

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ÜÇ FAZLI DENGELİ ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP
TAHMİNİ VE KAYIP PAYLAŞIMI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Fevzi BOZGEYİK

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

OCAK 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**ÜÇ FAZLI DENGELİ ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP
TAHMİNİ VE KAYIP PAYLAŞIMI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Fevzi BOZGEYİK
(504081013)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ömer GÜL

OCAK 2015

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504081013 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Fevzi BOZGEYİK**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**ÜÇ FAZLI DENGELİ ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMİNİ VE KAYIP PAYLAŞIMI**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Doç. Dr. Ömer GÜL**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Yrd. Doç. Dr. Canan KARATEKİN**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Arif KARAKAŞ
Yıldız Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **15 Aralık 2014**
Savunma Tarihi : **21 Ocak 2015**

*Destegini hiç bir zaman esirgemeyen Dayım 'a, sabırla ve sevgiyle yanında olan
Eşim 'e ve ailem 'e,*

ÖNSÖZ

Elektrik dağıtımının kamu kuruluşlarının tekelinden çıkıp özel şirketler tarafından yapılması rekabeti doğurmaktadır, rekabet gücü ise doğrudan fiyatlarla ilgili olduğu için fiyatı etkileyen etkenlerin önemi fazlasıyla ön plana çıkmaktadır. Bunların başında kayıplar gelmektedir, kayıpların tespiti ve bedelinin tahsilatı dağıtım şirketleri için ne kadar kritik ise kayıpların adil paylaşılmış şekilde fiyatlara yansıtılması da tüketiciler için önemlidir.

Hem enerji tedarikçisini hem de son kullanıcıyı ilgilendiren ve giderek popülaritesinin artacağını düşündüğüm bir konuda çalışmaya beni yönlendiren saygıdeğer hocam Doç. Dr. Ömer GÜL'e, gereksinim duyduğum verilerinin temininde yardımlarından dolayı Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'den Elk. Müh. Engin BOZOĞLU'na, öğrenim hayatımda hep yol göstericim olan sevgili Dayım Mak. Müh. Muharrem TİRYAKİ'ye, ve her zaman her koşulda yanımda olan kıymetli Ailem'e sonsuz saygı ve teşekkürü bir borç bilirim.

Ocak 2015

Fevzi BOZGEYİK
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	3
2. ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKE KAYIPLARI	5
2.1 Elektrik Enerji Sistemi	5
2.2 Elektrik Dağıtım Sistemi	5
2.2.1 Dağıtım merkezleri	6
2.2.2 Orta gerilim dağıtım	6
2.2.3 Alçak gerilim dağıtım	7
2.3 Elektrik Dağıtım Sistemi	8
2.3.1 Ölçüm ve koruma ekipmanları.....	8
2.3.1.1 Ölçü transformatörleri.....	8
2.3.1.2 Elektrik sayaçları.....	9
2.3.1.3 Koruma ekipmanları.....	11
2.3.2 Kablolar.....	11
2.3.3 Transformatörler	12
2.4 Elektrik Dağıtım Şebeke Kayıpları	13
2.4.1 Teknik kayıplar	14
2.4.1.1 Akımdan bağımsız kayıplar	14
Transformatör boşa çalışma kayıpları.....	14
Dielektrik kayıpları	16
Ölçüm ve koruma ekipmanları boşa çalışma kayıpları.....	16
2.4.1.2 Akıma bağımlı kayıplar.....	18
Transformatör yükte çalışma kayıpları	18
Kablo yükte çalışma kayıpları.....	19
Ölçüm ve koruma ekipmanları yükte çalışma kayıpları	20
2.4.2 Teknik olmayan kayıplar	22
2.4.2.1 Kaçak elektrik kullanımı	23
2.4.2.2 Hatalı ölçümler.....	24
2.4.2.3 İdari kayıplar	24
3. KAYIP TAHMİNİ ve KAYIP PAYALAŞIMI	25
3.1 Kayıp Tahmini.....	25
3.1.1 Kayıp tahmini yöntemleri	25
3.1.2 Yük kayıp faktörü	29
3.1.2.1 Yük kayıp faktörü ile örnek şebekenin kayıplarının tahmini.....	30

Yük kayıp faktörü ile kayıp tahmini algoritması	32
3.1.2.2 Yük akışı yöntemi ile örnek şebekenin kayıplarının hesabı.....	39
3.1.2.3 YKF ve yük akışı yöntemi sonuçlarının karşılaştırılması	45
3.2 Kayıp Paylaşımı.....	45
3.2.1 Kayıp paylaşımı yöntemleri	46
3.2.2 Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı	47
3.2.2.1 Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı örneği	48
Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı algoritması	48
4. ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMİNİ VE	
PAYLAŞIMI	51
4.1 Açık Ring Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Tahmini ve Paylaşımı	51
4.1.1 Yük kayıp faktörü ile açık ring dağıtım şebekesinde kayıp tahmini	52
4.1.2 Grafik teorisi ile açık ring dağıtım şebekesinde oransal kayıp paylaşımı.....	62
4.2 DÜ'ye Sahip Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Tahmini ve Paylaşımı	65
4.2.1 Yük kayıp faktörü ile DÜ'lü dağıtım şebekesinde kayıp tahmini.....	65
4.2.2 Grafik teorisi ile DÜ'lü dağıtım şebekesinde oransal kayıp paylaşımı.....	71
4.3 Açık Ring ve DÜ'lü Dağıtım Şebekeleri Kayıplarının Karşılaştırılması	73
5. SONUÇ VE ÖNERİLER	79
KAYNAKLAR.....	81
ÖZGEÇMİŞ	85

KISALTMALAR

AG	: Alçak Gerilim
BEDAŞ	: Boğaziçi Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
DÜ	: Dağıtılmış Üretim
EPDK	: Türkiye Cumhuriyeti Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPRI	: Electric Power Research Institute
OG	: Orta Gerilim
YF	: Yük Faktörü
YG	: Yüksek Gerilim
YKF	: Yük Kayıp Faktörü

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Dünya elektrik enerjisi tüketim değişimi	1
Çizelge 1.2 : Dünya elektrik iletim ve dağıtım kayıp oranı değişimi.....	1
Çizelge 2.1 : Akım transformatörleri ölçüm ve faz hata sınırları.....	9
Çizelge 2.2 : Gerilim transformatörleri ölçüm ve faz hata sınırları.....	9
Çizelge 2.3 : Türkiye 2014 elektrik fiyat tarifeleri.....	10
Çizelge 2.4 : Dengeli yüklü monofaze ve trifaze sayaçların yüzde hata sınırları	11
Çizelge 2.5 : Tek ve çok telli iletkenlerin iç dirençleri	12
Çizelge 2.6 : Gerilim ölçü transformatörlerindeki yükten bağımsız kayıplar	17
Çizelge 2.7 : Sayaçların gerilim devrelerindeki güç kayıpları	18
Çizelge 2.8 : Sayaçların akım devrelerindeki güç kayıpları.....	18
Çizelge 2.9 : AG Şalter güç kayıpları.....	21
Çizelge 2.10 : Türkiye elektrik dağıtım kuruluşları kayıp-kaçak hedefleri.....	23
Çizelge 3.1 : Elektrik şebekesi kayıp tahmin yöntem karşılaştırma tablosu.	29
Çizelge 3.2 : 36kV transformatör bilgileri.....	30
Çizelge 3.3 : Şebeke kablo bilgileri.....	30
Çizelge 3.4 : Şebeke yük bilgileri.....	31
Çizelge 3.5 : Yüklerin anlık talep güçleri.....	33
Çizelge 3.6 : Baraların anlık talep güçleri	34
Çizelge 3.7 : Hatların günlük enerji kayıpları	39
Çizelge 3.8 : Transformatörlerin günlük enerji kayıpları	39
Çizelge 3.9 : Anlık kayıp tablosu	43
Çizelge 3.10 : YKF ve DİgSILENT enerji kayıp hesabı sonuçları	45
Çizelge 3.11 : Kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	49
Çizelge 3.12 : Kayıpların denklem (3.22) ile baralara atanması	49
Çizelge 3.13 : Kayıpların denklem (3.21) ile yüklere paylaşımı	50
Çizelge 3.14 : Kayıpların denklem (3.22) ile yüklere paylaşımı	50
Çizelge 3.15 : Kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması	50
Çizelge 4.1 : Kesici pozisyonları	53
Çizelge 4.2 : Baraların senaryo 2’de anlık talep güçleri (kVA)	54
Çizelge 4.3 : Hatların senaryo 2’de günlük enerji kayıpları.....	55
Çizelge 4.4 : Transformatörlerin senaryo 2’de günlük enerji kayıpları.....	55
Çizelge 4.5 : Senaryo 2’de YKF ve DİgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.....	55
Çizelge 4.6 : Baraların senaryo 3’de anlık talep güçleri (kVA)	56
Çizelge 4.7 : Hatların senaryo 3’de günlük enerji kayıpları.....	56
Çizelge 4.8 : Transformatörlerin senaryo 3’de günlük enerji kayıpları.....	56
Çizelge 4.9 : Senaryo 3’de YKF ve DİgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.....	58
Çizelge 4.10 : Baraların senaryo 4’de anlık talep güçleri (kVA)	60
Çizelge 4.11 : Hatların senaryo 4’de günlük enerji kayıpları.....	60
Çizelge 4.12 : Transformatörlerin senaryo 4’de günlük enerji kayıpları.....	60
Çizelge 4.13 : Senaryo 4’de YKF ve DİgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları... 61	
Çizelge 4.14 : Senaryo 2’de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	62

Çizelge 4.15 : Senaryo 2’de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması ...	62
Çizelge 4.16 : Senaryo 3’de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	63
Çizelge 4.17 : Senaryo 3’de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması ...	63
Çizelge 4.18 : Senaryo 4’de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	64
Çizelge 4.19 : Senaryo 4’de kayıpları (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması	64
Çizelge 4.20 : Baraların senaryo 5’de anlık talep güçleri (kVA)	67
Çizelge 4.21 : Hatların senaryo 5’de günlük enerji kayıpları	67
Çizelge 4.22 : Transformatörlerin senaryo 5’de günlük enerji kayıpları.....	67
Çizelge 4.23 : Senaryo 5’de YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları ...	68
Çizelge 4.24 : Baraların senaryo 6’da anlık talep güçleri (kVA)	69
Çizelge 4.25 : Hatların senaryo 6’da günlük enerji kayıpları	69
Çizelge 4.26 : Transformatörlerin senaryo 6’da günlük enerji kayıpları.....	70
Çizelge 4.27 : Senaryo 6’da YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları ...	71
Çizelge 4.28 : Senaryo 5’de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	71
Çizelge 4.29 : Senaryo 5’de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması ...	71
Çizelge 4.30 : Senaryo 6’da kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması	72
Çizelge 4.31 : Senaryo 6’da kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması ...	72

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Türkiye elektrik iletim ve dağıtım sistemleri kayıp oranları [3]	2
Şekil 2.1 : Elektrik enerji sistemi basit şeması	5
Şekil 2.2 : Elektrik dağıtım sistemi basit şeması	8
Şekil 3.1 : Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasındaki ilişki.....	26
Şekil 3.2 : Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasındaki ilişki.....	26
Şekil 3.3 : Enerji tüketim ve fatura dönem uyumsuzluğu [20].....	27
Şekil 3.4 : Örnek radyal elektrik dağıtım şebekesi	31
Şekil 3.5 : BEDAŞ Ocak ayı hafta içi günlük yük profili eğrileri.....	32
Şekil 3.6 : Örnek şebeke yüklerin ve baraların YF ile YKF değerleri	35
Şekil 3.7 : Örnek şebeke yüklerin ve baraların YF ile YKF değerleri	35
Şekil 3.8 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri	36
Şekil 3.9 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri	38
Şekil 3.10 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri.....	38
Şekil 3.11 : Örnek şebeke Yük1 eğrisi	39
Şekil 3.12 : Örnek şebeke Yük2 eğrisi	40
Şekil 3.13 : Örnek şebeke Yük3 eğrisi	40
Şekil 3.14 : Örnek şebeke Yük4 eğrisi	41
Şekil 3.15 : Örnek şebeke Yük5 eğrisi	41
Şekil 3.16 : Örnek şebeke Yük6 eğrisi	42
Şekil 3.17 : Örnek şebeke Yük7 eğrisi	42
Şekil 3.18 : Örnek şebeke DIgSILENT şeması	44
Şekil 4.1 : Örnek açık ring elektrik dağıtım şebekesi.....	52
Şekil 4.2 : Örnek şebekenin senaryo 2'deki yapısı ve güç akışı.....	53
Şekil 4.3 : Örnek şebekenin senaryo 3'deki yapısı ve güç akışı.....	57
Şekil 4.4 : Örnek şebekenin senaryo 4'deki yapısı ve güç akışı.....	59
Şekil 4.5 : Dağıtılmış üretime sahip örnek dağıtım şebekesi.....	65
Şekil 4.6 : DÜ'ye sahip örnek şebekenin senaryo 5'deki yapısı ve güç akışı	67
Şekil 4.7 : DÜ'ye sahip örnek şebekenin senaryo 6'daki yapısı ve güç akışı	69
Şekil 4.8 : Farklı çalışma koşullarında YKF ve DIgSILENT sonuçları	73
Şekil 4.9 : Farklı çalışma koşullarında bileşenlerin YKF sonuçları	74
Şekil 4.10 : Farklı çalışma koşullarında bileşenlerin DIgSILENT sonuçları	74
Şekil 4.11 : Talep güçleri oranı ile yüklere paylaştırılmış enerji kayıpları	76
Şekil 4.12 : Talep güçleri kareleri oranı ile yüklere paylaştırılmış enerji kayıpları ..	76

ÜÇ FAZLI DENGELİ ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMINİ VE KAYIP PAYLAŞIMI

ÖZET

Bu tez çalışması, üç fazlı dengeli elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelecek teknik kayıpları tahmin yöntemi ile bulmayı ve kayıpları tüketicilere adil şekilde paylaşmayı amaçlamaktadır. Elektrik enerji sistemlerinde en büyük kayıp oranı dağıtım safhasında gerçekleştiği için bu çalışmada dağıtım sistemi üzerinde durulmuştur. Dünya genelinde kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi artarken, kaynakların kısıtlı oluşu kayıpların azaltılmasını kaçınılmaz kılmaktadır, bunun için öncelikle kayıpların tespiti gereklidir. Diğer taraftan kayıplar, enerji fiyatlandırmasında etken rol oynamakta ve elektrik dağıtım kuruluşlarının rekabet güçlerini sınırlamaktadır. Bu iki temel neden enerji kayıplarının hesaplanmasını ve tüketicileri de ilgilendirdiği üzere adil olarak paylaşılmasını gerektirmektedir. Kayıplar iki ana sınıfa ayrılır; Teknik kayıplar ve teknik olmayan kayıplar. Yüklerin değişken oluşu anlık kayıpların hesabını zorlaştırırken, sistem bileşenlerinin doğası gereği kaçınılmaz olarak meydana çıkan teknik kayıplar tahmin yöntemleri ile hesaplanabilmektedir. Teknik olmayan kaçak kullanım, hatalı ölçümler ve idari kayıpları ise hesaplamak mümkün değildir. Ancak teknik kayıpları hesaplanmış bir sistemin geriye kalan kayıpları teknik olmayan kayıp olarak sınıflandırılabilir. Teknik kayıplar ise akıma bağımlı ve akımdan bağımsız olarak gruplandırılır. Akımdan bağımsız kayıpların hesabı kolay ve hızlıdır, değişken yük akımına bağımlı kayıpların hesabı için tahmin yöntemleri geliştirilmiştir. Bu çalışmada bileşenlerin değişken kayıplarını en kısa sürede ve kolayca kabul edilebilir seviyede doğruluk oranı ile tahmin edebilen Yük Kayıp Faktörü yöntemi kullanılmıştır. Aynı şebeke Newton-Raphson yük akışı yöntemini kullanan DIgSILENT programı ile çözdürülmüş ve sonuçları kıyaslanmıştır. Yöntemin sonuçları beklenen şekilde iyi çıkmıştır, ancak bazı bileşenlerin kayıplarında büyük fark görülmüştür, üzerinde çalışma gerektirmektedir.

Tüketilen güç ile kayıplar arasında lineer olmayan ilişki nedeniyle kayıpların kaynaklarına paylaşımı zordur. Geliştirilmiş kayıp paylaşımı yöntemlerinin hiç biri tam adil sonuç verememektedir. Bu nedenle sistemin kullanıcılarına ve koşullarına bağlı seçilirler. Radyal elektrik dağıtım sistemlerinin topolojisine uygun ve kolay uygulanması nedeniyle bu çalışmada grafik teorisi içeren oransal kayıp paylaşımı yöntemi kullanılmıştır. Yüklerin talep güçlerinin kareleri oranındaki paylaşımda sapmalar olduğu, büyük güçlü yüklere daha fazla kayıp atandığı gözlemlenmiştir.

Dağıtım şebekelerinin açık ring şeklinde farklı kombinasyonlarda işletilebilmesi ve dağıtılmış üretime sahip olabilmeleri nedeniyle yapıları değişebilmektedir. Değişen yapıları kayıpların analizinin ve paylaşımının sürekliliğini gerektirmektedir. Bu çalışmada kullanılan YKF ve grafik teorisi ile oransal paylaşım yöntemleri dağıtım şebekesinin farklı çalışma tiplerine uygulanmıştır. En az veri ile en kısa sürede ve kolayca kabul edilebilir hata seviyelerinde sonuçlar vermeleri nedeniyle kurulum öncesi ve işletme sırasında kullanılabilir yöntem oldukları gösterilmiştir. Ancak grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşım yönteminin sonuçlarının başka bir yöntem ile kıyaslanması ileriki çalışmaların konusu olabilir.

LOSS ESTIMATION AND LOSS ALLOCATION OF BALANCED THREE-PHASE ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS

SUMMARY

The purpose of this study is estimation of technical losses of balanced three-phase electricity distribution network with estimation method and allocation of losses to consumers in a fair manner. This study focused on the distribution system because of the biggest loss rate occurs in the distribution phase in energy systems. While increasing of electricity consumption per capita in the World, limited resources forces to reducing the losses so firstly it is necessary to detect losses. On the other hand, losses plays active role in energy pricing and restrict the competitiveness of electricity distribution companies. These two main reasons requires to calculation of energy losses and allocation the calculated losses to consumers in a fair manner as well.

Losses are divided into two main classes; Technical losses and non-technical losses. Technical losses occur due to the nature of the system and equipments. Technical losses can be minimized in the design phase or can be limited at the operation phase with suitable treatments.

Current flow dependent and current flow independent losses are composed the technical losses. Current flow independent losses also called as no-load losses. Because these losses can occur at system under voltage, not need to current flow. No-load losses are iron losses of power and voltage-current measurement transformers, dielectric, corona and leakage current losses of cables and capacitors.

Current flow dependent losses are caused by the load current and also called as load losses. Varies in proportion to the square of the load current intensity and they occur as heat from power and current measurement transformers and junction points. They constitute a major part of the losses occurring in the power distribution system. Consist of the variable nature of the load current makes it dependent variable and current losses are also variable.

Non-technical losses occur from illegal use, faulty measurements and administrative losses. Non-technical losses can be destruct theoretical through study of the electricity distribution companies. However, in practice this is not possible due to various obstacles and challenges. Separating with a sharp line is not possible technical losses and non-technical losses from each other. Technical and non-technical losses rates varies depending on the cause of each country's development level, length of the transmission and distribution network lines, etc.

It is difficult to account the losses instantaneous because of the variable nature of the loads and take measurements from all points to collect data in the distribution system is costly, so often losses are estimated. Load Loss Factor [22], Measurement History [20], Power Flow [25] methods have been developed to estimate the losses. It is not possible to calculate illegal use, faulty measurements and administrative non-technical losses. However, the remaining losses of calculated technical losses of a system can be classified as non-technical losses.

In this study Load Loss Factor method is used, which can estimate as soon as the components losses of distribution network easily with acceptable accuracy. Same distribution network was dissolved with DIGSILENT software and results were compared. The results of the method were significantly better as expected. But large differences were found in loss of some components than others, require working on.

The technical losses, occur in the power system, have always been a major problem to the pricing of energy. Non-linear relationship between the transmitted or consumed power with losses is difficult to identify the source of the losses [27]. Pro-Rata [29], Incremental allocation [30], Proportional allocation with graph theory [31] and Z-Bus [33] loss allocation methods have been introduced in the literature. None of developed loss allocation method does not give full fair results. Therefore the methods are chosen depending on conditions and system users. Proportional allocation method with graph theory was used in this study due to implementation accordingly to the topology of the radial electric distribution system. In squared proportional allocation method, deviation was observed and further losses are assigned to bigger loads than others.

The topologies of open ring and distributed generated distribution systems can be changed, because of operation options in different combinations. Changing

topologies require the continuity of the analysis and allocation of losses. At this study, Load Loss Factor and Proportional Allocation with Graph Theory methods were applied to different types of work distribution network. Giving results in acceptable error level easily with minimal data is shown that these methods can be used during operation and design stage. However, the results of proportional allocation with graph theory method can be compare with another method in future studies.

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisinin tüketim oranı sanayi alanında atılım yapan ve nüfusu artan ülkelerde artmaya devam etmektedir. Bunun yanında elektrik enerjisi kullanım alanlarının da artması Dünya genelinde kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketiminin her yıl ortalama %2,5 artmasına neden olurken toplam tüketimin ortalama %3,9 artmasına neden olmaktadır.

Çizelge 1.1 : Dünya elektrik enerjisi tüketim değişimi [1].

Dünya Elektrik Enerjisi Tüketim Artışı	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Ortalama Artış
Kişi Başı	-	3,15%	2,72%	3,48%	1,02%	-1,54%	5,88%	2,13%	2,56%
Toplam	-	4,35%	4,03%	4,64%	2,06%	-0,59%	7,05%	3,26%	3,91%

Tüketimdeki artış devam ederken kaynakların kısıtlı kalması verimin arttırılmasını kaçınılmaz kılmaktadır. Verim artışı için kayıpların en aza indirilmesi gerekmektedir. Kaynakların verimli kullanılması doğaya zararı azaltmanın yanında ülke ekonomilerine de fayda sağlamaktadır.

Elektrik enerjisi sisteminde kayıpları genel olarak;

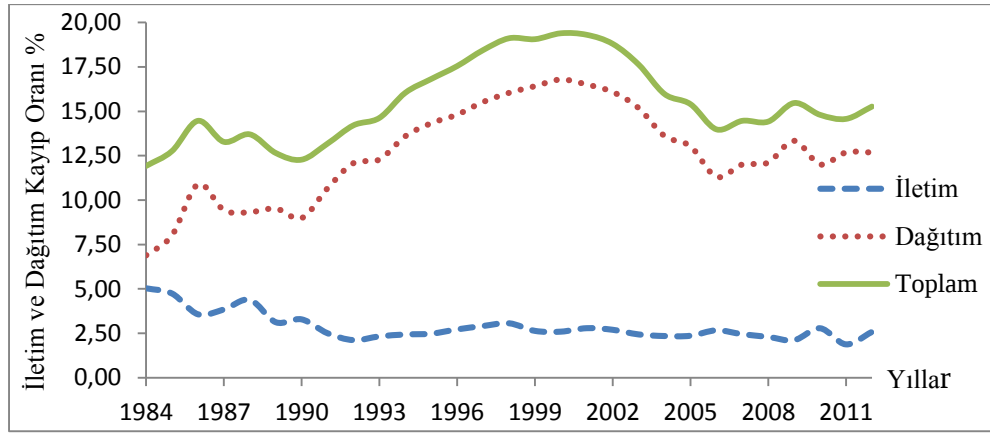
- Üretim kayıpları
- İletim kayıpları
- Dağıtım kayıpları

üç ana başlıkta toplayabiliriz. Kayıpların çoğu üretim ve iletimden sonra dağıtım safhalarında meydana gelmektedir.

