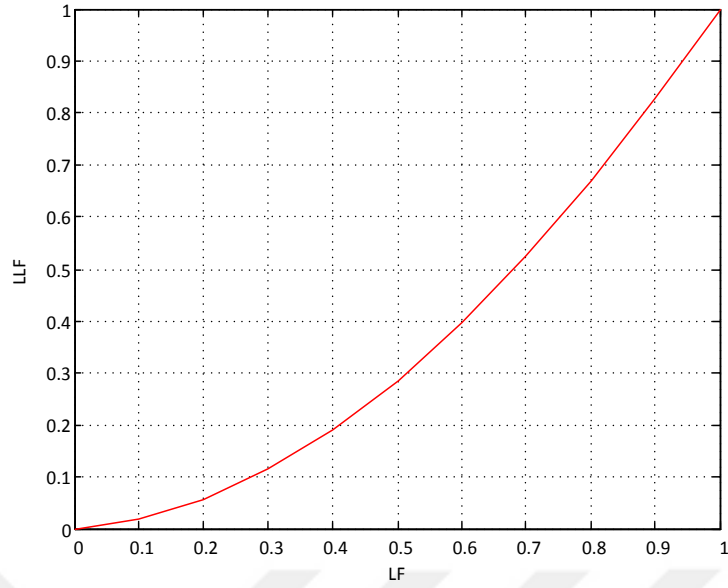
Bu sebeple incelemelerin çeşitli cinsten yük eğrileri ve çok geniş bir zamana yayılmış olması sebebiyle Wolf'un önerdiği aktif kayıp faktörünün gösterimi genel kabul görmüştür. Pratik kayıp hesaplamalarında verilen LF için LLF faktörünün tespiti gerekir. Wolf'un $LLF=f(LF)$ şeklindeki eğrisi en çok kabul gören şekillerinden biridir.



Şekil 3.3. Wolf'a göre LF ile LLF arasındaki ilişki

Bu amprik değerlendirmeye göre bulunan eğri için Wolf tarafından Newton metoduna göre aşağıdaki denklem gösterilmiştir.

$$LLF = 0,083 LF + 1,036 LF^2 - 0,12 LF^3 \quad (3.22)$$



Şekil 3.4. Wolf'a göre LLF'ye bağlı olarak LF'nin değişimi

3.2.1.2. Soschinski Yaklaşımı

Langrehr tarafından verilen denkleme eşdeğerdir, çünkü onun temelinde de aynı kabul vardır.

a) $LF_o = LF^2$ denklemine denk gelen bu kabul ile denklem aşağıdaki şekle dönüşür.

$$LLF = LF - \frac{(1-LF)(LF - LF^4)}{1 + LF - 2LF^2}$$

$$LLF = \frac{LF^2(2 + LF^2)}{1 + 2LF} \quad (3.23)$$

görüldüğü üzere, Junge tarafından geliştirilen denklemden başka bir şey olmayan bir ifade elde edilir.

b) $LF_o = LF$ durumu, yalnız yük sabit ise yani $P = f(t)$ yük eğrisi yatay bir doğru ise mümkündür. Bu şart (3.23) nolu denkleme uygulanırsa aktif enerji kayıp yük faktörü,

$$LLF = LF - \frac{(1-LF)(LF - LF^2)}{1 + LF - 2LF}$$

$$LLF = LF^2$$

olur. LF ve LF_o 'ın verilen değerlerinde LLF'nin LF ve LF_o 'a bağlılığını açıkça gösterir, LF'nin sabit kalması halinde, LF_o değeri ne kadar küçük olursa LLF değeri o kadar büyük olur. Bu LLF değeri, $LF-LF_o$ farkı ile artar, yani fark arttıkça büyür.

Yukarıda görüldüğü üzere LLF'nin (3.23) nolu denkleminin hesabı için, sembolik yıllık tertiplenmiş yük eğrisinin Soschinski tarafından geliştirilen denklemi esas alınır. Sembolik yıllık tertiplenmiş yük eğrisi gerçek tertiplenmiş yük eğrisinin kısmen üstten, kısmen alttan keser ve pratik bakımından oldukça iyi bir şekilde gerçek tertiplenmiş yük eğrisi yerine kullanılabilir. Soschinski denklemi ile ifade edilen sürekli değişen eğri gerçek yıllık tertiplenmiş yük eğrisinin karakteristik değişiminin tamamen bir kopyası değildir. Bu sebeple LLF için Soschinski tarafından çıkarılan (3.23) nolu denklem de sadece yaklaşık bir çözümdür[34].

3.2.1.3. Junge Yaklaşımı

H. Junge[35], tarafından oluşturulan denklemde LLF, LF'nin fonksiyonu olarak ifade edilir. Aktif yüklenme faktörünün bilinmesi halinde basit bir şekilde aktif enerji kayıp yük faktörünün tespitini mümkün kılar. Fakat LLF'yi, matematiksel bir işlem yapılmaksızın verildiği düşünülen yük eğrisinin $P_t = f(t)$ amprik olarak değerlendirilmesi suretiyle doğrudan bulma imkanı da verir. Planimetre ile aktif yük eğrisinin (Şekil 3.2'de) T zamanına ait olan bölümünün alanı tespit edilir. Bu alan bilindiği üzere T zamanı zarfında hattan tüketiciye taşınan faydalı enerji W için bir ölçektir. Puvant yük P_p , doğrudan doğruya yük eğrisinden alınabilir ve (3.6) nolu denkleme göre T zamanı süresine ait olan LF hesaplanabilir.

Yük eğrisinden (Şekil 3.2) P_1, P_2, P_3 vs. ordinatlarının karelerini almak ve onların mesafelerini mümkün oldukça küçük seçmek suretiyle karesel eğriyi $P_t^2 = f(t)$ oluşturmak zor değildir. Karesel eğrinin apsis eksenini ile teşkil ettiği yüzeyin T zaman süresine ait olan bölümün yüzeyi planimetre ile bulunur ve bunu $T \cdot P_p^2$ çarpımına bölünürse elde edilen denklem (3.18)'e göre LLF'den başka bir şey değildir.

$$LLF = \frac{\int_0^T P_t^2 \cdot dt}{P_p^2 \cdot T}$$

3.2.1.4. N. Mungkung Yaklaşımı

N. Mungkung[27], yaklaşımında hat bileşenlerinin kayıpları ayrı ayrı yapıldığı için araştırmacılar tarafından daha çok kabul görür. Yaklaşımın bileşen bazında hesap yapması bir avantaj olsa da bunun hesaplama zorluğu önemli bir dezavantaj olarak ortaya çıkmaktadır.

Transformatör kayıpları yüklü ve yüksüz olmak üzere iki durum için incelenir.

a) Transformatörün sekonderinden herhangi bir akım çekilmediği durum yüksüz durumu ifade eder. Boşta çalışma durumunda primer sargılarında $I^2.R$ (bakır kayıpları) ve çekirdeğinde ise fuko ve histeresiz (demir çekirdek kayıpları) kayıplar meydana gelir. Bu kayıplar sabit gerilimde sabit değerdedir. Değişik gerilim ve güç değerlerine sahip transformatörlere ait Tablo 2.2 ve Tablo 2.3 incelendiğinde bu değerlerin çoğu zaman ihmal edilebilecek kadar küçük olduğu görülecektir.

b) Yüklü durum kayıpları, yük altındayken transformatör bobininde meydana gelen kayıplardır. Bu kayıplara boşta çalışma kayıpları da dahildir.

Güç Transformatör Kayıpları = Sargı Kayıpları + Yüksüz Kayıplar

olarak ifade edilir. Mungkung ve arkadaşlarının yaptığı çalışmalar sonucu verilen amprik denkleme göre sargı kayıpları şu şekilde hesaplanır:

$$S_{\text{argı Kayıpları}} = \left(\frac{MVA_{\text{peak}}}{MVA_{\text{rated}}} \right)^2 \cdot \text{Yük Kayıpları} \cdot \text{Kayıp Faktörü}$$

Burada kayıp yük faktörü,

$$LLF = 0,2 LF + 0,8LF^2 \quad (3.24)$$

eşitliğinden elde edilir. İletim hattı kayıpları için öncelikle yüklenme faktörü tanımlanır:

Yüklenme Faktörü (LF) = Ortalama Yük (kW_o) / Puvant Yük (kW_p)

Mungkung ve arkadaşlarının yaptığı çalışmalar sonucu verilen amprik denkleme göre enerji kayıp yük faktörü,

$$LLF = 0,33 LF + 0,67 LF^2 \quad (3.25)$$

şeklinde hesaplanır. Son olarak da kayıp yük faktörü yardımıyla iletim hattı kayıpları aşağıdaki gibi bulunur:

$$\text{İletim hattı kayıpları (kWh)} = \text{Kayıp Yük Faktörü} \cdot \text{İletim kayıpları} \cdot \text{Zaman} \quad (3.26)$$

3.2.1.5. P. Sarange Yaklaşımı

P. Sarange ve arkadaşı[36], tarafından geliştirilen amprik hesaplamalar yardımıyla yüklenme faktörü ile kayıp yük faktörü arasında bir k katsayısı oluşturulmuştur. Bu k katsayısı,

$$k = \frac{LLF - LF^2}{LF - LF^2} \quad (3.27)$$

Bu durumda kayıp yük faktörü LLF,

$$LLF = k \cdot LF + (1-k) \cdot LF^2 \quad (3.28)$$

şeklinde hesaplanır.

3.2.1.6. V. A. Kulkarni Yaklaşımı

V.A.Kulkarni ve arkadaşları[37], tarafından geliştirilen kayıp yük faktörü hesaplanmasında bir zaman zarfı boyunca minimum güç ile maksimum güç arasındaki ilişkiyi kullanarak bir K katsayısına ulaşılmıştır. Yükleme faktörü ve kayıp yük faktörü değerleri bu K katsayısına bağlı olarak şu şekilde hesaplanır.

$$K = \frac{kVA_{\min}}{kVA_{\max}}$$

$$LF = \frac{kVA_{\text{ort}}}{kVA_{\max}} \quad (3.29)$$

$$LLF = LF^2 + (0,273) \cdot (LF-K)^2 \quad (3.30)$$

şeklinde hesaplanır.

3.2.1.7. Diğer Yaklaşımlar

W. Weingartner tarafından Wolf'un bulduğu eğriye yaklaşık gelen ve (3.22) nolu deklemin yerine kullanılacak olan üssel fonksiyon şu şekilde verilmiştir.

$$LLF = LF^{1,792} \quad (3.31)$$

Aktif enerji kayıp yük faktörü için diğer matematiksel denklemler aşağıdaki araştırmacılar tarafından geliştirilmiştir.

Trager'e göre,

$$LLF = 0,12 - 0,24 LF + 1,12 LF^2 \quad (3.32)$$

Wichmann'e göre,

$$LLF = 0,078 - 0,022 LF + 0,943 LF^2 \quad (3.33)$$

Buller ve Woodrow'e göre,

$$LLF = 0,3 LF + 0,7 LF^2 \quad (3.34)$$

Jansen'e göre,

$$LLF = \frac{LF + LF^2}{2} \quad (3.35)$$

Solling'e göre,

$$LLF = LF^2 + (LF - LF_o)^{2,6} \quad (3.36)$$

amprik yoldan yukarıdaki denklemler yaklaşık olarak bulunmuştur[29].

3.2.1.8. Geliştirilen Amprik Denklemler

Literatürde araştırmacılar tarafından kullanılan amprik denklemlerden faydalanarak geliştirilen 2. dereceden CK-2 denklemi ile 3.dereceden CK-3 denklemine ait kayıp yük faktörlerini ifade eden amprik denklemler şu şekildedir. Bu amprik denklemlerde kullanılan k katsayısı;

$$k = \frac{I_{min}}{I_{max}}$$

olarak hesaplanır. CK-2 amprik denklemi,

$$LLF = (1 - k^2) (LF^2 + k.LF^2) \quad (3.37)$$

CK-3 ise,

$$LLF = LF^2 + k.LF^3 \quad (3.38)$$

olarak geliştirilmiştir.

3.2.2. Görünür Akıma Göre Kayıp Hesapları

İşletme akımının aktif bileşeni tarafından meydana getirilen W_{kw} ifadesi şu şekilde yazılır.

$$W_{kw} = R \cdot \int_{t=0}^{t=T} I_{wt}^2 \cdot dt = I_{wp}^2 \cdot R \cdot T \cdot LLF \quad (3.39)$$

Fakat işletme akımının aktif bileşeni tarafından meydana getirilen bu W_{kw} kaybı üzerine, reaktif bileşen I_{dwt} tarafından W_{kdW} enerji kaybı da meydana gelir. Bu sonucun

matematiksel ifadesi tabii kayıp integral denklemine tamamen benzer bir şekilde yazılır, yalnız bir farkla ki burada akımın aktif bileşeni yerine reaktif bileşeni konar.

$$W_{kdW} = R. \int_{t=0}^{t=T} I_{dWt}^2 .dt \quad (3.40)$$

elde edilir. T zamanı zarfında ısı kaybı olarak meydana getirilen toplam yüke bağlı enerji kaybı W_k , akımın aktif ve reaktif bileşenlerinin meydana getirdikleri kayıpların toplamına eşittir.

$$W_k = W_{kW} + W_{kdW} = R. \int_{t=0}^{t=T} I_{Wt}^2 .dt + R. \int_{t=0}^{t=T} I_{dWt}^2 .dt = R. \int_{t=0}^{t=T} (I_{Wt}^2 + I_{dWt}^2) .dt \quad (3.41)$$

Fakat bilindiği üzere $I_t^2 = I_{Wt}^2 + I_{dWt}^2$ dir, yani işletme akımının karesine eşittir. Bu (3.41) nolu denklemde yerine yazılırsa, toplam yüke bağlı enerji kaybı için,

$$W_k = R. \int_{t=0}^{t=T} I_t^2 .dt \quad (3.42)$$

elde edilir. Tam işletme akımının meydana getirdiği yüke bağlı enerji kaybı da önceden bilinen kayıp integrali şeklindedir, (3.39) nolu denklemden farklı olarak bu halde ifade tam işletme akımı I_t olur. (3.42) nolu denklemin $I_p^2.T$ ile çarpıp aynı ifadeye bölünürse değeri değişmez. Burada I_p , işletme akımının puvant anındaki efektif değerini göstermektedir. Bu durumda,

$$W_k = R. \frac{I_p^2.T}{I_p^2.T} . \int_{t=0}^{t=T} I_t^2 .dt = R.I_p^2.T. \frac{1}{T} . \int_{t=0}^{t=T} \left(\frac{I_t}{I_p} \right)^2 .dt \quad (3.43)$$

$$LLF_{\varphi} = \frac{1}{T} . \int_{t=0}^{t=T} \left(\frac{I_t}{I_p} \right)^2 .dt \quad (3.44)$$

elde edilir. LLF_{φ} değerine görünen gücün enerji kayıp faktörü adı verilir.

$$P_{kp} = R.I_p^2 \quad (3.45)$$

ifadesi ile çarpımı puvant anında bakır kaybından başka bir şey değildir. (3.43), (3.44) ve (3.45) nolu denklemler dikkate alındığında nihayet yüke bağlı enerji kaybı için aşağıdaki denklem elde edilir.

$$W_k = R.I_p^2.T.LLF_{\varphi} = P_{kp}.T.LLF_{\varphi} \quad (3.46)$$

Alternatif akım geçen bir hatta bir T zamanı zarfında meydana gelen yüke bağlı enerji kaybı W_k 'yı, puvant akımının bakır kaybı $I_p^2.R$, T zamanı ve görünen enerji kayıp yük faktörünün çarpılması ile edilir. (3.46) nolu denklemden LLF_ϕ ifadesi,

$$LLF_\phi = \frac{W_k}{R.I_p^2.T} \quad (3.47)$$

elde edilir. Üç fazlı yükün simetrik olması halinde toplam yüke bağlı kayıp, üç iletkendeki kayıpların toplamı kadardır. Üç fazlı bir hatta, T zamanlık bir süre zarfında meydana gelen yüke bağlı enerji kaybı için,

$$W_k = 3.I_p^2.R.T.LLF_\phi \quad (3.48)$$

olur. Burada R bir iletkenin direncidir, ve $R = r.L'$ dir.

(3.48) nolu denklem yardımıyla üç fazlı bir hattaki yüke bağlı enerji kaybı bulmak istenilirse, bu durumda faz direncinden başka işletme akımının puvant değeri I_p ve görünen enerji kayıp yük faktörü LLF_ϕ 'yi bilmemiz gerekir. Eğer, aktif güç puvantı anındaki güç faktörünü $\cos\phi_p$ biliniyor kabul edilirse, bu durumda P_p 'den T zamanı zarfında meydana gelen işletme akımının maksimum değeri I_p bulunur.

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3}.U.\cos\phi_p} \quad (3.49)$$

(3.48) nolu denkleme göre yüke bağlı enerji kaybının hesabı için görünen enerji kayıp yük faktörü LLF_ϕ 'nin bilinmesi gerekir. Bundan dolayı çeşitli araştırmacılar LLF_ϕ , LLF ve LF büyüklükleri arasında matematiksel bir bağıntı bulmayı ve bu suretle bilinmeyen görünen enerji kayıp yük faktörü LLF_ϕ 'yi bilinen LF , LLF büyüklüklerinden bulmaya çalışmışlardır.

LLF_ϕ 'ye ait (3.44) nolu denklemi biraz açarsak ve bu amaçla önce işletme akımının ani efektif değerini, onun aktif bileşeni I_{wt} ve buna ait güç faktörü $\cos\phi_t$ cinsinden ifade edilirse,

$$I_t = \frac{I_{wp}}{\cos\phi_p} \quad (3.50)$$

$$I_p = \frac{I_{wp}}{\cos\phi_p} \quad (3.51)$$

şeklinde olur. Bu iki denklemde $\cos\varphi_t$ ve $\cos\varphi_p$ t anındaki ve aktif güç puvantı anındaki güç faktörlerini gösterir. (3.44) nolu denklemde I_t ve I_p yerine (3.50) ve (3.51) denklemleri yazılırsa, bu durumda LLF_φ ,

$$LLF_\varphi = \frac{1}{T} \cdot \int_{t=0}^{t=T} \left(\frac{I_{wt}}{\cos\varphi_t} \right)^2 \cdot \left(\frac{\cos\varphi_p}{I_{wp}} \right)^2 dt = \frac{1}{T} \cdot \cos^2\varphi_p \cdot \int_{t=0}^{t=T} \left(\frac{I_{wt}}{I_{wp}} \right)^2 \cdot \left(\frac{1}{\cos\varphi_t} \right)^2 dt \quad (3.52)$$

elde edilir.

$$\frac{I_{wt}}{I_{wp}} = \frac{P_t}{P_p} = y$$

dir. Burada yazılan denkleme göre y değeri, sembolik aktif tertiplenmiş yük eğrisinin $x = t/T$ apsisine karşılık gelen ordinat değerinden başka bir şey değildir.

$$dt = T \cdot dx$$

olduğu dikkate alınır, bu durumda (3.52) nolu denklem

$$LLF_\varphi = \cos^2\varphi_p \cdot \int_{x=0}^{x=1} \left(\frac{y}{\cos\varphi_t} \right)^2 dx \quad (3.53)$$

şekline dönüşür. Güç faktörü $\cos\varphi_t$ 'nin ani değeri tanjant cinsinden ifade edilirse, aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\frac{1}{\cos^2\varphi_t} = \frac{\sin^2\varphi_t + \cos^2\varphi_t}{\cos^2\varphi_t} = \frac{\cos^2\varphi_t}{\cos^2\varphi_t} + \frac{\sin^2\varphi_t}{\cos^2\varphi_t} = 1 + \tan^2\varphi_t \quad (3.54)$$

(3.50) nolu denklem dikkate alınarak nihayet LLF_φ 'i değeri,

$$LLF_\varphi = \cos^2\varphi_p \cdot \int_{x=0}^{x=1} y^2 (1 + \tan^2\varphi_t) dx$$

$$LLF_\varphi = \cos^2\varphi_p \cdot \left[\int_{x=0}^{x=1} y^2 dx + \int_{x=0}^{x=1} y^2 \tan^2\varphi_t dx \right] \quad (3.55)$$

elde edilir[29].

3.3. Örnek Hesaplamalar

Aşağıda verilen 3 örnekte aktif ve görünür kayıp yük faktörü ele alınmış olup,

- 1.örnekte hat kayıplarını, hattın sonuna yerleştirilen aktif sayaçtan okunan değer ile aktif güç puvant değerinden yararlanarak,
 - 2.örnekte transformatöre ait kayıpların hesaplanmasında aktif güç puvant değeri, puvant akım, ortalama akım ve minimum akım değerlerinden yararlanarak,
 - 3.örnekte ise hattın başına yerleştirilen ölçü aletleri yardımıyla elde edilen puvant akım, ortalama akım ve minimum akım değerleri ile sayaçtan okunan enerji değerinden faydalanarak
- nasıl hesaplanacağı gösterilmektedir.

Örnek 1:

154/33 kV'luk bir trafo merkezini besleyen 90 km uzunluğunda 477 MCM iletkenli 154 kV'luk bir hatta, hattın sonunda bulunan elektrik sayacından okunan enerji değeri $W=98.000.000$ kWh ve aktif güç puvantı $P_p=35.000$ kW, puvant anındaki $\cos\phi_p=0,9$ olarak bilindiğine göre, bir yıl ($T=8760$ h) boyunca akım kayıpları sonucunda meydana gelen enerji kaybı miktarı hesaplanacaktır:

1 km için 477 MCM iletkenin direnci, $r=0,1194$ Ω /km olarak alınır. Bu durumda 90 km uzunluğundaki hattın toplam direnç değeri,

$$R = r \times L = 0,1194 \times 90 = 10,75 \Omega \text{ olur.}$$

Puvant güç ve 154 kV'luk işletme gerilimi yardımıyla puvant akım değeri,

$$I_p = \frac{P_p \times 10^3}{\sqrt{3} \times U \times \cos\phi_p} = \frac{35000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 154 \times 10^3 \times 0,9} = 145,8 \text{ A}$$

olarak hesaplanır.