Çizelge 1.2 : Dünya elektrik iletim ve dağıtım kayıp oranı değişimi [2].

Elektrik İletim ve Dağıtım Kayıp Oranı	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Ortalama Değişim
Dünya Ortalaması	8,88%	8,87%	8,68%	8,55%	8,44%	8,67%	8,17%	8,10%	-8,78%

Dünya genelinde maliyetlerini düşürmeye çalışan dağıtım kuruluşları bu kayıpları azaltmaya çalışmakta olup kayda değer sonuçlar alınmıştır.



Şekil 1.1 : Türkiye elektrik iletim ve dağıtım sistemleri kayıp oranları [3].

Şekil 1.1’de Türkiye elektrik iletim ve dağıtım kayıpları oranı örnek olarak ele alınmıştır, dağıtım safhasındaki kaybın iletim kaybından ortalama 5 kat daha fazla olduğu görülmektedir. Kayıp oranının büyüklüğü nedeniyle bu çalışmada Dağıtım sistemi kayıpları üzerinde durulmuştur.

Dağıtım hattında meydana gelen kayıplar, teknik kayıplar ve teknik olmayan kayıplar olarak iki ana başlık altında incelenmektedir. Teknik kayıplar sistem ve ekipmanların doğası gereği oluşan ancak tesis dizaynı aşamasında minimize edilebilir kayıplardır. Diğer taraftan teknik olmayan kayıplar, kaçak kullanım, ölçüm ve faturalama hatalarından meydana gelmekte olup elektrik dağıtım kuruluşunun çalışmaları sayesinde teorik olarak sıfırlanabilirler [19]. Teknik kayıplar akıma bağlı ve akımdan bağımsız olarak gruplandırılır. Akıma bağlı kayıplara; hatlar, transformatörler, akım transformatörleri ve akım transformatörlerine bağlı olan ölçü cihazlarının akım bobinlerinde meydana gelen ısı kayıpları, akımdan bağımsız kayıplara; transformatörlerin, gerilim ve akım ölçü transformatörlerinin demir kayıpları, kablo ve kondansatörlerin dielektrik kayıpları, korona ve kaçak akım kayıpları, sayaç, röle ve ölçü aletlerinin gerilim bobinlerindeki kayıplar dahildir. [12][13].

Elektrik dağıtımında ortaya çıkan en önemli sorunlardan biri dağıtım maliyetlerini arttıran ve bölgeler arasında ciddi farklılıklar gösteren kayıp ve kaçaklardır. Bu kayıpların fiyatlara yansımaması mümkün değildir. 1980’lerden itibaren popüler olmaya başlayan Tavan Fiyat Düzenlemesi yöntemi ile dağıtım kuruluşlarının performansını arttırmaya teşvik hedeflenmiştir. Bunun bir örneği olarak Türkiye’de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), dağıtım kuruluşlarına dönemlik Kayıp Kaçak Hedefleri vermektedir. Yani, önceki dönem şirket kayıp kaçakları hedeflenen

düzeyden daha az olursa, bu, EPDK'nın belirleyeceği bir fiyattan şirket gelir tavanını arttıracaktır. Benzer şekilde, şirketin kayıp kaçak performansı hedeflenenin altında olursa, o zaman şirket cezalandırılmış olacaktır [4].

Kayıp ve kaçak oranlarını birbirinden keskin bir çizgiyle ayırmak mümkün değildir. Her ülkenin gelişmişlik seviyesine, iletim ve dağıtım şebekelerinin uzunluğuna vb. nedenlere bağlı olarak kayıp ve kaçak oranları değişmektedir [2][17][18]. Elektrik dağıtım sistemlerindeki teknik kayıpların hesabı talep gücü üzerinden sabit olarak yapılabilir ancak yükün doğası gereği sürekli değişken oluşu kendisine bağlı kayıpları da değişken kılmakta ve hesabı güçleştirmektedir [20]. Dağıtım sisteminde her noktadan ölçüm alıp veri toplamak maliyetli olduğu için anlık yük verilerinin tamamına ulaşamaz ve kayıplar genellikle tahmin edilir [21]. Kayıpların tahmini için Yük Kayıp Faktörü [22], Ölçüm Geçmişi [20], Yük Akışı [25] yöntemleri geliştirilmiştir. Bu yöntemler ile tahmin edilen teknik kayıpların dışında kalan kayıplara teknik olmayan kayıplar demek mümkündür.

Elektrik enerji sisteminde oluşan teknik kayıplar, enerjinin fiyatlandırılmasında her zaman önemli bir problem olmuştur. İletilen ya da tüketilen güç ile kayıplar arasındaki lineer olmayan ilişki, kayıpların kaynaklarının tespit edilmesini zorlaştırmaktadır [27]. Çoğunlukla iletim sistemlerinde olmak üzere birbirinden farklı Pro-Rata [29], Artımsal Paylaşım [30], Grafik Teorisi ile Oransal Paylaşım [31], Z-Bus [33] yöntemleri literatüre girmiştir.

1.1 Tezin Amacı

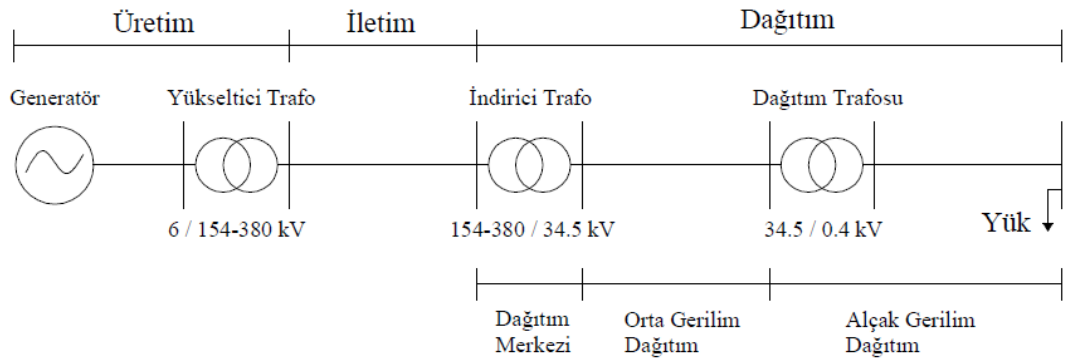
Elektrik enerjisi sisteminde yaşanan kayıpların en büyük kısmının yaşandığı dağıtım şebekelerindeki kayıpların tüketiciler ve ülkeler üzerinde yarattığı maddi yükü azaltmak için kayıpların tespiti, azaltılması veya ortadan kaldırılması gerekmektedir. Sistemin tasarım ve işletme-bakım süreçleri ile en aza indirilebilen ancak sıfırlanamayan teknik kayıpların da tüketicilere adil şekilde dağıtılıp, maddi karşılığının tahsil edilmesi adil uygulamanın bir gereğidir.

Bu gerekçelerden yola çıkarak bu çalışmada dengeli yüklenmiş elektrik dağıtım şebekelerinin farklı işletim koşullarındaki teknik kayıpları tahmin edilecek ve kayıplar tüketicilere paylaştırılacaktır.

2. ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKE KAYIPLARI

2.1 Elektrik Enerji Sistemi

Elektrik enerji sistemi Üretim, İletim ve Dağıtım olmak üzere üç ana bölümde incelenebilir.



Şekil 2.1 : Elektrik enerji sistemi basit şeması.

Elektrik Üretimi, çeşitli enerji kaynaklarından farklı teknolojiler kullanılarak güç tesislerinde yapılır. Kaynak ve teknolojisine göre üretim tesisleri Termik, Hidroelektrik, Nükleer, Rüzgar, Doğalgaz, Jeotermik, Güneş Enerjisi olmak üzere çeşitlenmektedir. Santraller enerji kaynağına en yakın mesafelere kurulurlar, bu sebep ile yerleşim yerlerine uzaktırlar.

Elektrik İletimi, santrallerde üretilmiş elektrik enerjisini tüketicinin bulunduğu yerleşim bölgelerine taşımak üzere kurulmuş yüksek gerilim seviyesinde uzun mesafeli taşıma hatları ile yapılır.

Elektrik Dağıtımı, iletim hattı ile yerleşim bölgelerine taşınmış yüksek gerilim seviyesindeki enerjiyi tüketicilere uygun gerilim seviyesinde ulaştıran ve faturalandırmanın yapıldığı bölümdür.

2.2 Elektrik Dağıtım Sistemi

Elektrik dağıtım sistemi, iletim hatları ile üretim noktalarından dağıtım bölgelerine ulaştırılan elektrik enerjisini dağıtım transformatörleri ve dağıtım hatlarından oluşan,

sahasındaki tüm tüketicilerine ulaşan ağı sahip, en uygun, güvenli ve kesintisiz şekilde işleyen, nihai faturalandırmanın yapıldığı yapılardır. Enerji dağıtımında tüketici gerilim seviyesi, izolasyon ve güvenlik nedenleriyle genel olarak OG ve AG seviyeleri kullanılır.

Elektrik dağıtım sistemi üç ana kademedan meydana gelir;

- I. Dağıtım Merkezleri (İndirici Merkezler) YG (380, 154kV) / OG (34.5kV)
- II. Orta Gerilim Dağıtım
 - a. Ana Dağıtım Hatları OG (34.5kV)
 - b. Transformatör Merkezleri OG (34.5kV) / OG (15.0, 10.5, 6.3kV)
 - c. İkincil Dağıtım Hatları OG (15.0, 10.5, 6.3kV)
- III. Alçak Gerilim Dağıtım
 - a. Dağıtım Transformatörleri OG (15.0, 10.5, 6.3kV) / AG (0.4kV)
 - b. Dağıtım Hatları AG (0.4kV)

Her kademedan sistemin ve yükün korunması için tesis edilmiş koruma ekipmanları (kesici, ayırıcı), ölçüm cihazları (gerilim akım transformatörleri) ve yük yani tüketici tarafında tüketimi ölçümlemek için sayaçlar bulunmaktadır.

2.2.1 Dağıtım merkezleri

Dağıtım merkezleri indirici transformatörler üzerinden dağıtım sistemini beslerler. Bu merkezler yük yoğunluğu, gerilim seviyesi, arazi durumu, güvenilirlik gereksinimleri, yük artımı, gerilim düşümü, acil durumlar, maliyet ve kayıplar gibi değişkenlerin etkisiyle sayısız şekilde tasarlanır ve tesis edilebilirler. Türkiye elektrik sisteminde dağıtım merkezlerinin yüksek gerilim tarafında 380kV, 154kV ya da 66kV kullanılmaktadır.

2.2.2 Orta gerilim dağıtım

OG dağıtım sistemi olarak da tanımlanan, Dağıtım Merkezleri ile Dağıtım Transformatörlerinin arasında kalan kademedir. Yatırım maliyetleri ve kayıplar OG seviyesi olarak 34.5kV'dan düşük gerilim kullanımını sınırlandırmıştır. Güvenlik gereksinimleri, süreklilik zorunluluğu, maliyet ve kayıplar OG dağıtım şebekelerinin farklı şekillerde tasarlanmasına neden olmuştur.

- *Radyal (Dal-Budak) Şebeke*: Bu şebekede elektrik enerjisinin dağıtılacağı yerin yük bakımından ağırlık merkezlerine dağıtım trafoları yerleştirilir. Bu

trafonun etrafındaki alıcılara elektrik, bir ağacın dalları gibi önce kalın kollara daha sonra ince kollara ve dallara ayrılarak son alıcıya kadar ulaşır. Dağıtım şekli bir ağacın dallarına benzediği için bu şebeke tipine Dal-Budak şebeke denir.

Dal-Budak şebekeler, tesis bedellerinin ucuz, bakım ve işletmelerinin kolay olması, oluşan arızaların kolay tespit edilmesi gibi sebeplerden dolayı tercih edilir. Bu avantajları yanında sakıncalı olan özellikleri de vardır. Dallı şebekelerde emniyet azdır, arıza olduğunda çok sayıda abone enerjisiz kalabilir. Hatlarda gerilim eşitliği yoktur. Dağıtım trafosundan uzaklaştıkça alıcılara ulaşan gerilim düşmektedir.

- *Ring (Halka) Şebeke:* Beslemenin birden fazla birbirine paralel transformatör ile yapıldığı kapalı bir sistemin oluşturduğu şebeke tipine ring şebeke denir. Ring şebekelerde besleme birden fazla trafo ile yapıldığı için ring içerisinde bir arıza olması halinde; sadece arıza olan kısım devre dışı kalarak çok az sayıda abonenin enerjisiz kalması sağlanır. Ring içerisindeki elektrik hatlarının kesitleri her yerinde aynı olmak zorundadır ki bu sebeple tesis maliyeti yüksektir.
- *Ağ (Gözlü) Şebeke:* Beslemenin birden fazla trafo ile yapıldığı ve alıcıları besleyen hatların bir ağ gibi örülerek, gözlerin oluşturulduğu şebeke tipine ağ şebeke denir. Ağ şebekelerde, ring şebekeler gibi beslemenin sürekli yapılabildiği, arızanın sadece arıza olan yeri etkilediği bir sistemdir. Arıza olduğunda arızalı kısım kesiciler ile devre dışı bırakılır. Diğer kısımların enerjisi kesilmez.

Bazı ağ şebekelerde besleme bir yerden yapılır. Bu durumda yine kesintisiz enerji verebilir. Fakat trafo arıza yaptığında şebekenin tamamı enerjisiz kalır. Ağ şebekelerin kesintisiz enerji alınması, gerilim düşümünün çok az oluşu, sisteme güçlü alıcıların bağlanabilmesi gibi avantajları vardır. Bütün bunların yanı sıra ağ şebekelerin kuruluşları, işletimleri ve bakımları zordur. Kısa devre akımı etkisinin büyük olması gibi sakıncalı tarafları da vardır [5].

2.2.3 Alçak gerilim dağıtım

Dağıtımın bu safhası, dağıtım transformatörlerinin giriş gerilimlerini tüketicilerin kullandıkları seviyelere dönüştürüp, dağıtım hatları ile tüketim noktalarına ulaştırıldığı bölümdür. Türkiye’de tüketicilerin gerilim seviyesi 0.4kV olduğu için dağıtımın bu seviyesi Alçak Gerilim olarak adlandırılır. Dağıtım şebekeleri arasında gerilim seviyesinin en düşük olduğu safha olması nedeniyle kayıp oranlarının en

transformatörler, sekonder devrelerine bağlı olan cihazları şebekeden izole ederler ve manyetik devrelerinin özelliklerinden dolayı sistemde oluşabilecek aşırı akım ve gerilim gibi zararlı etkileri ortadan kaldırırlar.

Çizelge 2.1 : Akım transformatörleri ölçüm ve faz hata sınırları [6].

Doğruluk Sınıfı	Hata oranları, anma akımının yüzdesi olarak $\pm$				Faz farkı, anma akımının yüzdesi olarak $\pm$							
					Dakika				Radyan			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1.0	3	1,5	1	1	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Çizelge 2.2 : Gerilim transformatörleri ölçüm ve faz hata sınırları [7].

Doğruluk Sınıfı	Hata oranları, anma geriliminin yüzdesi olarak $\pm$	Faz farkı, anma gerilimin yüzdesi olarak $\pm$	
		Dakika	Radyan
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1	1	40	1,2
3	3	Belirtilmemiş	Belirtilmemiş

Ölçü transformatörlerinin tıpkı güç transformatörlerinde olduğu gibi nüvelerinde ve sargılarında güç kayıpları meydana gelmektedir ancak ihmal edilebilecek mertebededir. Dönüştürme oranlarındaki hatalar ise doğruluk sınırlarını belirler, bu sınırlarla sınıflandırılmışlardır. Standartların kabul ettiği sınırlarının dışındaki artı ya da eksi yönde olabilecek dönüştürme hataları, elektrik sağlayıcısını olduğu gibi tüketicisini de maddi zarara uğratabilir. Dolayısıyla dizayn aşamasında sisteme uygun dönüştürme oranında ve sınıfında ölçü transformatörü seçimi ne kadar önemli ise işletme koşullarında test ve kontrollerinin düzenli yapılması da bir o kadar önemlidir.

2.3.1.2 Elektrik sayaçları

Elektrik sayaçları, güç ölçüm ve kayıt elemanı olarak bir hatta gönderilen veya bir yapıda kullanılan enerji miktarını kaydetmekte kullanılmaktadır.

Elektriğin en yüksek tüketildiği saatlerde şebekenin fazla yüklenmesine engel olmak, en az kullanıldığı saatlerde ise üretim tesislerinin boşa düşmemesini sağlamak için

gün içi zaman dilimlerinde farklı fiyat tarifeleri uygulanmaktadır. Bunun için gün bazında belirli zaman aralıklarının kullanım miktarını ayrıca kaydetme özelliği olan sayaçlar da bulunmaktadır. Dağıtım şirketleri de faturalandırmalarında bu tarifeleri dikkate almaktadır. Türkiye’de çok zamanlı tarife uygulamasında Gündüz 06-17, Puant 17-22, Gece 22-06 saatleri arasındır.

Çizelge 2.3 : Türkiye 2014 elektrik fiyat tarifeleri [8].

Görevli Tedarik Şirketinden Enerji Alan Tüketiciler							
Kapasite			Aktif Enerji				Reaktif Enerji
Güç Bedeli	Güç Aşım Bedeli	Tek Zamanlı	Gündüz	Puant	Gece		
kr/Ay/kW	kr/Ay/kW	kr/kWh	kr/kWh	kr/kWh	kr/kWh		
Çift Terimli Tarife							
Sanayi Orta Gerilim	121,9035	243,807	24,3136	24,1884	39,1406	13,4035	10,3306
Tek Terimli Tarife							
Sanayi (Orta Gerilim)			24,8528	24,7276	39,6798	13,9427	10,3306
Sanayi (Alçak Gerilim)			27,2357	27,1105	42,0627	16,3256	10,3306
Ticarethane			31,3156	29,4298	44,7913	17,8666	10,3306
Mesken			31,0484	29,3086	45,4656	17,643	
Tarımsal Sulama			27,3971	26,0715	43,1313	15,1948	10,3306

Yük olsun olmasın tüm sayaçların devrelerinde enerji kayıpları meydana gelmektedir. Kullanım şekline ve yük durumuna göre değişen bu kayıplar çok düşük olduğu için ihmal edilmektedirler. Sayaçların tespit ettiği tüketim miktarına dahil olmayan bu kayıplar sistemin kayıpları içinde kalmaktadırlar.

Her ölçüm cihazında olduğu gibi elektrik sayaçlarının da ölçüm hata oranları vardır. Ortam sıcaklığı, gerilim seviyesi ve frekans değişimlerinden etkilenen bu oranlar, uygun ürün seçimiyle doğrudan ilişkilidir. Pozitif ve negatif yönde değişen hatalı ölçüm oranları nedeniyle de faturalandırılmamış ancak tüketilmiş enerji kayıp sınıfında değerlendirilmektedir. Uygulamada eksi yönde hatalı ölçüm kadar artı yönde hatalı ölçüm yapıldığını düşündüğümüzde kümülatif olarak bu durumdan dağıtım kuruluşu neredeyse hiç etkilenmeyecektir. Arızalı sayaçların hatalı ölçümlerinin dağıtım kuruluşu ya da tüketiciden bir tarafı kesinlikle zarara uğratacağı ise aşikârdır.

Çizelge 2.4 : Dengeli yüklü monofaze ve trifaze sayaçların yüzde hata sınırları [9].

Hata oranı etki miktarları	Doğrudan veya ölçü transformatörü üzerinden bağlı çalışma akımı	Güç Faktörü	Sınıflarına göre hata yüzde oranları %		
Sıcaklık değişimi			A	B	C
5 °C 'den 30 °C 'e	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 1,8	± 0,9	± 0,5
	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 2,7	± 1,3	± 0,9
-10 °C 'den 5 °C 'e	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 3,3	± 1,6	± 1,0
30 °C 'den 40 °C 'e	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 4,9	± 2,3	± 1,6
-25 °C 'den -10 °C 'e	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 4,8	± 2,4	± 1,4
40 °C 'den 55 °C 'e	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 7,2	± 3,4	± 2,4
-40 °C 'den -25 °C 'e	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 6,3	± 3,1	± 1,9
55 °C 'den 70 °C 'e	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 9,4	± 4,4	± 3,1
Gerilim değişimi	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 1,0	± 0,7	± 0,2
± 10 %	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 1,5	± 1,0	± 0,4
Frekans değişimi	$I_{min} \leq I \leq I_{max}$	1	± 0,8	± 0,5	± 0,2
± 2 %	$I_{tr} \leq I \leq I_{max}$	0,5 end, 0,8 kap	± 1,0	± 0,7	± 0,2

2.3.1.3 Koruma ekipmanları

Elektrik dağıtım sisteminde meydana gelebilecek arızalarda hem sistemin hem yükün korunması, işletme ve bakım koşullarında olası manevraların yapılması için koruma ekipmanları kullanılmaktadır.

Kesici, ayırıcı ve parafudurlar korumanın ana ekipmanları olup ölçü transformatörleri, röleler ve kontaktörler yardımcı öğeleridir. İç dirençleri nedeniyle üzerlerinde ihmal edilebilecek seviyelerde güç kayıpları meydana gelmektedir, iç tüketim miktarları ekipman üreticilerinden temin edilebilmektedir.

2.3.2 Kablolar

Kablolar dağıtım merkezlerini farklı gerilim seviyelerindeki dağıtım segmentlerine ve dağıtım sistemi sonunda bulunan müşterilere bağlar. Dağıtım sisteminin tüm bileşenleri gibi kablolar da güvenilir, düşük kurulum, bakım ve işletim maliyetli, uzun ömürlü olmalıdır.

Kullanım yerlerine, tesis edilme şekillerine ve yapılarına göre değişen kablolar üretilmektedir. Tesis edilecek kablonun kesiti taşıyacağı akıma ve oluşacak gerilim düşümüne göre belirlenir. İletken kesiti ile ters orantılı olan kablo iç direnci kablolardaki en büyük enerji kaybının sebebidir. Kablolarda oluşan dielektrik kaybı ise frekans ile doğru orantılı olup çok küçük miktarlarda ortaya çıktığı için genellikle ihmal edilir [10].

Çizelge 2.5 : Tek ve çok telli iletkenlerin iç dirençleri [11].