Bu durumda aktif yüklenme faktörü,

$$LF = \frac{W}{P_p \times T} = \frac{98000000}{35000 \times 8760} = 0,32$$

LF değeri LLF ve LLF_ϕ değerlerinin bulunmasında önemli bir faktördür. Hesaplanan LF değerini kullanarak farklı yöntemler yardımıyla farklı LLF ve LLF_ϕ değerleri hesaplanabilir:

1. Yöntem: Wolf metoduna göre enerji kayıp değeri,

$$LLF = 0,083 \cdot LF + 1,036 \cdot LF^2 - 0,12 \cdot LF^3$$

$$LLF = 0,083 \cdot 0,32 + 1,036 \cdot (0,32)^2 - 0,12 \cdot (0,32)^3$$

$$LLF = 0,13$$

olarak bulunur. $\cos\phi_p = 0,9$ değeri için, Holmgreen – Rung denklemine göre görünen enerji kayıp yük faktörü LLF_ϕ ,

$$LLF_\phi = \cos^2\phi_p \cdot LLF + \sin^2\phi_p \cdot LF = (0,9)^2 \cdot (0,13) + (0,44)^2 \cdot (0,32) = 0,17$$

olur. Bu durumda bir yıl boyunca iletken kayıplarının sebep olduğu enerji kaybı W_k 'nın hesabı için gerekli olan bütün değerler elde edilmiş olur. Bunlar denklemde yerine yazılırsa aşağıdaki sonuç elde edilir.

$$W_k = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot T \cdot LLF_\phi \cdot 10^{-3}$$

$$W_k = 3 \cdot (145,8)^2 \cdot (10,75) \cdot (8760) \cdot (0,17) \cdot 10^{-3} = 1.020.934 \text{ kWh}$$

$$W = 98.000.000 \text{ kWh}$$

Hat başından gönderilen enerji değeri $W + W_k = 99.020.934 \text{ kWh}$ 'tir.

Böylece % olarak iletken kayıpları,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W+W_k} = \frac{1020934}{99020934} = 1,03$$

2. Yöntem: LLF aynı zamanda en küçük yüklenme derecesi LF_0 'a da bağlıdır. Bu bağıntı Soschinski tarafından verilen denkleme göre,

$$LLF = LF - \frac{(1-LF)(LF-LF_0^2)}{1+LF-2LF_0}$$

Bu denklemde 1.metotta verilenlere göre LLF değeri için, farklı LF_0 değerleri alternatif olarak alınır.

a) $LF_0 = 0$ kabulü için Langrehr denklemine göre,

$$LLF = \frac{2LF^2}{1+LF} = \frac{2 \cdot (0,32)^2}{1+(0,32)} = 0,16$$

olur. Holmgreen – Rung'a göre görünen enerji kayıp yük faktörü LLF_ϕ değeri,

$$LLF_\phi = (0,9)^2 \cdot (0,16) + (0,44)^2 \cdot (0,32) = 0,19$$

elde edilir. Bu durumda incelenen 154 kV'luk hattımız da yılda meydana gelen yüke bağlı enerji kaybı değeri,

$$W_k = 3 \cdot (145,8)^2 \cdot (10,75) \cdot (8760) \cdot (0,19) \cdot 10^{-3} = 1.141.044 \text{ kWh}$$

$$W = 98.000.000 \text{ kWh}$$

Hat başında verilen enerjiye göre enerji kaybı yüzde olarak,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W+W_k} = \frac{1141044}{99141044} = 1,15$$

olur.

b) $LF_o = LF^2 = 0,102$ olması durumunda Junge'nin denklemi,

$$LLF = \frac{LF^2 (2 + LF^2)}{1 + 2LF} = \frac{(0,32)^2 [2 + (0,32)^2]}{1 + 2 \cdot (0,32)} = 0,13$$

olur. Bu durumda LLF_ϕ ,

$$LLF_\phi = (0,9)^2 \cdot (0,13) + (0,44)^2 \cdot (0,32) = 0,17$$

elde edilir. Bu LLF_ϕ değeri için bir yılda meydana gelen yüke bağlı enerji kaybı,

$$W_k = 3 \cdot (145,8)^2 \cdot (10,75) \cdot (8760) \cdot (0,17) \cdot 10^{-3} = 1.020.934 \text{ kWh}$$

$$W = 98.000.000 \text{ kWh}$$

$$W + W_k = 99.020.934 \text{ kWh olur.}$$

Bu durumda iletken kayıplarının meydana getirdiği enerji kaybı yüzde değeri,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W+W_k} = \frac{1020934}{99020934} = 1,03$$

olarak hesaplanır.

3. Yöntem: İkinci metottan farklı olarak ortalama güç faktörünün $\cos\phi_o=0,8$ olarak biliniyor olması. Bu durumda C Tröger sabiti,

$$C = \frac{\frac{\tan \phi_o}{\tan \phi_p} - 1}{\frac{1}{LF} - 1} = \frac{\frac{0,75}{0,48} - 1}{\frac{1}{0,32} - 1} = 0,26$$

hesaplanır. Görünen enerji kayıp faktörü LLF_ϕ değeri,

$$LLF_\phi = LLF + \sin^2\phi_p \cdot (C^2 - 2C) \cdot LLF + \sin^2\phi_p \cdot (2C - 2C^2) \cdot LF + C^2 \cdot \sin^2\phi_p$$

$$LLF_\phi = 0,13 + (0,44)^2 \cdot (0,26^2 - 2 \cdot 0,26) \cdot 0,13 + (0,44) \cdot (2 \cdot 0,26 - (0,26)^2) \cdot 0,32 + (0,26)^2 \cdot (0,44)^2$$

$$LLF_\phi = 0,16$$

olur. 154 kV'luk hatta meydana gelen yüke bağlı enerji kaybı,

$$W_k = 3 \cdot (145,8)^2 \cdot (10,75) \cdot 8760 \cdot 0,16 \cdot 10^{-3} = 960.879 \text{ kWh}$$

$$W = 98.000.000 \text{ kWh}$$

$$W + W_k = 98.960.879 \text{ kWh olur.}$$

Bu durumda iletken kayıplarının meydana getirdiği enerji kaybının yüzdelik değeri,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W+W_k} = \frac{960879}{98960879} = 0,98$$

4. Yöntem: Langrehr'e göre LLF_ϕ 'nin hesabı için yalnız LF 'nin bilinmesi yeterlidir. Bu durumda,

$$LLF_\phi = LF_w^{1,5} = 0,32^{1,5} = 0,18$$

elde edilir. Yüke bağlı enerji kaybı,

$$W_k = 3.(145,8)^2.(10,75).8760.0,18.10^{-3} = 1.080.989 \text{ kWh}$$

$$W = 98.000.000 \text{ kWh}$$

$$W + W_k = 99.080.989 \text{ kWh}$$

olur. Bu durumda iletken kayıplarının meydana getirdiği enerji kaybı yüzde değeri,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W+W_k} = \frac{1080989}{99080989} = 1,09$$

Örnek 2:

Hattın başına yerleştirilen ölçü aletleri yardımıyla hatta ait ölçümler yapılarak bir yıl boyunca iletilen elektrik enerjisi $W=175.500.000 \text{ kWh}$ olarak okunmuştur. Ampermetre yardımıyla bir yıl boyunca ölçülen değerler sonucunda puvant akımı $I_p = 225 \text{ A}$, ortalama akım değeri $I_o = 140 \text{ A}$ ve minimum akım $I_{\min} = 85 \text{ A}$ olarak tespit edilmiştir.

Hat uzunluğu 100 km olan 477 MCM iletkenlerle yapılmış 154 kV 'luk bir hat bir yıl boyunca (8760 h) işletmede kalmıştır. Bir yıl boyunca hatta oluşan enerji kaybının hesabı:

Hesaplamalara, yükten bağımsız kayıp türleri içerisinde yer alan korona kaybı ve izolatör kayıpları da eklenecektir. 154 kV 'luk hat için izolatör kaybı 2000 kWh/yıl olarak yaklaşık alınabilir. 100 km hat için izolatör kaybının neden olduğu enerji kaybı,

$$W_{ki} = 2000 .100 = 200000 \text{ kWh/yıl}$$

olarak hesaplanır.

154 kV'luk hat için korona kaybını hesaplariken korona kaybı yağmurlu havaya göre 1,22 kW/km'dir. 100 km uzunluğundaki 477 MCM hattın korona nedeniyle ortaya çıkardığı enerji kaybı değeri,

$$W_{kk} = 1,22 \cdot 560 \cdot 100 = 68320 \text{ kWh/yıl olur.}$$

154 kV'luk hatta meydana gelen izolatör ve korona kayıplarının oluşturduğu boştaki enerji kayıp değeri,

$$W_{bk} = W_{ki} + W_{kk} = 200000 + 68320 = 268320 \text{ kWh'tir.}$$

Hattımıza ait yüke bağlı kayıplar şu şekilde hesaplanır.

477 MCM iletkeninden oluşan 1 km'lik hattın direnci 0,1194 Ω /km'dir. 100 km uzunluğundaki hattın direnç değeri,

$$R = 0,1194 \cdot 100 = 11,94 \Omega$$

Ortalama akım ve puvant akım değerlerine göre yüklenme faktörü ve en küçük yüklenme faktörü değeri,

$$LF = \frac{I_o}{I_p} = \frac{140}{225} = 0,62$$

$$LF_o = \frac{I_{min}}{I_p} = \frac{85}{225} = 0,37$$

olarak hesaplanır.

Solling tarafından verilen denkleme göre görünen kayıp yük faktörü,

$$LLF_\phi = LF^2 + (LF - LF_o)^{2,6} = (0,62)^2 + (0,62 - 0,37)^{2,6} = 0,44$$

olarak elde edilir.

Buna göre yüke bağlı enerji kaybı,

$$W_k = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot T \cdot LLF_\phi \cdot 10^{-3}$$

$$W_k = 3 \cdot (225)^2 \cdot 11,94 \cdot 8760 \cdot 0,44 \cdot 10^{-3} = 6989520 \text{ kWh}$$

Yıl boyunca meydana gelen toplam enerji kaybı,

$$W_k = W_{ki} + W_k + W_{bk} = 7257840 \text{ kWh}$$

Enerji kaybının yüzde olarak değeri,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W} \cdot 100 = \frac{7257840}{225500000} \cdot 100 = 3,22$$

olur.

Örnek 3:

Bir transformatör şu karakteristik değerlere sahip olsun:

Anma gücü (S_n) = 2.5 MVA,

Dönüştürme oranı = 33/0.4 kV,

Demir kayıpları (P_{Fe}) = 3,8 kW,

Bakır kayıpları (P_{Cu}) = 26,5 kW

Transformatöre ait kayıpların hesaplanmasında iki ayrı yoldan gidilerek hesaplamalar yapılacaktır. Birinci yol olarak puvant güç değeri baz alınarak, ikinci yol olarak da puvant akım, ortalama akım ve minimum akım değerlerinden faydalanılarak enerji kayıp değerleri ile transformatör verimi hesaplanmıştır.

1.Yol: Transformatörün sekonder tarafından bulunan elektrik sayacından bir yıl (8760 h) boyunca tüketiciye verilen enerji değeri $W = 10.500.000$ kWh, aktif güç puvantı $P_p = 2500$ kW ve aktif güç puvantı anındaki güç faktörü $\cos\phi_p = 0,9$ olarak ölçülmüştür. Bu durumda transformatörde meydana gelen enerji kayıp miktarı hesabı için önce aktif yüklenme faktörü hesaplanır.

$$LF = \frac{W}{P_p \cdot T} = \frac{10500000}{2500 \cdot 8760} = 0,48$$

En çok kullanılan metotların başından gelen Wolf'a göre aktif yük kayıp faktörü,

$$LLF = 0,083 \cdot LF + 1,036 \cdot LF^2 - 0,12 \cdot LF^3$$

$$LLF = 0,083 \cdot (0,48) + 1,036 \cdot (0,48)^2 - 0,12 \cdot (0,48)^3$$

$$LLF = 0,27$$

Holmgreen-Rung denklemine göre görünen kayıp yük faktörü,

$$LLF_\phi = \cos^2\phi_p \cdot LLF + \sin^2\phi_p \cdot LF = 0,9^2 \cdot 0,27 + 0,44^2 \cdot 0,48 = 0,31$$

Bu durumda görünen güç puvantı,

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi_p} = \frac{2500}{0,9} = 2778 \text{ kVA}$$

Puvant anındaki bakır kaybı,

$$P_{PCu} = P_{Cu} \cdot \left(\frac{S_p}{S_n}\right)^2 = 26,5 \cdot \left(\frac{2778}{2500}\right)^2 = 32,72 \text{ kW}$$

Transformatörün bakır ve demir kaybından dolayı meydana gelen enerji kaybı,

$$W_{Cu} = P_{Cu} \cdot T \cdot LLF_\varphi = (32,72) \cdot 8760 \cdot 0,31 = 88.854 \text{ kWh}$$

$$W_{Fe} = P_{Fe} \cdot T = (3,8) \cdot 8760 = 33.288 \text{ kWh}$$

Toplam enerji kaybı,

$$W_k = 122.142 \text{ kWh}$$

olur. Transformatörden verilen enerji W ile toplam enerji kaybı olan W_k toplanırsa,

$$W + W_k = 10.622.142 \text{ kWh olur.}$$

Bu durumda yüzde olarak enerji kaybı,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W + W_k} \cdot 100 = \frac{122142}{10622142} \cdot 100 = 1,15$$

olur. Transformatörün yıllık enerji verimi,

$$\% \eta = 100 - 1,15 = 98,85$$

olarak hesaplanır.

2.Yol: 33 kV'luk tarafa yerleştirilen ampermetre yardımıyla ölçülen hat akımının karakteristik değerleri sırasıyla puvant akımı $I_p = 53 \text{ A}$, ortalama akım değeri $I_o = 28 \text{ A}$ ve minimum akım değeri $I_{\min} = 12 \text{ A}$ olarak okunmuştur. Ayrıca yüksek gerilim tarafından iletilen enerji değeri $W = 10.000.000 \text{ kWh}$ olarak ölçülmüş olsun. Bu durumda transformatörün kayıp enerji değerinin bulunabilmesi için öncelikle yüklenme faktörü hesaplanır:

$$LF = \frac{I_o}{I_p} = \frac{28}{53} = 0,53$$

$$LF_o = \frac{I_{\min}}{I_p} = \frac{12}{53} = 0,23$$

Socshinski denkleminde faydalanarak LLF_φ değeri,

$$LF - \frac{(1-LF).(LF-LF_o^2)}{1+LF-2LF_o} = 0,53 - \frac{(1-0,53)(0,53-0,23^2)}{1+0,53-2.0,23} = 0,32$$

bulunur. Puvant akım değeri anındaki bakır kaybı,

$$P_{PCu} = P_{Cu} \cdot \left(\frac{I_p}{I_n}\right)^2 = 26,5 \cdot \left(\frac{53}{43,74}\right)^2 = 38,91 \text{ kW}$$

olur. Transformatörün bakır ve demir kayıpları,

$$W_{Cu} = P_{PCu} \cdot T \cdot LLF_{\phi} = (38,91) \cdot 8760 \cdot 0,32 = 109.072 \text{ kWh}$$

$$W_{Fe} = P_{Fe} \cdot T = 3,8 \cdot 8760 = 33.288 \text{ kWh}$$

Toplam enerji kaybı

$$W_k = 142.360 \text{ kWh}$$

olur. Transformatörde tüketilen enerji kaybının transformatöre iletilen enerjiye oranı,

$$\%W_k = \frac{W_k}{W} \cdot 100 = \frac{142360}{10000000} \cdot 100 = 1,42$$

olur. Bu durumda transformatörün yıllık enerji verimi,

$$\eta = 100 - 1,42 = 98,58$$

olarak hesaplanır.

3.4. Dengesiz Yüklenen Şebekelerde Kayıp Hesapları

3.4.1. Simetrik Bileşenler Cinsinden Güç İfadesi

Enerji sisteminde güç akışı uygulamaları, enerji sisteminin dengeli yüklendiği varsayılarak yapılmaktadır. Enerji sisteminin sürekli olarak dengesiz yüklenmesi halinde dengeli yük akışı için yapılan kabuller, şebeke modelleri, güç bağıntıları ve çözüm teknikleri artık geçerli olmayacaktır. Bu tip şebekelerde yük akışları da farklı olacaktır. Dengesizliklerde dengeli yüklenmelerden farklı bir güç dağılımı bulunmasının yanı sıra, koruma (toprak) iletkeni ile direklerin topraklama dirençlerinde oluşan joule kayıpları da etkilidir. Dengesiz yüklenme neticesinde oluşan ek kayıpların analizinde şu varsayımlar göz önünde tutulmalıdır.

- Sistemdeki beslenme gerilimleri daima dengelidir. Bir başka deyişle gerilim asimetrisi ihmal edilebilir düzeydedir,
- Toprağın kendi direnci dikkate alınmıştır,
- Tüm kaçak kapasiteler ihmal edilmektedir.

Dengesiz yüklenmeler günün belirli saatlerinde farklı değerler almaktadır. Bir enerji sisteminde R,S,T fazlarına ilişkin gerilim matrisi $[\underline{V}]$ ve akım matrisi $[\underline{I}]$ olmak üzere sistemin görünür gücü,

$$[\underline{S}] = [\underline{V}] \cdot [\underline{I}]^* = [\underline{V}_R \cdot \underline{V}_S \cdot \underline{V}_T] \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_R^* \\ \underline{I}_S^* \\ \underline{I}_T^* \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

olarak ifade edilir. Bu ifade simetrik bileşenler cinsinden ifade edilirse,

$$[\underline{S}] = 3[\underline{V}_1 \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{V}_0] \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1^* \\ \underline{I}_2^* \\ \underline{I}_0^* \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

$$= [3 \cdot \underline{V}_1 \cdot \underline{I}_1^* + 3 \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{I}_2^* + 3 \cdot \underline{V}_0 \cdot \underline{I}_0^*]$$

yazılır. Burada 0,1,2 indisleri doğru, ters ve sıfır bileşenleri göstermektedir[38].

3.4.2. Dengesiz Yüklenen Şebekeden Çekilen Bileşke Güç

Dengesiz yüklenen bir enerji sisteminde ortaya çıkan güçlerin farklı açısal frekanslara sahip olduğu görülmüştür. Açısal frekansları birbirinden farklı olan sinüsoidal fonksiyonların toplamının efektif değeri, her fonksiyonun efektif değerinin karelerinin toplamının kareköküne eşittir. Bu durumda şebekeden çekilen bileşke güç;

$$S_{top} = \sqrt{S_{11t}^2 + S_{12t}^2 + S_{10t}^2} \quad (3.58)$$

$$S_{top} = S_{yük} \sqrt{1 + \alpha i^2 + \beta i^2} \quad (3.59)$$

olur. $S_{yük}$, yükün üç faz toplam görünen gücüdür.

Enerji sisteminde herhangi bir noktada, faz akımlarının fazör toplamı

$$3 I_0 = I_R + I_S + I_T \quad (3.60)$$

akımına artık akımı adı verilir. Bu akımın toprağa geçişi söz konusu değildir. Fazlardan I_0 sıfır bileşen akım akamaz ve dolayısıyla $\beta_i = I_0 / I_{1\text{kat}}$ sayısı sıfır bileşeni değerini alır. Artık akımın topraktan geçiş yolu bulduğu şebekelerde toprak yolunda oluşan kayıplarında dikkate alınması gerekmektedir. Örneğin havai hatlardaki iki direk arasındaki koruma iletkenleri, direklerin topraklama dirençleri, dağıtım postalarının topraklama empedansları toprak yolunu oluşturan başlıca elemanlardır. Toprak yoluna ilişkin güç, toprak yolu elemanlarında kayıp olarak harcanan güce karşılık düşecektir. $S_{0\delta}$ ile gösterilecek olan toprak yolu gücü, artık akım dolayısıyla I_0 sıfır bileşen akımına bağlıdır. Ayrıca Z_{ty} , toprak yolu empedansına da bağlı olarak

$$S_{0\delta} = f(I_0, Z_{ty}) \quad (3.61)$$

şeklinde ifade edilebilir. S_{1ot} sıfır bileşen gücü ile $S_{0\delta}$ toprak yolu gücü arasında,

$$S_{0\delta} = \delta S_{1ot} \quad (3.62)$$

denklemi kurulabilir. Burada δ , pozitif gerçel bir sayıdır. (3.58) ve (3.59) denklemlerine toprak yolu gücünün eklenmesiyle,

$$\begin{aligned} S_{top} &= \sqrt{S_{11t}^2 + S_{12t}^2 + S_{10t}^2 + S_{0\delta}^2} \\ &= S_{yük} \sqrt{1 + \alpha i^2 + \beta i^2 (1 + \delta^2)} \end{aligned} \quad (3.63)$$

bulunur[39].

3.4.3. Dengesiz Yüklenmenin Hat Kayıplarına Etkisi

(3.59) nolu denklemde görüldüğü gibi, dengesiz yüklenme nedeniyle şebekeden çekilen toplam görünen güçte bir artış olmakta ve toprak yolu kayıplarında da dikkate alınması gerekmektedir. Dolayısıyla dengesiz yüklenme halinde ek bir güç harcanmaktadır. R hattının faz başına omik direnci olmak üzere, fiziksel sistemin joule kayıpları P_k ,

$$[P_k] = [I] [R] [I] \quad (3.64)$$

yazılır. Burada $[I]$, faz akımlarının efektif değerini içeren matris ve $[R]$ hattın direnç matrisidir. Bu denklem açık olarak yazılırsa,

$$[P_k] = [I_R \ I_S \ I_T] \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

$$=[R I_R^2 + R I_S^2 + R I_T^2] \quad (3.66)$$

elde edilir. Simetrik bileşenler cinsinden sistemin joule kayıpları P_{ks} ,

$$[P_{ks}] = 3 [I_1 \ I_2 \ I_0] \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_0 \end{bmatrix} \\ = [R I_1^2 + R I_2^2 + R I_0^2] \quad (3.67)$$

şeklinde yazılır.

Toprak yolunda artık akım tarafından oluşturulan kayıp güç $P_{0\delta}$, gerek fiziksel sistemde gerekse simetrik bileşenler sisteminde fazlar da oluşan joule kayıplarına eklenmelidir. Dengesiz yüklenme nedeniyle yükün yıldız noktasında sıfırdan farklı değer alan $3I_0$ artık akımı, toprağa geçiş olanağı bulunduğunda, bu noktadan itibaren şebekenin nötrü üzerindeki toprak dönüş yolu boyunca joule kayıplarını oluşturur. $P_{0\delta}$ ile gösterilecek olan bu toprak kayıpları,

$$P_{0\delta} = \sum_{j=1}^n (3I_0)^2 \cdot \text{Re}\{Z_{tyj}\} \\ = \sum_{j=1}^n (3I_0)^2 R_{tyj} \quad (3.68)$$

şeklinde ifade edilir. Burada toprak yolunun değişik yapıda n parçada oluştuğu ve her parça üzerinde $3I_0$ akımının τ_j katının aktığı kabul edilmektedir. Z_{tyj} ise, toprak yolunun j parçasının empedansıdır. Dengeli yüklenmeden ortaya çıkan joule kayıplarının bağıl değeri,

$$P_k = \frac{3 R I_1^2}{P_{yük}} [\%] \quad (3.69)$$

Dengesiz yüklenme için,

$$P_k = \frac{P_k' + P_{0\delta}}{P_{yük}} = \frac{3 R (I_1^2 + I_2^2 + I_0^2)}{P_{yük}} [\%] \quad (3.70)$$

olur. Dengesiz yüklenmeden dolayı oluşan ek joule kayıplarının bağıl değeri ise,

$$\Delta P_k = P_k' - P_k [\%] \quad (3.71)$$

şeklinde ifade edilir.

Simetrik bileşenler dönüşümü altında gücün sabitliği koşulu joule kayıpları içinde gerçekleşmek zorundadır. Fakat nötrü yalıtılmış şebekelerde kayıp gücün sabitliği gerçekleşemez. Sıfır bileşen akımının sistemde olup olmaması akımın doğru ve ters bileşen değerlerini değiştirmez. Simetrik bileşenler dönüşümü altında joule kayıpları için güç sabitliği koşulu sağlanabilmesi için, artık akımı olmayan sistemin I_2 ters bileşen akımının ξ gibi bir pozitif gerçel bir katsayı ile çarpılması gerekir. Bu durumda elde edilen eşitlik aşağıdaki gibi olur[38].

$$R [I_R^2 + I_S^2 + I_T^2] = 3R [I_1^2 + (\xi I_2)^2] \quad (3.72)$$

4. ŞEBEKE KAYIPLARINI HESAPLAMA UYGULAMALARI

Bu tez kapsamında, kayıpların hesaplanmasına ilişkin uygulama çalışmaları üç ana başlık altında ele alınmıştır. Bunlardan ilkinde hesaplama yapılacak hatlara ait bilgiler verilmiştir. İkinci başlıkta hesaplamaları yapılan hatların kayıp güç değerleri hesaplanmış ve son kısımda ise bu hesaplamalara ait sonuçlar değerlendirilmiştir.

4.1. Uygulama-1: Kablo Hattı ve Trafo Kayıpları Hesabı

4.1.1. Çalışma Bilgileri

Kayıp hesaplama çalışması iki aşamalı olarak ele alınmış olup, bunlardan birincisi hat akımları yardımıyla hat kayıplarının hesaplaması, diğeri ise transformatör akımları yardımıyla transformatör kayıplarının hesaplamasıdır. Hat akımları için 3 fider hattı ile 3 trafonun akımları ele alınmış olup, bunlardan F1, F2 ve F3 fiderlerine ait akımlar Pande Sarange'nin[36] yaptığı çalışmadan alınmıştır. Veriler, 24 saat zaman dilimi içerisinde birer saat aralığa karşılık gelecek şekilde Tablo 4.1 hat akımlarına ve Tablo 4.2 ise transformatör akımlarına dönüştürülmüştür.

Tablo 4.1. Fiderlere ilişkin akım bilgileri

Fider No	1	2	3
Kablo Kesiti	120mm ² (XLPE)	240 mm ² (XLPE)	300 mm ² (XLPE)
Süre (Saat)	Akım (A)	Akım (A)	Akım (A)
1	103,00	176,00	135,00
2	91,00	157,00	115,00
3	85,00	138,00	117,00
4	85,00	136,00	117,00
5	85,00	138,00	117,00
6	85,00	137,00	97,00
7	85,00	157,00	118,00
8	90,00	176,00	116,00
9	105,00	217,00	157,00
10	157,00	261,00	216,00
11	169,00	280,00	247,00
12	167,00	280,00	247,00
13	168,00	264,00	254,00
14	167,00	223,00	252,00

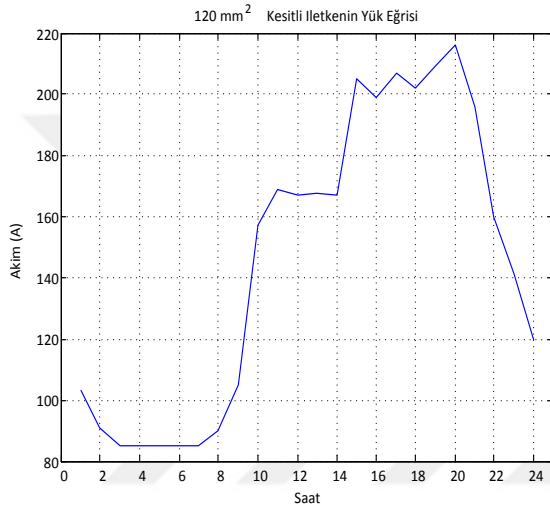
15	205,00	243,00	252,00
16	199,00	263,00	252,00
17	207,00	263,00	233,00
18	202,00	246,00	215,00
19	209,00	287,00	183,00
20	216,00	287,00	167,00
21	196,00	246,00	149,00
22	160,00	227,00	147,00
23	141,00	187,00	147,00
24	120,00	187,00	147,00

Tablo 4.2. Trafoları aıt akım bilgileri

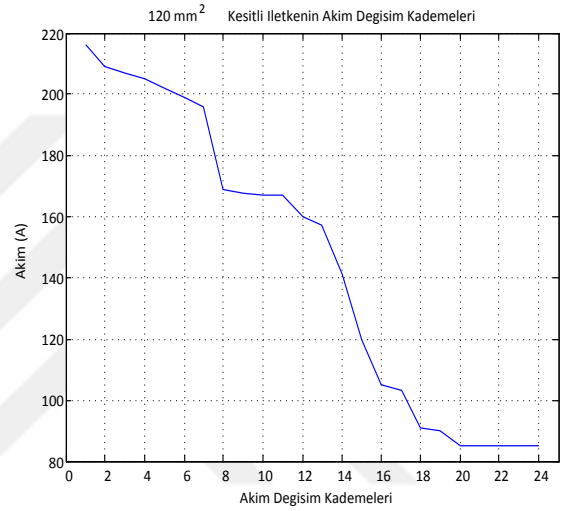
Trafo Merkezi	Trafo-1 (10 MVA)	Trafo-2 (10 MVA)	Trafo -3 (20 MVA)
Süre (Saat)	Akım (A)	Akım (A)	Akım (A)
1	180	192	222
2	174	169	197
3	159	156	173
4	159	156	172
5	166	156	172
6	166	156	183
7	172	156	186
8	173	162	197
9	213	196	228
10	242	217	279
11	255	227	294
12	256	227	307
13	229	222	326
14	223	215	295
15	237	222	341
16	238	222	341
17	236	222	339
18	237	235	328
19	269	246	367
20	256	246	348
21	250	240	310
22	243	240	290
23	230	234	283
24/0	209	220	257

4.1.1. Kayıp Hesapları

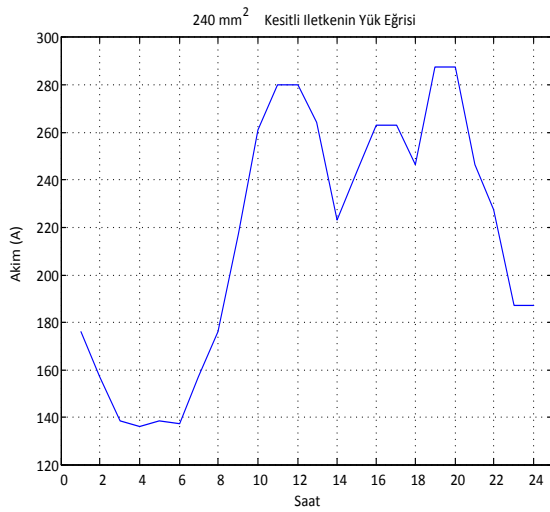
Kablo kesitleri 120 mm² XLPE (F1 fideri), 240 mm² XLPE (F2 fideri), 300 mm² XLPE (F3 fideri) de oluşan hat akımlarının 24 saatlik zaman dilimi içerisinde birer saat arayla alınan akım değerleri ile akım değişim eğrileri Şekil 4.1'den-Şekil 4.6'ya kadar sırası ile verilmiştir. Aynı şekilde Trafo-1, Trafo-2 ve Trafo-3'ten alınan akımların 24 saatlik zaman dilimine karşılık gelen akım değerleri ile akım değişim eğrileri Şekil 4.7'den-Şekil 4.12'ye kadar sırası ile gösterilmiştir.



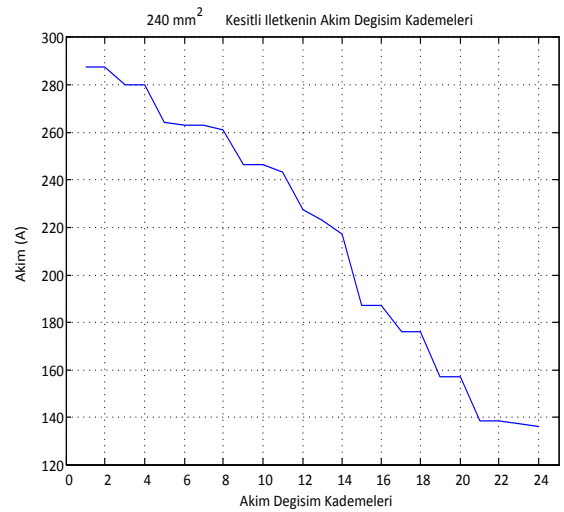
Şekil 4.1. 120 mm² kesitli iletkenin yük eğrisi



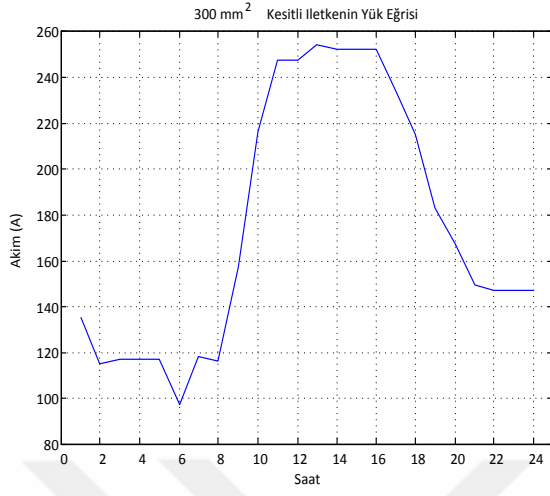
Şekil 4.2. 120 mm² kesitli iletkenin akım değişim kademeleri



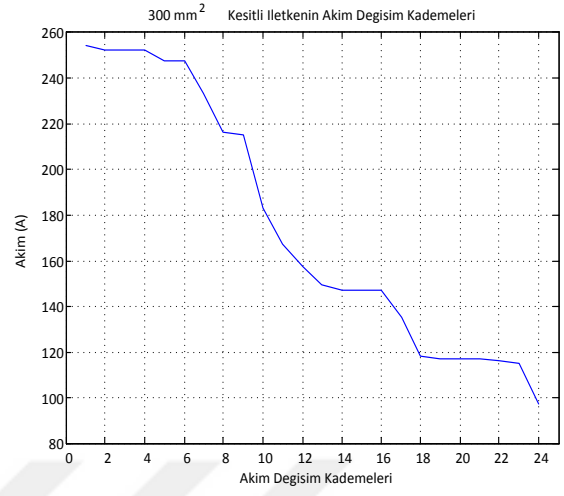
Şekil 4.3. 240 mm² kesitli iletkenin yük eğrisi



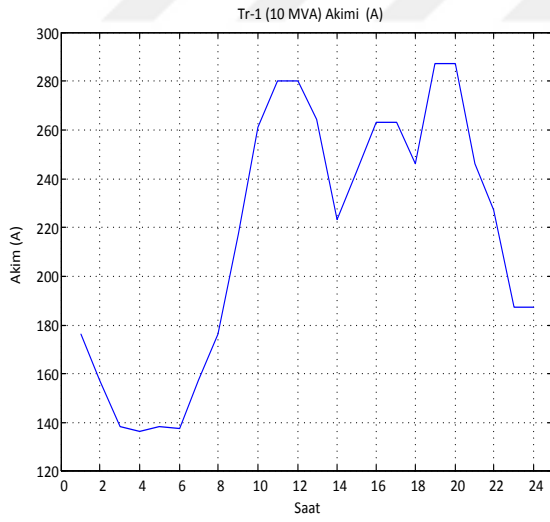
Şekil 4.4. 240 mm² kesitli iletkenin akım değişim kademeleri



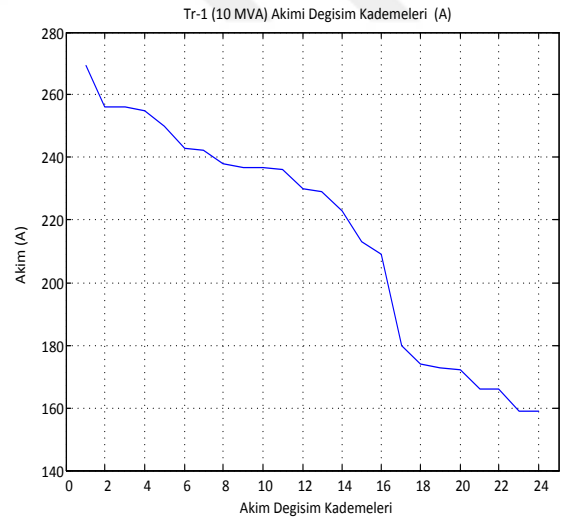
Şekil 4.5. 300 mm² kesitli iletkenin yük eğrisi



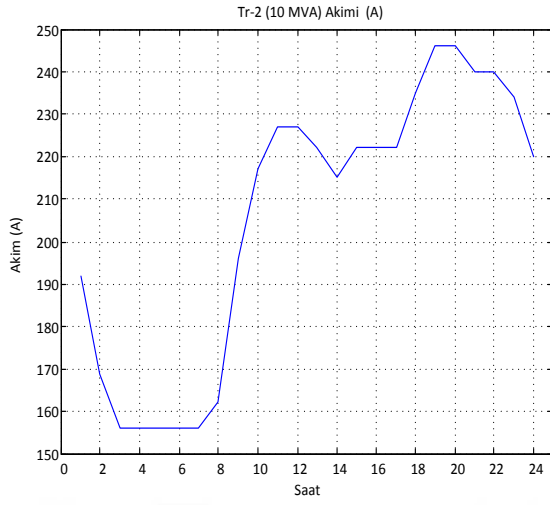
Şekil 4.6. 300 mm² kesitli iletkenin akım değişim kademesi



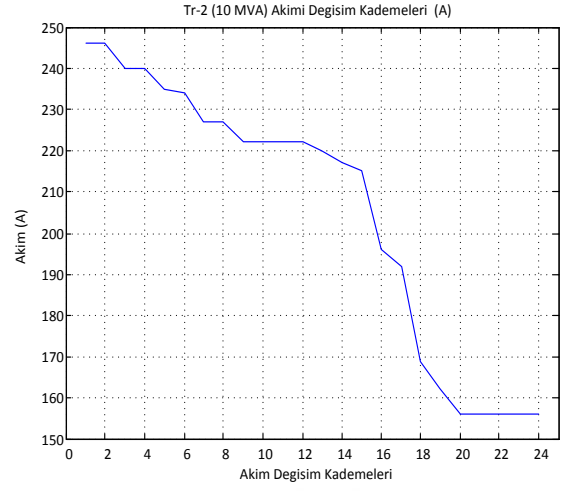
Şekil 4.7. Tr-1 (10 MVA) akım değişimi



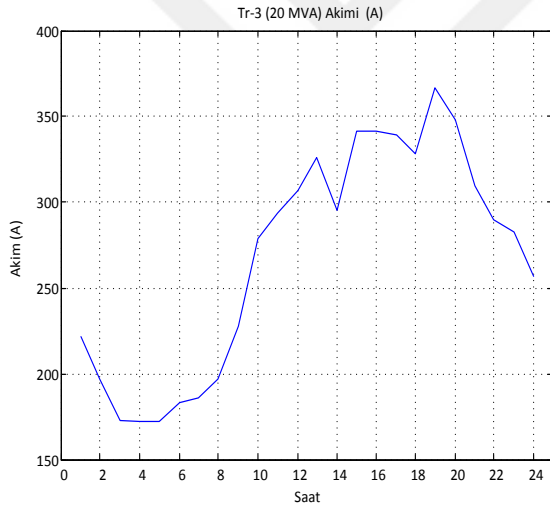
Şekil 4.8. Tr-1 (10 MVA) akım değişim kademesi



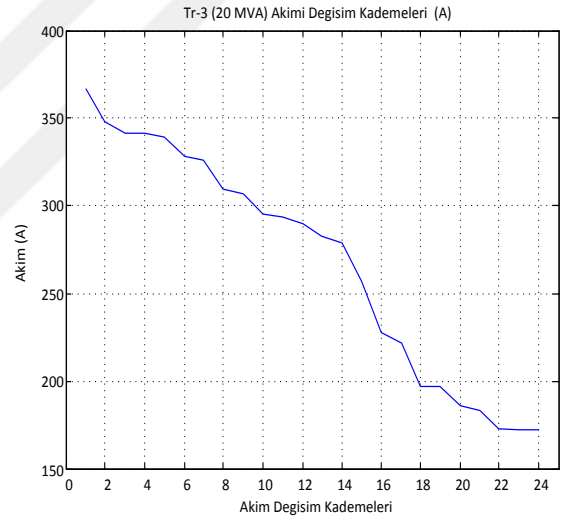
Şekil 4.9. Tr-2 (10 MVA) akım değişimi



Şekil 4.10. Tr-2 (10 MVA) akım değişim kademesi



Şekil 4.11. Tr-3 (20 MVA) akım değişimi



Şekil 4.12. Tr-3 (20 MVA) akım değişim kademesi

Kayıp enerji hesabında önemli yer tutan yüklenme faktörü ve kayıp yük faktörü hesaplamaları için hat akımlarından ve transformatör akımlarından faydalanılmıştır. Hesaplamalar için 9 araştırmacının hesaplamış olduğu amprik denklemler ile CK-2 ve CK-3 olarak gösterilen ve bu tez çalışmasında geliştirilen amprik denklemler yardımıyla kayıp enerji değerleri hesaplanmıştır. Amprik denklemler yardımıyla hat akımlarının oluşturduğu kayıp enerji değerleri Tablo 4.3'te verilmiştir.

Tablo 4.3. Yöntemlere göre kablolu hattın kayıp enerji değeri (kWh)

LF Yöntem	0,6746	0,7515	0,6885
Wolf	82,84	88,91	47,55
Narong	89,07	93,36	50,88
Kulkarni	80,48	87,30	46,67
Sarange	91,43	97,36	51,92
CK-2	90,49	96,20	52,26
CK-3	97,24	114,14	55,91
Soschinski	76,84	84,17	44,27
Trager	78,98	85,27	45,36
Wichmann	83,12	88,53	47,62
Woodrow	87,96	92,52	50,28
Jansen	95,37	98,09	54,29

Benzer şekilde transformatör akımlarından faydalanılarak hesaplanan 3 farklı yüklenme faktörüne karşılık kayıp enerji değerleri, 9 araştırmacının hesaplamış olduğu amprik denklemler ile bu çalışmada geliştirilen CK-2 ve CK-3 amprik denklemleri yardımıyla kayıp enerji değerleri hesaplanmıştır. Elde edilen kayıp enerji değerleri Tablo 4.4 olarak verilmiştir.

Tablo 4.4. Yöntemlere göre transformatörlerde hesaplanan kayıp enerji (kWh)

LF Yöntem	0,801115	0,835705	0,730586
Wolf	549,33	1179,11	788,22
Narong	590,66	1238,13	843,54
Kulkarni	533,69	1157,87	773,69
Sarange	606,27	1291,25	860,77
CK-2	600,10	1275,82	866,32
CK-3	644,80	1513,79	926,92
Soschinski	509,54	1116,29	733,95
Trager	523,77	1130,95	751,98
Wichmann	551,22	1174,18	789,44
Woodrow	583,29	1227,06	833,58
Jansen	632,45	1300,90	899,99

4.2.2. Uygulama-2: Orta Gerilim Dağıtım Hattı Kayıp Hesapları

4.2.2.1. Hattın Yapısı ve Özellikleri

Ele alınan 34.5 kV'luk Elazığ Ferrokrom-Kovancılar-Karakoçan hattın da kullanılan iletken ve kablo tipleri ile trafo merkezleri arasındaki uzaklıklar Şekil 4.19'daki tek hat şeması üzerinde gösterilmiştir.

Hatta kullanılan XLPE kablolarının DA direnci ve işletme kapasitesi değerleri Tablo 4.5'te verilmiştir.

Tablo 4.5. XLPE kabloların DA direnci ve işletme kapasitesi

İşletme Kapasitesi ($\mu\text{F}/\text{km}$)	XLPE	20°C DA direnci (Ω)
0,209	1x240/25	0,0754
0,15	1x150/25	0,124
0,13	1x95/16	0,193
0,12	1x50/16	0,387

OG hatlarında kullanılan St-Al iletkenlerin bazı elektriksel ve fiziksel özellikleri ise Tablo 4.6'da verilmiştir.