İletken kesiti mm ²	20 °C'de iletken maksimum direnci		
	Bakır iletken		Alüminyum ve alüminyum alaşımlı iletken
	Düz Ω/km	Metal Kaplı Ω/km	
0,5	36,0	36,7	-
0,75	24,5	24,8	-
1	18,1	18,2	-
1,5	12,1	12,2	-
2,5	7,41	7,56	-
4	4,61	4,7	-
6	3,08	3,11	-
10	1,83	1,84	3,08
16	1,15	1,16	1,91
25	0,727	-	1,2
35	0,524	-	0,868
50	0,387	-	0,641
70	0,268	-	0,443
95	0,193	-	0,320
120	0,153	-	0,253
150	0,124	-	0,206
185	0,101	-	0,164
240	0,0775	-	0,125
300	0,062	-	0,100
400	0,0465	-	0,0778
500	-	-	0,0605
630	-	-	0,0469
800	-	-	0,0367
1000	-	-	0,0291
1200	-	-	0,0247

İletkenin hammaddesi ve işlenme şekline göre değişen kablo iç dirençlerini içeren Çizelge 2.5, tesis kurulumundan önce tasarım safhasında kayıpların farklı iletken hammaddeye sahip kablo seçilerek azaltılabileceğini açıkça göstermektedir.

2.3.3 Transformatörler

Transformatörler, elektrik dağıtım sisteminde önemli bir bağlantı noktası olup gerilimi yüksek iletim ve dağıtım seviyelerinden ticari işletmelerde ve konutlarda kullanılabilecek seviyedeki değerlere dönüştürmektedirler. Transformatörler iki temel bileşenden oluşur, bunlar manyetik geçirgenliği olan bir iskelet ki bu nüve

olarak adlandırılır ve düşük dirence sahip bakır ya da alüminyumdan oluşan iletken sargıdır.

Transformatörlerin soğuması ve elektriksel olarak izole olması için nüvesini ve sargılarını çevreleyecek şekilde sıvı yalıtım malzemesi ya da hava kullanılır. Trafolar da bakır, histerezis ve girdap akımı kayıpları meydana gelmektedir.

Bakır kayıpları, sargı direnci boyunca akan akım nedeniyle ısı olarak açığa çıkmaktadır. Isının artması direnci arttırmakta bu da ısının daha da artmasına neden olmaktadır, bu yüzden trafoların ve bulundukları ortamların sıcaklıklarının belirli seviyelerde tutulması gerekmektedir. Bakır kayıplarının en aza indirilmesi işletme koşullarının yanında tasarım aşamasında uygun kesitte iletken seçimi ile mümkündür.

Histerezis kayıpları, manyetik malzemedeki mıknatıslanmanın yön değiştirmesi sırasında birbirleri ile sürtünmeleri sonucu ısı şeklinde ortaya çıkar. Uygun manyetik geçirgen malzeme seçimi ile bu kayıplar azaltılabilir.

Girdap kayıpları, manyetik aksamın manyetik alan değişirken meydana gelen kuvvet çizgileri tarafından halkalanması neticesinde doğan endüksiyon akımlarının, manyetik aksamın direncinde sebep oldukları kayıplar olup ısı şeklinde ortaya çıkar. Manyetik geçirgen aksamı oluşturan sacların mümkün olabildiğince ince tutularak ve her birinin yüzeyi yalıtılarak girdap kayıpları en aza indirilebilir.

Histerezis ve Girdap kayıpları yükten bağımsız kayıplardır ve boşta çalışma kayıpları olarak adlandırılır. Bakır kayıpları ise yüke bağlı değişen akımın meydana getirdiği kayıplar olduğundan yükte çalışma kayıpları olarak adlandırılır.

2.4 Elektrik Dağıtım Şebeke Kayıpları

Elektrik enerji sistemlerindeki en büyük kayıp dağıtım şebekelerinde meydana gelmektedir. Güç ve enerji kaybı en basit haliyle (2.1 ve 2.2);

$$P_{kayıp} = P_{kaynak} - P_{yük} \quad (2.1)$$

$$E_{kayıp} = \int_a^b P_{kayıp}(t)dt \quad (2.2)$$

P_{kaynak}	Dağıtım şebekesine iletilen güç
$P_{yük}$	Tüketici gücü
t (a-b)	a ile başlayıp b ile biten zaman aralığı

Dağıtımın her safhasında tesis özelliklerine ve yüke bağlı olarak meydana gelen enerji sarfiyatı teknik kayıp olarak nitelendirilirken, teknik değişkenlerin hepsinden bağımsız kayda alınamayan enerji ise teknik olmayan kayıp, diğer bir deyişle kaçak enerji olarak nitelendirilir. Bu haliyle elektrik dağıtım şebekelerindeki kayıplar teknik kayıplar ve teknik olmayan kayıplar olarak iki ana başlıkta altında incelenebilir.

2.4.1 Teknik kayıplar

Teknik kayıplar sistem ve ekipmanların doğası gereği oluşan ancak tesis dizaynı aşamasında minimize edilebilen ve işletme esnasında uygun bakımlar ile kontrol altında tutulabilen kayıplardır. Akımdan bağımsız ve akıma bağımlı meydana gelen bu kayıplar kesin olarak hesaplanabilmektedir.

2.4.1.1 Akımdan bağımsız kayıplar

Gerilim altında bulunan, fakat hiç yüklenmemiş olan şebekenin çeşitli elemanlarının çektiği enerjiler tamamen kayıp enerjileridir. Bu, boşta çalışma kayıpları veya akımdan bağımsız kayıplar adı da verilen kayıplar, şebeke gerilim altında bulunduğu müddetçe meydana gelirler. Bu kayıplara; transformatörlerin, gerilim ve akım ölçü transformatörlerinin demir kayıpları, kablo ve kondansatörlerin dielektrik kayıpları, korona ve kaçak akım kayıpları, sayaç, role ve ölçü aletlerinin gerilim bobinlerindeki kayıplar dahildir [12]. Elektrik dağıtımının iletme kıyasla daha düşük gerilim seviyesinde ve izole kablolar ile yapılması nedeniyle korona ve kaçak akım kayıpları ihmal edilebilirler.

Transformatör boşta çalışma kayıpları

Transformatörleri oluşturan, manyetik geçirgenliği olan nüve ve düşük dirençli sahip iletken sargı üzerinde kayıplar meydana gelmektedir. Demir kayıpları olarak da adlandırılan nüve üzerindeki kayıplar Histerezis ve Girdap kayıplarıdır. Yükten bağımsız olan bu kayıplar trafo işletmede olduğu sürece ortaya çıkmaktadır.

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

P_{fe} Transformatör boşa çalışma kaybı

P_h Histerezis kaybı

P_f Girdap (fuko) kaybı

(a) Histerezis kayıpları

Histerezis kayıpları manyetik malzemede olan demir çekirdekte mıknatıslanmanın yön değiştirmesi sırasında birbirleri ile sürtünmeleri sonucu ısı şeklinde ortaya çıkar. Histerezis kayıpları indüksiyonun karesiyle, frekans, malzemenin ağırlığı ve sabitiyle doğru orantılıdır (2.4) [12].

$$P_h = G_{fe} \times v_h \times \left(\frac{f}{100}\right) \times \left(\frac{B}{10000}\right)^2 \times 10^{-3} kW \quad (2.4)$$

G_{fe} Demir çekirdeğin ağırlığı (kg)

v_h Malzeme sabiti

f Frekans

B Alan şiddeti (Tesla)

(b) Girdap (Fuko) kayıpları

Manyetik aksamın manyetik alan değişirken meydana gelen kuvvet çizgileri tarafından halkalanması neticesinde doğan endüksiyon akımlarının, manyetik aksamın direncinde sebep oldukları kayıplar olup ısı şeklinde ortaya çıkar [13].

Fuko kayıplarını mümkün mertebede alçak tutabilmek için, transformatörün çekirdeği saclardan (kalınlığı 0,5 ila 0,35mm olan) yapılır, bu saclar araya konulan kâğıt tabakalarla birbirinden izole edilirler. Fuko akımı kayıpları akımın karesi ile orantılı olarak artarlar, böylece indüksiyonun yani frekansın karesi ile orantılıdır (2.5) [12].

$$P_f = G_{fe} \times v_f \times \left(\frac{f}{100}\right)^2 \times \left(\frac{B}{10000}\right)^2 \times 10^{-3} kW \quad (2.5)$$

v_f Malzeme sabiti (sac kalınlığı ve izolasyon uygulaması)

Dielektrik kayıpları

Dielektrik olarak kullanılan izole maddeler, ideal izolatörler yani izole cisimler değildirler, çok az da olsa bir iletkenlikleri vardır. Bu nedenle gerilimle orantılı şekilde kondansatörlerin ve kabloların dielektriğinden ilave bir I_δ aktif akımı geçer, buna kayıp akım denir, çünkü dielektrikte ısınma ve ısı kaybı meydana getirir.

$$I_c = U \times \omega \times C \text{ Amper} \quad (2.6)$$

U Gerilim (Volt)

ω Açısal frekans ($2\pi f$)

C Kapasite (μF)

Kondansatör veya kablonun yük akımı I_c , I_δ kayıp akımı ile fazörel olarak toplanarak I_{co} boşa çalışma akımını oluştururlar. Bu boşa çalışma akımı yük akımı ile bir δ açısı yapar ki buna da kayıp açısı denir.

$$I_\delta = I_c \times \tan \delta \text{ Amper} \quad (2.7)$$

İşletme gerilimi ve yük akımından kablonun yük gücü;

$$Q_c = \sqrt{3} \times U \times I_c \times 10^{-3} \text{ kVAr} \quad (2.8)$$

Dielektrik içerisinde ısı kaybını meydana getiren I_δ kayıp akımı, gerilim ile kablonun dielektrik kayıp gücünü verir;

$$P_\delta = \sqrt{3} \times U \times I_\delta \times 10^{-3} \text{ kW} \quad (2.9)$$

Aktif güç kaybı olup, işletme gerilimi ile aynı fazdadır [12].

Ölçüm ve koruma ekipmanları boşa çalışma kayıpları

Elektrik dağıtım sisteminin kendi iç donanımlarında bulunan ölçme, koruma ve kumanda ekipmanlarında yüksüz ve sadece gerilim altındayken meydana gelen kayıplardır. Üretici firmalar deneysel ölçümler sonucu elde ettiği kayıp değerlerini kataloglarında belirtmektedir. Küçük değerlerde oldukları için genelde ihmal edilen bu kayıplar sistemin tamamı için binlerce ekipman göz önüne alındığında hiç de küçümsenmeyecek değerlere ulaşır.

(a) Ölçüm transformatörleri boşa çalışma kayıpları

Ölçü transformatörlerinin tıpkı güç transformatörlerinde olduğu gibi boşa ve yükte iken nüvelerinde ve sargılarında güç kayıpları meydana gelmektedir.

Gerilim transformatörlerinin sekonder uçlarına bağlanan yükün direnci, sekonder sargı direncinden büyüktür, dolayısıyla yüksüz kayıpları önemli ölçüdedir. Yüke bağımlı kayıpları ise ihmal edilebilecek derecede küçüktür. Ayrıca gerilim ölçü transformatörlerine bağlanan cihazların ve ölçü aletlerinin gerilim bobinlerinin kayıpları da yükten bağımsız kayıplardır [12].

Akım transformatörlerinin sekonder uçlarına bağlanan zahiri direnç sargının zahiri direnci yanında küçüktür, böylece akım transformatörü pratik olarak kısa devre edilmiş bir transformatördür. Bu sebeple kayıplarının büyük kısmını, bakır kayıpları oluşturur. Yükten bağımsız kayıpların toplam kayıp içindeki payı çok azdır, tipine göre değişir, genel olarak 0,5 watt'ın altındadır [12].

Çizelge 2.6 : Gerilim ölçü transformatörlerindeki yükten bağımsız kayıplar [12].

Bir fazlı gerilim ölçü transformatörleri	
Nominal gerilim seviyesi (kV)	Bir ölçü transformatörü için kayıp (W)
10	18
20	25
30	30

(b) Sayaç kayıpları

Elektrik sayaçları aktarılan gücü ve zamanı ölçerek aktarılan enerjiyi kayıt altına alırlar. Gücün bileşenleri olan akım ve gerilim bilgilerine ihtiyaç duydukları için akım ve gerilim devreleri içerirler. Yük altında olsun olmasın gerilim devrelerinde, yük altında olduklarında ise hem gerilim hem akım devrelerinde enerji kayıpları meydana gelmektedir. Sayaçların tespit ettiği tüketim miktarına dahil olmayan bu kayıplar sistemin kayıpları içinde kalmaktadırlar. Sayaçların boşa ve yükte çalışma kayıpları bu başlık altında ele alınmıştır.

Türkiye’de 2009 yılı itibariyle toplam 32.282.702 adet elektrik dağıtım sistemi kullanıcısı mevcuttur [14]. Bu bilgidен hareket ederek, standartların belirlediği sayaçların gerilim ve akım devrelerindeki kayıpların her bir kullanıcının, yani abonenin elektrik sayacında ortalama 4 watt olduğunu düşünürsek toplamda 125MW

civarında güç kaybı ortaya çıkmaktadır. Bu örnek, küçük güç kayıplarının hesaplamalarda ihmal edilmelerine rağmen toplamda çok büyük değerlere ulaştığını göstermek açısından önemlidir.

Çizelge 2.7 : Sayaçların gerilim devrelerindeki güç kayıpları [9].

Tek ve Üç fazlı sayaçlar	Gerilim devresi sisteme bağlı	Gerilim devresi sisteme bağlanmamış
Gerilim devresindeki güç tüketimi	2W ve 10VA	0,5VA
Yardımcı kaynak güç tüketimi	-	10VA

Çizelge 2.8 : Sayaçların akım devrelerindeki güç kayıpları [9].

Tek ve Üç fazlı sayaçlar	Sınıfı		
	A	B	C
Direkt bağlı	2,5VA	4,0VA	4,0VA
Transformatör üzerinden bağlı	1,0VA	1,0VA	1,0VA

2.4.1.2 Akıma bağımlı kayıplar

Bir şebeke yüklendiğinde, yükten bağımsız kayıplardan başka, yüke bağımlı kayıplar da meydana gelir. Bunlar bizzat yük akımı tarafından meydana getirilen ve ani değeri akımın o andaki değerine bağlı olan kayıplardır. Akım şiddetinin karesi ile orantılı olarak değişirler ve hatlardan, transformatörlerden, akım transformatörlerinden ve akım transformatörlerine bağlı olan ölçü cihazlarının akım bobinlerinden omik kayıp ısısı olarak açığa çıkarlar [12]. Enerji dağıtım sisteminde meydana gelen kayıpların büyük bölümünü oluştururlar. Yükün doğası gereği değişken oluşu akımı da değişken kılmakta ve akıma bağlı kayıplar da değişken olmaktadır.

Transformatör yükte çalışma kayıpları

Transformatör sabit akıda çalıştığından bu akının meydana getirdiği boşa kayıplar yüke bağlı olmayarak sabit kalır, yani boşa çalışmada meydana gelen bu kayıplar yüklü çalışmada da aynen mevcuttur. Yük altında çalışan transformatörlerin boşa çalışma kayıpları dışında kalan kayıplar, sargı kayıplarıdır. Primer ve sekonder yük akımlarının kendi sargıları üzerindeki dirençlerinde meydana getirdikleri ısı kayıplarının toplamından oluşurlar.

$$P_{cu} = I_{yük}^2 \times (R_{primer} + R_{sekonder}) \times 10^{-3} \text{ kW} \quad (2.10)$$

$$Q_{cu} = I_{yük}^2 \times (X_{primer} + X_{sekonder}) \times 10^{-3} \text{ kVAr} \quad (2.11)$$

P_{cu}	Aktif bakır kaybı
Q_{cu}	Reaktif bakır kaybı
$R_{primer/sekonder}$	Primer ve seconder sargı omik direnci (ohm)
$X_{primer/sekonder}$	Primer ve seconder sargı reaktans (ohm)

Kablo yükte çalışma kayıpları

Enerji dağıtım sistemlerinde kablo iletkenleri üzerinden geçen yük akımının karesi ve iletkenin direnci ile orantılı değişen kayıplardır.

$$P_k = I_h^2 \times R_h = (I_a^2 + I_r^2) \times R_h = \left[\frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_h^2} \right] \times R_h \text{ W} \quad (2.12)$$

$$Q_k = I_h^2 \times X_h = (I_a^2 + I_r^2) \times X_h = \left[\frac{P^2 + Q^2}{U^2} \right] \times X_h \text{ VAr} \quad (2.13)$$

P_k	Aktif kablo iç direnç kaybı (W)
Q_k	Aktif kablo iç direnç kaybı (VAr)
I_h	Hat akımı (A)
I_a	Hat akımı aktif bileşeni (A)
I_r	Hat akımı reaktif bileşeni (A)
R_h	Hat omik direnci (Ohm)
X_h	Hat reaktansı (Ohm)
P_h	Hattan çekilen aktif güç (W)
Q_h	Hattan çekilen reaktif güç (VAr)
U_h	Hattın gerilimi (V)

Ölçüm ve koruma ekipmanları yükte çalışma kayıpları

Elektrik dağıtım sisteminin kendi iç donanımlarında bulunan ölçme, koruma ve kumanda ekipmanlarında yük altında çalışırken meydana gelen kayıplardır. Akımın karesiyle, ekipmanların iç direnciyle orantılı değişim gösteren kayıplardır.

(a) Ölçüm transformatörleri yükte çalışma kayıpları

Gerilim transformatörleri yüke bağımlı kayıpları ihmal edilebilecek derecede küçüktür [12]. Akım transformatörlerinin yükte çalışma kayıplarını ise sekonderine bağlanabilecek ölçüm ya da koruma cihazlarının toplam gücü ile cihaz bağlantısında kullanılacak kablo üzerinde meydana gelecek kayıp gücün toplamı belirler. Bu yönüyle akım transformatörünün anma gücü seçimi bir tasarım konusudur.

Akım transformatörlerinin yükte çalışma güçlerini anma güçleri belirler, standartlarda belirtildiği şekilde 2,5 – 5,0 – 10 – 15 ve 30 VA olarak tiplerine göre değişiklik gösterirler [6].

(b) Koruma ekipmanları yükte çalışma kayıpları

Elektrik sistemlerindeki tüm devre elemanlarında olduğu gibi açma-kapama ve koruma elemanlarında da iç dirençlere bağlı ısı kayıpları meydana gelmektedir. Ortam ısısı, açma-kapama sıklığı, bakım sıklığı vb. işletme koşullarına bağlı olarak en aza indirilebilirler. Çizelge 2.9 bir üreticinin farklı tip ve akımlardaki alçak gerilim şalterlerinin normal işletme koşullarındaki güç kayıplarını göstermektedir.

Akım yolu üzerindeki her ek ve bağlantı noktası fazladan dirence ve bunun sonucu olarak güç kaybına neden olur. Bu noktaların dirençleri iletkenlerin temasıyla ters orantılıdır, yukarıdaki tabloda devreye bağlanma şekillerine göre değişen şalter güç kayıpları da bunu açıkça göstermektedir. Sabit bağlantıda diğer çekmeceli ve geçmeli tip bağlantılara kıyasla daha az ısı kaybı olmaktadır.

Çizelge 2.9 : AG Şalter güç kayıpları [15].

ABB Marka 3/4 Kutuplu Alçak Gerilim Şalterleri Enerji Kayıpları (W)												
In	T11P	T1	T2		T3		T4		T5		T6	
[A]	F	F	F	P	F	P	F	P/W	F	P/W	F	W
1			4,5	5,1								
1,6			6,3	7,5								
2			7,5	8,7								
2,5			7,8	9								
3,2			8,7	10,2								
4			7,8	9								
5			8,7	10,5								
6,3			10,5	12,3								
8			8,1	9,6								
10			9,3	10,8								
12,5			3,3	3,9								
16	1,5	4,5	4,2	4,8								
20	1,8	5,4	5,1	6			10,8	10,8				
25	2	6	6,9	8,4								
32	2,1	6,3	8,1	9,6			11,1	11,1				
40	2,6	7,8	11,7	13,8								
50	3,7	11,1	12,9	15			11,7	12,3				
63	4,3	12,9	15,3	18	12,9	15,3						
80	4,8	14,4	18,3	21,6	14,4	17,4	13,8	15				
100	7	21	25,5	30	16,8	20,4	15,6	17,4				
125	10,7	32,1	36	44,1	19,8	23,7	18,6	21,6				
160	15	45	51	60	23,7	28,5	22,2	27				
200					39,6	47,4	29,7	37,2				
250					53,4	64,2	41,1	52,8				
320									40,8	62,7		
400									58,5	93		
500									86,4	110,1		
630											92	117
800											93	119

F: Sabit bağlantılı tip, **W:** Çekmeceli tip, **P:** Geçmeli tip

2.4.2 Teknik olmayan kayıplar

Elektrik iletim sisteminden dağıtım sistemine ulaştıktan sonra bedeli tahsil edilmemiş her birim enerji dağıtım kuruluşları için kayıptır. Bazı ihmal ve kabullerle de olsa hesaplanabilen teknik kayıpların dışında kalan tüm kayıplar teknik olmayan kayıp olarak tanımlanır. Teknik olmayan kayıplar dış etkiler nedeniyle ortaya çıkar, bu nedenle ölçülemeyen, net olarak hesaplanamayan ancak tahmin edilebilen kayıplardır **(2.14)** [16].

$$E_{kayıp} = E_{teknik\ kayıp} + E_{teknik\ olmayan\ kayıp} \quad (2.14)$$

Örnek olarak Dünya bankası 2004-2011 verilerine göre iletim ve dağıtım hatlarında ortalama %14,43 kayıp oranına sahip Türkiye, yüzölçümü ve nüfusu ile benzerlik gösterdiği gelişmiş bir ülke olan %5,79 kayıp oranına sahip Fransa ile kıyaslanır ise teknik olmayan kayıp oranının yaklaşık %7,5 oranında olduğu tahmin edilebilir [2,17,18]. Bu tahmin yapılırken gelişmişlik düzeyi hesaba katılarak Fransa'nın teknik kayıplar konusunda Türkiye'den %1-2 puan daha iyi durumda olduğu ve teknik olmayan kayıpları sıfırladığı varsayılmıştır ki Fransa'nın da teknik olmayan kayıpları olduğu gerçeği Türkiye'nin oranını daha da arttıracaktır. EPDK'nın elektrik dağıtım şebekeleri için belirttiği yaklaşık %7-8'lik teknik kayıp oranı da bu tahmini destekler niteliktedir [19].

Teknik olmayan kayıplar, kaçak enerji kullanımı, hatalı ölçümler ve idari kayıplardan meydana gelmekte olup elektrik dağıtım kuruluşunun çalışmaları sayesinde teorik olarak sıfırlanabilmelerine rağmen uygulamada çeşitli engel ve sorunlar nedeniyle bu mümkün olmamaktadır.

1980'lerden itibaren popüler olamaya başlayan Tavan Fiyat Düzenlemesi yöntemi ile dağıtım kuruluşlarının performansını arttırmaya teşvik hedeflenmiştir. Bunun bir örneği olarak Türkiye'de EPDK dağıtım kuruluşlarına dönemlik Kayıp Kaçak Hedefleri vermektedir. Yani, önceki dönem şirket kayıp kaçakları hedeflenen düzeyden daha az olursa, bu, EPDK'nın belirleyeceği bir fiyattan şirket gelir tavanını arttıracaktır. Benzer şekilde, şirketin kayıp kaçak performansı hedeflenenin altında olursa, o zaman şirket cezalandırılmış olacaktır [4].

Çizelge 2.10'da yer alan hedefler esas alındığında 2011-2015 dönem için ortalama hedef kayıp-kaçak oranları sırasıyla yıllar bazında % 15, % 13, %12, % 11 ve % 10

olarak belirlenmiştir [19]. Kurumların teşviklerinin devam ettirilip oranların düşürülmesi, tüketiciler üzerindeki tüketmeyi maliyetini ödedikleri enerjinin yükünü hafifletecektir. Kayıp-Kaçak oranları hem teknik hem teknik olmayan kayıpları kapsamaktadır, bölgesel değişim gösteren hedef oranlarına bakıldığında Türkiye’deki bazı dağıtım kuruluşlarının öncelikle teknik olmayan kayıplar üzerine fazlasıyla eğilmeleri gerektiği görülmektedir.

Çizelge 2.10 : Türkiye elektrik dağıtım kuruluşları kayıp-kaçak hedefleri [19].

Elektrik Dağıtım Kuruluşu	2011	2012	2013	2014	2015
DİCLE	60,96%	50,63%	42,06%	34,93%	29,01%
VANGÖLÜ	46,15%	38,33%	31,84%	26,45%	21,97%
ARAS	22,92%	19,04%	17,62%	16,30%	15,08%
ÇORUH	10,90%	10,39%	10,15%	10,15%	10,15%
FIRAT	12,59%	11,65%	11,11%	10,59%	10,09%
ÇAMLIBEL	7,72%	7,36%	7,02%	6,92%	6,92%
TOROSLAR	9,38%	8,94%	8,52%	8,12%	7,74%
MERAM	8,59%	8,28%	8,28%	8,28%	8,28%
BAŞKENT	8,46%	8,07%	7,88%	7,88%	7,88%
AKDENİZ	8,86%	8,45%	8,05%	8,02%	8,02%
GEDİZ	8,48%	8,08%	7,70%	7,34%	7,00%
ULUDAĞ	6,96%	6,90%	6,90%	6,90%	6,90%
TRAKYA	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%
AYEDAŞ	7,12%	6,79%	6,61%	6,61%	6,61%
SEDAŞ	7,66%	7,31%	6,96%	6,64%	6,33%
OSMANGAZİ	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%
BOĞAZİÇİ	9,12%	8,69%	8,28%	7,90%	7,57%
KAYSERİ	10,01%	10,01%	10,01%	10,01%	10,01%
AYDEM	9,80%	9,34%	8,90%	8,49%	8,09%
GÖKSU	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%
YEŞİLIRMAK	10,35%	9,87%	9,41%	8,97%	8,78%

2.4.2.1 Kaçak elektrik kullanımı

Kaçak enerji kullanımı, elektrik sayacının kaydetmediği kullanımlardır, tüketicilerin sayaçlarını tamamen devre dışı bırakması, hatalı ölçüm yapmasını sağlaması veya elektrik dağıtım hattına izinsiz bağlanması şeklinde olabilmektedir. Gerilim seviyesi nedeniyle dağıtım sistemine izinsiz bağlanabilmek ve sayaçlara müdahale etmek

daha kolay olduğu için kaçak kullanımlar genellikle alçak gerilim seviyesinde olmaktadır.

Kaçak enerji kullanım oranının düşük oluşu gelişmişliğin de göstergesi sayılabilir. Türkiye elektrik dağıtım bölgeleri göz önüne alındığında sanayileşmenin ve eğitim seviyesinin geri olduğu bölgelerde kayıp kaçak oranlarının fazla olduğu göze çarpmaktadır.

2.4.2.2 Hatalı ölçümler

Bu kayıplar ölçüm ekipmanlarının uygun seçilmemesi, kurulumunun gecikmesi, arıza tespitindeki gecikmeler nedeniyle ortaya çıkmaktadır. Diğer taraftan bu cihazlardaki hataların sebebi kaçak kullanım girişimi de olabilmektedir.

2.4.2.3 İdari kayıplar

Dağıtım kuruluşunun hatalı ya da eksik uygulamalarından kaynaklanan kayıplardır. Tüketici sözleşme bilgilerinin yetersizliği, ölçme katsayılarında uygunsuzluk, faturalandırılmamış tüketimler, ödenmeyen faturalar ve bunların takibinin etkin yapılamaması idari kayıplar olarak değerlendirilir.

3. KAYIP TAHMİNİ ve KAYIP PAYALAŞIMI

Elektrik şebekelerinde yaşanan enerji kayıplarının yarattığı maddi yükü azaltmak için kayıpların tespiti ve iyileştirilmesi yanında tüketicilere adil şekilde dağıtılıp maddi karşılığının tahsil edilmesi adaletli uygulamanın bir gereğidir.

Kayıpların azaltılması için öncelikle tespiti gereklidir. Yükün zamanla değişken oluşu nedeniyle kayıpları net hesaplamak güçtür. Çeşitli kayıp tahmin yöntemleri ile öncelikle teknik kayıpları, sonrasında ise teknik olmayan kayıpları tahmin etmek ve kaynaklarını tespit edilebilmek mümkündür.

Teknik olmayan kayıplar tespit edildiğinde sıfırlanabilirler ancak kaçınılmaz kayıplar olan teknik kayıplar ise sadece tasarım aşamasında hesaplanan seviyelerde tutulabilirler. Ne kadar azaltılsa da bir enerji kaybının olacağı kesindir, bu nedenle kayıpların maddi yükünün sistemin her bir kullanıcıya eşit değil adil biçimde dağıtılması gerekir, bu amaç için kayıp paylaşım yöntemleri geliştirilmiştir.

3.1 Kayıp Tahmini

Elektrik dağıtım sistemlerindeki teknik kayıpların hesabı talep gücü üzerinden sabit olarak yapılabilir ancak yükün doğası gereği sürekli değişken oluşu kendisine bağlı kayıpları da değişken kılmakta ve hesabı güçleştirmektedir [20]. Dağıtım sisteminde her noktadan ölçüm alıp veri toplamak maliyetli olduğu için anlık yük verilerinin tamamına ulaşamaz ve kayıplar genellikle tahmin edilir [21]. Teknik olmayan kayıplar ise toplam enerji kaybından tahmin edilen teknik kayıpların çıkarılması ile elde edilir.

3.1.1 Kayıp tahmini yöntemleri

(a) Yük kayıp faktörü yöntemi

1928 yılında F.H. Buller ve C.A. Woodrow isimli iki mühendis yük kayıp faktörü ile yük faktörü arasında ampirik bir bağıntı geliştirdiler **(3.1)**. 1959 yılında H.F. Hoebel aynı konu üzerinde çalışarak bağıntıyı üstel 1,6 katsayılı olarak yayımladı **(3.2)**. 1988

yılında Martin. W. Gustafson ise sabit katsayıyı $k=0,08$ ve üstel katsayıyı 1,912 olarak revize etti (3.3) [22].

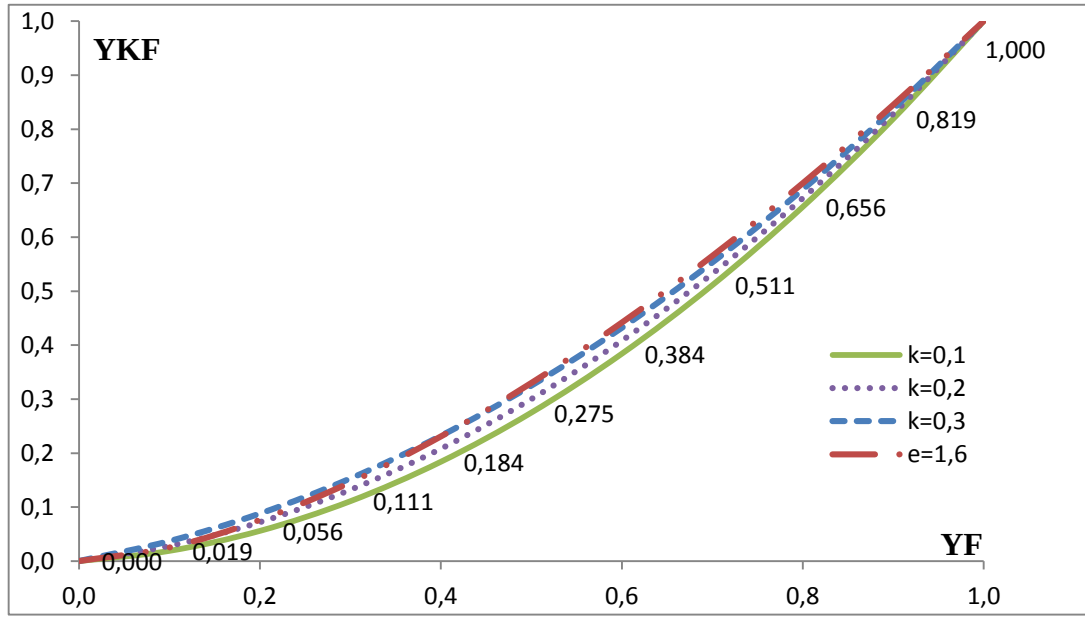
Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasında ortaya konulan bağıntılar;

$$YKF = k \times YF + (1 - k) \times YF^2 \quad k = 0.3, 0.2, 0.1 \quad (3.1)$$

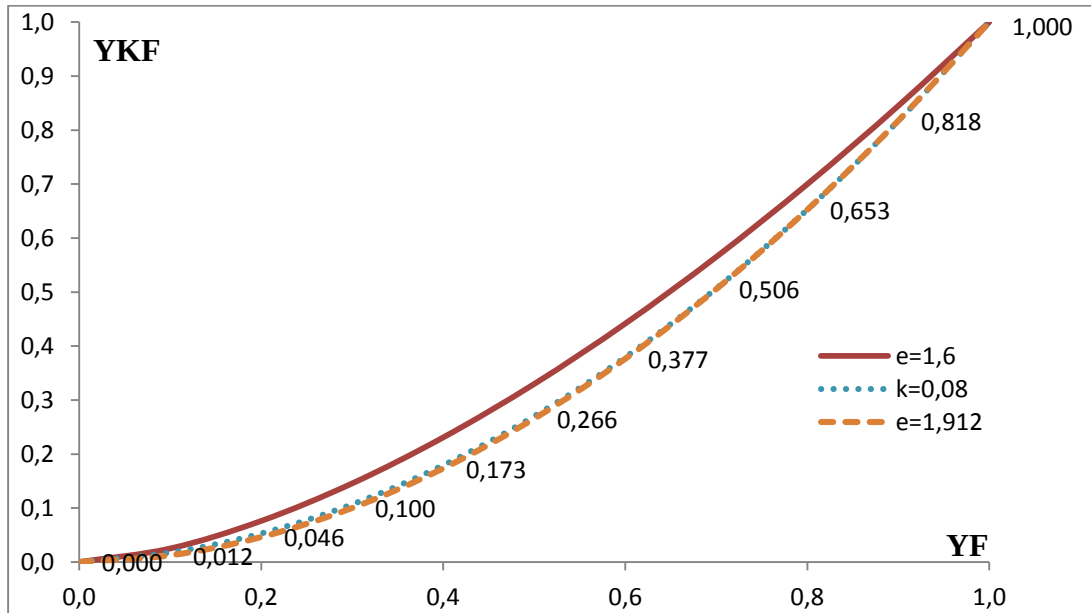
$$YKF = YF^{1.6} \quad e = 1.6 \quad (3.2)$$

$$YKF = 0.08YF + 0.92YF^2 \quad k = 0.08$$

$$YKF = YF^{1.912} \quad e = 1.912 \quad (3.3)$$



Şekil 3.1 : Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasındaki ilişki.



Şekil 3.2 : Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasındaki ilişki.

YF ve YKF arasındaki ilişki şekil 3.1’de $k=0.1$, 0.2 , 0.3 katsayıları ile, şekil 3.2’de ise $k=0.08$ ve $e=1.6$, 1.912 üstel katsayıları ile gösterilmiştir. Bu şekillerden k katsayısındaki artışın YKF oranını arttırdığı, e üstel katsayısındaki artışın ise azalttığı görülmektedir.

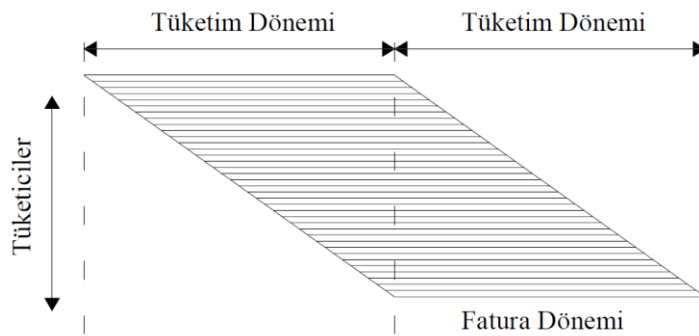
Her sistem farklı yük profiline sahip olduğu için farklı k sabit katsayısına sahiptir, $e=1,912$ üstel katsayısı gerçeğe en yakın sonuçları vermesine rağmen bu katsayılar genel değildir ve her sistemin kendi katsayısının hesaplanması en doğru yoldur [21]. Kayıplar yük akımının karesinin bir fonksiyonu olduğu için yük eğrisi bilenen her sistemin k katsayı sabiti hesaplanabilir [23].

Bu yöntemin başlıca avantajı basitliğidir, en az veri ile hızlı ve kolay bir şekilde enerji kaybı hesabının yapılmasına olanak sağlar. Uzun vadeli çalışma yapmaya uygundur. Kayıp faktörü doğru seçildiği sürece çok iyi sonuçlar vermektedir. Ancak yüksüz sistem kayıplarının da hesaplara ilave edilmesi gerekmektedir [20].

(b) Ölçüm geçmiş yöntemi

Bu yaklaşımda enerji kayıpları belirli dönemde sisteme giren enerjiden sistemden çıkan enerji arasındaki fark alınarak hesaplanır. Enerji çıkışı müşterilere satılan ve kamu hizmeti kullanımına aktarılan güçleri içerir. Enerji girişi, üretilen ve ithal edilen miktarlardan oluşur.

Üretilen, ithal ve ihraç edilen enerjinin ölçümü ve takibi kolaydır, ancak tüketicilere satılan enerjinin hesaplanması çok daha zor bir problem teşkil etmektedir. Uzaktan otomatik sayaç okuma sistemi olmadan bireysel tüketicilere satılan enerjinin tamamı aynı anda ölçülüp fatura edilemez. Dolayısıyla sistemden çıkan enerjinin tüketici tarafında kayda alınması sonraki döneme sarkar.



Şekil 3.3 : Enerji tüketim ve fatura dönem uyumsuzluğu [20].

Detaylı ön çalışma ile tüketim ve fatura dönemi uyumsuzluğunu ortadan kaldırarak kayıplar hesap edilebilmektedir. Sistemin detaylı bilgilerine ulaşılamadığında kayıp hesabı için çok hızlı bir yöntemdir. Ancak sabit ve değişken kayıpların ayrımı yapılamadığı için ileri dönük çalışmalara elverişsizdir [20].

(c) Yük akışı yöntemi

Bu yöntemde enerji kayıpları sistemin talep kayıplarının periyod boyunca toplanmasıyla elde edilir. Güç kayıplarının hesabında çeşitli yük akışı yöntemleri kullanılmaktadır.

1980 yılında Sun ve ekibi [24] yük akışına yük eğrilerini entegre ettikleri bir yöntem geliştirmiştir. Dağıtım şebekelerinin dengesiz doğası nedeniyle üç fazlı yük akışı kullanılmış ve hesapları basitleştirmek için yük eğrisi ayrık zamana indirgenmiştir.

1990 yılında ise EPRI yaklaşık enerji kayıplarını belirlemek için talep kayıplarıyla birlikte yük süre eğrisinin kullanıldığı yük akışı tabanlı bir yöntem geliştirdi. EPRI tarafından yayınlanan sonuçlara göre, kayıp ve yük ilişkilerini tanımlamak için doğruluğu kabul edilebilir ikinci dereceden polinom kullanılabilir. Yöntemin kayıp sonuçlarındaki hata oranı, yük süre eğrisi üzerinde her noktadaki talep kaybı hesabıyla karşılaştırıldığında %10'dan daha az çıkmaktadır [25].

Doğruluğu kullanılacak yük akış yöntemine bağlı değişen talep kaybı ile enerji kaybı tahmini yöntemi en detaylı ve doğru sonuçları vermektedir, şebeke planlama aşamalarında kullanıma oldukça açıktır. Ancak ihtiyaç duyulan verilerin hacmi ve işlem süresinin uzunluğu bu yöntemin ana dezavantajıdır [20].

Dağıtım sisteminin değişken yük durumlarında teknik kayıplarının tahmininde ele alınan üç yöntem kıyaslandığında, bu çalışmaya uygun şekilde bileşen kayıpları en kısa sürede ve kolayca kabul edilebilir seviyede doğruluk ile sağlayan Yük Kayıp Faktörü yöntemi kullanılmıştır.

Talep gücü üzerinden enerji kaybı tahmini yapan Yük Akış yöntemi kayıpları bileşenlerine ayırması, sistem yapısındaki değişikliklere uyum sağlaması ve en net sonucu vermektedir ancak veri hazırlığı ve işlem süresi uzundur. Ölçüm Geçmiş yöntemi ise hızlı işlem ve kabul edilebilir seviyedeki doğruluk seviyesine rağmen kayıpları bileşenlerine ayıramaması ve veri hazırlama süresi ile zorluğu nedeniyle bu çalışmada kullanılmamıştır.

Çizelge 3.1 : Elektrik şebekesi kayıp tahmin yöntem karşılaştırma tablosu [20].

Kriter	Yük Kayıp Faktörü	Ölçüm Geçmişi	Yük Akışı
Sabit ve Değişken Kayıp Hesabı	Değişken Kayıp	Toplam Kayıp	Değişken Kayıp Sabit Kayıp
Toplam ve Bileşen Kayıp Hesabı	Toplam Kayıp Bileşen Kaybı	Toplam Kayıp	Toplam Kayıp Bileşen Kaybı
Değişken Yük Kayıplarının Hesabı	Değişken Hesaplanır	Değişken Hesaplanır	Değişken Hesaplanır
Sistemin Yeni Yapısında Kayıp Hesabı	Hesaplanır (yeni kayıp faktörü ile)	Hayır	Hesaplanır (yük akışı ile)
Veri Hazırlama Zamanı	Çok Hızlı	Orta (fatura dönemine bağlı)	Uzun (yönteme bağlı)
İşlem Süresi	Çok hızlı	Çok hızlı	Uzun (yönteme bağlı)
Dağıtım Sistemlerinde Hesap Doğruluğu	Orta	Orta	Çok iyi

3.1.2 Yük kayıp faktörü

Belirli bir periyottaki ortalama yük miktarının, maksimum yük miktarına oranı yük faktörüdür (3.4) [21].

$$YF = \left(\frac{(\sum_{n=1}^T Y\ddot{u}k_n)/T}{Maksimum\ Y\ddot{u}k} \right) \quad (3.3)$$

YF Yük Faktörü

Belirli bir periyotta gerçekleşen ortalama güç kaybının aynı periyottaki maksimum yük ile gerçekleşebilecek güç kaybına oranı ise yük kayıp faktörüdür (3.5) [21].

$$YKF = \left(\frac{(\sum_{n=1}^T Kayıp_n)/T}{Maksimum\ Kayıp} \right) \quad (3.4)$$

YKF Yük Kayıp Faktörü

Yük akımının, akıma bağlı kayıplar ise yük akımının karesinin bir fonksiyonudur. Kayıpların oranı alındığında tek değişken akım kalacağı için yüklerin karelerinin oranı kayıpların oranını verecektir. Kayıplar yükün karesi biçiminde yazıldığında (3.6) bağıntısı elde edilir [21].

$$YKF = \left(\frac{(\sum_{n=1}^T Y\ddot{u}k_n^2)/T}{Y\ddot{u}k_{max}^2} \right) \quad (3.5)$$

Kablo ve transformatör enerji kayıplarının yük kayıp faktörü ile hesabı (3.7) ve (3.8) bağıntıları ile yapılır [23].

$$E_{kablo} = (I_{max\ yük}^2 \times R \times L \times YKF) \times T \quad kWh \quad (3.6)$$

$$E_{trafo} = \{(P_o) + [(m_{Tr})^2 \times P_k \times YKF]\} \times T \quad kWh \quad (3.7)$$

$$m_{TR} = \frac{L_{TR\ max}}{S_r} \quad (3.8)$$

$I_{max\ yük}$	Maksimum yük akımı (A)
R	Kablo direnci (ohm/km)
L	Kablo uzunluğu (km)
T	Periyot (saat)
P_o	Trafo boşa çalışma kaybı (kW)
P_k	Trafo yükte çalışma kaybı (kW)
m_{TR}	Trafo yüklenme oranı
$L_{TR\ max}$	Trafodan çekilen maksimum güç (kVA)
S_r	Trafo anma gücü (kVA)

3.1.2.1 Yük kayıp faktörü ile örnek şebekenin kayıplarının tahmini

Teknik kayıp tahmini yöntemini ve uygulamasını açıklayabilmek için örnek olarak şekil 3.4’de tek hat şeması, Çizelge 3.2 , 3.3 ve 3.4’de bilgileri verilen radyal elektrik dağıtım şebekesini ele alalım.

Çizelge 3.2 : 36kV transformatör bilgileri [34].

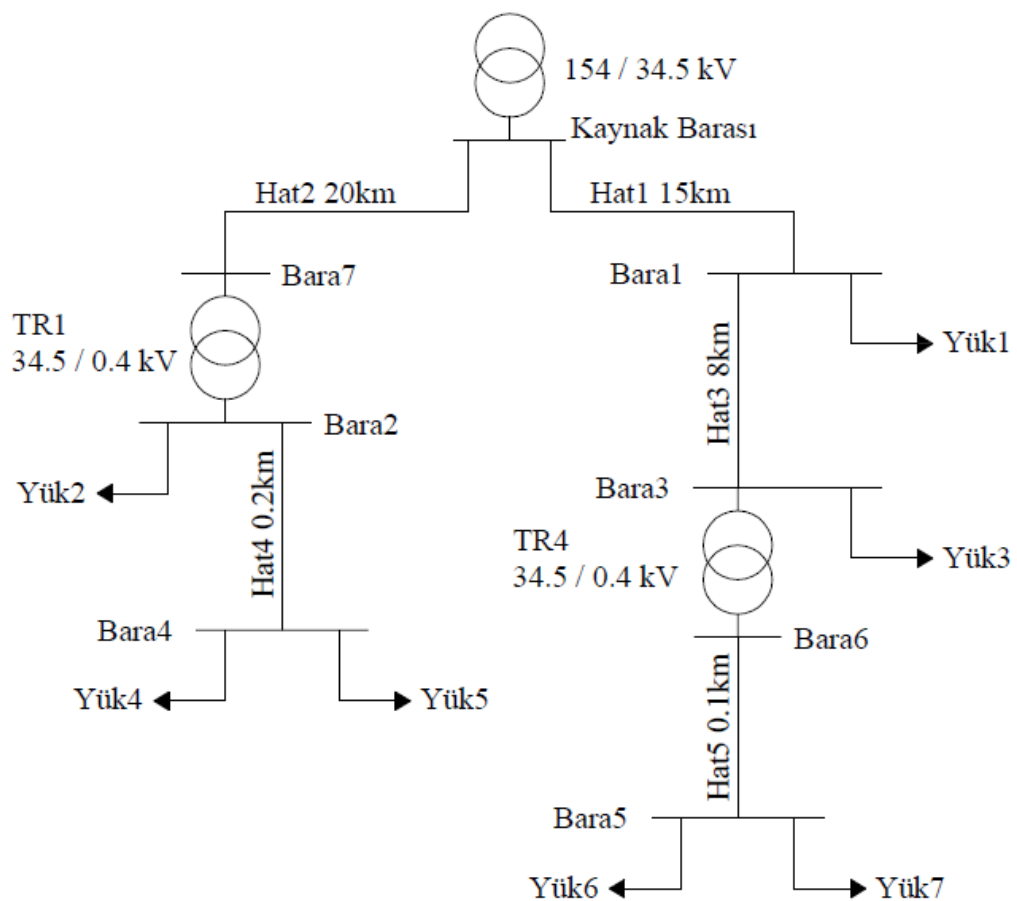
Transformatör Bilgileri	Um (kV)	Sr (kVA)	Pk (W)	Po (W)
TR1	36	250	3500	1000
TR4	36	160	2500	850

Çizelge 3.3 : Örnek şebeke kablo bilgileri.