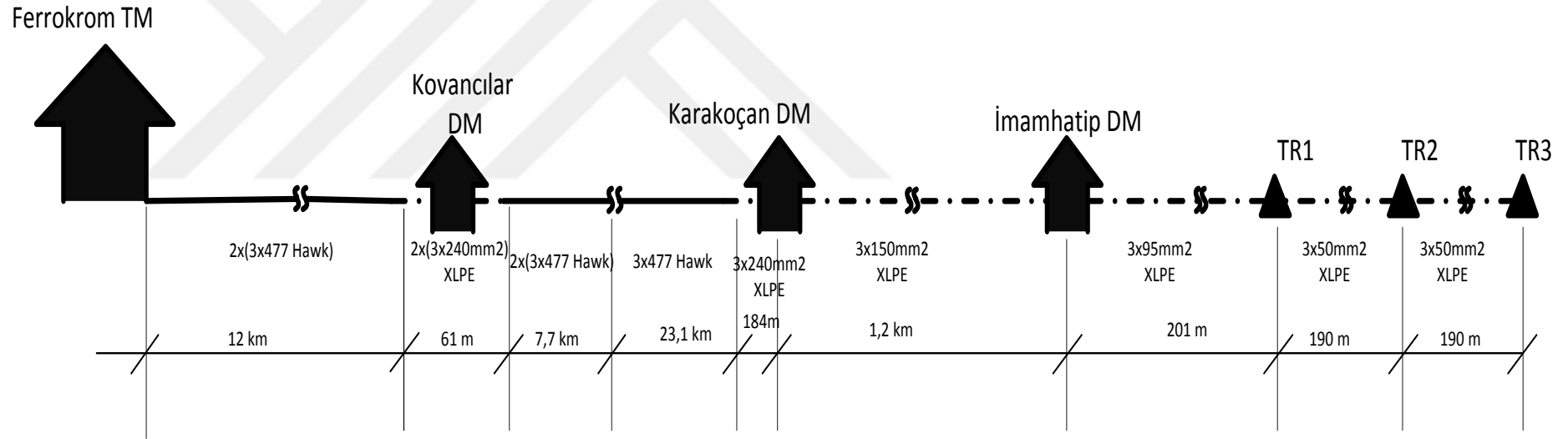
Tablo 4.6. OG de kullanılan St-Al iletkenin özellikleri

İletken	20°C DA direnci (Ω)	Al kesit (mm^2)	Toplam çap (mm)	Toplam kesit (mm^2)
Swallow	1,0742	26,69	7,14	31,14
Rawen	0,5362	53,52	10,11	62,44
Pigeon	0,3366	85,12	12,75	99,30
Patridge	0,214	134,87	16,28	156,86
Hawk	0,1194	241,65	21,80	280,84

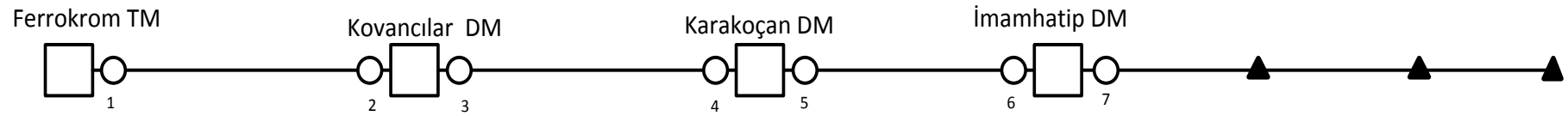
Ele alınan hattın direk özellikleri ile kullanılan izolatör tip ve sayıları tablo halinde Ek-1'de verilmiştir.

4.2.2.2. Hatta İlişkin Enerji Ölçümleri

Teorik hesaplama sonuçlarının doğrulanması amacıyla hat üzerinden gerçek elektriksel bilgiler alınmıştır. Bu değerlerin ölçümü için hat üzerine yerleştirilen ölçüm cihazlarının konumu, Şekil 4.20'de gösterilmiştir.



Şekil 4.13. İncelenen OG hattına ait tek hat şeması

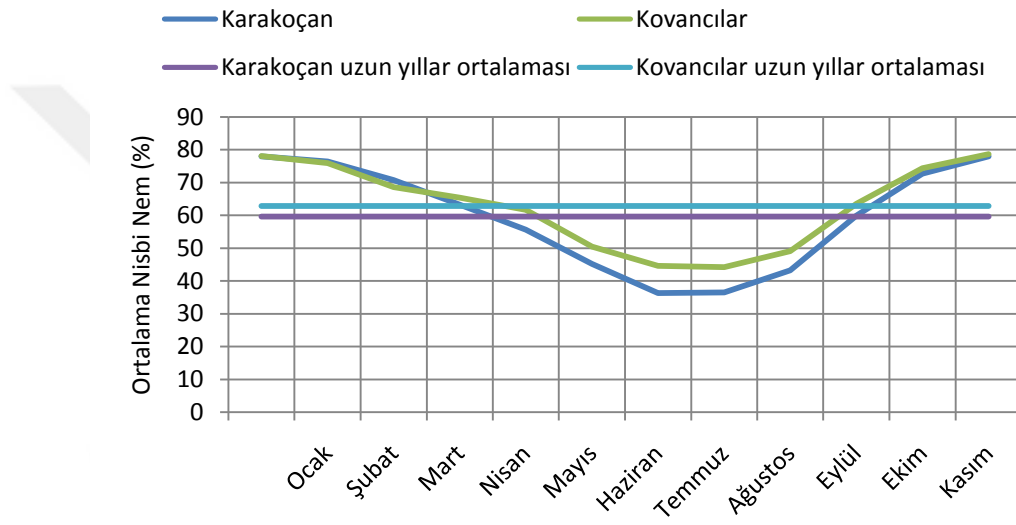


Şekil 4.14. İncelenen OG hattına yerleştirilen ölçü aletlerinin konumu

Hattın bulunduğu güzergaha ilişkin havanın yıllık nisbi nem değerleri ise Tablo 4.7’de gösterilmiş olup, grafiksel olarak Şekil.4.15’te verilmiştir.

Tablo 4.7. Kovancılar-Karakoçan bölgesinde yıllık ortalama nisbi nem değerleri

Ortalama Nisbi Nem (%)	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Uzun yıllar ortalama
Karakoçan	78,0	76,4	70,8	63,3	55,6	45,2	36,3	36,5	43,2	59,9	72,7	78,0	59,7
Kovancılar	78,1	76	68,6	65,4	61,7	50,5	44,6	44,2	49,1	63,6	74,4	78,7	62,9



Şekil 4.15. Kovancılar-Karakoçan bölgesinde yıllık ortalama nisbi nem değerleri

Hatta ait akım verileri 24 saatlik zaman zarfında birer saat arayla alınarak Tablo 4.8’e dönüştürülmüştür.

Tablo 4.8. Kovancılar-Karakoçan hattına ait akım bilgileri

Kablo Kesiti	477 MCM	Kablo Kesiti	477 MCM	Kablo Kesiti	477 MCM
Süre (Saat)	Akım (A)	Süre (Saat)	Akım (A)	Süre (Saat)	Akım (A)
1	32,00	9	44,00	17	48,00
2	32,00	10	40,00	18	48,00
3	32,00	11	40,00	19	48,00
4	24,00	12	40,00	20	44,00
5	28,00	13	40,00	21	40,00
6	36,00	14	44,00	22	36,00
7	44,00	15	52,00	23	32,00
8	44,00	16	52,00	24	28,00

Kovancılar DM çıkış (3) ve Karakoçan DM giriş (4) noktalarına yerleştirilen ölçüm cihazlarından alınan sonuçların bir kısmı örnek olarak Ek-2’de verilmiştir.

4 günlük ölçüm sonuçları (16.11.2014 saat 06:00’dan 20.11.2014 saat 02:00’ye kadar) dikkate alındığında;

- Kovancılar DM çıkışında ilk endeks: 289,80 kWh, son endeks: 228.873 kWh,
 - Karakoçan DM girişinde ilk endeks: 594 kWh, son endeks: 228.531,60 kWh
- değerleri ölçülmüş olup, fark (kayıp) enerji miktarı 645,50 kWh olarak belirlenmiştir.

4.2.2.3. Hattın Boştaki Kayıpları

Bu bölümde hatta ait boştaki kayıplar (korona kaybı, izolatör kaybı ve XLPE kablo kaybı) verilmiştir.

a) Korona Kaybı :

Hattın kritik korona gerilimi,

$$U_o = \sqrt{3} \cdot 21,1 \cdot GMR_i \cdot m \cdot \ln\left(\frac{GMD}{GMR}\right)$$

eşitliğinden hesaplanır. Burada,

GMD=D_{eq} : d

GMR : r

r'=GMR_i =k.r

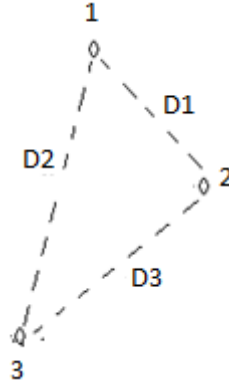
olup, k katsayısı için aşağıdaki değerler alınır:

- Tek katlı iletkenlerde k=0,35-0,70 (Rawen, Pigeon, Swallow tek katlı, 6 damarlı)
- İki katlı iletkenler için k=0,809 alınır (Patridge, Hawk 2 katlı 26 damarlı).

m katsayısı için de, kullanılmış (eski) iletkenlerde m=(0,87-0,88) alınır.

a.1°) Hawk iletkeni için;

İletkenler arası açıklığa bağlı olarak geometrik ortalama açıklığın (D_{eq}=GMD) hesabı için iletkenlerin direk üzerinde yerleşimi, Ek-1’de verilen hattın yapısal özelliklerinden belirlenmiş olup, Şekil 4.16’da gösterilmiştir.



Şekil 4.16. GMD hesabı için iletkenlerin direk üzerinde yerleşimi

$$r = \frac{21,8}{2} = 10,9 \text{ mm}$$

$$\begin{aligned} GMR_i &= k.r \\ &= 0,809.1,09 \\ &= 0,88 \text{ cm} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} GMD &= \sqrt[3]{D_1.D_2.D_3} \\ &= \sqrt[3]{2,92. 2,915. 5,802} \\ &= 3,66 \text{ m} \end{aligned}$$

Yağmurlu havada; $E_{\text{oeff}} = (8,5-11,5) \text{ kV/cm}$ alınır.

Minimum değer alınırsa;

$$U_o = \sqrt{3}.8,5.0,88.0,87.\ln\left(\frac{366}{0,88}\right) = 67,89 \text{ kV}$$

Ortalama değer alınırsa;

$$U_o = \sqrt{3}.10.0,88.0,87.\ln\left(\frac{366}{0,88}\right) = 79,8 \text{ kV}$$

olur. Şu halde Hawk iletkenli OG hatlarda korona kaybı; yağmurlu havalarda, sadece ~%100 ve daha yukarı aşırı gerilimlerde meydana gelir. Diğer durumlarda korona kaybı oluşmaz.

a.2^o) Swallow iletkeni için;

$$r = \frac{7,14}{2} = 3,57 \text{ mm}$$

$$GMR_{imin} = 0,35.0,357 = 0,125$$

$$GMR_{imax} = 0,70.0,357 = 0,250$$

GMR_{imin} alınarak;

200 cm'lik travers için $GMD = 1,26$ m alınırsa, yağmurlu hava için,

$$U_{omin} = \sqrt{3}.8,5.0,125.0,87.\ln\left(\frac{126}{0,125}\right) = 11,06 \text{ kV}$$

$$U_{omax} = \sqrt{3}.11,5.0,125.0,87.\ln\left(\frac{126}{0,125}\right) = 14,96 \text{ kV}$$

Bu iki değerin ortalaması da $U_{oort} = 13,01$ kV'tur (Yağmurlu havada $E_{oort} = 10$ kV/cm).

Normal hava için,

$$U_o = \sqrt{3}.21,1.0,125.0,87.\ln\left(\frac{126}{0,125}\right) = 27,44 \text{ kV olur.}$$

GMR_{imax} alınarak;

$$U_o = \sqrt{3}.10,0.0,250.0,87.\ln\left(\frac{126}{0,250}\right) = 23,4 \text{ kV (Yağmurlu havada ort)}$$

$$U_o = \sqrt{3}.21,1.0,250.0,87.\ln\left(\frac{126}{0,250}\right) = 49,4 \text{ kV (Normal havada)}$$

Şu halde normal havada swallow iletkende korona kaybı oluşmaz. Yağmurlu havada ise, korona kaybı (kW/km);

Peek'e göre

$$P_k = \frac{(U_f - U_{fo})^2}{R_k}$$

$$P_k = 241. \frac{f + 25}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{GMR}{GMD}} \cdot (U - U_o)^2 \cdot 10^{-5} \text{ (kW / km) (Üç fazlı hat için)}$$

θ sıcaklık değeri olup, -10°C ve 40°C için ortalama sıcaklık değeri 15°C olarak alınırsa,

$$\begin{aligned} \delta &= 0,386. \frac{P}{273 + \theta} \\ &= 0,386. \frac{664}{273 + 15} \\ &= 0,89 \text{ (0,85 - 0,89)} \end{aligned}$$

$$P_{kmax} = 241 \cdot \frac{50 + 25}{0,89} \cdot \sqrt{\frac{0,125}{126}} \cdot (34,5 - 23,4)^2 \cdot 10^{-5}$$

$$= 0,80 \text{ kW/km}$$

olur. Şu halde yağmurlu hava için swallow iletkende ortalama 0,8 kW/km korona kaybı oluşur.

b) İzolatör Kaybı :

Ek -1’de verilen tabloya göre hattın bu bölümünde kullanılan izolatör elemanı sayısı 768’dir. Kuru hava için izolatör kaybı;

$$P_i = 0,75 \cdot 768 \cdot 10^{-3}$$

$$= 0,576 \text{ kW}$$

olur. Yağmurlu hava için izolatör kaybı,

$$P_i = 12 \cdot 768 \cdot 10^{-3}$$

$$= 9,216 \text{ W}$$

olarak hesaplanır.

c) Hatta Kullanılan XLPE Kablonun Kaybı:

Hatta kullanılan 1x240 mm²’lik XLPE kablounun işletme akım kapasitesi C_i =0,209 (µF/km)’dir. Bu durumda hatta kullanılan 184 m’lik XLPE kablounun yalıtkanlık kaybı, C_i=0,038 µF olarak;

$$I_c = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot w \cdot C_i = 181 \cdot U \cdot C_i \cdot 10^{-3}$$

$$= 0,2373 \text{ A}$$

$$P_\delta = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c \cdot \tan \delta \cdot 10^{-3} \text{ kW}$$

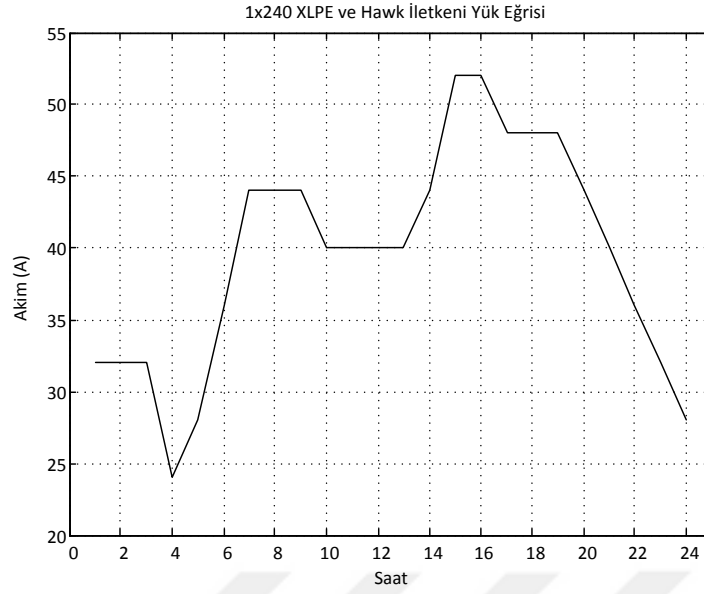
$$= \sqrt{3} \cdot (34500) \cdot (0,2373) \cdot (0,0004) \cdot 10^{-3}$$

$$= 0,056 \text{ kW}$$

elde edilir.

4.2.2.4. Hattın Yükteki Kayıpları

Hawk iletkeni ve bununla seri bağlı 1x240 mm²’lik kablodan geçen akım değerlerine göre yük eğrisi Şekil 4.17’de verilmiştir.



Şekil 4.17. 1x240 mm²XLPE ve Hawk iletkenin yük eğrisi

a) Hawk iletkeninde oluşan yük kayıpları;

$$P_{lk} = I^2 \cdot R \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3} \text{ kW}$$

Burada R, Hawk iletkenin direnci olup $r = 0,1194 \text{ } (\Omega/\text{km})$ 'dir. 31,65 km'lik hattın gerçek direnç değeri ise,

$$\begin{aligned} R &= r \cdot L \\ &= (0,1194) \cdot 31,65 \\ &= 3,779 \Omega \end{aligned}$$

b) XLPE kabloda oluşan yük kayıpları:

$$P_{lk} = I^2 \cdot R \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3} \text{ kW}$$

184 m'lik kablonun R direnci, 1x240 mm² XLPE kablo için $r = 0,0754 \text{ } (\Omega/\text{km})$ olduğu dikkate alınarak,

$$\begin{aligned} R &= r \cdot L \\ &= (0,0754) \cdot 0,184 \\ &= 0,014 \Omega \end{aligned}$$

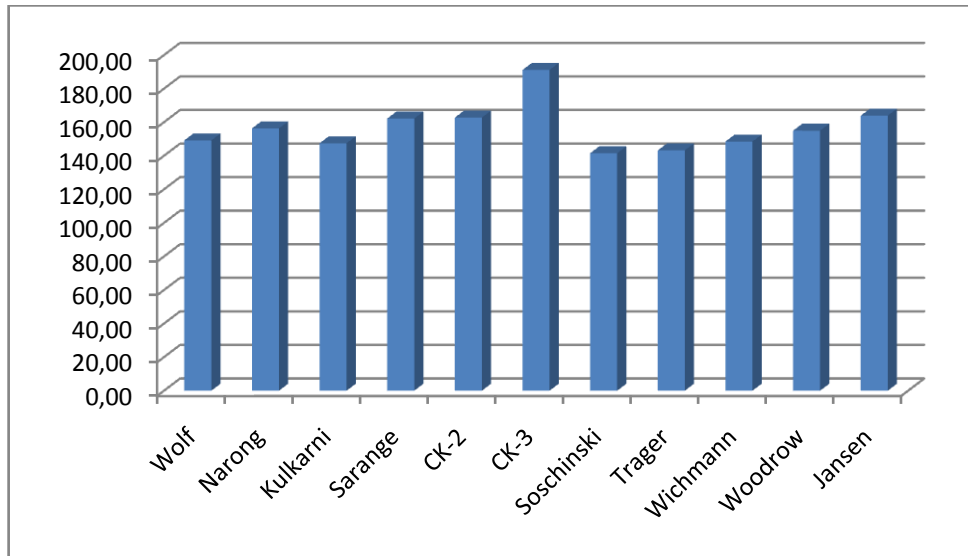
şeklinde hesaplanır.

24 saatlik süre içerisinde alınan akım bilgilerinden yararlanarak yüklenme faktörü değeri bulunmuştur. 9 araştırmacının geliştirmiş olduğu amprik denklemler ile CK-2 ve CK-3'ten oluşan amprik denklemler yardımıyla kayıp enerji değerleri hesaplanmıştır. Amprik denklemler yardımıyla hat akımının oluşturduğu kayıp enerji değerleri Tablo 4.9'da verilmiştir.

Tablo 4.9. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji (kWh)

LF Yöntem	0,7596154
Wolf	149,17
Narong	156,29
Kulkarni	147,46
Sarange	162,18
CK-2	162,76
CK-3	191,12
Soschinski	141,51
Trager	143,21
Wichmann	148,47
Woodrow	154,94
Jansen	163,90

Literatürdeki 9 araştırmacı ve bu çalışmada geliştirilen denklemlere göre elde edilen kayıp güç değerleri Şekil 4.18'de verilmiştir.

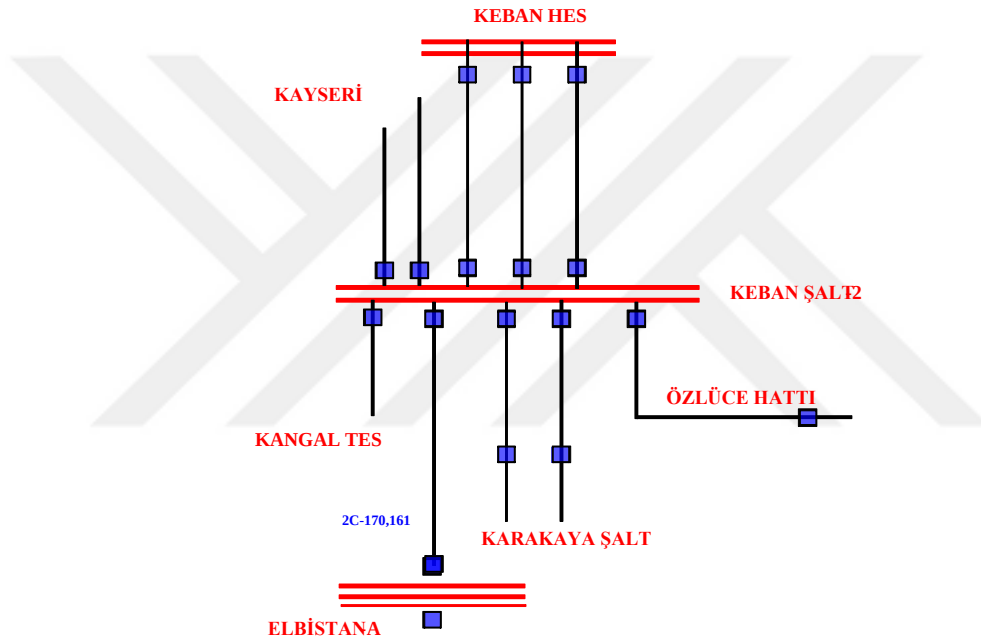


Şekil 4.18. Yöntemlere göre hesaplanan OG hattı kayıp enerji değerleri

4.2.3. Uygulama-3: Yüksek Gerilim Hattı Kayıp Hesapları

Çalışmanın bu bölümünde, yöntemleri test etmek amacıyla 400 kV'luk çok yüksek gerilimli bir hat ele alınmış olup, hattın günlük enerji akışına ilişkin gerçek değerlerden yararlanılmıştır.

400 kV'luk Keban–Elbistan hattında 954 MCM Cardinal iletken kullanılmış olup, hat 170 km uzunluğundadır. Hattın tek hat şeması Şekil 4.19'da gösterilmiştir. Hatlardan geçen akımların saatlik değerleri ise, Tablo 4.10'da verilmiştir.



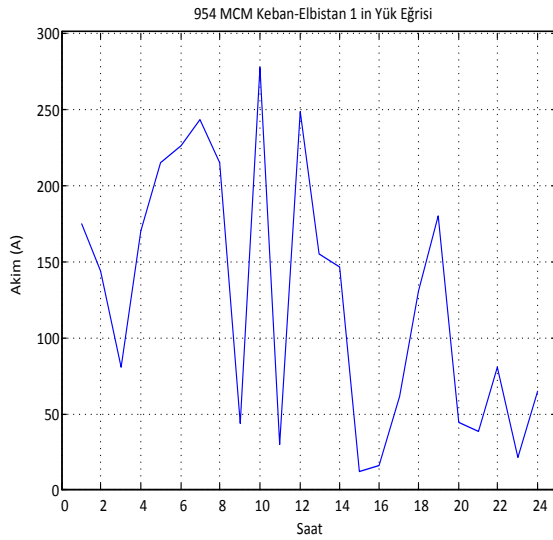
Şekil 4.19. Keban-Elbistan tek hat şeması

Tablo 4.10. Keban-Elbistan fiderinin iki farklı anına ait akım bilgileri

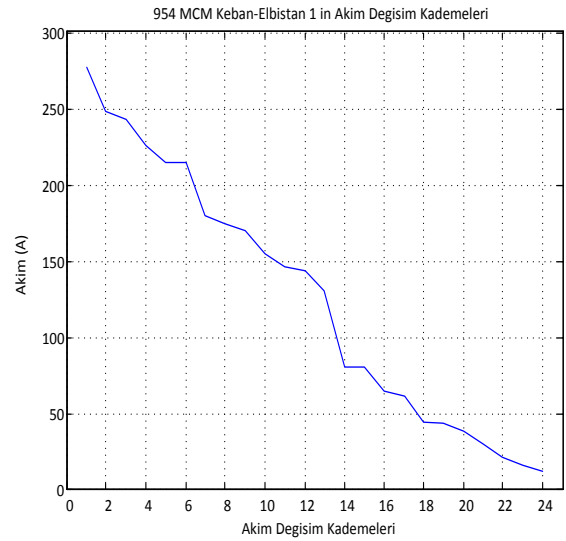
Fider Akım Bilgisi	1. Durum	2. Durum
Hat Kesiti	954 MCM	954 MCM
Süre (Saat)	Akım (A)	Akım (A)
1	173,712	231,833
2	143,226	167,399
3	80,506	330,505
4	169,613	333,114
5	214,351	411,037
6	225,978	404,42
7	242,37	405,536

8	214,195	432,126
9	43,099	213,623
10	276,405	36,197
11	29,452	43,412
12	247,84	147,193
13	154,545	74,257
14	146,341	130,329
15	11,787	119,44
16	15,73	179,241
17	61,317	168,403
18	130,141	199,45
19	179,823	190,958
20	44,479	188,711
21	38,371	258,768
22	80,49	295,606
23	20,751	163,025
24	64,907	239,809

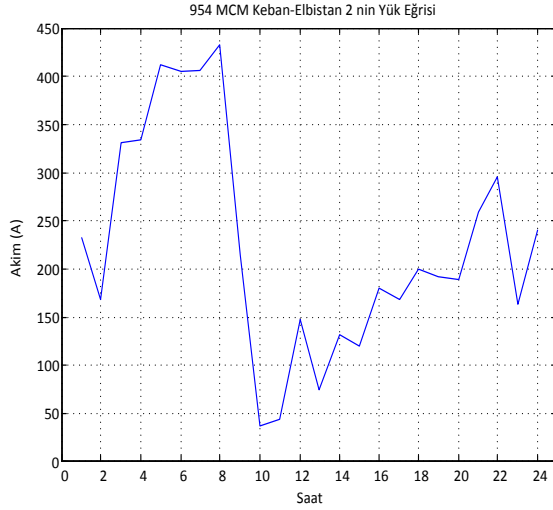
Keban-Elbistan fiderinin 1. ve 2. duruma göre akımlarının yük eğrileri ve akım değişim kademeleri Şekil 4.20’den Şekil 4.23’e kadar sırası ile verilmiştir.



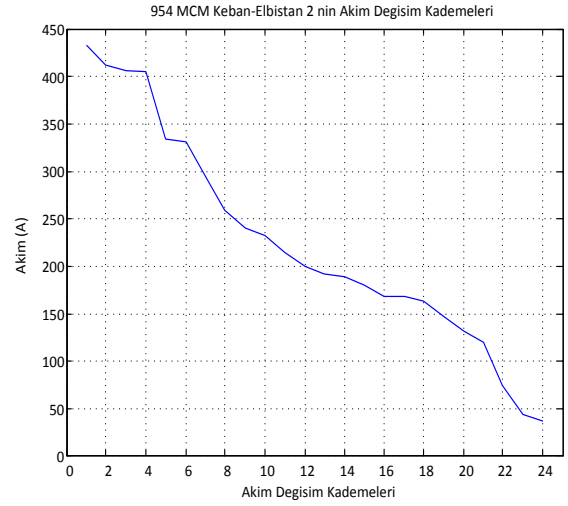
Şekil 4.20. Keban-Elbistan 1’in yük eğrisi



Şekil 4.21. Keban-Elbistan 1 iletkenin akım değişim kademesi



Şekil 4.22. Keban-Elbistan 2'nin yük eğrisi

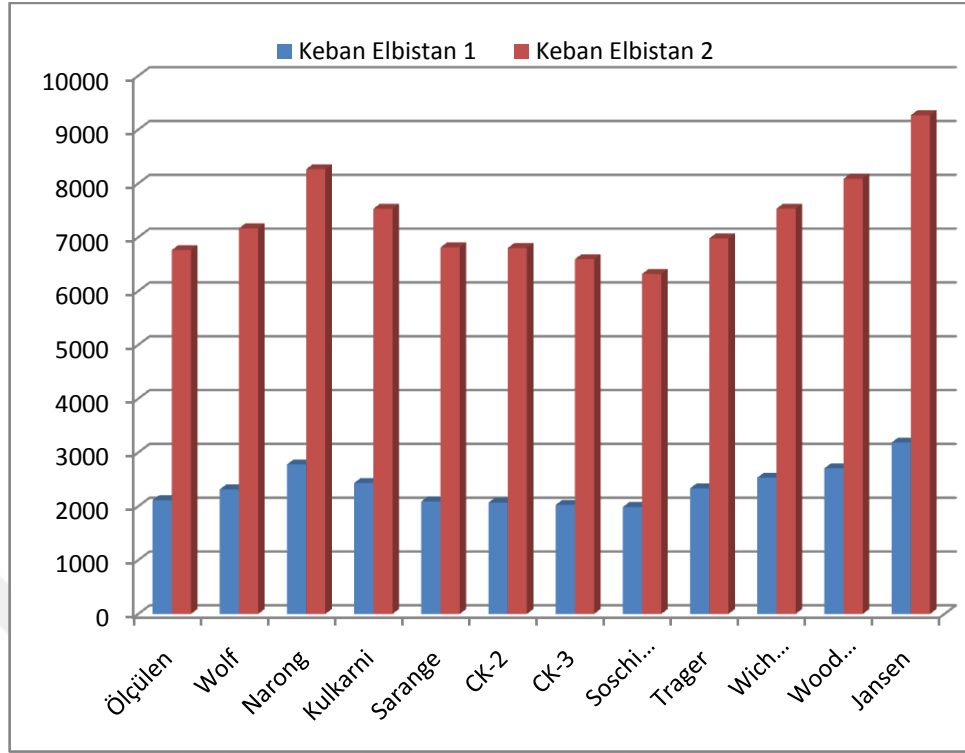


Şekil 4.23. Keban-Elbistan 2 iletkenin akım değişim kademeleri

9 araştırmacının geliştirmiş olduğu amprik denklemler ile CK-2 ve CK-3'ten oluşan amprik denklemler yardımıyla 400 kV'luk hattın kayıp enerji değerleri hesaplanmıştır. Amprik denklemler yardımıyla hat akımının oluşturduğu kayıp enerji değerleri Tablo 4.11'de verilmiş olup, kayıp enerji değerleri grafiksel olarak Şekil 4.24'te gösterilmiştir.

Tablo 4.11. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji (kWh)

LF Yöntem	0,4536	0,5172
Wolf	2315,87	7168,11
Narong	2779,04	8265,05
Kulkarni	2434,33	7530,46
Sarange	2090,82	6812,88
CK-2	2069,73	6800,13
CK-3	2027,16	6592,66
Soschinski	1988,69	6318,88
Trager	2334,81	6979,38
Wichmann	2532,61	7532,15
Woodrow	2707,19	8088,12
Jansen	3186,2	9267,62



Şekil 4.24. Yöntemlere göre hesaplanan kayıp enerji değerleri

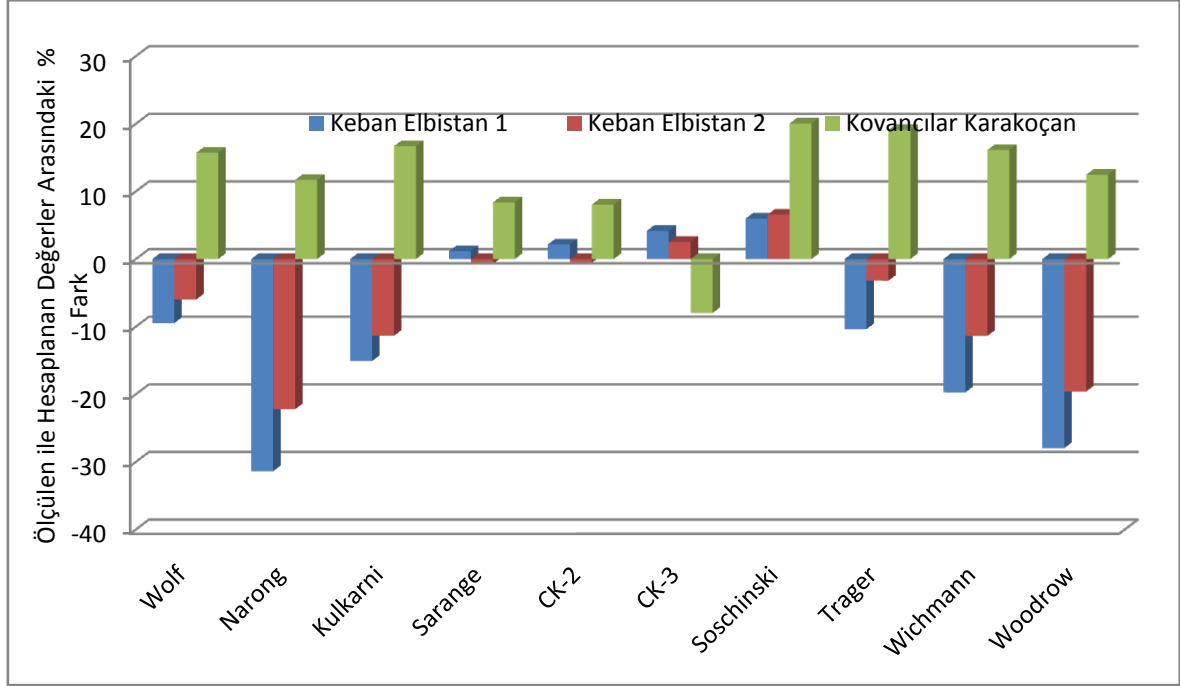
4.3. Uygulama Sonuçları

400 kV'luk Keban-Elbistan hattı ile 34.5 kV'luk Elazığ İli Kovancılar-Karakoçan İlçe hattına ait ölçülen değerler, hesaplanan değerler ve ölçüm ile hesap sonuçları arasındaki yüzdelik değerler Tablo 4.12'de verilmiştir. Şekil 4.25'te ise tablo değerleri grafiksel olarak gösterilmiştir.

Tablo 4.12. Keban-Elbistan hattı ile Kovancılar-Karakoçan hattına ait ölçüm ve hesap değerleri

Hat Yöntem	Keban Elbistan 1.Durum (kWh)	Keban Elbistan 2.Durum (kWh)	Kovancılar Karakoçan (kWh)	Ölçüm ve hesap sonuçları arasındaki fark (%)		
				Keban Elbistan 1.Durum	Keban- Elbistan 2.Durum	Kov- Krk.
Ölçülen	2115,27	6763,04	177,00	-	-	-
Wolf	2315,87	7168,11	149,17	9,48	5,99	15,73
Narong	2779,04	8265,05	156,29	31,38	22,21	11,70
Kulkarni	2434,33	7530,46	147,46	15,08	11,35	16,69
Sarange	2090,82	6812,88	162,18	1,16	0,74	8,37
CK2	2069,73	6800,13	162,76	2,15	0,55	8,04
CK3	2027,16	6592,66	191,12	4,17	2,52	7,98
Soschinski	1988,69	6318,88	141,51	5,98	6,57	20,05

Trager	2334,81	6979,38	143,21	10,38	3,20	19,09
Wichmann	2532,61	7532,15	148,47	19,73	11,37	16,12
Woodrow	2707,19	8088,12	154,94	27,98	19,59	12,46
Jansen	3186,20	9267,62	163,90	50,63	37,03	7,40



Şekil 4.25. Keban-Elbistan hattı ile Kovancılar-Karakoçan hattına ait değerler

5. ŞEBEKE KAYIPLARININ AZALTILMASI

5.1. Akımın Reaktif Bileşeninin Azaltılması ile Kayıp Azaltımı

Reaktif akımın azaltılmasının başlıca amacı güç faktörü düzeltilmesi, gerilimin ayarlanması ve yükün dengelenmesini sağlamaktır.

a) Güç Faktörünün Düzeltilmesi:

Güç faktörünün düzeltilmesinin diğer bir adı reaktif güç kompanzasyonudur. Reaktif güç kompanzasyonu ise bir yükün kullandığı reaktif gücü şebeke ile değil de kendine yakın başka bir eleman ile dengelemesidir. Harcanmayan ama kullanılan bu gücün şebekeden alınıp tekrar şebekeye verilmemesi nedeni ile enerji iletim hatları reaktif güçle gereksiz olarak yüklenmemiş olur. Böylelikle enerji iletim hatlarının daha fazla aktif güç aktarabilmesi sağlanır. Ayrıca transformatörlerin ve generatörlerin daha yüksek verimle çalışması sağlanır. Şebeke gereksiz olarak yüklenmez ve reaktif güç nedeni ile oluşan kayıplar azalır.

b) Gerilim Ayarlanması:

Alternatif akım şebekesi sonsuz güçte ise şebeke empedansı sıfıra çok yakındır. Bu nedenle gerilim değerlerini kompanze etmek, diğer bir deyişle sabit tutmak için yüklerin reaktif güçleri kompanze edilir. Kompanze edilmemiş bir yükün aldığı reaktif güç yada ani reaktif güç değişimleri, eşdeğer empedansları sıfır olmayan sonlu güçlü gerçek bir şebekede gerilim değişimlerine neden olur. Bu gerilim değişimleri aynı noktaya diğer elektrik enerjisi alıcılarının olumsuz etkilenmesine yol açar. Gerilim değerinin %5'ten az olması idealdir[38].

c) Yükün Dengelenmesi:

Alternatif akım sistemlerinde üç fazlı olarak yüklenilir ve üç fazlı sistemlerde yükler genellikle dengelidir. Şebekenin belirli kısımlarında fazlara dengesiz olarak yüklenilir. Fazların dengesizliği nedeniyle simetrik bileşenler cinsinden pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerini meydana getirir. Bu bileşenlerin bulunması nedeniyle motor ve generatörlerin kayıpları artar, AA makinelerinde moment dengesizliğine yol açar, nötrden büyük akımlar geçmesine ve doğrultucuların çıkış geriliminde artan sivri gerilim tepeleri oluşmasına neden olur[40].

5.2. Optimum Güç Dağıtımı ve Fider Düzenlemesi ile Kayıp Azaltımı

Şebeke koşulları değiştikçe şebeke iki amaçla yeniden düzenlenir. Bunlar;

1. Bir arıza durumunda mümkün olduğunca tüketiciye enerji sağlamak,
2. Normal işletme koşullarında ise,
 - Güç kayıplarını azaltmak,
 - Şebekedeki aşırı yüklenmeleri hafifletmek için, yani yükü dengelemek için düzenleme yapmak.

Dağıtım otomasyonunun sonuçları dağıtım sistemleri ile birlikte üretim ve iletim sistemlerini de etkilemektedir. İzleme, kontrol ve koruma işlevleri doğrultusunda dağıtım otomasyonunun özel alt işlevlerine bakılacak olursa;

a) Transformatör Yüklerini Dengeleme:

Aynı ve komşu merkezlerdeki transformatörlerin yüklerini kontrol altında tutarak transformatörlerin dengeli yüklenmesini ve buna bağlı olarak yük akımları nedeniyle oluşan kayıplar en aza indirilir.

b) Fider Yüğü Dengeleme:

Fideri oluşturan bölümler üzerindeki yükleri kontrol ederek fider bölümlerinin dengeli yüklenmesini ve bu sayede yük akımlarına bağlı oluşan kayıpların en aza indirilmesi hedeflenir. Trafo merkezlerinde ve fiderlerde çeşitli konum bilgilerini ve ölçüm değerlerini toplayan ve konum değiştirme veren otomasyon teçhizatına, yük dağıtım merkezinde ise bu bilgileri kullanan denetim, gözleme ve analiz amaçlı otomasyon yazılım ve donanımına ihtiyaç vardır. Böyle bir sistem, Dağıtım Yönetim Sistemi (Distribution Management System-DMS) şeklinde anılır.

5.3. Transformatörlerdeki Kayıpların Azaltılması

5.3.1. Transformatörlerin Paralel Bağlanma Durumu

Birden fazla transformatörün bulunduğu merkezlerde, yüke bağlı olarak devreye sokulacak paralel bağlı transformatörlerin sayısını ve kayıpları en küçük mertebede tutacak biçimde tespit edilmesi gerekir. Örneğin iki transformatörlü bir merkezde transformatörün birinin tam yükleninceye kadar beklemek ve sonra diğer transformatörü devreye sokmak uygun değildir. Kayıpların düşürülmesi için genellikle transformatörlerin birinin anma

akımından daha küçük bir sınır akımı değerini geçince ikinci transformatör devreye sokulmalıdır.

Transformatörlerin bakır kayıpları akımın karesi ile orantılı olduğundan bu orantı katsayısını k ile gösterirsek I_N ve herhangi bir I akımındaki bakır kayıpları,

$$P_{cu(N)} = k \cdot I_N^2, \quad P_{cu} = k \cdot I^2 \quad (5.1)$$

şeklinde olur. Diğer taraftan demir kayıpları ile anma akımı arasındaki bakır kayıpları K ile gösterilirse,

$$K = P_{fe} / P_{cu(N)} \quad (5.2)$$

P_{fe} ve $P_{cu(N)}$ transformatörlerin kataloglarında verilir ve K değeri bulunur. Herhangi bir I akımındaki bir transformatörün toplam güç kaybı,

$$P_k = P_{fe} + P_{cu} = K \cdot k \cdot I_N^2 + k \cdot I^2 \quad (5.3)$$

olur. Birbirine eş n tane transformatörün paralel çalıştırılması durumunda, yalnız bir transformatörün devrede olması ile karşılaştığımızda, demir kayıplarının n katı, bakır kayıpları $1/n$ katı olacağından paralel bağlı transformatörlerin toplam güç kaybı,

$$P_{kn} = n \cdot K \cdot k \cdot I_N^2 + \frac{k \cdot I^2}{n} \quad (5.4)$$

olur. Aynı durumda $n-1$ tane birbirine eş transformatörler paralel bağlanırsa bu durumda, bunların toplam güç kaybı,

$$P_{k(n-1)} = (n-1) \cdot K \cdot k \cdot I_N^2 + \frac{k \cdot I^2}{n-1} \quad (5.5)$$

elde edilir. $(n-1)$ ve n transformatör paralel bağlı iken, her iki durumda kayıpları eşit kılan yük akımı I_d ile gösterilirse,

$$P_{k(n-1)} = P_{kn} \quad (5.6)$$

yazılır. Buradan,

$$I_d = \sqrt{(n-1) \cdot n \cdot K \cdot I_N^2} \quad (5.7)$$

genel sonuç bulunur.

Örneğin bir transformatör merkezinde $K = 1/3$ olan birbirine eş dört transformatör bulunsun. Buna göre 1 ve 2, 2 ve 3, 3 ve 4 transformatör arasındaki en uygun sınır akımı,

$$I_{d(1-2)} = \sqrt{1.2.1/3I_N} = 0,82I_N \quad (5.8)$$

$$I_{d(2-3)} = \sqrt{2.3.1/3I_N} = 1,41I_N \quad (5.9)$$

$$I_{d(3-4)} = \sqrt{3.4.1/3I_N} = 2I_N \quad (5.10)$$

olur. Yani merkezden çekilen yük akımı bir transformatörün anma akımının 0,82 katından küçükse 1, 0,82 katından büyükse 2, 1,41 katından büyükse 3, 2 katından büyükse 4 transformatör paralel olarak çalıştırılmalıdır.

Transformatör merkezlerinde genellikle gündüz ile gece arasında bir yük farkı olursa da her gün bu manevraları yapmak pratik bakımdan pek uygun olmaz. Yılın en az ve en çok yüklü aylarının puvant yükleri arasındaki farkta çoğunlukla bu kadar büyük değildir. Özellikle büyük sanayi yükünün bulunduğu şehirlerde bu fark oldukça azdır. Ancak yedek transformatör bulunduran yerlerde sorun daha çok önem kazanır. Örneğin bir yerdeki iki transformatörü bulunan bir tesiste iki transformatör arasındaki sınır akımı hesaplanarak kayıpları en düşük mertebede tutacak ekonomik çalışma sağlanabilir. Uygulanabilir durumlarda özellikle büyük güçlü transformatörlerde bu yoldan hiçte küçümsemeyecek bir enerji ekonomisi elde edilebilir. Dağıtım şebekelerinde gereğinden çok daha büyük güçte transformatörlerin kullanılması demir kayıplarının ve şebeke reaktif yükünün gereksiz yere artması nedeniyle sakıncalıdır[41].

5.3.2. Paralel Bağlanmış Transformatörlerin Devreden Ayrılması

Transformatörlerdeki güç kayıpları iki bileşenden ibarettir. Yüke bağlı kayıplar ve yüke bağlı olmayan kayıplardır. Yükün büyük olduğu dönemlerde her iki transformatöründe devrede olması gerekir. Bu durumda bakır kayıplarının azalması oranı sac kayıplarının artması oranından daha büyüktür. Yükün küçük değerlerde olduğu dönemlerde transformatörlerden birinin devreden çıkması toplam kayıpların azalmasını sağlar. Yüke bağlı kayıplar iletilen gücün karesiyle orantılıdır.

$$\Delta P_k = \Delta P_{kN} \left(\frac{S_{Tr}}{S_N} \right)^2 \quad (5.11)$$

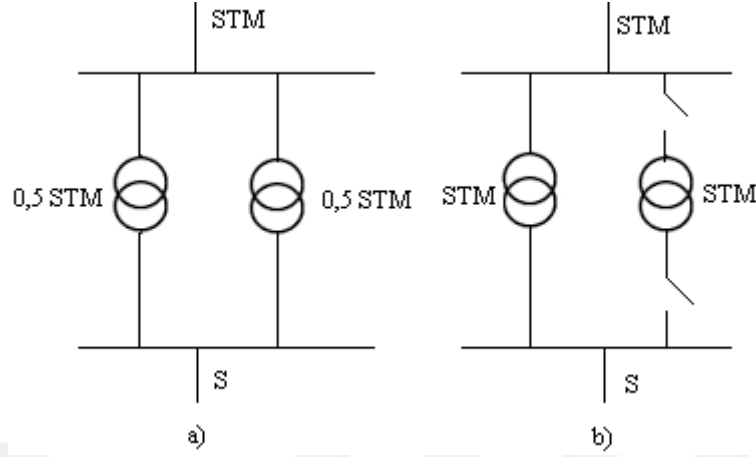
Burada,

S_{Tr} : Transformatörden geçen güç,

S_N : Transformatörün nominal gücüdür,

Boşta çalışma kayıpları ise yüke bağlı değildir.

$$\Delta P_{B,\zeta} = \Delta P_{B,\zeta,N} \quad (5.12)$$



Şekil 5.1. Transformatörlerin bağlantı şemaları

Her iki transformatörün paralel çalışması durumunda (Şekil 5.1.a)

$$S_{Tr} = 0,5 S_{TM} \quad (5.13)$$

S_{TM} transformatör merkezinin toplam yüküdür. Bu durumda toplam güç kayıpları,

$$\Delta P_a = 2(\Delta P_{K,D} + \Delta P_{B,\zeta}) = 2(\Delta P_{K,N} \left\{ \frac{0,5 S_{TM}}{S_N} \right\}^2 + \Delta P_{B,\zeta,N}) \quad (5.14)$$

Transformatörlerden birisi açıldığında ise (Şekil 5.2.b) çalışan transformatörlerden geçen güç $S_{Tr} = S_{TM}$ olur. Bu durumda toplam güç kayıpları,

$$\Delta P_b = \Delta P_{K,N} \left(\frac{S_{TM}}{S_N} \right)^2 + \Delta P_{B,\zeta,N} \quad (5.15)$$

Transformatörlerden birisinin açılması için,

$$\Delta P_b < \Delta P_a \quad (5.16)$$

olması gerekir. Denklem (5.14) ve (5.15) ile karşılaştırıldığında,

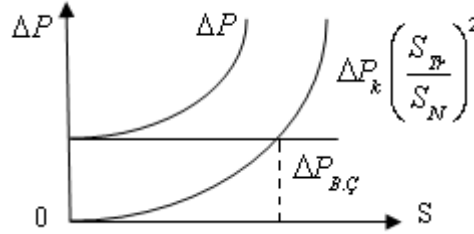
$$S < S_N < \sqrt{\frac{2\Delta P_{B,\zeta,N}}{\Delta P_{K,N}}} \quad (5.17)$$

Denklem 5.17 transformatörlerin birinin devreden açılması için gerekli koşul ifade eder.