Kablo Bilgileri	İç Direnç (ohm/km)	Uzunluk (km)
Hat1	0,524	15
Hat2	0,524	20
Hat3	0,524	8
Hat4	0,727	0,2
Hat5	0,387	0,1

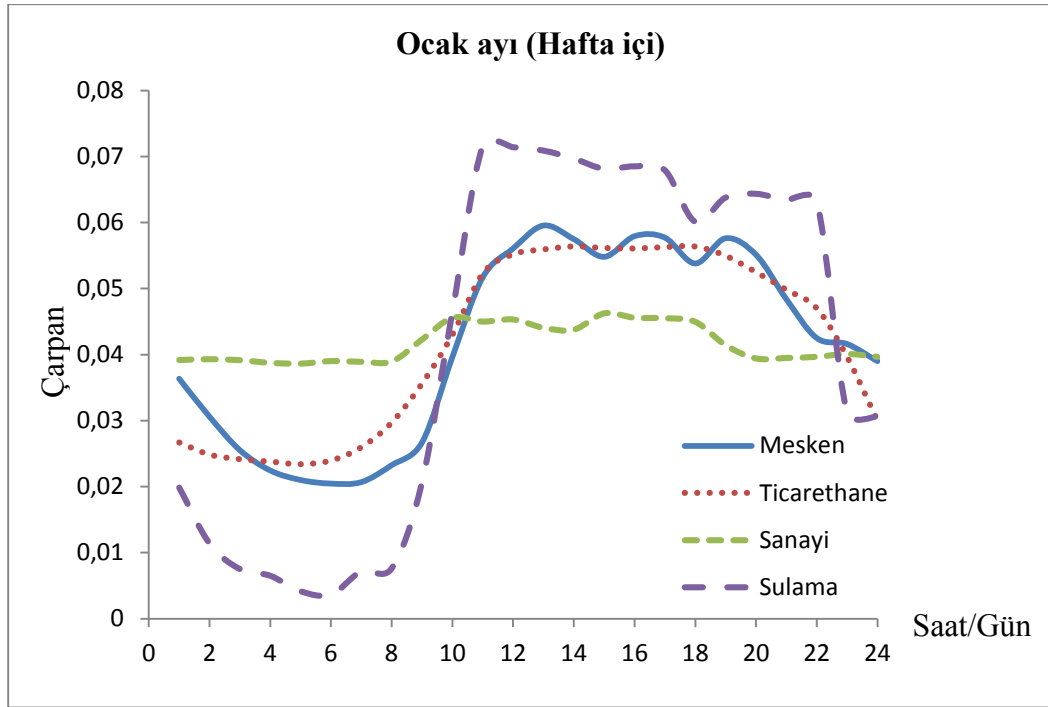
Çizelge 3.4 : Örnek şebeke yük bilgileri.

Yük Bilgileri	Profil	Kurulu Güç (kVA)	Talep Gücü (kVA)	CosQ
Yük1	Sanayi	1000	700	0,98
Yük2	Sulama	180	117	0,95
Yük3	Sanayi	500	275	0,99
Yük4	Ticarethane	32	19,2	0,91
Yük5	Ticarethane	12	9,6	0,90
Yük6	Mesken	80	60	0,92
Yük7	Mesken	40	20	0,95



Şekil 3.4 : Örnek radyal elektrik dağıtım şebekesi.

Yük profilleri EPDK'nın 2013 yılı için bildirdiği Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Ocak ayı hafta içi günleri uygulayacağı abone profillerden alınmıştır [26].



Şekil 3.5 : BEDAŞ Ocak ayı hafta içi günlük yük profili eğrileri.

Yük kayıp faktörü ile kayıp tahmini algoritması

Dağıtım şebekelerinde hatlarda ve transformatörlerde ortaya çıkan teknik kayıplara yük kayıp faktörü ile aşağıdaki adımlarla ulaşılır. Bu adımlar yüklerden kaynağa doğru her bir hat, bara ve transformatör için uygulanır.

a. *Yük YF ve YKF değerleri*; Yük profilleri ile her yükün anlık talep gücü tablosu oluşturularak elde edilir. Fider hattı ve transformatörler sadece bir yükü besliyor ise beslediği yükün YF ve YKF'si kullanılarak kayıplarına ulaşılır, birden çok ise bir sonraki adıma geçilir.

b. *Fider hatları ve Transformatörlerin YF ve YKF değerleri*; Besledikleri baraların YF ve YKF değerleridir.

Bara YF ve YKF değerleri; Baradan çekilen anlık talep gücü listesi oluşturularak elde edilir, talep güçlerine yükleri besleyen hatların ve transformatörlerin kayıpları da eklenir.

c. *Kayıpların tahmini*; Hesaplanan YKF değerleri ile hatların ve transformatörlerin kayıplarına ulaşılır.

Gerçek uygulamalarda orta gerilim hücrelerinin transformatör çıkışlarında akım ve gerilim ölçümünün yapılması sayesinde doğrudan fiderlerin ve transformatörlerin

yük eğrileri elde edilebilir. Bunun yanında yüklerin sayaç ve demandmetre değerleri de YF'lerine ulaşılmasını sağlar. Bu bölümde hiç ölçüm alınmadığı varsayımıyla hareket edilmiş olup, sistem yükten kaynağa doğru adım adım ele alınmıştır.

(a) Yüklerin YF ve YKF değerleri

Yük profilleri ile her yükün talep gücü çarpımından çizelge 3.5'deki anlık talep gücü tablosu oluşturulur.

k, YF ve YKF değerleri (3.1),(3.4) ve (3.6) bağıntıları ile elde edilir.

Çizelge 3.5 : Yüklerin anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Yük1 Sanayi	Yük2 Sulama	Yük3 Sanayi	Yük4 Ticaret.	Yük5 Ticaret.	Yük6 Mesken	Yük7 Mesken
00-01	658,13	55,75	258,55	12,30	6,15	52,35	17,45
01-02	660,26	31,97	259,39	11,46	5,73	44,06	14,69
02-03	657,71	21,12	258,38	11,14	5,57	36,77	12,26
03-04	651,00	18,29	255,75	10,97	5,48	32,33	10,78
04-05	648,97	11,69	254,95	10,79	5,39	30,26	10,09
05-06	655,57	10,32	257,54	11,04	5,52	29,48	9,83
06-07	653,68	20,19	256,80	11,97	5,99	29,80	9,93
07-08	654,64	21,45	257,18	13,69	6,85	33,49	11,16
08-09	710,45	58,18	279,11	16,42	8,21	38,44	12,81
09-10	765,65	130,73	300,79	19,82	9,91	57,07	19,02
10-11	756,02	201,01	297,01	24,09	12,04	74,46	24,82
11-12	761,38	200,47	299,12	25,44	12,72	80,73	26,91
12-13	740,21	199,04	290,80	25,78	12,89	85,75	28,58
13-14	735,46	195,64	288,93	25,99	12,99	82,77	27,59
14-15	777,03	191,29	305,26	25,88	12,94	78,92	26,31
15-16	765,82	192,36	300,86	25,84	12,92	83,42	27,81
16-17	764,62	190,67	300,39	25,94	12,97	83,10	27,70
17-18	755,42	168,77	296,77	25,98	12,99	77,47	25,82
18-19	696,09	179,07	273,47	25,33	12,66	82,97	27,66
19-20	662,19	180,69	260,15	24,19	12,10	79,37	26,46
20-21	663,41	177,95	260,63	22,96	11,48	69,69	23,23
21-22	666,33	177,47	261,77	21,67	10,84	61,21	20,40
22-23	673,53	87,86	264,60	18,28	9,14	59,91	19,97
23-00	666,41	86,03	261,81	13,84	6,92	56,16	18,72
Max.	777,03	201,01	305,26	25,99	12,99	85,75	28,58
Ort.	700,00	117,00	275,00	19,20	9,60	60,00	20,00
YF	0,901	0,582	0,901	0,739	0,739	0,7	0,7
YKF	0,815	0,481	0,815	0,602	0,602	0,547	0,547
k	0,04	0,58	0,04	0,29	0,29	0,27	0,27

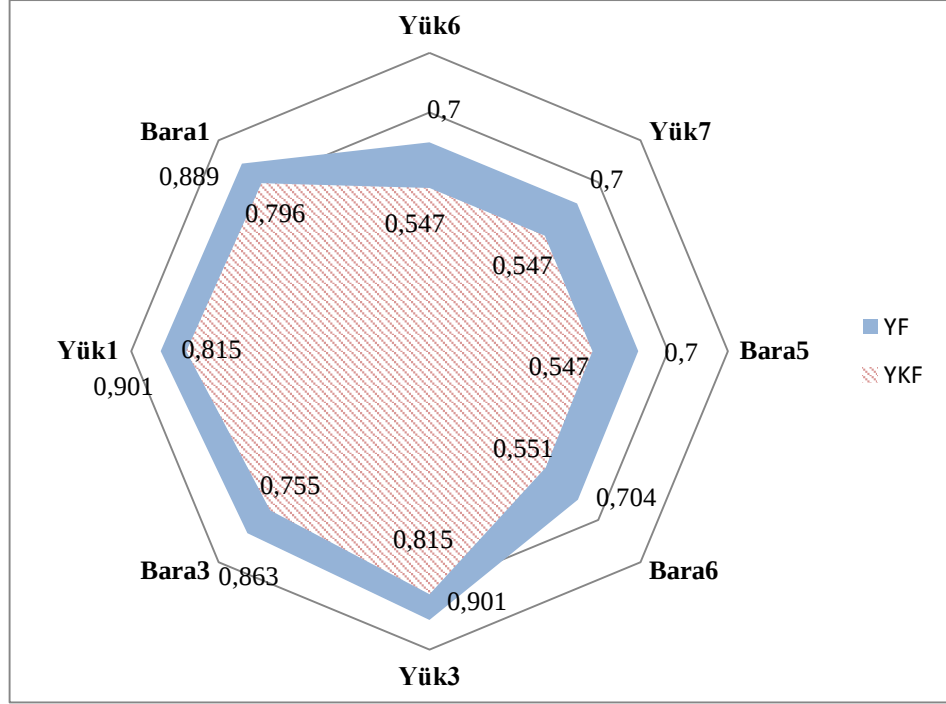
(b) Baraların YF ve YKF değerleri

Yüklerden kaynağa doğru kaynak barasına ulaşıncaya kadar adım adım ilerlenir. Her bir yükün talep gücüne yükü besleyen hat ve/veya transformatörün kayıpları da eklenir.

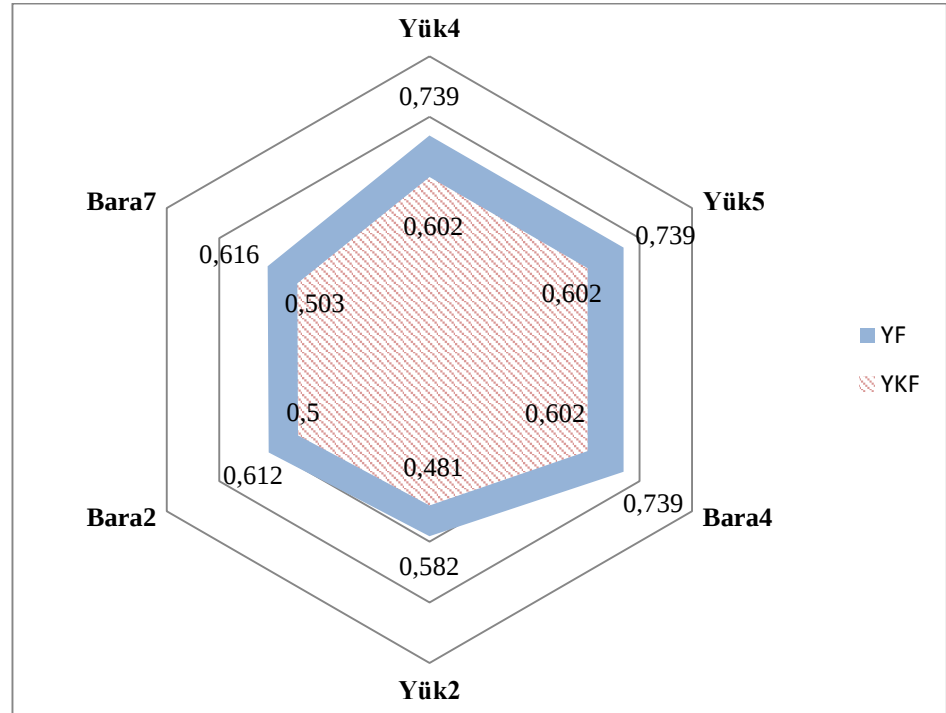
Çizelge 3.6 : Baraların anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara4	Bara5	Bara2	Bara6	Bara3	Bara7	Bara1
Adım	1	1	2	2	3	3	4
Beslendiği Fider	Hat4	Hat5	-	-	Hat3	Hat2	Hat1
Beslendiği Trafo	-	-	TR1	TR4	-	-	-
00-01	18,45	69,77	74,87	71,37	330,14	77,33	988,71
01-02	17,19	58,73	49,84	60,33	320,12	52,29	980,81
02-03	16,70	49,00	38,53	50,61	309,57	40,97	967,68
03-04	16,45	43,09	35,45	44,70	301,13	37,89	952,53
04-05	16,18	40,33	28,59	41,93	297,63	31,02	946,99
05-06	16,57	39,28	27,60	40,89	299,20	30,03	955,15
06-07	17,96	39,71	38,85	41,32	298,88	41,29	952,94
07-08	20,54	44,63	42,68	46,24	304,08	45,12	959,12
08-09	24,63	51,23	83,44	52,84	332,47	85,89	1043,33
09-10	29,73	76,05	161,05	77,66	378,52	163,50	1144,61
10-11	36,13	99,23	237,67	100,84	397,56	240,13	1154,02
11-12	38,16	107,60	239,15	109,20	407,90	241,62	1169,73
12-13	38,66	114,28	238,22	115,88	406,19	240,68	1146,83
13-14	38,98	110,31	235,14	111,92	400,41	237,60	1136,31
14-15	38,82	105,18	230,62	106,79	411,66	233,08	1189,13
15-16	38,76	111,18	231,64	112,79	413,18	234,10	1179,44
16-17	38,91	110,75	230,10	112,36	412,29	232,56	1177,35
17-18	38,96	103,25	208,26	104,86	401,28	210,72	1157,14
18-19	37,99	110,57	217,59	112,17	385,23	220,05	1081,76
19-20	36,29	105,78	217,51	107,39	367,22	219,97	1029,84
20-21	34,44	92,88	212,94	94,48	354,97	215,40	1018,82
21-22	32,51	81,58	210,53	83,18	344,98	212,99	1011,75
22-23	27,42	79,85	115,89	81,45	346,10	118,35	1020,08
23-00	20,76	74,85	107,43	76,45	338,39	109,89	1005,24
Max.	38,98	114,28	239,15	115,88	413,18	241,62	1189,13
Ort.	28,80	79,96	146,40	81,57	356,63	148,85	1057,05
YF	0,739	0,700	0,612	0,704	0,863	0,616	0,889
YKF	0,602	0,547	0,500	0,551	0,755	0,503	0,796
k	0,29	0,27	0,53	0,27	0,09	0,52	0,06

YF ve YKF değerleri tamamen yük eğrilerine bağlıdır, yüklerin genliklerinden etkilenmez. Ancak farklı YF ve YKF oranlarına sahip yükler baralarda, bir havuzda karışır gibi, karıştıklarında her yük, baranın YF ve YKF değerlerini genlikleri oranında etkiler.



Şekil 3.6 : Örnek şebeke yüklerin ve baraların YF ile YKF değerleri.



Şekil 3.7 : Örnek şebeke yüklerin ve baraların YF ile YKF değerleri.

1. Adım; Bu adımda kaynağa en uzak baralardan beslenen yüklerin anlık talepleri baralara aktarılır. Güçlerin aktif ve reaktif bileşenleri dikkate alınır (3.10).

$$S_T = S_1 + S_2 = \sqrt{(P_1 + P_2)^2 + (Q_1 + Q_2)^2} \quad (3.9)$$

$$S_{Bara4} = S_{yük4} + S_{yük5} \quad (3.10)$$

$$S_{Bara5} = S_{yük6} + S_{yük7} \quad (3.11)$$

Bara 4 ve Bara 5'in anlık talep gücü tablosu Çizelge 3.6'da gösterilmiştir. Denklem (3.6) ile YKF değerleri hesaplanır. Beslendikleri hatların YKF'leri de baralarinkine eşittir. Bir sonraki, (c) kayıpların tahmini başlığında Çizelge 3.7'de gösterildiği şekilde Hat4 ve Hat5 üzerinde periyod boyunca meydana gelecek enerji kaybına ulaşılır.

2. Adım; Bir üst bara grubuna geçilir.

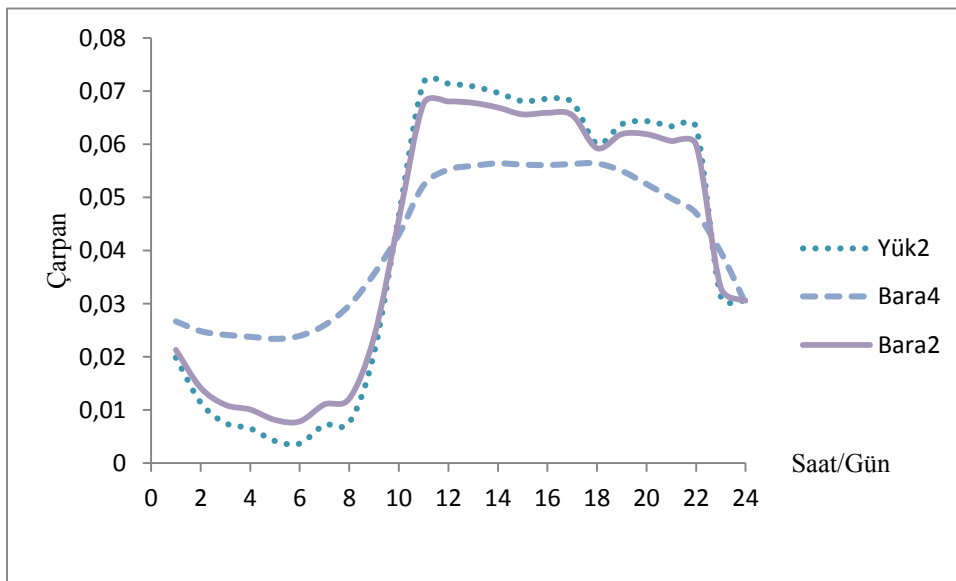
$$S_{Bara2} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} \quad (3.12)$$

$$L_{hat} = \frac{E_{hat}}{T} \quad (3.13)$$

L_{hat} Hat üzerinde meydana gelen güç kaybı (kW)

E_{hat} Hat üzerinde meydana gelen enerji kaybı (kWh)

$$S_{Bara6} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} \quad (3.14)$$



Şekil 3.8 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri.

Bara 2 ve Bara 6'nın anlık talep gücü tablosu Çizelge 3.6'da gösterilmiştir. Şekil 3.8'de Bara2 ve onu oluşturan Bara4 ve Yük2'nin yük eğrileri yer almaktadır. Güç miktarı fazla olan Yük2'nin eğrisi baskın şekilde bir üst baraya yansımaktadır.

Denklem (3.6) ile YKF değerleri hesaplanır. Beslendikleri transformatörlerin YKF'leri de baralarınınkine eşittir. Bir sonraki, (c) kayıpların tahmini başlığında Çizelge 3.8'de gösterildiği şekilde TR1 ve TR4 üzerinde periyod boyunca meydana gelecek enerji kaybına ulaşılır.

3. Adım; Bir üst bara grubuna geçilir.

$$S_{Bara3} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} + L_{TR4} \quad (3.15)$$

$$L_{TR} = \frac{E_{TR}}{T} \quad (3.16)$$

L_{TR} Transformatör üzerinde meydana gelen güç kaybı (kW)

E_{TR} Transformatör üzerinde meydana gelen enerji kaybı (kWh)

$$S_{Bara7} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} \quad (3.17)$$

Bara 3 ve Bara 7'nin anlık talep gücü tablosu Çizelge 3.6'da gösterilmiştir. Şekil 3.9'da Bara3 ve onu oluşturan Bara5 ve Yük3'ün yük eğrileri yer almaktadır. Güç miktarı fazla olan Yük3'ün eğrisi baskın şekilde bir üst baraya yansımaktadır.

Denklem (3.6) ile YKF değerleri hesaplanır. Beslendikleri hatların YKF'leri de baralarınınkine eşittir. Bir sonraki, (c) kayıpların tahmini başlığında Çizelge 3.7'de gösterildiği şekilde Hat2 ve Hat3 üzerinde periyod boyunca meydana gelecek enerji kaybına ulaşılır.