Aynı kurala ilişkin n tane paralel çalıştırılan transformatörlerden birisinin açılması için,

$$S < S_N < \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_{B,\zeta,N}}{\Delta P_{K,N}}} \quad (5.18)$$

sağlanması gerekir.



Şekil 5.2. Transformatörlerin yük-kayıp değişimi

Şekil 5.2’de bir transformatördeki kayıp güç değişimi, boşa çalışma kayıpları ile yüke bağlı kayıpların toplamı olduğu gösterilmiştir. Transformatörlerin paralel bağlanmaları için yük durumlarının devamlı olarak kontrol altında tutulmaları gerekmektedir[42].

5.4. Optimal Güç Akışı

Enerjinin çok düğümlü büyük bir dağıtım şebekesinde güçlerin farklı değerlerde olması dolayısıyla akımında hatlar üzerinde farklı değerler alması maliyet üzerinde olumlu yada olumsuz etkileri vardır. Hatlardaki kayıpları en az düzeye indirecek bir güç akış dağılımının sağlanması amaçlayan “Optimal Güç Akışı” ilk kez 1968 yılında gerçekleştirilmiştir. Sistemdeki hat kayıplarının en aza indirilmesi için sistemdeki bara gerilimleri, baralardaki reaktif güçler, üretilen aktif güçler ve transformatörlerin ayar oranları birer kriter olmalıdır.

I barası salınım barası olarak seçilmiş bir enerji sisteminde, n sistemdeki generatör baralarının sayısı ve m yük baralarının sayısı olmak üzere hat kayıpları,

$$P_k = f(P_2, P_3, \dots, P_{n+m}, V_1, V_2, \dots, V_n, Q_1, Q_2, \dots, Q_m, t_1, t_2, \dots, t_m) \quad (5.19)$$

şeklinde yazılabilir[38].

Burada;

P_k : Sistemdeki hat kayıpları,

P_i : i.baradan sisteme verilen aktif güç,

V_i : i.bara faz gerilimlerinin genliği,

Q_i : i. baradan sisteme verilen bir fazın reaktif gücü,

t_i : i. transformatörün ayar oranı

(5.19) no.lu denklemdeki P,V,Q ve t değişkenlerinin fonksiyonudur. Bu değişkenlerin değişmesi, joule kayıplarının değişmesine yol açar. Bu durumda joule kayıplarındaki değişim miktarı,

$$\Delta P_k = \sum_{i=2}^{n+m} \frac{\partial P_k}{\partial P_i} \Delta P_i + \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_k}{\partial V_j} \Delta V_j + \sum_{k=1}^m \frac{\partial P_k}{\partial Q_k} \Delta Q_k + \sum_{r=1}^{nt} \frac{\partial P_k}{\partial t_r} \Delta t_r \quad (5.20)$$

olur. ΔP_k hat kayıplarının değişim miktarı, sisteme verilen güçler cinsinden

$$\Delta P_k = \Delta P_t + \sum_{i=2}^{n+m} \Delta P_i \quad (5.21)$$

olarak ifade edilir. Güç akışı analizinde salınım barası dışındaki bara güçleri sabit tutulduğu için

$$\Delta P_k = \Delta P_i \quad (5.22)$$

veya açık olarak

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial t} & \frac{\partial P_k}{\partial V} & \frac{\partial P_k}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t \\ \Delta V \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

şeklinde yazılır. Hat kayıpları, bara gerilimleri, reaktif güçler ve transformatörlerin ayar oranlarındaki izin verilen toleranslar ile optimizasyon teknikleri kullanılarak en az düzeye indirilir. Sistemin optimal çalışması için joule kayıplarının minimuma indirilmesine yönelik çalışmalar günümüzde hala devam etmektedir. Kayıplar minimum yapacak bir güç akışında geleneksel güç akışlarına göre önemli bir kayıp azalmasının olduğu görülmüştür[43].

6. SONUÇLAR

Bir güç sisteminin işletilmesinde; enerji hatlarının kullanım kapasitesinin artırılması, enerji maliyetlerinin ülke ekonomisi üzerindeki payının azaltılması, mevcut fosil kaynakların kullanım ihtiyacının daha uzun yıllara yayılması, çevrenin korunması için enerjinin verimli kullanılması, yani bir başka ifade ile enerji kaybını en aza indirecek tedbirlerin alınması amaçlanır. Bu bağlamda enerji kayıplarının hesaplanması ve bunları azaltıcı yöntem ve tekniklerin geliştirilmesi, özel öneme sahip bir konudur.

Bu tez çalışmasında dağıtım şebekelerinde oluşan teknik kayıplar analiz edilmiştir. Uygulama sistemlerinden örnek hat ve transformatör akımları ele alınarak akım eğrileri ile akım değişim kademelerinin grafiksel gösterimi ve kayıp güç hesaplamaları Matlab yardımıyla gerçekleştirilmiştir. Hat ve transformatör akımları için ayrı ayrı oluşturulan yüklenme faktörü değerleri dikkate alınarak, yüklenme faktörüne karşılık gelen kayıp yük faktörü değerleri bulunmuştur. Bu hesaplamalarda, güç ve enerji değeri için önemli bir parametre olan kayıp yük faktörü için araştırmacıların denklemlerindeki farklılıklar da ortaya konulmuştur.

Bu çalışmada geliştirilen CK-2 ve CK-3 amprik formüllerin örnek dağıtım şebekesine uygulanması sonucu hesaplanan kayıp enerji değerlerinin, ölçülen kayıp enerji değeri ve diğer araştırmacıların sonuçları ile uyumlu olduğu görülmüştür. Ele alınan OG örnek hattı için CK-3 denklemi ile hesaplanan kayıp enerji değeri, ölçülen kayıp enerji değerine göre en yakın ikinci sonucu vermiştir. Geliştirilen CK-2 denklemi ise YG hattının birinde en iyi sonucu, diğerinde ise en iyi ikinci sonucu vermiştir.

Yapılan bu çalışma ile;

- Şebeke kayıpları ve kayıp hesaplama yöntemleri irdelenmiştir.
- Kayıp hesaplamaları için iki farklı amprik formül önerilmiştir.
- Literatürde verilen ve bu tez çalışmasında geliştirilen amprik formüllerin doğrulukları, iki hat üzerinde ölçülmüş olan üç grup örnek veri ile test edilmiştir.

KAYNAKLAR

- [1] Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasitesi Projeksiyonu, 2014. Ankara.
- [2] Sargın, Ş., 2006. Üretimden Tüketime Elektrik Enerji Sistemlerinde Meydana Gelen Kayıplar ve Giderilmesine Yönelik Çalışmalar, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [3] Caicedo, N.G., Lozano, C.A., 2004. Loss Reduction in Distribution Networks Using Concurrent Constraint Programming, IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, P 295-300.
- [4] Merlin, G. B., 1975. Search for A Minimal Loss Operating spanning Tree Configuration in An Urban Power Distribution System, Process of the Fifth Power System Conference(PSCC), Cambridge, P 1-18.
- [5] Shirmohammadi D., Hong, H. W., 1989. Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, No. 2, April 1989, P 1492-1498.
- [6] Chiang, H. D., Jean-Jumaen, R., 1990. Optimal Network Reconfiguration in Distribution Systems Part 1: A New Formulation and A Solution Methodology, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 5, P 1902-1909.
- [7] Chiang, H. D., Jean-Jumaen, R., 1990. Optimal Network Reconfiguration in Distribution Systems Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 5, P 1568-1574.
- [8] Wagner, T. P., Chikhani, A. Y., Hackam, R., 1991. Feeder Reconfiguration for Loss Reduction: An Application of Distribution Automation, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 6, P 1922-1931.
- [9] Peponis, G. J., Papadopoulos, M. P., 1995. Distribution Network Reconfiguration to Minimize Resistive Line Losses, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 10, P 1338-1342.
- [10] Glamocanin, V., 1990. Optimal Loss Reduction of Distribution Networks, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 5, P 774-781.
- [11] Kim, H., Ko Y., Jung, K. H., 1993. Artificial Neural Network Based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 8, P 1356-1366.

- [12] Choi, D. S., Kim, C. S., Hasegawa, J., 1995. An Application of Genetic Algorithms to the Network Reconfiguration in Distribution for Loss Minimization and Load Balancing Problem, IEEE Catalogue No 95TH8130, P 376-381.
- [13] Bouchard, D., Chikhani, A., John, V. L., Salama, M. M. A., 1993. Applications of Hopfield Neural Networks to Distribution Feeder Reconfiguration, P 311-316.
- [14] Gauche, E., Cohelo, J., Teive, R. C., 1997. An on Line Distribution Feeder Optimal Reconfiguration Algorithm for Resistive Loss Reduction Using Multi-Layer Perceptron, IEEE, Vol 1 P 179-182.
- [15] Matos, M. A., Melo, P., 1999. Multiobjective Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration Using Simulated Annealing, IEEE Power Tech Conference, Budapest.
- [16] Song, Y. H., Wang, G. S., Johns, A. T., Wang, P. Y., 1995. Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction Using Fuzzy Controlled Evolutionary Programming, IEEE Vol 144, P 345-350.
- [17] Zhou, Q., Shirmohammadi, D., Liu, W. H., 1997. Distribution Feeder Reconfiguration for Service Restoration and Load Balancing, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, P 724-729.
- [18] Fan, J. Y., Zhang, L., McDonald, J. D., 1996. Distribution Network Reconfiguration: Single Loop Optimization, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, P 1643-1647.
- [19] Nara, K., Kitagawa, M., 1991. Distribution Systems Loss Minimum Reconfiguration By Simulated Annealing Method, IEE International Conference
- [20] Civanlar, S., Grainger, J.J., Yin, H., Lee, S.H.H., 1988. Distribution Feeder Reconfiguration For Loss Reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 3, P 1217-1223.
- [21] Baran, M. E., Wu, F. F., 1989. Network Reconfiguration In Distribution Systems For Loss Reduction And Load Balancing, IEEE Transactions on Power Delivery Vol 4, P 1401-1407.
- [22] Castro, C. A., Watanabe, A. A., 1990. An Efficient Reconfiguration Algorithm For Loss Reduction of Distribution Systems, Electric Power Systems Research, Vol 19, P 133-144.

- [23] Taylor, T., Lubkeman, D., 1990. Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 5, P 239-246.
- [24] İnan, A., K ro lu, S., İzgi, E., 2005. Dengeli Elektrik G   Sistemi Verilerini Kullanarak Dengesiz Sistem Kayıplarının Yapay Sinir A ları ile Belirlenmesi, Pamukkale  niversitesi M hendislik Bilimleri Dergisi, Cilt 11, Sayı 1, Denizli.
- [25] Wang, H., Yang, G., 2007. A New Algorithm For The Theoretical Energy Loss Calculation Of The Distribution Network Based On Artificial Neural Networks, Proceedings of the Sixth International Conference On Machine Learning And Cybernetics, Hong Kong.
- [26] TEDA  Faaliyet Raporu, 2012. Ankara.
- [27] Mungkung, N., Gomurut, N., Tanitteerapan, T., 2009. Analysis of Technical Loss in Distribution Line System, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Telecommunications and Informatics.
- [28] Kassem, H.E., Badr, M., Ahmed, S.A., 2013. Reduction of Energy Losses in Electrical Distribution Systems, 24th International Conference on Electricity Distribution, Stockholm.
- [29]  akır, H., 1985. Elektrik  ebeke Kayıpları, İstanbul
- [30] <http://www.maksan.com.tr>
- [31] Kalenderli,  ., Kocatepe, C., Arıkan, O., 2005.   z ml  Problemlerle Y ksek Gerilim Tekni i, Birsen Yayınevi, İstanbul.
- [32] Bi er, T., 2009. Elektrik G   Sistemleri ve Kayıpları, Y ksek Lisans Tezi, Dumlupınar  niversitesi Fen Bilimleri Enstit s , Denizli.
- [33] Wolf, M., 1931. Die Berechnung der Elektrischen Verluste bei Schwankenden Lastverh ltnissen in Netzen und Energiewandlern auf Grund von Erfahrungswerten. Elektrotechnische Zeitschrift, 37, P 1267-1270.
- [34] Sochinsky, B., 1918. Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizit tswerken. etz-a Bd, 39, P 1- 5.
- [35] Junge, H., 1938. Die Jahresdauerlinie in Abh ngigkeit vom Belastungsfaktor.
- [36] Sarange, P., Ghodekar, J. G., 2012. 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

- [37] Kulkarni, V. A., Katti, P. K., 2011. Estimation of Distribution Transformer Losses in Feeder Circuit, International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol 3, No. 5
- [38] Kurt, M.,2001. Elektrik Şebekelerinde Güç ve Enerji Kayıplarının Azaltılması Metotları,Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [39] Fallou, J.,Gürmen, H.,1967. Genel Elektroteknik Dersleri, Cilt I-II, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul
- [40] TMMOB, 1983. Reaktif Güç Kompanzasyonu Seminer Notları, Elektrik Mühendisleri Odası İstanbul Şubesi, İstanbul
- [41] Saner, Y.,2000. Güç Dağıtımı, Birsen Yayınevi, İstanbul
- [42] Şerifoğlu, N., 2003. Elektrik Enerji Sistemleri, Papatya Yayıncılık, İstanbul
- [43] Kaypmaz, A., Çelenlioğlu, M., 1997. Dallı O.G. Şebekelerinde Yük Akış Analizleri, Kaynak Elektrik, Elektronik ve Otomasyon Dergisi,Sayı 101, İstanbul.

EKLER

Ek-1: 34,5 kV’luk Kovancılar-Karakoçan Hattının zellikleri

Direk No	Direk Cinsi	Direk eşidi	İzolatör Bilgisi	Gerilim	Bakla Sayısı
1	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Cam,3-4lu^K1,4Normal_3	34.5KV	24
2	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
3	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
4	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
5	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
6	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
7	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
8	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
9	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
10	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
11	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Mes,2Pors,3-4lu^K1,4Normal_3	34.5KV	36
12	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
13	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
14	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
15	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
16	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
17	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
18	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
19	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
20	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
21	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_6	34.5KV	24
22	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
23	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
24	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
25	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
26	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
27	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-6li^K2,4Normal_6	34.5KV	24
28	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
29	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
30	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
31	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
32	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
33	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
34	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
35	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
36	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
37	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9

38	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
39	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-6li^K2,4Normal_3	34.5KV	18
40	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
41	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_6	34.5KV	24
42	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
43	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
44	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
45	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_3	34.5KV	36
46	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_3	34.5KV	36
47	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
48	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
49	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
50	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	18
51	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	31
52	Beton	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
53	Beton	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
54	Beton	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
55	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_12	34.5KV	48
56	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
57	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
58	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
59	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
60	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
61	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
62	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_18	34.5KV	72
63	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
64	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
65	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
66	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
67	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
68	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
69	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
70	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
72	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
73	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_6	34.5KV	24
74	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_12	34.5KV	48
75	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
76	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
77	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18

78	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
79	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
80	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
81	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
82	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
83	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
84	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
85	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
86	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_12	34.5KV	36
87	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_15	34.5KV	60
88	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
89	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
90	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
91	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
92	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
93	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
94	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
95	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_6	34.5KV	24
96	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
97	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
98	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
99	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
100	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
101	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
102	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
103	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K2,4Normal_6	34.5KV	24
104	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
105	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
106	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
107	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
108	Agac	Tasiyici	1Mes,2Pors,3-VKS35,4Normal_3	34.5KV	0
109	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
110	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18
111	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
112	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
113	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
114	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
115	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
116	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
117	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
118	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
119	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
120	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_3	34.5KV	9
121	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K2,4Normal_6	34.5KV	18

167	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K1,4Normal_6	34.5KV	24
168	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Ger,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
169	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Ger,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
170	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Ger,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
171	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Ger,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_6	34.5KV	18
172	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Ger,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_6	34.5KV	18
173	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
174	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
175	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
176	Galvaniz(Civatali)	Tasiyici	1Aski,2Pors,3-3lu^K1,4Normal_3	34.5KV	9
177	Galvaniz(Civatali)	Durdurucu	1Ger,2Pors,3-4lu^K1,4Normal_3	34.5KV	12



Ek-2:34,5 kV'luk Kovancılar-Karakoçan Hattına Ait Ölçüm Bilgileri

Ek-2.1: Kovancılar DM Çıkışında Ölçülen Değerler

Tarih	Aktif Endeks	Endüktif	Kapasitif	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3
16.11.2014 00:00	0	0	0	18.871,50	19.147,50	18.975,00	0	0	0
16.11.2014 00:30	0	0	0	18.837,00	19.182,00	19.009,50	0	0	0
16.11.2014 01:00	0	0	0	19.147,50	19.527,00	19.285,50	0	0	0
16.11.2014 01:30	0	0	0	19.285,50	19.630,50	19.458,00	0	0	0
16.11.2014 02:00	0	0	0	19.458,00	19.872,00	19.630,50	0	0	0
16.11.2014 02:30	0	0	0	19.389,00	19.734,00	19.527,00	0	0	0
16.11.2014 03:00	0	0	0	19.527,00	19.872,00	19.665,00	0	0	0
16.11.2014 03:30	0	0	0	19.492,50	19.872,00	19.665,00	0	0	0
16.11.2014 04:00	0	0	0	19.492,50	19.837,50	19.630,50	0	0	0
16.11.2014 04:30	0	0	0	19.423,50	19.803,00	19.561,50	0	0	0
16.11.2014 05:00	0	0	0	19.320,00	19.699,50	19.458,00	0	0	0
16.11.2014 05:30	0	0	0	19.251,00	19.561,50	19.423,50	0	0	0
16.11.2014 06:00	289,8	0	27,6	19.423,50	19.768,50	19.596,00	24	24	24
16.11.2014 06:30	1.035,00	0	138	19.458,00	19.734,00	19.596,00	24	24	20
16.11.2014 07:00	1.752,60	0	331,2	19.320,00	19.665,00	19.492,50	28	24	24
16.11.2014 07:30	2.553,00	0	483	19.354,50	19.665,00	19.492,50	28	28	28
16.11.2014 08:00	3.436,20	0	662,4	19.251,00	19.561,50	19.389,00	32	32	28
16.11.2014 08:30	4.416,00	0	828	19.147,50	19.492,50	19.354,50	32	32	32
16.11.2014 09:00	5.575,20	0	924,6	19.113,00	19.389,00	19.251,00	48	44	44
16.11.2014 09:30	6.927,60	0	993,6	19.078,50	19.458,00	19.251,00	48	48	44
16.11.2014 10:00	8.335,20	0	1.048,80	18.940,50	19.320,00	19.147,50	48	48	48
16.11.2014 10:30	9.825,60	0	1.090,20	19.147,50	19.458,00	19.320,00	52	52	48
16.11.2014 11:00	11.274,60	0	1.104,00	19.147,50	19.458,00	19.320,00	48	52	48
16.11.2014 11:30	12.668,40	13,8	1.131,60	18.871,50	19.216,50	19.078,50	52	52	48
16.11.2014 12:00	14.227,80	13,8	1.145,40	18.940,50	19.285,50	19.182,00	48	44	44
16.11.2014 12:30	15.607,80	27,6	1.159,20	19.216,50	19.527,00	19.389,00	48	48	44
16.11.2014 13:00	16.974,00	27,6	1.173,00	19.251,00	19.596,00	19.458,00	48	48	44
16.11.2014 13:30	18.367,80	27,6	1.228,20	19.009,50	19.354,50	19.251,00	44	44	44
16.11.2014 14:00	19.803,00	27,6	1.366,20	18.975,00	19.320,00	19.216,50	52	52	48
16.11.2014 14:30	21.155,40	27,6	1.490,40	19.078,50	19.423,50	19.251,00	44	44	44
16.11.2014 15:00	22.535,40	27,6	1.614,60	18.837,00	19.147,50	19.009,50	44	44	44
16.11.2014 15:30	23.805,00	27,6	1.780,20	18.802,50	19.216,50	19.044,00	44	44	44
16.11.2014 16:00	25.254,00	27,6	1.918,20	18.630,00	18.975,00	18.802,50	52	52	52
16.11.2014 16:30	26.799,60	27,6	2.014,80	18.561,00	18.940,50	18.802,50	56	56	52
16.11.2014 17:00	28.441,80	41,4	2.028,60	18.699,00	19.044,00	18.906,00	56	56	56
16.11.2014 17:30	29.987,40	82,8	2.028,60	18.975,00	19.320,00	19.251,00	52	56	52
16.11.2014 18:00	31.588,20	151,8	2.028,60	18.940,50	19.320,00	19.182,00	52	52	52
16.11.2014 18:30	33.133,80	207	2.028,60	18.940,50	19.251,00	19.147,50	52	52	48
16.11.2014 19:00	34.638,00	234,6	2.028,60	18.871,50	19.251,00	19.147,50	52	52	48
16.11.2014 19:30	36.211,20	276	2.028,60	18.871,50	19.285,50	19.147,50	56	56	52

16.11.2014 20:00	37.770,60	303,6	2.028,60	18.940,50	19.251,00	19.113,00	56	56	52
16.11.2014 20:30	39.357,60	345	2.028,60	18.940,50	19.251,00	19.147,50	52	56	52
16.11.2014 21:00	40.930,80	372,6	2.028,60	18.975,00	19.354,50	19.216,50	52	52	48
16.11.2014 21:30	42.448,80	400,2	2.028,60	19.009,50	19.285,50	19.113,00	52	52	48
16.11.2014 22:00	43.953,00	414	2.028,60	19.078,50	19.354,50	19.216,50	52	52	48
16.11.2014 22:30	45.415,80	414	2.028,60	19.147,50	19.423,50	19.320,00	44	48	44
16.11.2014 23:00	46.809,60	427,8	2.028,60	19.113,00	19.492,50	19.354,50	44	48	44
16.11.2014 23:30	48.162,00	427,8	2.028,60	19.285,50	19.527,00	19.423,50	40	40	40
17.11.2014 00:00	49.417,80	441,6	2.028,60	19.285,50	19.596,00	19.458,00	36	36	36
17.11.2014 00:30	50.452,80	441,60	2.042,40	19.113,00	19.423,50	19.251,00	32	32	32
17.11.2014 01:00	51.418,80	441,60	2.070,00	19.147,50	19.458,00	19.320,00	32	32	28
17.11.2014 01:30	52.329,60	441,60	2.070,00	19.251,00	19.561,50	19.354,50	28	32	28
17.11.2014 02:00	53.281,80	441,60	2.097,60	19.285,50	19.596,00	19.458,00	28	32	28
17.11.2014 02:30	54.234,00	441,60	2.125,20	19.147,50	19.458,00	19.285,50	28	28	28
17.11.2014 03:00	55.062,00	441,60	2.166,60	19.113,00	19.458,00	19.285,50	28	28	24
17.11.2014 03:30	55.862,40	441,60	2.208,00	19.113,00	19.389,00	19.216,50	28	28	24
17.11.2014 04:00	56.662,80	441,60	2.263,20	19.147,50	19.458,00	19.251,00	24	28	24
17.11.2014 04:30	57.463,20	441,60	2.318,40	19.044,00	19.389,00	19.216,50	28	28	28
17.11.2014 05:00	58.277,40	441,60	2.442,60	19.044,00	19.354,50	19.182,00	28	28	28
17.11.2014 05:30	59.105,40	441,60	2.525,40	18.871,50	19.182,00	19.009,50	28	28	28
17.11.2014 06:00	59.892,00	441,60	2.663,40	19.113,00	19.423,50	19.216,50	24	24	24
17.11.2014 06:30	60.651,00	441,60	2.856,60	19.147,50	19.423,50	19.285,50	28	28	24
17.11.2014 07:00	61.465,20	441,60	3.077,40	19.078,50	19.423,50	19.285,50	32	28	28
17.11.2014 07:30	62.417,40	441,60	3.284,40	19.009,50	19.320,00	19.147,50	36	32	32
17.11.2014 08:00	63.466,20	441,60	3.450,00	19.044,00	19.389,00	19.216,50	36	32	36
17.11.2014 08:30	64.653,00	441,60	3.532,80	19.044,00	19.320,00	19.182,00	44	44	44
17.11.2014 09:00	65.991,60	441,60	3.588,00	18.871,50	19.182,00	19.044,00	52	52	48
17.11.2014 09:30	67.440,60	441,60	3.615,60	18.940,50	19.216,50	19.113,00	48	48	48
17.11.2014 10:00	68.793,00	441,60	3.684,60	18.975,00	19.216,50	19.113,00	44	44	44
17.11.2014 10:30	70.145,40	441,60	3.698,40	18.802,50	19.113,00	19.009,50	48	44	44
17.11.2014 11:00	71.525,40	441,60	3.726,00	18.906,00	19.182,00	19.078,50	52	48	48
17.11.2014 11:30	72.905,40	441,60	3.739,80	18.837,00	19.044,00	18.975,00	48	48	48
17.11.2014 12:00	74.271,60	441,60	3.781,20	18.802,50	19.113,00	18.975,00	44	44	44
17.11.2014 12:30	75.596,40	441,60	3.808,80	19.009,50	19.320,00	19.147,50	44	44	44
17.11.2014 13:00	76.879,80	441,60	3.850,20	18.975,00	19.320,00	19.147,50	44	44	44
17.11.2014 13:30	78.108,00	441,60	3.933,00	18.940,50	19.216,50	19.113,00	44	44	40
17.11.2014 14:00	79.308,60	441,60	4.057,20	19.044,00	19.354,50	19.216,50	40	40	40
17.11.2014 14:30	80.481,60	441,60	4.167,60	19.078,50	19.354,50	19.216,50	40	40	40
17.11.2014 15:00	81.682,20	441,60	4.264,20	19.113,00	19.458,00	19.354,50	44	44	40
17.11.2014 15:30	83.020,80	441,60	4.360,80	18.975,00	19.320,00	19.147,50	48	48	44
17.11.2014 16:00	84.456,00	441,60	4.457,40	19.044,00	19.251,00	19.147,50	52	52	52
17.11.2014 16:30	86.001,60	441,60	4.512,60	18.699,00	19.009,50	18.906,00	56	56	56
17.11.2014 17:00	87.685,20	483,00	4.512,60	18.768,00	18.975,00	18.975,00	60	60	60
17.11.2014 17:30	89.272,20	538,20	4.512,60	18.802,50	19.078,50	18.975,00	56	52	52
17.11.2014 18:00	90.859,20	607,20	4.512,60	18.975,00	19.251,00	19.216,50	52	52	52

17.11.2014 18:30	92.418,60	662,40	4.512,60	18.940,50	19.182,00	19.147,50	56	52	52
17.11.2014 19:00	93.936,60	717,60	4.512,60	18.837,00	19.078,50	19.044,00	52	52	48
17.11.2014 19:30	95.496,00	772,80	4.512,60	18.768,00	19.044,00	18.975,00	56	56	52
17.11.2014 20:00	97.083,00	814,20	4.512,60	18.837,00	19.113,00	19.009,50	56	56	52
17.11.2014 20:30	98.656,20	841,80	4.512,60	18.837,00	19.113,00	18.975,00	56	52	52
17.11.2014 21:00	100.257,00	883,20	4.512,60	18.837,00	19.147,50	19.044,00	56	56	56
17.11.2014 21:30	101.816,40	910,80	4.512,60	18.940,50	19.251,00	19.113,00	52	52	48
17.11.2014 22:00	103.348,20	938,40	4.512,60	18.975,00	19.251,00	19.147,50	52	52	48
17.11.2014 22:30	104.824,80	966,00	4.512,60	18.975,00	19.216,50	19.147,50	48	48	48
17.11.2014 23:00	106.232,40	966,00	4.512,60	18.699,00	18.975,00	18.906,00	48	48	44
17.11.2014 23:30	107.557,20	966,00	4.512,60	18.837,00	19.147,50	19.044,00	44	44	44
18.11.2014 00:00	108.785,40	966,00	4.512,60	18.837,00	19.182,00	19.044,00	36	36	36
18.11.2014 00:30	109.848,00	966,00	4.526,40	19.078,50	19.423,50	19.285,50	32	32	32
18.11.2014 01:00	110.827,80	966,00	4.554,00	19.147,50	19.492,50	19.354,50	32	32	32
18.11.2014 01:30	111.766,20	966,00	4.567,80	19.251,00	19.561,50	19.423,50	28	32	28
18.11.2014 02:00	112.732,20	966,00	4.581,60	19.354,50	19.630,50	19.527,00	32	36	32
18.11.2014 02:30	113.767,20	979,80	4.581,60	19.320,00	19.665,00	19.561,50	32	36	32
18.11.2014 03:00	114.774,60	979,80	4.609,20	19.423,50	19.734,00	19.596,00	32	32	32
18.11.2014 03:30	115.768,20	979,80	4.623,00	19.389,00	19.596,00	19.492,50	36	36	32
18.11.2014 04:00	116.748,00	979,80	4.650,60	19.389,00	19.665,00	19.561,50	32	32	32
18.11.2014 04:30	117.769,20	979,80	4.678,20	19.216,50	19.527,00	19.389,00	32	36	32
18.11.2014 05:00	118.776,60	979,80	4.705,80	19.216,50	19.492,50	19.354,50	36	36	32
18.11.2014 05:30	119.687,40	979,80	4.774,80	19.009,50	19.285,50	19.147,50	28	28	28
18.11.2014 06:00	120.515,40	979,80	4.912,80	19.251,00	19.492,50	19.354,50	24	28	24
18.11.2014 06:30	121.302,00	979,80	5.092,20	19.389,00	19.699,50	19.527,00	28	28	28
18.11.2014 07:00	122.130,00	979,80	5.299,20	19.423,50	19.837,50	19.561,50	32	28	28
18.11.2014 07:30	123.109,80	979,80	5.464,80	19.320,00	19.630,50	19.492,50	36	32	32
18.11.2014 08:00	124.131,00	979,80	5.616,60	19.147,50	19.423,50	19.285,50	36	36	36
18.11.2014 08:30	125.248,80	979,80	5.754,60	19.147,50	19.423,50	19.354,50	44	44	44
18.11.2014 09:00	126.532,20	979,80	5.837,40	19.078,50	19.354,50	19.285,50	48	48	44
18.11.2014 09:30	127.953,60	979,80	5.892,60	19.113,00	19.354,50	19.320,00	48	48	48
18.11.2014 10:00	129.375,00	979,80	5.934,00	19.113,00	19.354,50	19.320,00	48	48	44
18.11.2014 10:30	130.796,40	979,80	5.975,40	19.182,00	19.389,00	19.320,00	48	48	44
18.11.2014 11:00	132.190,20	979,80	6.016,80	19.147,50	19.389,00	19.320,00	48	48	48
18.11.2014 11:30	133.584,00	979,80	6.072,00	19.147,50	19.389,00	19.285,50	48	48	48
18.11.2014 12:00	135.005,40	979,80	6.113,40	19.113,00	19.354,50	19.285,50	44	44	44
18.11.2014 12:30	136.275,00	979,80	6.182,40	19.320,00	19.630,50	19.527,00	40	44	40
18.11.2014 13:00	137.530,80	979,80	6.237,60	19.285,50	19.527,00	19.458,00	40	40	40
18.11.2014 13:30	138.703,80	979,80	6.348,00	19.216,50	19.561,50	19.492,50	40	36	40
18.11.2014 14:00	139.876,80	979,80	6.458,40	19.389,00	19.596,00	19.492,50	40	40	40
18.11.2014 14:30	141.049,80	979,80	6.568,80	19.354,50	19.630,50	19.596,00	44	40	40
18.11.2014 15:00	142.333,20	979,80	6.651,60	19.354,50	19.665,00	19.561,50	40	40	40
18.11.2014 15:30	143.630,40	979,80	6.734,40	19.389,00	19.665,00	19.561,50	44	44	44
18.11.2014 16:00	144.982,80	979,80	6.831,00	19.320,00	19.527,00	19.423,50	44	44	44
18.11.2014 16:30	146.404,20	979,80	6.913,80	18.837,00	19.113,00	19.044,00	56	56	52

18.11.2014 17:00	147.963,60	993,60	6.913,80	18.526,50	18.837,00	18.768,00	52	52	52
18.11.2014 17:30	149.509,20	1.021,20	6.913,80	18.768,00	19.044,00	18.906,00	56	52	52
18.11.2014 18:00	151.013,40	1.062,60	6.913,80	18.802,50	19.078,50	18.975,00	52	52	48
18.11.2014 18:30	152.490,00	1.076,40	6.913,80	18.871,50	19.182,00	19.044,00	48	48	48
18.11.2014 19:00	153.939,00	1.090,20	6.913,80	18.802,50	19.078,50	18.975,00	48	52	48
18.11.2014 19:30	155.457,00	1.104,00	6.913,80	18.802,50	19.078,50	18.940,50	52	56	56
18.11.2014 20:00	157.002,60	1.131,60	6.913,80	18.871,50	19.216,50	19.078,50	48	48	48
18.11.2014 20:30	158.424,00	1.145,40	6.913,80	18.940,50	19.216,50	19.044,00	48	48	48
18.11.2014 21:00	159.955,80	1.173,00	6.913,80	18.940,50	19.251,00	19.147,50	52	52	52
18.11.2014 21:30	161.487,60	1.200,60	6.913,80	18.940,50	19.285,50	19.147,50	52	52	48
18.11.2014 22:00	163.005,60	1.228,20	6.913,80	19.009,50	19.320,00	19.216,50	52	52	52
18.11.2014 22:30	164.454,60	1.242,00	6.913,80	19.044,00	19.320,00	19.251,00	48	48	44
18.11.2014 23:00	165.848,40	1.255,80	6.913,80	19.078,50	19.389,00	19.285,50	44	48	44
18.11.2014 23:30	167.200,80	1.255,80	6.913,80	19.078,50	19.354,50	19.285,50	44	44	44
19.11.2014 00:00	168.484,20	1.255,80	6.927,60	19.182,00	19.423,50	19.285,50	40	40	36
19.11.2014 00:30	169.519,20	1.255,80	6.941,40	19.044,00	19.423,50	19.251,00	32	32	32
19.11.2014 01:00	170.499,00	1.255,80	6.941,40	19.216,50	19.492,50	19.354,50	32	32	32
19.11.2014 01:30	171.423,60	1.255,80	6.941,40	19.216,50	19.527,00	19.423,50	32	32	28
19.11.2014 02:00	172.403,40	1.269,60	6.941,40	19.458,00	19.699,50	19.596,00	32	32	32
19.11.2014 02:30	173.397,00	1.283,40	6.955,20	19.423,50	19.734,00	19.630,50	32	36	32
19.11.2014 03:00	174.404,40	1.297,20	6.955,20	19.423,50	19.630,50	19.527,00	32	36	32
19.11.2014 03:30	175.384,20	1.297,20	6.955,20	19.458,00	19.699,50	19.596,00	32	32	32
19.11.2014 04:00	176.336,40	1.311,00	6.969,00	19.251,00	19.561,50	19.492,50	32	32	32
19.11.2014 04:30	177.316,20	1.311,00	6.982,80	19.216,50	19.561,50	19.423,50	32	36	32
19.11.2014 05:00	178.296,00	1.311,00	7.010,40	19.182,00	19.423,50	19.389,00	32	32	32
19.11.2014 05:30	179.165,40	1.311,00	7.079,40	19.044,00	19.389,00	19.216,50	28	28	28
19.11.2014 06:00	179.979,60	1.311,00	7.189,80	19.354,50	19.665,00	19.458,00	24	28	24
19.11.2014 06:30	180.766,20	1.311,00	7.327,80	19.285,50	19.630,50	19.458,00	28	24	24
19.11.2014 07:00	181.580,40	1.311,00	7.507,20	19.423,50	19.699,50	19.561,50	28	28	28
19.11.2014 07:30	182.532,60	1.311,00	7.659,00	19.320,00	19.561,50	19.423,50	32	32	32
19.11.2014 08:00	183.526,20	1.311,00	7.810,80	19.147,50	19.458,00	19.354,50	36	36	32
19.11.2014 08:30	184.630,20	1.311,00	7.935,00	19.113,00	19.354,50	19.285,50	40	40	40
19.11.2014 09:00	185.913,60	1.311,00	8.031,60	18.975,00	19.251,00	19.182,00	44	44	40
19.11.2014 09:30	187.169,40	1.311,00	8.142,00	19.009,50	19.251,00	19.182,00	44	44	44
19.11.2014 10:00	188.439,00	1.311,00	8.252,40	19.009,50	19.251,00	19.216,50	44	44	44
19.11.2014 10:30	189.708,60	1.311,00	8.335,20	18.906,00	19.182,00	19.078,50	40	40	40
19.11.2014 11:00	190.964,40	1.311,00	8.445,60	19.009,50	19.251,00	19.182,00	44	44	44
19.11.2014 11:30	192.247,80	1.311,00	8.514,60	18.906,00	19.251,00	19.147,50	44	44	44
19.11.2014 12:00	193.503,60	1.311,00	8.528,40	19.009,50	19.354,50	19.251,00	40	40	40
19.11.2014 12:30	194.745,60	1.311,00	8.528,40	19.320,00	19.596,00	19.492,50	40	40	40
19.11.2014 13:00	195.932,40	1.311,00	8.625,00	19.320,00	19.630,50	19.527,00	40	40	40
19.11.2014 13:30	197.091,60	1.311,00	8.721,60	19.009,50	19.354,50	19.251,00	40	40	40
19.11.2014 14:00	198.292,20	1.311,00	8.804,40	18.906,00	19.182,00	19.113,00	40	40	40
19.11.2014 14:30	199.465,20	1.311,00	8.901,00	19.078,50	19.354,50	19.251,00	40	40	40
19.11.2014 15:00	200.569,20	1.311,00	9.025,20	18.768,00	19.044,00	18.940,50	40	36	36

19.11.2014 15:30	201.673,20	1.311,00	9.163,20	18.630,00	18.940,50	18.837,00	40	40	40
19.11.2014 16:00	202.846,20	1.311,00	9.301,20	18.388,50	18.699,00	18.595,50	44	44	44
19.11.2014 16:30	204.171,00	1.311,00	9.397,80	18.561,00	18.837,00	18.733,50	48	48	48
19.11.2014 17:00	205.661,40	1.311,00	9.397,80	18.561,00	18.940,50	18.837,00	52	52	52
19.11.2014 17:30	207.207,00	1.338,60	9.397,80	18.699,00	19.044,00	18.975,00	52	52	52
19.11.2014 18:00	208.752,60	1.393,80	9.397,80	18.837,00	19.113,00	19.009,50	52	52	52
19.11.2014 18:30	210.243,00	1.435,20	9.397,80	18.871,50	19.216,50	19.113,00	52	52	52
19.11.2014 19:00	211.705,80	1.462,80	9.397,80	18.733,50	19.044,00	18.871,50	48	48	48
19.11.2014 19:30	213.154,80	1.462,80	9.397,80	18.837,00	19.113,00	18.975,00	52	52	52
19.11.2014 20:00	214.603,80	1.476,60	9.397,80	18.768,00	19.078,50	18.906,00	48	48	48
19.11.2014 20:30	216.011,40	1.490,40	9.397,80	19.009,50	19.285,50	19.182,00	48	48	48
19.11.2014 21:00	217.432,80	1.490,40	9.397,80	19.078,50	19.423,50	19.285,50	48	48	48
19.11.2014 21:30	218.840,40	1.518,00	9.397,80	19.113,00	19.423,50	19.320,00	44	48	44
19.11.2014 22:00	220.192,80	1.518,00	9.397,80	19.078,50	19.389,00	19.251,00	44	44	44
19.11.2014 22:30	221.490,00	1.518,00	9.397,80	19.009,50	19.320,00	19.182,00	44	44	44
19.11.2014 23:00	222.718,20	1.518,00	9.411,60	19.113,00	19.423,50	19.285,50	40	40	40
19.11.2014 23:30	223.932,60	1.518,00	9.411,60	19.147,50	19.458,00	19.320,00	40	40	40
20.11.2014 00:00	225.050,40	1.518,00	9.411,60	19.354,50	19.665,00	19.492,50	36	36	36
20.11.2014 00:30	226.085,40	1.518,00	9.411,60	19.389,00	19.699,50	19.527,00	32	32	32
20.11.2014 01:00	227.079,00	1.518,00	9.411,60	19.320,00	19.665,00	19.492,50	32	32	32
20.11.2014 01:30	227.989,80	1.518,00	9.425,40	19.285,50	19.630,50	19.458,00	28	28	28
20.11.2014 02:00	228.873,00	1.518,00	9.453,00	19.389,00	19.734,00	19.596,00	28	28	28

Ek-2.2: Karakoçan DM Girişinde lülen Değerler

Tarih	Aktif Endeks	Endüktif	Kapasitif	Gerilim 1	Gerilim 2	Gerilim 3	Akım 1	Akım 2	Akım 3
16.11.2014 00:00	0	0	0	18.942,00	18.678,00	18.777,00	0	0	0
16.11.2014 00:30	0	0	0	18.909,00	18.678,00	18.777,00	0	0	0
16.11.2014 01:00	0	0	0	18.942,00	18.744,00	18.843,00	0	0	0
16.11.2014 01:30	0	0	0	19.041,00	18.876,00	18.942,00	0	0	0
16.11.2014 02:00	0	0	0	19.338,00	19.107,00	19.206,00	0	0	0
16.11.2014 02:30	0	0	0	19.239,00	19.041,00	19.074,00	0	0	0
16.11.2014 03:00	0	0	0	19.305,00	19.041,00	19.140,00	0	0	0
16.11.2014 03:30	0	0	0	19.239,00	18.975,00	19.074,00	0	0	0
16.11.2014 04:00	0	0	0	19.206,00	19.008,00	19.074,00	0	0	0
16.11.2014 04:30	0	0	0	19.272,00	19.008,00	19.041,00	0	0	0
16.11.2014 05:00	0	0	0	19.173,00	18.975,00	19.041,00	0	0	0
16.11.2014 05:30	0	0	0	19.107,00	18.975,00	19.041,00	0	0	0
16.11.2014 06:00	594	0	0	19.800,00	19.800,00	19.899,00	24	24	24
16.11.2014 06:30	1.306,80	0	79,2	19.503,00	19.602,00	19.635,00	24	24	24
16.11.2014 07:00	2.059,20	0	198	19.602,00	19.635,00	19.668,00	24	24	24
16.11.2014 07:30	2.930,40	0	316,8	19.437,00	19.569,00	19.569,00	24	24	24
16.11.2014 08:00	3.841,20	0	435,6	19.404,00	19.470,00	19.536,00	36	36	36
16.11.2014 08:30	4.870,80	0	514,8	19.272,00	19.305,00	19.371,00	36	36	36
16.11.2014 09:00	6.138,00	0	594	19.041,00	19.140,00	19.206,00	48	48	36
16.11.2014 09:30	7.524,00	0	633,6	19.074,00	19.107,00	19.140,00	48	48	36
16.11.2014 10:00	8.949,60	0	673,2	19.206,00	19.305,00	19.338,00	48	48	48
16.11.2014 10:30	10.414,80	39,6	673,2	19.173,00	19.173,00	19.305,00	48	48	36
16.11.2014 11:00	11.840,40	39,6	712,8	19.107,00	19.140,00	19.371,00	48	36	36
16.11.2014 11:30	13.305,60	79,2	712,8	18.975,00	18.975,00	19.107,00	60	60	48
16.11.2014 12:00	14.770,80	79,2	752,4	19.239,00	19.206,00	19.305,00	48	48	36
16.11.2014 12:30	16.156,80	118,8	752,4	19.239,00	19.305,00	19.404,00	48	48	36
16.11.2014 13:00	17.503,20	118,8	752,4	19.008,00	19.041,00	19.140,00	48	48	48
16.11.2014 13:30	18.889,20	118,8	831,6	18.975,00	19.074,00	19.107,00	48	48	48
16.11.2014 14:00	20.314,80	118,8	950,4	19.107,00	19.173,00	19.239,00	48	48	36
16.11.2014 14:30	21.661,20	118,8	1.029,60	19.107,00	19.206,00	19.206,00	36	48	36
16.11.2014 15:00	23.007,60	118,8	1.148,40	19.107,00	19.173,00	19.173,00	36	36	36
16.11.2014 15:30	24.314,40	118,8	1.267,20	18.909,00	18.975,00	19.041,00	48	48	48
16.11.2014 16:00	25.819,20	118,8	1.386,00	18.744,00	18.843,00	18.843,00	60	60	48
16.11.2014 16:30	27.403,20	118,8	1.425,60	18.414,00	18.513,00	18.612,00	60	60	60
16.11.2014 17:00	28.987,20	158,4	1.425,60	18.975,00	19.041,00	19.107,00	48	48	48
16.11.2014 17:30	30.571,20	237,6	1.425,60	19.008,00	19.041,00	19.074,00	48	60	60
16.11.2014 18:00	32.155,20	356,4	1.425,60	18.876,00	18.909,00	19.008,00	48	48	48
16.11.2014 18:30	33.660,00	435,6	1.425,60	18.942,00	18.942,00	19.107,00	48	48	48
16.11.2014 19:00	35.164,80	475,2	1.425,60	18.876,00	18.942,00	19.074,00	48	48	48
16.11.2014 19:30	36.709,20	554,4	1.425,60	18.909,00	19.008,00	19.107,00	48	48	48
16.11.2014 20:00	38.332,80	594	1.425,60	19.008,00	18.975,00	19.107,00	48	48	48