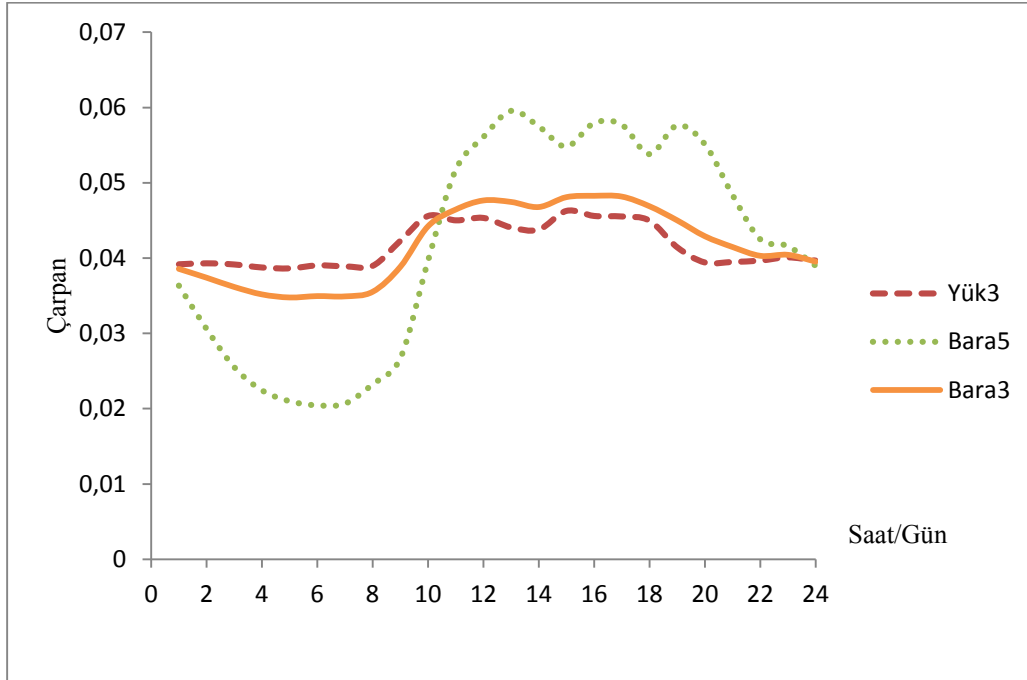
4. Adım; Bir üst bara grubuna geçilir, bundan sonra kaynak barası olduğu için son adımdır.

$$S_{Bara1} = S_{yük6} + S_{yük7} + S_{yük1} + L_{hat3} + L_{hat5} + L_{TR4} \quad (3.18)$$

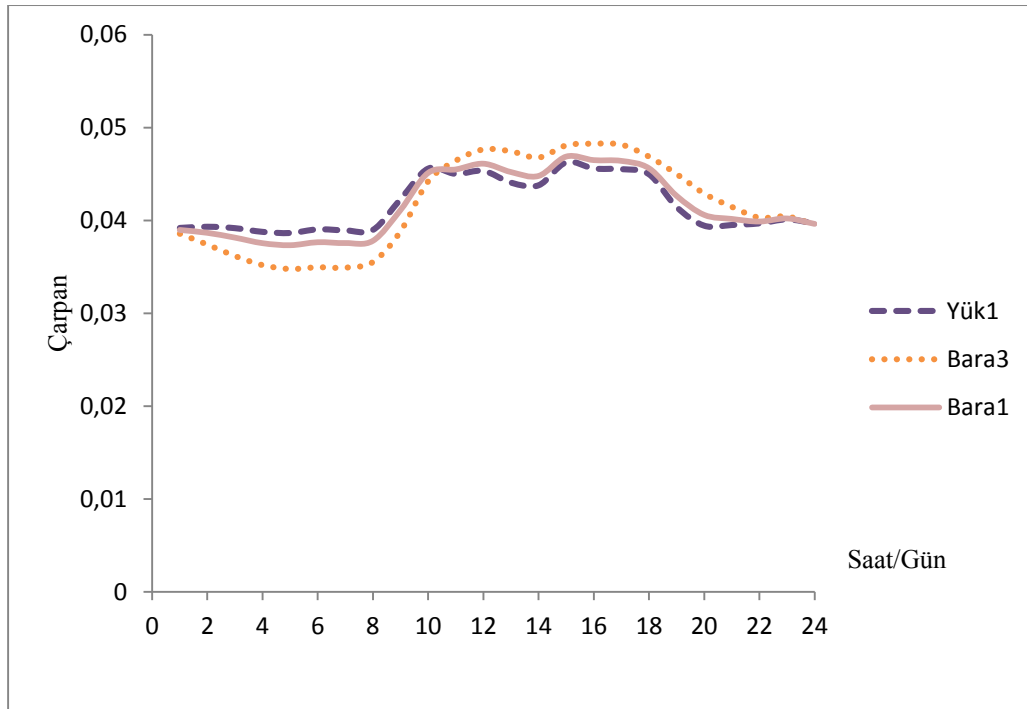
Bara 1'in anlık talep gücü tablosu Çizelge 3.6'da gösterilmiştir. Şekil 3.10'da Bara1 ve onu oluşturan Bara3 ve Yük1'in yük eğrileri yer almaktadır. Güç miktarı fazla olan Yük1'in eğrisi baskın şekilde bir üst baraya yansımaktadır.

Denklem (3.6) ile YKF değerleri hesaplanır. Beslendiği hat1'in de YKF değeri baralarınınkine eşittir. Bir sonraki, (c) kayıpların tahmini başlığında Çizelge 3.7'de

gösterildiği şekilde Hat1 üzerinde periyod boyunca meydana gelecek enerji kaybına ulaşılır.



Şekil 3.9 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri.



Şekil 3.10 : Örnek şebeke günlük profil eğrileri.

(c) Kayıpların tahmini

Çizelge 3.7 : Hatların günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	I_{max}^2 yük	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat1	3	396,00	0,524	15	0,796	24	178,388
Hat2	3	16,35	0,524	20	0,503	24	6,205
Hat3	3	47,81	0,524	8	0,755	24	10,895
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	27208,19	0,387	0,1	0,547	24	41,470

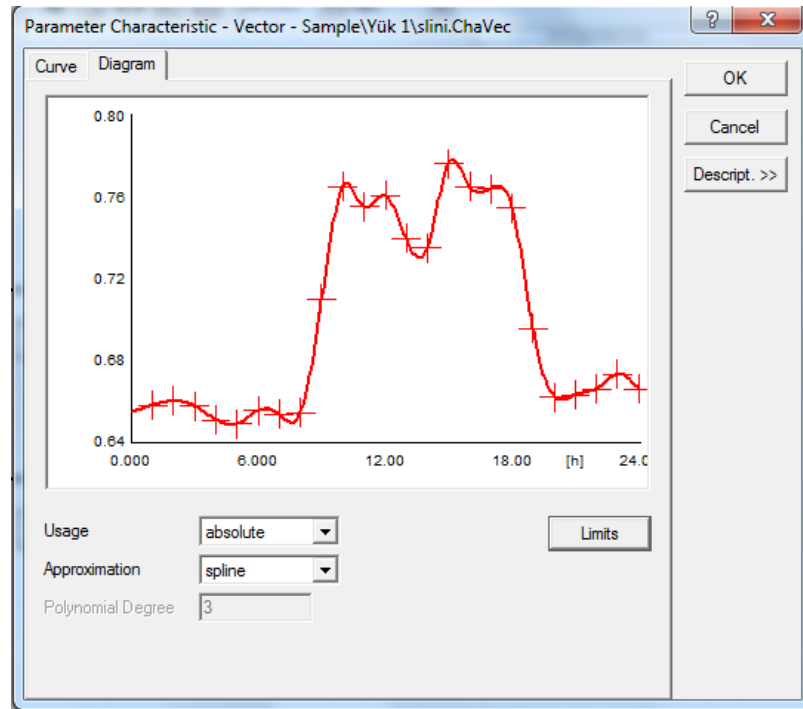
Çizelge 3.8 : Transformatörlerin günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,500	24	62,458
TR4	0,85	0,525	2,5	0,551	24	37,746

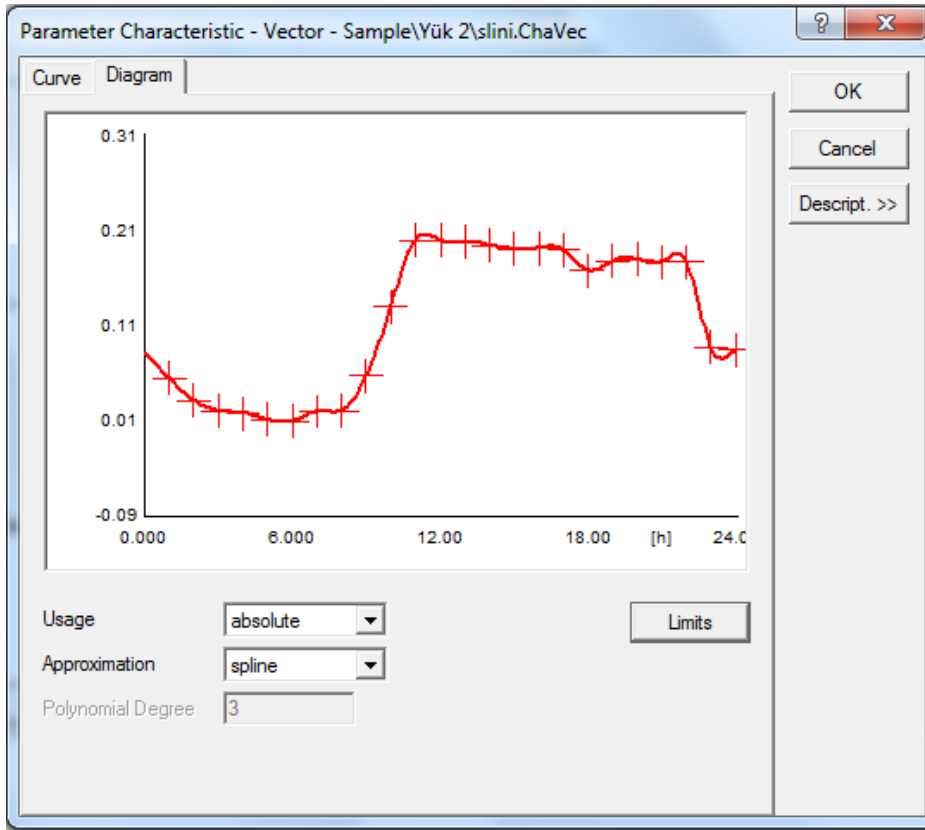
Tahmin edeceğimiz enerji kayıpları, kablolar ve transformatörler üzerinde meydana gelenlerdir, (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

3.1.2.2 Yük akışı yöntemi ile örnek şebekenin kayıplarının hesabı

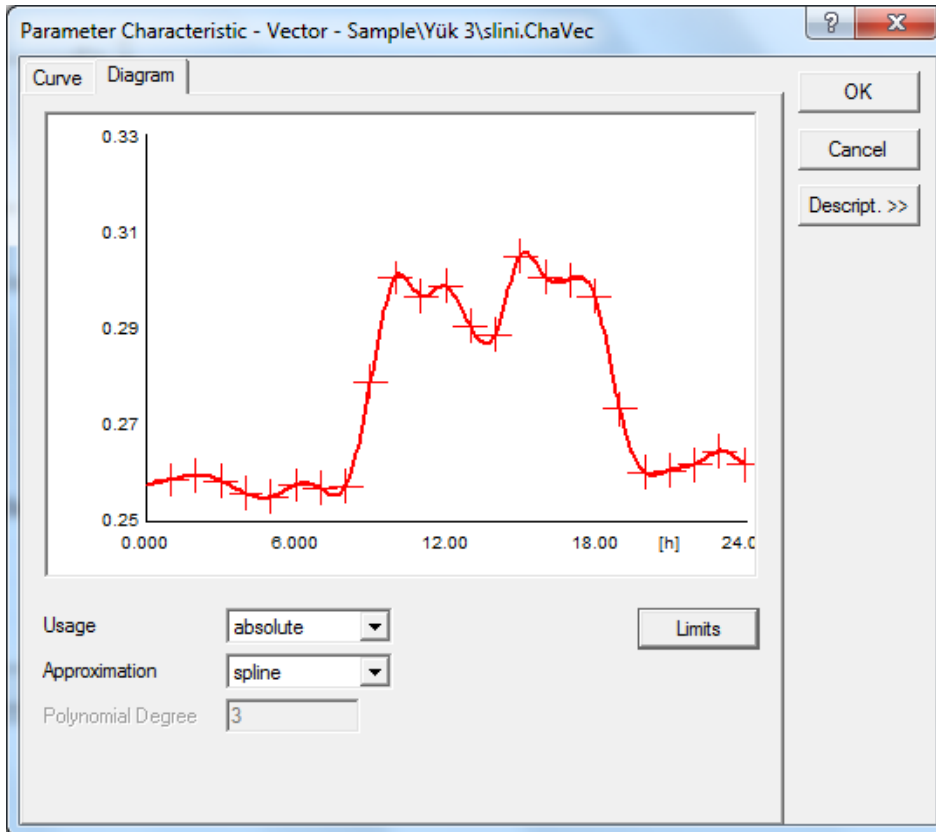
Şekil 3.4'deki tek hat şeması verilen örnek şebeke Newton-Raphson yük akışı yöntemini kullanan DİGSİLENT PowerFactory 14.1 programında oluşturulup, yüklere sınıflarına göre eğriler girilmiştir. Kablo ve transformatör verileri Çizelge 3.2 ve 3.3'den alınmıştır.



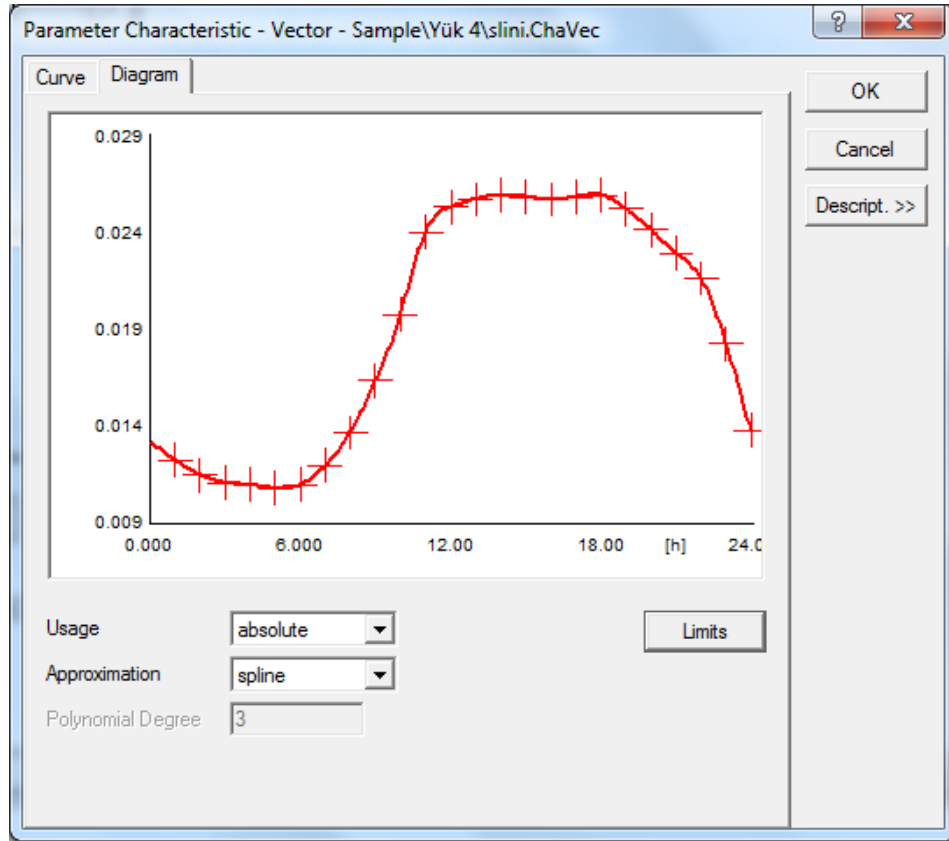
Şekil 3.11 : Örnek şebeke yük1 eğrisi.



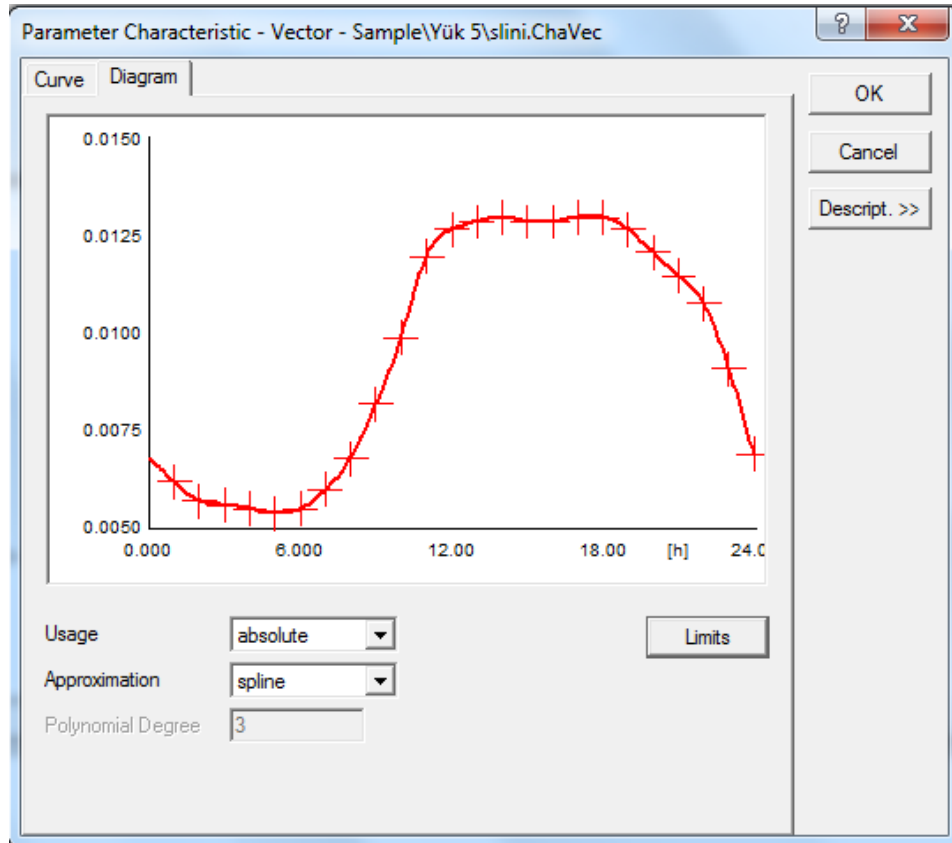
Şekil 3.12 : Örnek şebeke yük2 eğrisi.



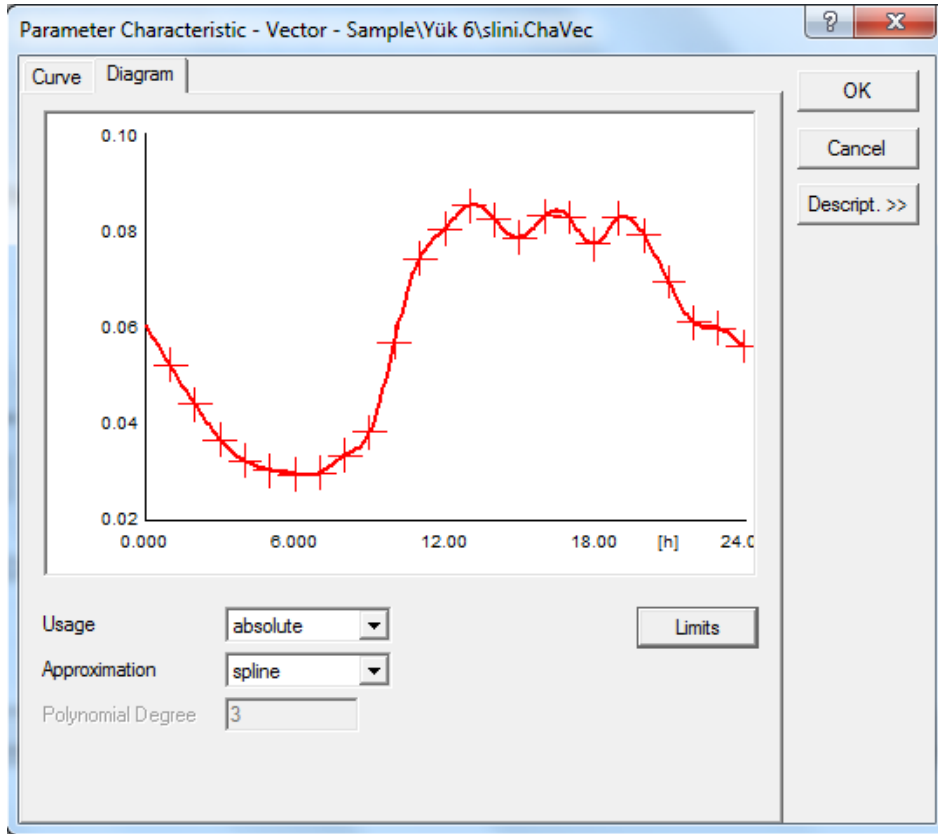
Şekil 3.13 : Örnek şebeke yük3 eğrisi.



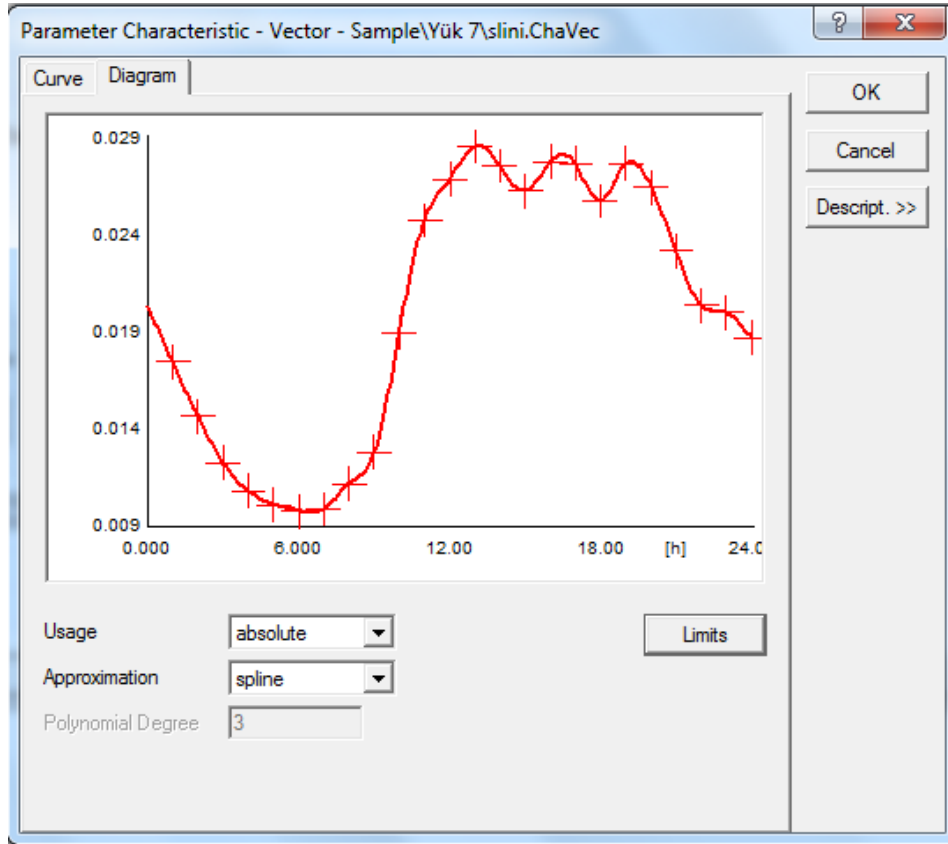
Şekil 3.14 : Örnek şebeke yük4 eğrisi.



Şekil 3.15 : Örnek şebeke yük5 eğrisi.