16.11.2014 20:30	39.877,20	673,2	1.425,60	19.041,00	18.975,00	19.074,00	48	60	48
16.11.2014 21:00	41.421,60	712,8	1.425,60	19.008,00	19.041,00	19.140,00	48	60	48
16.11.2014 21:30	42.926,40	752,4	1.425,60	19.074,00	19.041,00	19.173,00	48	48	48
16.11.2014 22:00	44.391,60	792	1.425,60	19.008,00	19.008,00	19.107,00	48	48	48
16.11.2014 22:30	45.856,80	871,2	1.425,60	19.239,00	19.140,00	19.338,00	48	48	36
16.11.2014 23:00	47.203,20	910,8	1.425,60	19.239,00	19.206,00	19.338,00	36	48	36
16.11.2014 23:30	48.510,00	950,4	1.425,60	19.338,00	19.338,00	19.437,00	36	36	36
17.11.2014 00:00	49.698,00	990	1.425,60	19.107,00	19.107,00	19.206,00	36	36	36
17.11.2014 00:30	50.688,00	1.029,60	1.465,20	19.272,00	19.338,00	19.371,00	36	36	36
17.11.2014 01:00	51.598,80	1.029,60	1.465,20	19.470,00	19.404,00	19.437,00	24	36	24
17.11.2014 01:30	52.509,60	1.069,20	1.465,20	19.338,00	19.371,00	19.371,00	36	36	36
17.11.2014 02:00	53.499,60	1.108,80	1.465,20	19.107,00	19.173,00	19.206,00	36	36	36
17.11.2014 02:30	54.410,40	1.108,80	1.465,20	19.239,00	19.206,00	19.305,00	24	24	24
17.11.2014 03:00	55.202,40	1.108,80	1.465,20	19.239,00	19.305,00	19.305,00	24	24	24
17.11.2014 03:30	55.994,40	1.148,40	1.465,20	19.272,00	19.338,00	19.305,00	24	24	24
17.11.2014 04:00	56.786,40	1.148,40	1.465,20	19.107,00	19.206,00	19.206,00	24	24	24
17.11.2014 04:30	57.618,00	1.148,40	1.504,80	19.239,00	19.239,00	19.305,00	24	24	24
17.11.2014 05:00	58.449,60	1.148,40	1.544,40	19.008,00	19.074,00	19.107,00	24	24	24
17.11.2014 05:30	59.241,60	1.148,40	1.584,00	19.107,00	19.173,00	19.206,00	24	24	24
17.11.2014 06:00	59.994,00	1.148,40	1.702,80	19.305,00	19.371,00	19.404,00	24	24	24
17.11.2014 06:30	60.786,00	1.148,40	1.861,20	19.338,00	19.371,00	19.437,00	24	24	24
17.11.2014 07:00	61.657,20	1.148,40	2.019,60	19.107,00	19.239,00	19.239,00	36	36	36
17.11.2014 07:30	62.647,20	1.148,40	2.178,00	18.975,00	18.975,00	19.041,00	36	36	36
17.11.2014 08:00	63.756,00	1.148,40	2.257,20	19.107,00	19.140,00	19.239,00	36	36	36
17.11.2014 08:30	64.983,60	1.148,40	2.296,80	18.876,00	18.909,00	18.975,00	36	36	36
17.11.2014 09:00	66.409,20	1.148,40	2.336,40	18.975,00	19.008,00	19.074,00	48	48	48
17.11.2014 09:30	67.795,20	1.148,40	2.376,00	19.074,00	19.008,00	19.173,00	48	36	36
17.11.2014 10:00	69.141,60	1.148,40	2.415,60	19.008,00	18.975,00	19.173,00	48	36	36
17.11.2014 10:30	70.488,00	1.148,40	2.415,60	18.909,00	18.909,00	19.041,00	48	48	48
17.11.2014 11:00	71.874,00	1.188,00	2.455,20	18.909,00	18.909,00	19.041,00	48	36	36
17.11.2014 11:30	73.260,00	1.188,00	2.455,20	18.810,00	18.843,00	19.008,00	48	48	36
17.11.2014 12:00	74.566,80	1.188,00	2.494,80	19.107,00	19.107,00	19.173,00	36	36	36
17.11.2014 12:30	75.873,60	1.188,00	2.494,80	19.107,00	19.140,00	19.140,00	36	36	36
17.11.2014 13:00	77.180,40	1.188,00	2.534,40	19.008,00	19.008,00	19.041,00	36	36	36
17.11.2014 13:30	78.368,40	1.188,00	2.613,60	19.107,00	19.107,00	19.173,00	36	36	36
17.11.2014 14:00	79.556,40	1.188,00	2.692,80	19.239,00	19.305,00	19.338,00	36	36	36
17.11.2014 14:30	80.704,80	1.188,00	2.772,00	19.239,00	19.239,00	19.305,00	36	36	36
17.11.2014 15:00	81.972,00	1.188,00	2.811,60	19.272,00	19.239,00	19.404,00	36	36	36
17.11.2014 15:30	83.358,00	1.188,00	2.890,80	19.107,00	19.107,00	19.173,00	48	48	48
17.11.2014 16:00	84.823,20	1.188,00	2.970,00	19.107,00	19.041,00	19.206,00	48	48	48
17.11.2014 16:30	86.407,20	1.188,00	2.970,00	18.711,00	18.645,00	18.810,00	60	60	60
17.11.2014 17:00	88.070,40	1.267,20	2.970,00	18.777,00	18.744,00	18.942,00	60	60	60
17.11.2014 17:30	89.654,40	1.346,40	2.970,00	18.810,00	18.777,00	18.942,00	60	60	60
17.11.2014 18:00	91.198,80	1.465,20	2.970,00	18.909,00	18.876,00	19.041,00	48	48	48
17.11.2014 18:30	92.782,80	1.544,40	2.970,00	18.942,00	18.942,00	19.107,00	48	48	48

17.11.2014 19:00	94.287,60	1.623,60	2.970,00	18.909,00	18.876,00	19.008,00	48	48	48
17.11.2014 19:30	95.832,00	1.702,80	2.970,00	18.810,00	18.777,00	18.876,00	60	60	60
17.11.2014 20:00	97.416,00	1.782,00	2.970,00	18.744,00	18.777,00	18.843,00	60	60	48
17.11.2014 20:30	98.960,40	1.821,60	2.970,00	18.843,00	18.843,00	19.008,00	60	60	48
17.11.2014 21:00	100.584,00	1.861,20	2.970,00	18.942,00	18.909,00	19.041,00	60	60	48
17.11.2014 21:30	102.128,40	1.940,40	2.970,00	19.008,00	18.942,00	19.074,00	48	48	48
17.11.2014 22:00	103.633,20	1.980,00	2.970,00	19.041,00	19.041,00	19.140,00	48	48	48
17.11.2014 22:30	105.058,80	2.019,60	2.970,00	19.074,00	18.975,00	19.173,00	48	48	48
17.11.2014 23:00	106.405,20	2.059,20	2.970,00	18.909,00	18.909,00	19.008,00	48	48	36
17.11.2014 23:30	107.712,00	2.059,20	2.970,00	18.975,00	19.008,00	19.041,00	36	36	36
18.11.2014 00:00	108.860,40	2.059,20	3.009,60	18.975,00	19.041,00	19.074,00	36	36	36
18.11.2014 00:30	109.890,00	2.098,80	3.009,60	19.173,00	19.140,00	19.206,00	36	36	36
18.11.2014 01:00	110.840,40	2.138,40	3.009,60	19.371,00	19.404,00	19.437,00	36	36	24
18.11.2014 01:30	111.751,20	2.138,40	3.009,60	19.437,00	19.503,00	19.569,00	24	24	24
18.11.2014 02:00	112.780,80	2.178,00	3.009,60	19.536,00	19.536,00	19.602,00	36	36	36
18.11.2014 02:30	113.810,40	2.257,20	3.009,60	19.470,00	19.503,00	19.503,00	36	36	24
18.11.2014 03:00	114.800,40	2.257,20	3.009,60	19.437,00	19.437,00	19.503,00	36	36	24
18.11.2014 03:30	115.790,40	2.296,80	3.009,60	19.503,00	19.404,00	19.536,00	36	36	36
18.11.2014 04:00	116.780,40	2.336,40	3.009,60	19.338,00	19.338,00	19.404,00	36	36	36
18.11.2014 04:30	117.810,00	2.336,40	3.009,60	19.371,00	19.371,00	19.404,00	36	36	24
18.11.2014 05:00	118.760,40	2.376,00	3.049,20	19.239,00	19.239,00	19.404,00	24	24	24
18.11.2014 05:30	119.631,60	2.376,00	3.088,80	19.272,00	19.371,00	19.371,00	24	24	24
18.11.2014 06:00	120.423,60	2.376,00	3.168,00	19.569,00	19.503,00	19.569,00	24	24	24
18.11.2014 06:30	121.215,60	2.376,00	3.326,40	19.569,00	19.635,00	19.635,00	24	24	24
18.11.2014 07:00	122.126,40	2.376,00	3.445,20	19.569,00	19.602,00	19.668,00	36	36	36
18.11.2014 07:30	123.116,40	2.376,00	3.564,00	19.371,00	19.371,00	19.437,00	36	36	36
18.11.2014 08:00	124.185,60	2.376,00	3.643,20	19.173,00	19.140,00	19.371,00	36	36	36
18.11.2014 08:30	125.373,60	2.376,00	3.722,40	19.272,00	19.206,00	19.371,00	36	36	36
18.11.2014 09:00	126.720,00	2.376,00	3.762,00	19.272,00	19.173,00	19.371,00	48	48	48
18.11.2014 09:30	128.145,60	2.376,00	3.801,60	19.206,00	19.140,00	19.371,00	48	48	48
18.11.2014 10:00	129.571,20	2.376,00	3.841,20	19.206,00	19.107,00	19.305,00	48	48	48
18.11.2014 10:30	130.957,20	2.376,00	3.880,80	19.272,00	19.173,00	19.305,00	36	48	36
18.11.2014 11:00	132.343,20	2.376,00	3.920,40	19.206,00	19.140,00	19.305,00	48	48	48
18.11.2014 11:30	133.729,20	2.376,00	3.960,00	19.206,00	19.140,00	19.239,00	48	48	48
18.11.2014 12:00	135.075,60	2.376,00	3.999,60	19.371,00	19.404,00	19.503,00	36	36	36
18.11.2014 12:30	136.342,80	2.376,00	3.999,60	19.470,00	19.404,00	19.569,00	36	36	36
18.11.2014 13:00	137.570,40	2.376,00	4.078,80	19.503,00	19.536,00	19.602,00	36	36	36
18.11.2014 13:30	138.758,40	2.376,00	4.118,40	19.404,00	19.371,00	19.503,00	36	36	36
18.11.2014 14:00	139.906,80	2.376,00	4.197,60	19.470,00	19.470,00	19.635,00	36	36	36
18.11.2014 14:30	141.134,40	2.376,00	4.237,20	19.503,00	19.470,00	19.569,00	36	36	36
18.11.2014 15:00	142.401,60	2.376,00	4.316,40	19.602,00	19.536,00	19.668,00	36	36	36
18.11.2014 15:30	143.748,00	2.376,00	4.356,00	19.404,00	19.371,00	19.536,00	48	48	36
18.11.2014 16:00	145.094,40	2.376,00	4.435,20	19.272,00	19.173,00	19.305,00	48	48	48
18.11.2014 16:30	146.599,20	2.376,00	4.474,80	18.645,00	18.612,00	18.777,00	60	60	48
18.11.2014 17:00	148.143,60	2.415,60	4.474,80	18.777,00	18.744,00	18.876,00	48	48	48

18.11.2014 17:30	149.648,40	2.494,80	4.474,80	18.810,00	18.777,00	18.942,00	48	48	48
18.11.2014 18:00	151.153,20	2.534,40	4.474,80	18.876,00	18.843,00	18.942,00	48	48	48
18.11.2014 18:30	152.578,80	2.613,60	4.474,80	18.909,00	18.876,00	18.975,00	48	48	48
18.11.2014 19:00	154.044,00	2.653,20	4.474,80	18.744,00	18.810,00	18.876,00	48	48	48
18.11.2014 19:30	155.628,00	2.692,80	4.474,80	18.777,00	18.810,00	18.909,00	60	60	48
18.11.2014 20:00	157.093,20	2.772,00	4.474,80	18.942,00	18.942,00	19.041,00	48	48	48
18.11.2014 20:30	158.518,80	2.811,60	4.474,80	18.975,00	18.975,00	19.074,00	48	60	48
18.11.2014 21:00	160.063,20	2.890,80	4.474,80	18.942,00	18.975,00	19.107,00	48	48	48
18.11.2014 21:30	161.607,60	2.930,40	4.474,80	19.041,00	18.975,00	19.041,00	48	48	48
18.11.2014 22:00	163.072,80	2.970,00	4.474,80	19.041,00	19.008,00	19.107,00	48	48	48
18.11.2014 22:30	164.498,40	3.049,20	4.474,80	19.074,00	19.008,00	19.206,00	48	48	48
18.11.2014 23:00	165.884,40	3.088,80	4.474,80	19.074,00	19.041,00	19.140,00	48	48	48
18.11.2014 23:30	167.191,20	3.128,40	4.474,80	19.173,00	19.140,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 00:00	168.379,20	3.168,00	4.474,80	19.206,00	19.140,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 00:30	169.369,20	3.168,00	4.474,80	19.272,00	19.305,00	19.371,00	36	36	36
19.11.2014 01:00	170.319,60	3.207,60	4.474,80	19.404,00	19.470,00	19.536,00	36	36	24
19.11.2014 01:30	171.230,40	3.247,20	4.474,80	19.437,00	19.437,00	19.470,00	24	24	24
19.11.2014 02:00	172.260,00	3.286,80	4.474,80	19.371,00	19.437,00	19.470,00	36	36	24
19.11.2014 02:30	173.250,00	3.366,00	4.474,80	19.536,00	19.602,00	19.734,00	36	36	36
19.11.2014 03:00	174.240,00	3.405,60	4.474,80	19.470,00	19.437,00	19.536,00	24	24	24
19.11.2014 03:30	175.190,40	3.484,80	4.474,80	19.503,00	19.536,00	19.602,00	36	36	36
19.11.2014 04:00	176.180,40	3.524,40	4.474,80	19.371,00	19.371,00	19.437,00	36	36	36
19.11.2014 04:30	177.170,40	3.524,40	4.474,80	19.272,00	19.338,00	19.437,00	36	36	36
19.11.2014 05:00	178.081,20	3.564,00	4.514,40	19.107,00	19.173,00	19.206,00	24	24	24
19.11.2014 05:30	178.912,80	3.564,00	4.514,40	19.239,00	19.206,00	19.239,00	24	24	24
19.11.2014 06:00	179.744,40	3.564,00	4.593,60	19.470,00	19.635,00	19.602,00	24	24	24
19.11.2014 06:30	180.496,80	3.564,00	4.712,40	19.437,00	19.503,00	19.503,00	24	24	24
19.11.2014 07:00	181.407,60	3.564,00	4.791,60	19.635,00	19.668,00	19.767,00	36	36	36
19.11.2014 07:30	182.358,00	3.564,00	4.910,40	19.404,00	19.404,00	19.503,00	36	36	36
19.11.2014 08:00	183.387,60	3.564,00	4.989,60	19.305,00	19.338,00	19.371,00	36	36	36
19.11.2014 08:30	184.575,60	3.564,00	5.068,80	19.206,00	19.173,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 09:00	185.842,80	3.564,00	5.148,00	19.107,00	19.140,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 09:30	187.110,00	3.564,00	5.227,20	19.173,00	19.074,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 10:00	188.377,20	3.564,00	5.266,80	18.975,00	19.041,00	19.173,00	36	36	36
19.11.2014 10:30	189.644,40	3.564,00	5.346,00	19.074,00	19.140,00	19.206,00	36	36	36
19.11.2014 11:00	190.911,60	3.564,00	5.425,20	19.041,00	19.041,00	19.173,00	36	36	36
19.11.2014 11:30	192.178,80	3.564,00	5.425,20	19.206,00	19.140,00	19.305,00	36	36	36
19.11.2014 12:00	193.446,00	3.564,00	5.425,20	19.239,00	19.239,00	19.437,00	36	36	36
19.11.2014 12:30	194.634,00	3.564,00	5.464,80	19.503,00	19.569,00	19.668,00	36	36	36
19.11.2014 13:00	195.822,00	3.564,00	5.504,40	19.536,00	19.536,00	19.602,00	36	36	36
19.11.2014 13:30	196.970,40	3.564,00	5.583,60	18.975,00	18.975,00	19.041,00	36	36	36
19.11.2014 14:00	198.158,40	3.564,00	5.623,20	19.173,00	19.041,00	19.239,00	36	36	36
19.11.2014 14:30	199.306,80	3.564,00	5.702,40	18.909,00	18.975,00	19.041,00	36	36	36
19.11.2014 15:00	200.415,60	3.564,00	5.781,60	18.975,00	18.975,00	19.041,00	36	36	36
19.11.2014 15:30	201.524,40	3.564,00	5.900,40	18.513,00	18.546,00	18.645,00	36	36	36

19.11.2014 16:00	202.752,00	3.564,00	5.979,60	18.711,00	18.777,00	18.909,00	48	48	36
19.11.2014 16:30	204.138,00	3.603,60	6.019,20	18.414,00	18.447,00	18.612,00	60	48	48
19.11.2014 17:00	205.682,40	3.603,60	6.019,20	18.876,00	18.843,00	19.041,00	60	48	48
19.11.2014 17:30	207.226,80	3.682,80	6.019,20	18.909,00	18.909,00	19.074,00	48	48	48
19.11.2014 18:00	208.731,60	3.762,00	6.019,20	18.942,00	19.008,00	19.041,00	48	48	48
19.11.2014 18:30	210.196,80	3.841,20	6.019,20	19.008,00	18.975,00	19.074,00	48	48	48
19.11.2014 19:00	211.662,00	3.880,80	6.019,20	18.876,00	18.909,00	18.942,00	48	48	48
19.11.2014 19:30	213.087,60	3.920,40	6.019,20	18.876,00	18.909,00	19.008,00	48	48	48
19.11.2014 20:00	214.513,20	3.960,00	6.019,20	18.975,00	18.975,00	19.074,00	48	48	48
19.11.2014 20:30	215.938,80	4.039,20	6.019,20	19.074,00	19.107,00	19.173,00	48	48	48
19.11.2014 21:00	217.364,40	4.078,80	6.019,20	19.107,00	19.173,00	19.239,00	48	48	48
19.11.2014 21:30	218.710,80	4.118,40	6.019,20	19.173,00	19.206,00	19.239,00	36	48	36
19.11.2014 22:00	220.057,20	4.158,00	6.019,20	18.975,00	19.041,00	19.107,00	36	36	36
19.11.2014 22:30	221.324,40	4.197,60	6.019,20	19.074,00	19.140,00	19.173,00	36	36	36
19.11.2014 23:00	222.512,40	4.197,60	6.019,20	19.272,00	19.305,00	19.371,00	36	36	36
19.11.2014 23:30	223.700,40	4.237,20	6.019,20	19.239,00	19.305,00	19.305,00	36	36	36
20.11.2014 00:00	224.769,60	4.276,80	6.019,20	19.305,00	19.404,00	19.437,00	36	36	36
20.11.2014 00:30	225.799,20	4.276,80	6.019,20	19.635,00	19.668,00	19.701,00	36	36	36
20.11.2014 01:00	226.749,60	4.316,40	6.019,20	19.371,00	19.404,00	19.437,00	24	36	24
20.11.2014 01:30	227.660,40	4.356,00	6.019,20	19.404,00	19.503,00	19.503,00	24	24	24
20.11.2014 02:00	228.531,60	4.356,00	6.019,20	19.437,00	19.503,00	19.470,00	24	24	24

ÖZGEÇMİŞ

Cevdet KÜÇÜKÖNER

Fırat Üniversitesi
Mühendislik Fakültesi
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü
Elazığ
Tel: 505 270 13 18
E.Posta: cevdetkucukoner@gmail.com

- 1980** Bingöl’de doğdu.
- 1996 - 1999** Bingöl Anadolu Öğretmen Lisesini tamamladı.
- 1999 - 2003** Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik – Elektronik Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.
- 2003 - 2011** TEDAŞ’a bağlı Diyarbakır ve Bingöl İl Müdürlüklerinde çalıştı.
- 2011 -** Bingöl Üniversitesi Genç Meslek Yüksekokulunda öğretim görevlisi olarak çalışmaya başladı.