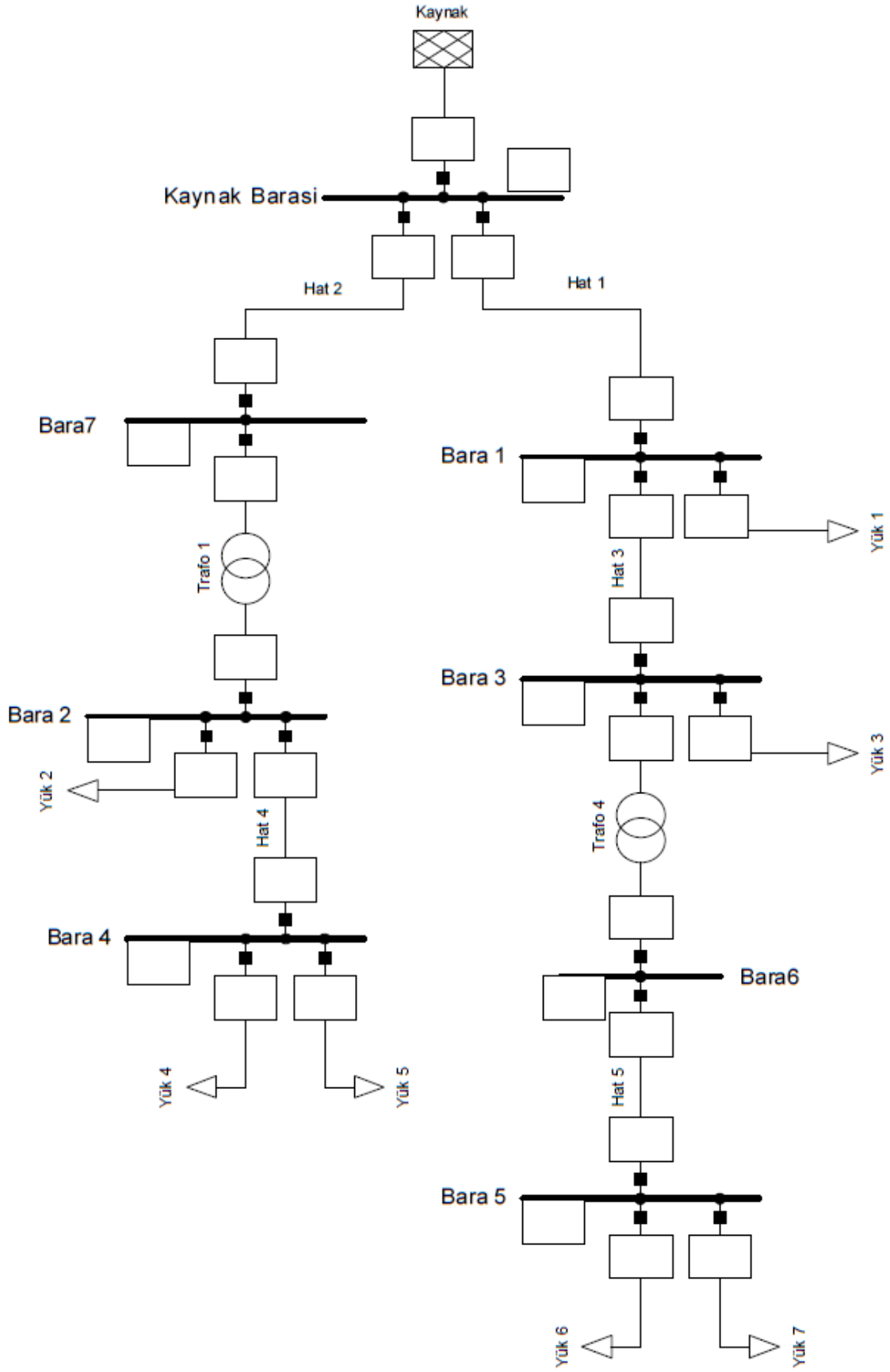
Şekil 3.16 : Örnek şebeke yük6 eğrisi.



Şekil 3.17 : Örnek şebeke yük7 eğrisi.

Çizelge 3.9 : Anlık kayıp tablosu (kW).

Saat/Gün	Hat1	Hat2	Hat3	Hat4	Hat5	TR1	TR4
01:00	6,45	0,06	0,39	0,3	1,12	1,35	1,38
02:00	6,35	0,02	0,36	0,25	0,79	1,17	1,22
03:00	6,17	0,02	0,33	0,24	0,55	1,11	1,11
04:00	5,97	0,02	0,32	0,24	0,42	1,09	1,05
05:00	5,9	0,01	0,31	0,22	0,37	1,07	1,03
06:00	5,99	0,01	0,32	0,23	0,35	1,06	1,02
07:00	5,97	0,02	0,32	0,28	0,36	1,11	1,02
08:00	6,05	0,02	0,32	0,36	0,45	1,13	1,07
09:00	7,17	0,07	0,39	0,54	0,6	1,43	1,13
10:00	8,67	0,25	0,51	0,81	1,34	2,55	1,48
11:00	8,84	0,55	0,57	1,24	2,35	4,43	1,93
12:00	9,1	0,56	0,6	1,38	2,78	4,48	2,13
13:00	8,75	0,56	0,6	1,43	3,15	4,45	2,3
14:00	8,59	0,55	0,58	1,45	2,93	4,36	2,2
15:00	9,4	0,52	0,61	1,43	2,65	4,23	2,08
16:00	9,26	0,53	0,62	1,42	2,98	4,26	2,22
17:00	9,22	0,52	0,61	1,44	2,96	4,21	2,21
18:00	8,89	0,43	0,58	1,44	2,55	3,63	2,03
19:00	7,78	0,47	0,54	1,37	2,94	3,86	2,21
20:00	7,04	0,47	0,49	1,24	2,68	3,86	2,09
21:00	6,88	0,45	0,45	1,12	2,03	3,74	1,79
22:00	6,77	0,44	0,43	0,98	1,55	3,67	1,57
23:00	6,88	0,13	0,43	0,68	1,49	1,81	1,54
00:00	6,67	0,11	0,41	0,38	1,3	1,69	1,46
Toplam	178,76	6,79	11,09	20,47	40,69	65,75	39,27



Şekil 3.18 : Örnek şebeke DİgSİLENT şeması.

DIgSILENT programında Newton-Raphson yöntemi ile kayıp hesabı gerçekleştirilmiştir. 24 saatlik periyodun her bir saati için çözüm yaptırılmıştır, elde edilen kayıp güçlerin toplamı periyod boyunca ortaya çıkacak enerji kaybını vermektedir.

3.1.2.3 YKF ve yük akışı yöntemi sonuçlarının karşılaştırılması

Örnek şebekenin kablolarında ve transformatörlerinde meydana gelen enerji kayıplarının yük kayıp faktörü yöntemi ve DIgSILENT programı ile hesaplanan sonuçları Çizelge 3.10'da karşılaştırılmıştır.

Çizelge 3.10 : YKF ve DIgSILENT enerji kayıp hesabı sonuçları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark
Hat1	178,39 kWh	178,76 kWh	0,21%
Hat2	6,21 kWh	6,79 kWh	8,61%
Hat3	10,89 kWh	11,09 kWh	1,76%
Hat4	19,95 kWh	20,47 kWh	2,54%
Hat5	41,47 kWh	40,69 kWh	-1,92%
TR1	62,46 kWh	65,75 kWh	5,01%
TR4	37,75 kWh	39,27 kWh	3,88%
Toplam	357,11 kWh	362,82 kWh	1,57%

DIgSILENT'in sonuçları baz alındığında sistem toplam enerji kaybında YKF yöntemi -1.57% oranında hatalı sonuç vermiştir. Çizelge 3.1'de yapılan karşılaştırmada vurgulandığı şekilde YKF yöntemi dağıtım şebekelerinde hesap doğruluğunda orta seviyededir, örnekteki -1.57%'lik hata payı ile bunu kanıtlamıştır.

Ancak kayıplara bileşenleri bazında bakıldığında kablolarda -1,92% ila 8,61%, transformatörlerde ise 3,88% ila 5,01% oranlarında hatalı sonuçlar vermektedir, nedenleri üzerinde çalışma gerekmektedir.

3.2 Kayıp Paylaşımı

Elektrik enerji sisteminde oluşan teknik kayıplar, enerjinin fiyatlandırılmasında her zaman önemli bir problem olmuştur. İletilen ya da tüketilen güç ile kayıplar arasındaki lineer olmayan ilişki, kayıpların kaynaklarının tespit edilmesini zorlaştırmaktadır [27]. Sistemin toplam enerji kaybının maddi yükü enerji tüketim

birim fiyatlarına yansıtılırken adil paylaşılması gerekmektedir. Çoğunlukla iletim sistemlerinde olmak üzere birbirinden farklı birkaç kayıp güç paylaşımı yöntemi literatüre girmiştir. Bununla birlikte dağıtım sistemlerinde uygulanan yöntemlerde eksiklikler mevcuttur [28].

3.2.1 Kayıp paylaşımı yöntemleri

Kayıp paylaşımında Pro-rata yöntemi en anlaşılır ve uygulaması basit olan yöntemdir. Güç kayıpları üreticilere ve tüketicilere, ürettikleri ve tükettikleri güçler oranında paylaşılır. Bu yöntemde sistem topolojisi dikkate alınmaz. Topoloji dikkate alınmadığı için düğüm noktasına farklı uzaklıktaki özdeş iki yüke aynı kayıp tahsis edilir, bu nedenle adil bir uygulama değildir [29].

Artımsal paylaşım yönteminde minimum yük seviyesinden başlayarak sistemin maksimum yüküne küçük adımlar ile ilerlenir ve toplam kayba ulaşılır. Her adımda kayıp katsayısı hesaplanır. Bu yöntemin en büyük handikapı artan adımlara son derece bağlı oluşudur [30].

Oransal takip paylaşım yöntemi güç akışı takibine ve düğüm noktalarının akan güçler için havuz olduğu varsayımına dayalıdır. Her havuzdan dışarı aktif yük akışı havuz içine akan toplam güce orantılıdır aynı şekilde her hat için kayıplar bu hattan akan güçler ile orantılıdır. Güçlerin dağıtımının fiziksel koşul ve ekonomik veriler hesaba katılmadan oransal paylaşım prensibi ile yapılması bu yöntemin ana problemidir. Bu yöntemi geliştirmek için grafik teorisi [31],[32] uygulanmıştır ancak tam adil bir paylaşım konusunda hala sınırlı seviyededir [30].

Kayıp formülü ile paylaşım yöntemi kayıpların tam ve doğru dağıtılması adına geniş bir uygulama yelpazesi sunmaktadır. Bu uygulamalardan biri Z-bus [33] dır. Kayıpları yüksek doğruluk oranında dağıtılmasına rağmen hangi güç akışının kayba nasıl etki ettiğini bilmek mümkün değildir [30].

Her kayıp paylaşım yönteminin kendine has avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Hiçbir yöntem kayıpları tam adil bir şekilde paylaştıramadığı için yöntemler sistemin kullanıcılarına ve koşullarına bağlı seçilirler [30]. Radyal elektrik dağıtım sistemlerinin topolojine uygun ve kolay uygulanması nedeniyle bu çalışmada grafik teorisi içeren oransal kayıp paylaşımı yöntemi kullanılmıştır.

3.2.2 Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı

Oransal olarak kayıp paylaşımının en genel hali ile denklem (3.20)'dedir [20]. Bu haliyle yüklerin talep güçlerine bakılmaksızın eşit kayıp paylaştırılacak ve adil bir uygulama olmayacaktır.

$$P_{L,i} = \frac{LA}{n_p} \quad (3.19)$$

$P_{L,i}$ i yüküne düşen güç kaybı

LA Paylaştırılacak kayıp güç

n_p n adet yük

(3.21)'deki bağıntı ile yüklerin talep güçleri dikkate alınarak, talep güç oranında kayıplar paylaştırılmasının daha adil olduğu bir gerçektir [20]. Bu haliyle pro-rata yöntemine eş değer olmaktadır, sistem topolojisi dikkate alınmadığı için adaletli paylaşım oranı yine sınırlıdır.

$$P_{L,i} = LA \frac{P_{D,i}}{\sum_{j=1}^{n_p} P_{Dj}} \quad (3.20)$$

$P_{D,i}$ i yükünün talep gücü

Değişken kayıpların akımın karesiyle, talep güçlerinin ise akımla orantılı olması nedeniyle, (3.22) bağıntısı ile değişken kayıpları talep güçlerinin karesiyle orantılı olarak dağıtılabilir [20].

$$P_{L,i} = LA \frac{P_{D,i}^2}{\sum_{j=1}^{n_p} P_{Dj}^2} \quad (3.21)$$

Oransal kayıp paylaşımında adil yaklaşım yapabilmek için sistemin topolojisinin dikkate alınması gerekmektedir, grafik teorisi bu alanda etkili bir yöntemdir. Üç adımda uygulanır. Öncelikle grafik oluşturulur, sonrasında baralar atanır, hatlar ve yükler bağlanır, son olarak kayıplar önce baralara sonra yüklerle indirgenerek talep gücü akışı oranlarıyla paylaştırılır.

Bu çalışmada kayıplar, talep güçleri oranında ve talep güçleri kareleri oranında olmak üzere iki farklı şekilde paylaştırılıp sonuçları karşılaştırılacaktır.

3.2.2.1 Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı örneği

Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı yöntemini ve uygulamasını açıklayabilmek için Şekil 3.4’de örnek şebekeyi ele alalım. Şebekenin tek hat şeması grafiği olarak kullanılabilir.

Grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı algoritması

Dağıtım şebekelerinin kablolarında ve transformatörlerinde ortaya çıkan teknik kayıpların yüklere yani tüketicilere paylaştırılması kaynaktan yüklere doğru adımlar ile gerçekleştirilir. Bileşenlerindeki kayıplar hesaplanmış bir sistem için aşağıdaki adımlar izlenir.

a. *Baraların kayıp değerleri*; Kaynağa en yakın seviyedeki baralardan başlamak üzere, her bir barayı besleyen kabloların ve transformatörlerin kayıpları o barada toplanır. Bir sonraki seviyedeki baralara geçilir, aynı işlem uygulanır ve üst seviyedeki baradan payına düşen kayıp oransal yöntem ile atanır.

b. *Yüklerin kayıp değerleri*; Baralara indirgenmiş kayıplar, baradan beslenen yüklere oransal yöntem ile paylaştırılır.

(a) Baraların kayıp değerleri

Öncelikle kayıplar çizelge 3.11’da gösterildiği şekilde, (3.21) bağıntısı ile baralara atanırlar. Aynı yöntem (3.22) bağıntısı ile çizelge 3.12’de uygulanmıştır. Bara6 ve Bara7’ tek hattın beslenip tek çıkış verdiği için kaybı doğrudan aktarmaktadır, bu nedenle kayıp paylaşımında etkisizdirler.

E_{Bi}	i barasına atanan kayıp enerji
E_{Hi}	i fider hattında meydana gelen kayıp enerji
E_{Tri}	i transformatöründe meydana gelen kayıp enerji
F_{Hi}	i hattından akan talep gücü
$P_{Yük i}$	i yükünün talep gücü

Çizelge 3.11 : Kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	Hat3, Yük1	$E_{B1} = E_{H1}$	178,39
Bara2	Hat2	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{H2} + E_{Tr1}$	68,66
Bara3	Hat3	Hat5, Yük3	$E_{B3} = E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}}{F_{H3} + P_{Yük1}} \times E_{B1} \right)$	79,17
Bara4	Hat4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	33,44
Bara5	Hat5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}}{F_{H5} + P_{Yük3}} \times E_{B3} \right)$	94,54

Çizelge 3.12 : Kayıpların denklem (3.22) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	Hat3, Yük1	$E_{B1} = E_{H1}$	178,39
Bara2	Hat2	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{H2} + E_{Tr1}$	68,66
Bara3	Hat3	Hat5, Yük3	$E_{B3} = E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}^2}{F_{H3}^2 + P_{Yük1}^2} \times E_{B1} \right)$	60,43
Bara4	Hat4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}^2}{F_{H4}^2 + P_{Yük2}^2} \times E_{B2} \right)$	23,82
Bara5	Hat5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}^2}{F_{H5}^2 + P_{Yük3}^2} \times E_{B3} \right)$	82,51

(b) Yüklerin kayıp değerleri

Baralara indirgenmiş kayıplar son olarak yüklere paylaştırılır. Bu adımda yine **(3.21)** ve **(3.22)** bağıntıları için ayrı ayrı işlem yapılmıştır.

Talep güçleri oranında paylaşım yapıldığında büyük güçlü yüklere düşen kayıplar, talep güçleri karesi ile yapılan paylaşıma kıyasla daha düşüktür. Küçük güçlü yükler de ise durum tam tersidir. Kayıplar yük akımlarının karesinin bir fonksiyonudur, bu nedenle yük akımı büyüdükçe kayıp oranı da karesel olarak artacaktır. Kayıpların paylaşımında adil uygulamalar için bu gerçeğin göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Talep güçlerinin karesi oranıyla paylaşımda sapmalar olabilmektedir [20].

Çizelge 3.13 : Kayıpların denklem (3.21) ile yüklere paylaşımı.

Yükün Adı	Beslendiği Bara	Kayıp Paylaşımı	kWh
Yük1	Bara1	$E_{Yük1} = E_{B1} \times \frac{P_{Yük1}}{F_{H3} + P_{Yük1}}$	110,06
Yük2	Bara2	$E_{Yük2} = E_{B2} \times \frac{P_{Yük2}}{F_{H4} + P_{Yük2}}$	55,18
Yük3	Bara3	$E_{Yük3} = E_{B3} \times \frac{P_{Yük3}}{F_{H5} + P_{Yük3}}$	63,89
Yük4	Bara4	$E_{Yük4} = E_{B4} \times \frac{P_{Yük4}}{P_{Yük4} + P_{Yük5}}$	24,32
Yük5	Bara4	$E_{Yük5} = E_{B4} \times \frac{P_{Yük5}}{P_{Yük4} + P_{Yük5}}$	9,12
Yük6	Bara5	$E_{Yük6} = E_{B5} \times \frac{P_{Yük6}}{P_{Yük6} + P_{Yük7}}$	63,03
Yük7	Bara5	$E_{Yük7} = E_{B5} \times \frac{P_{Yük7}}{P_{Yük6} + P_{Yük7}}$	31,52

Çizelge 3.14 : Kayıpların denklem (3.22) ile yüklere paylaşımı.

Yükün Adı	Beslendiği Bara	Kayıp Paylaşımı	kWh
Yük1	Bara1	$E_{Yük1} = E_{B1} \times \frac{P_{Yük1}^2}{F_{H3}^2 + P_{Yük1}^2}$	128,76
Yük2	Bara2	$E_{Yük2} = E_{B2} \times \frac{P_{Yük2}^2}{F_{H4}^2 + P_{Yük2}^2}$	64,79
Yük3	Bara3	$E_{Yük3} = E_{B3} \times \frac{P_{Yük3}^2}{F_{H5}^2 + P_{Yük3}^2}$	57,23
Yük4	Bara4	$E_{Yük4} = E_{B4} \times \frac{P_{Yük4}^2}{P_{Yük4}^2 + P_{Yük5}^2}$	20,88
Yük5	Bara4	$E_{Yük5} = E_{B4} \times \frac{P_{Yük5}^2}{P_{Yük4}^2 + P_{Yük5}^2}$	2,94
Yük6	Bara5	$E_{Yük6} = E_{B5} \times \frac{P_{Yük6}^2}{P_{Yük6}^2 + P_{Yük7}^2}$	66,01
Yük7	Bara5	$E_{Yük7} = E_{B5} \times \frac{P_{Yük7}^2}{P_{Yük6}^2 + P_{Yük7}^2}$	16,50

Çizelge 3.15 : Kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	110,06 kWh	128,76 kWh
Yük2	55,18 kWh	64,79 kWh
Yük3	63,89 kWh	57,23 kWh
Yük4	24,32 kWh	20,88 kWh
Yük5	9,12 kWh	2,94 kWh
Yük6	63,03 kWh	66,01 kWh
Yük7	31,52 kWh	16,50 kWh

4. ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE KAYIP TAHMİNİ VE PAYLAŞIMI

Elektrik dağıtım şebekeleri kurulumundan sonra da gelişmeye ve değişmeye devam ederler. Tüketici sayısının ve güçlerinin artması, dağıtılmış üretim noktalarının oluşması dağıtım şebekelerinin topolojik yapılarını sürekli değiştirir. Sistem kurulmadan önce analizler yapıldığı gibi sürekli değişken yapısı nedeniyle analiz edilmeye ve optimum işletim koşulları aranmaya devam edilir. Sistem yapısından doğrudan etkilenen teknik kayıplar da uygun işletim yöntemi belirlenirken göz önünde bulundurulmuş en önemli unsurlardan biridir.

Bu bölümde, bir önceki bölümde açıklanan yük kayıp faktörü ile kayıp tahmini ve grafik teorisi ile oransal kayıp paylaşımı yöntemleri kullanılarak, elektrik dağıtım sisteminin topolojisini değiştiren farklı durumlar için kayıplar tahmin edilecek ve tahmin edilen kayıplar sistemin yüklerine, yani kayıplara neden olan tüketicilere, paylaştırılacaktır.

4.1 Açık Ring Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Tahmini ve Paylaşımı

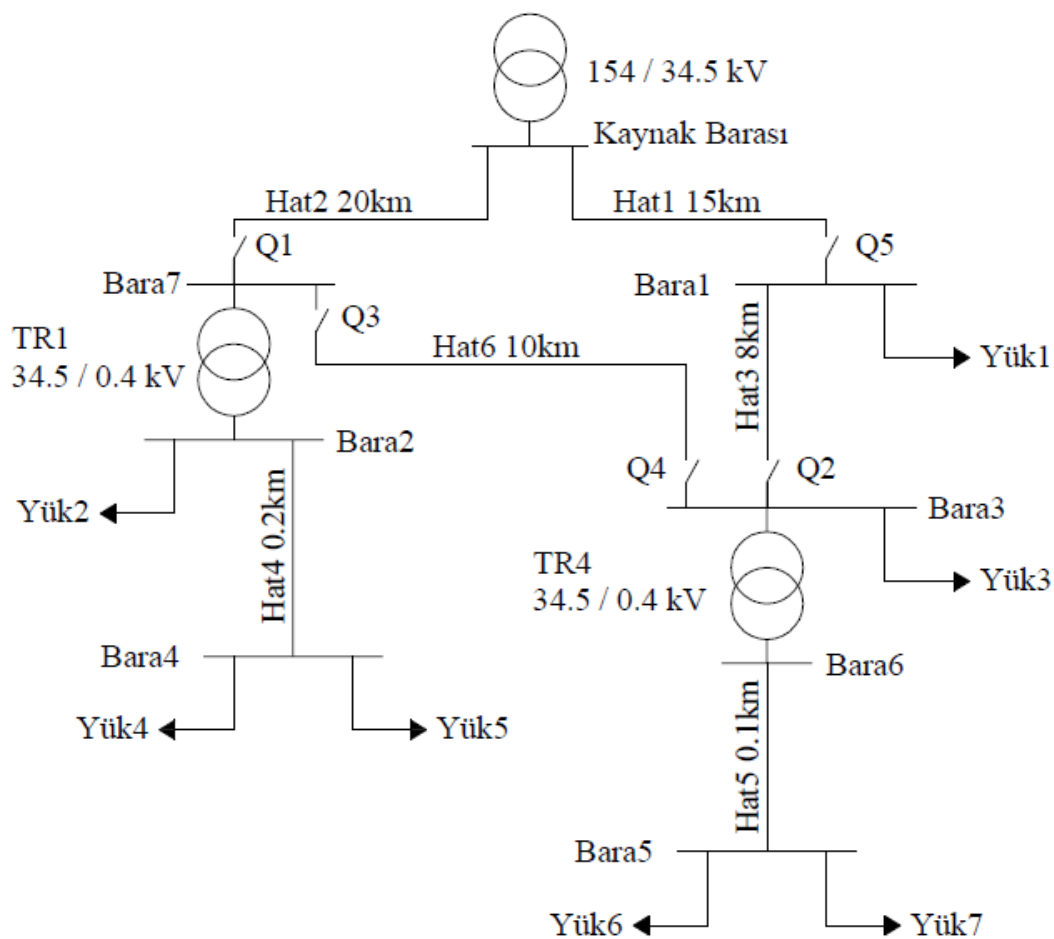
Ring elektrik dağıtım şebekeleri herhangi bir noktasından açıldığında radyal şebeke şeklini alır. İşletme zorlukları ve yatırım maliyetleri nedeniyle ring şebeke yerine radyal (açık ring) şebekeler halka şeklinde bağlantı noktalarıyla kullanılabilir. Bu bağlantı noktaları normal işletme halinde iken açık olup, arıza ve bakım gibi durumlarda güç akışı yönünü değiştirecek şekilde kapatılabilirler. Bağlantı noktası kapatılırken, enerji deplasmanı yapılan bölge sistemden ayrılır ve farklı topolojiye sahip yeni bir radyal şebeke ortaya çıkar.

Açık ring şebekeler çeşitli bağlantı noktalarının kombinasyonları ile birden fazla birbirinden farklı topoloji meydana getirirler. Bu durum kayıpları da doğrudan etkiler ve yeniden hesaplanmalarını gerektirir.

4.1.1 Yük kayıp faktörü ile açık ring dağıtım şebekesinde kayıp tahmini

Açık ring şebekelerinde besleme noktaları sadece arıza ve bakım durumlarında değiştirilmez. Kurulum öncesi analizlerde öngörülebileceği gibi sonradan sisteme dahil olan yükler nedeniyle de en az enerji kaybı ile çalışacağı topolojiye uygun şekilde enerji deplasmanı yapılabilir.

Bölüm 3’de örnek alınan radyal elektrik dağıtım şebekesini ele alalım. Bara3 ile Bara7’yi birbirine Hat6 ile bağlanabilecek alt yapıya sahip olsun. Buarada Hat6’nın iletken kesiti Hat2 ve Hat3’den geçebilecek maksimum güçleri ayrı ayrı taşıyabilecek kapasite olmasına dikkat edilmiştir.



Şekil 4.1 : Örnek açık ring elektrik dağıtım şebekesi.

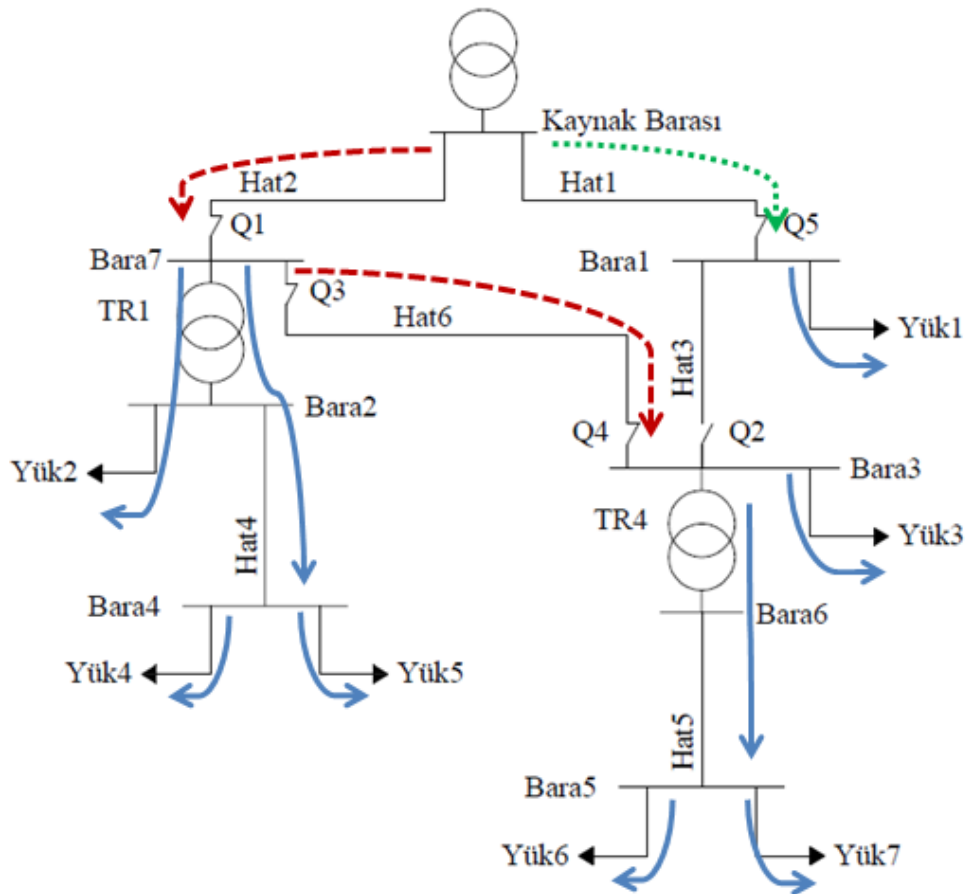
Şekil 4.1'deki şebeke, çizelge 4.1'de verilen kesici pozisyonlarına göre değişen 4 farklı topolojide çalışabilir.

Çizelge 4.1 : Kesici pozisyonları.

Kesici Adı	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3	Senaryo 4
	Kesici Pozisyonu			
Q1	ON	ON	OFF	ON
Q2	ON	OFF	ON	ON
Q3	OFF	ON	ON	ON
Q4	OFF	ON	ON	ON
Q5	ON	ON	ON	OFF

Senaryo 1’de; sistem şekil 3.4’deki yapıya sahiptir, YKF yöntemi ve DIgSILENT programı ile hesaplanan kayıpları çizelge 3.10’deki gibidir.

Senaryo 2’de; sistemin yapısı şekil 4.2’deki hale dönüşecektir. Bir önceki bölümde anlatıldığı gibi YKF yöntemi uygulanırsa, çizelge 4.3 ve 4.4’deki kayıplar elde edilir.



Şekil 4.2 : Örnek şebekenin senaryo 2'deki yapısı ve güç akışı.

Her baradan çekilecek anlık talep güçleri (4.1 , 4.2 , 4.3 , 4.4 , 4.5 , 4.6 ve 4.7) bağıntılarıyla hesaplandığında, çizelge 4.2'deki sonuçlar elde edilir.

Çizelge 4.2 : Baraların senaryo 2’de anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
Adım	1	2	3	1	1	2	4
Beslendiği Fider	Hat1	-	Hat6	Hat4	Hat5	-	Hat2
Beslendiği Trafo	-	TR1	-	-	-	TR4	-
00-01	658,13	74,87	330,14	18,45	69,77	71,37	407,51
01-02	660,26	49,84	320,12	17,19	58,73	60,33	372,53
02-03	657,71	38,53	309,57	16,70	49,00	50,61	350,69
03-04	651,00	35,45	301,13	16,45	43,09	44,70	339,18
04-05	648,97	28,59	297,63	16,18	40,33	41,93	328,84
05-06	655,57	27,60	299,20	16,57	39,28	40,89	329,42
06-07	653,68	38,85	298,88	17,96	39,71	41,32	340,26
07-08	654,64	42,68	304,08	20,54	44,63	46,24	349,25
08-09	710,45	83,44	332,47	24,63	51,23	52,84	418,17
09-10	765,65	161,05	378,52	29,73	76,05	77,66	541,61
10-11	756,02	237,67	397,56	36,13	99,23	100,84	637,22
11-12	761,38	239,15	407,90	38,16	107,60	109,20	649,07
12-13	740,21	238,22	406,19	38,66	114,28	115,88	646,49
13-14	735,46	235,14	400,41	38,98	110,31	111,92	637,61
14-15	777,03	230,62	411,66	38,82	105,18	106,79	644,26
15-16	765,82	231,64	413,18	38,76	111,18	112,79	646,85
16-17	764,62	230,10	412,29	38,91	110,75	112,36	644,41
17-18	755,42	208,26	401,28	38,96	103,25	104,86	611,57
18-19	696,09	217,59	385,23	37,99	110,57	112,17	604,96
19-20	662,19	217,51	367,22	36,29	105,78	107,39	586,91
20-21	663,41	212,94	354,97	34,44	92,88	94,48	570,03
21-22	666,33	210,53	344,98	32,51	81,58	83,18	557,58
22-23	673,53	115,89	346,10	27,42	79,85	81,45	464,29
23-00	666,41	107,43	338,39	20,76	74,85	76,45	448,20
Max.	777,03	239,15	413,18	38,98	114,28	115,88	649,07
Ort.	700,00	146,40	356,63	28,80	79,96	81,57	505,29
YF	0,901	0,612	0,863	0,739	0,700	0,704	0,778
YKF	0,815	0,500	0,755	0,602	0,547	0,551	0,643
k	0,04	0,53	0,09	0,29	0,27	0,27	0,22

$$S_{Bara1} = S_{yük1} \quad (4.1)$$

$$S_{Bara4} = S_{yük4} + S_{yük5} \quad (4.2)$$

$$S_{Bara5} = S_{yük6} + S_{yük7} \quad (4.3)$$

$$S_{Bara2} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} \quad (4.4)$$

$$S_{Bara6} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} \quad (4.5)$$

$$S_{Bara3} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} + L_{TR4} \quad (4.6)$$

$$S_{Bara7} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} + S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} + L_{TR4} + L_{hat6} \quad (4.7)$$

Çizelge 4.3 : Hatların senaryo 2’de günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	I_{max}^2 yük	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat1	3	169,09	0,524	15	0,815	24	77,987
Hat2	3	117,98	0,524	20	0,643	24	57,243
Hat6	3	47,81	0,524	10	0,755	24	13,618
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	27208,19	0,387	0,1	0,547	24	41,470

Çizelge 4.4 : Transformatörlerin senaryo 2’de günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,5003	24	62,458
TR4	0,85	0,525	2,5	0,5511	24	37,746

Çizelge 4.5 : Senaryo 2’de YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark
Hat1	77,99 kWh	77,42 kWh	-0,73%
Hat2	57,24 kWh	59,16 kWh	3,24%
Hat6	13,62 kWh	13,76 kWh	1,03%
Hat4	19,95 kWh	20,62 kWh	3,25%
Hat5	41,47 kWh	40,50 kWh	-2,39%
TR1	62,46 kWh	65,91 kWh	5,24%
TR4	37,75 kWh	39,27 kWh	3,88%
Toplam	310,47 kWh	316,64 kWh	1,95%

Kablolar ve transformatörler üzerinde meydana enerji kayıpları (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

DIgSILENT programı ile de şebekenin senaryo2'deki yapısı analiz edildiğinde çizelge 4.5'deki enerji kayıpları elde edilir.

Senaryo 3'de; sistemin yapısı şekil 4.3'deki halini alacaktır. YKF yöntemi uygulanırsa, çizelge 4.6 ve 4.7'deki kayıplar elde edilir.

Kablolar ve transformatörler üzerinde meydana enerji kayıpları (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

Çizelge 4.6 : Hatların senaryo 3'de günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	$I_{max\ yük}^2$	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat1	3	565,83	0,524	15	0,733	24	234,716
Hat6	3	16,35	0,524	10	0,503	24	3,103
Hat3	3	117,83	0,524	8	0,643	24	22,867
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	27208,19	0,387	0,1	0,547	24	41,470

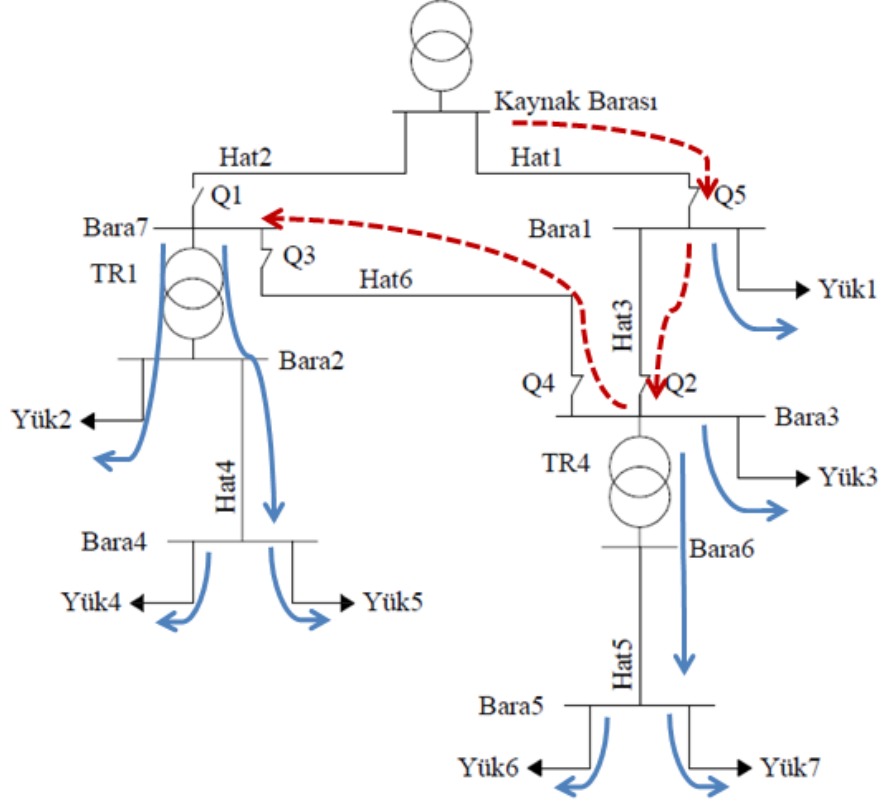
Çizelge 4.7 : Transformatörlerin senaryo 3'de günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,5003	24	62,458
TR4	0,85	0,525	2,5	0,5511	24	37,746

DIgSILENT programı ile de şebekenin senaryo3'deki yapısı analiz edildiğinde çizelge 4.8'deki enerji kayıpları elde edilir.

Çizelge 4.8 : Senaryo 3'de YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark
Hat1	234,72 kWh	238,14 kWh	1,44%
Hat6	3,10 kWh	3,60 kWh	13,82%
Hat3	22,87 kWh	23,86 kWh	4,16%
Hat4	19,95 kWh	21,00 kWh	5,00%
Hat5	41,47 kWh	40,88 kWh	-1,44%
TR1	62,46 kWh	66,23 kWh	5,70%
TR4	37,75 kWh	39,29 kWh	3,93%
Toplam	422,31 kWh	433,00 kWh	2,47%



Şekil 4.3 : Örnek şebekenin senaryo 3’deki yapısı ve güç akışı.

Her baradan çekilecek anlık talep güçleri (4.8 , 4.9 , 4.10 , 4.11 , 4.12 , 4.13 ve 4.14) bağıntılarıyla hesaplandığında, çizelge 4.9’daki sonuçlar elde edilir.

$$S_{Bara4} = S_{yük4} + S_{yük5} \quad (4.8)$$

$$S_{Bara5} = S_{yük6} + S_{yük7} \quad (4.9)$$

$$S_{Bara6} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} \quad (4.10)$$

$$S_{Bara2} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} \quad (4.11)$$

$$S_{Bara7} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} \quad (4.12)$$

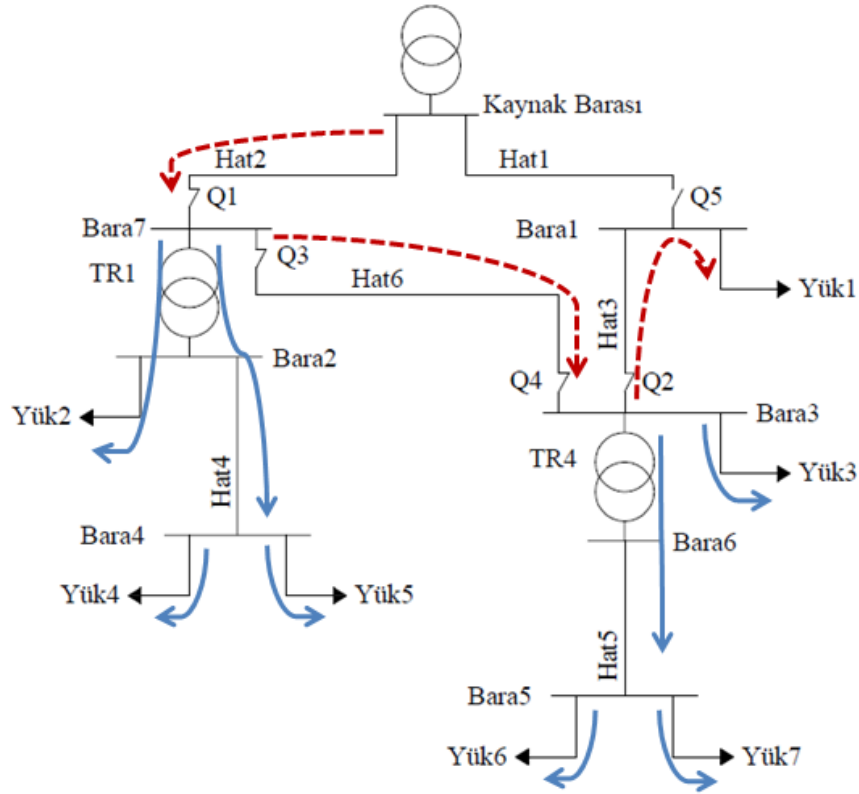
$$S_{Bara3} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} + L_{TR4} + S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} + L_{hat6} \quad (4.13)$$

$$S_{Bara1} = S_{yük6} + S_{yük7} + L_{hat5} + L_{TR4} + S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} + L_{hat6} + S_{yük1} + L_{hat3} \quad (4.14)$$

Çizelge 4.9 : Baraların senaryo 3’de anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
Adım	4	2	3	1	1	2	2
Beslendiği Fider	Hat1	-	Hat3	Hat4	Hat5	-	Hat6
Beslendiği Trafo	-	TR1	-	-	-	TR4	-
00-01	1066,11	74,87	407,09	18,45	69,77	71,37	77,33
01-02	1033,29	49,84	372,11	17,19	58,73	60,33	52,29
02-03	1008,90	38,53	350,26	16,70	49,00	50,61	40,97
03-04	990,68	35,45	338,75	16,45	43,09	44,70	37,89
04-05	978,31	28,59	328,41	16,18	40,33	41,93	31,02
05-06	985,48	27,60	328,99	16,57	39,28	40,89	30,03
06-07	994,45	38,85	339,83	17,96	39,71	41,32	41,29
07-08	1004,39	42,68	348,82	20,54	44,63	46,24	45,12
08-09	1129,11	83,44	417,74	24,63	51,23	52,84	85,89
09-10	1307,62	161,05	541,19	29,73	76,05	77,66	163,50
10-11	1393,37	237,67	636,79	36,13	99,23	100,84	240,13
11-12	1410,55	239,15	648,64	38,16	107,60	109,20	241,62
12-13	1386,76	238,22	646,07	38,66	114,28	115,88	240,68
13-14	1373,14	235,14	637,19	38,98	110,31	111,92	237,60
14-15	1421,42	230,62	643,84	38,82	105,18	106,79	233,08
15-16	1412,77	231,64	646,43	38,76	111,18	112,79	234,10
16-17	1409,13	230,10	643,99	38,91	110,75	112,36	232,56
17-18	1367,14	208,26	611,14	38,96	103,25	104,86	210,72
18-19	1301,14	217,59	604,54	37,99	110,57	112,17	220,05
19-20	1249,18	217,51	586,48	36,29	105,78	107,39	219,97
20-21	1233,59	212,94	569,60	34,44	92,88	94,48	215,40
21-22	1224,10	210,53	557,15	32,51	81,58	83,18	212,99
22-23	1138,19	115,89	463,86	27,42	79,85	81,45	118,35
23-00	1115,03	107,43	447,78	20,76	74,85	76,45	109,89
Max.	1421,42	239,15	648,64	38,98	114,28	115,88	241,62
Ort.	1205,58	146,40	504,86	28,80	79,96	81,57	148,85
YF	0,848	0,612	0,778	0,739	0,700	0,704	0,616
YKF	0,733	0,500	0,643	0,602	0,547	0,551	0,503
k	0,11	0,53	0,22	0,29	0,27	0,27	0,52

Senaryo 4’de; sistemin yapısı şekil 4.4’deki halini alacaktır. YKF yöntemi uygulanırsa, çizelge 4.10 ve 4.11’deki kayıplar elde edilir.



Şekil 4.4 : Örnek şebekenin senaryo 4'deki yapısı ve güç akışı.

Her baradan çekilecek anlık talep güçleri (4.15 , 4.16 , 4.17 , 4.18 , 4.19 , 4.20 ve 4.21) bağıntılarıyla hesaplandığında, çizelge 4.13'daki sonuçlar elde edilir.

$$S_{Bara1} = S_{yük1} \quad (4.15)$$

$$S_{Bara4} = S_{y\ddot{u}k4} + S_{y\ddot{u}k5} \quad (4.16)$$

$$S_{Bara5} = S_{y\ddot{u}k6} + S_{y\ddot{u}k7} \quad (4.17)$$

$$S_{Bara6} = S_{y\ddot{u}k6} + S_{y\ddot{u}k7} + L_{hat5} \quad (4.18)$$

$$S_{Bara2} = S_{y\ddot{u}k4} + S_{y\ddot{u}k5} + S_{y\ddot{u}k2} + L_{hat4} \quad (4.19)$$

$$S_{Bara3} = S_{\text{y\"uk6}} + S_{\text{y\"uk7}} + L_{\text{hat5}} + L_{TR4} + S_{\text{y\"uk3}} + S_{\text{y\"uk1}} + L_{\text{hat3}} \quad (4.20)$$

$$S_{Bara7} = S_{y\ddot{u}k4} + S_{y\ddot{u}k5} + S_{y\ddot{u}k2} + L_{hat4} + L_{TR1} + S_{y\ddot{u}k6} + S_{y\ddot{u}k7} + L_{hat5} + L_{TR4} + S_{y\ddot{u}k3} + S_{y\ddot{u}k1} + L_{hat3} + L_{hat6} \quad (4.21)$$

Kablolar ve transformatörler üzerinde meydana enerji kayıpları (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

Çizelge 4.10 : Hatların senaryo 4’de günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	I_{max}^2 yük	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat2	3	558,04	0,524	20	0,737	24	310,329
Hat6	3	396,84	0,524	10	0,796	24	119,176
Hat3	3	169,09	0,524	8	0,815	24	41,593
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	27208,19	0,387	0,1	0,547	24	41,470

Çizelge 4.11 : Transformatörlerin senaryo 4’de günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,5003	24	62,458
TR4	0,85	0,525	2,5	0,5511	24	37,746

DIgSILENT programı ile de şebekenin senaryo4’deki yapısı analiz edildiğinde çizelge 4.12’deki enerji kayıpları elde edilir.

Çizelge 4.12 : Senaryo 4’de YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark
Hat2	310,33 kWh	322,75 kWh	3,85%
Hat6	119,18 kWh	121,57 kWh	1,97%
Hat3	41,59 kWh	42,50 kWh	2,13%
Hat4	19,95 kWh	21,00 kWh	5,00%
Hat5	41,47 kWh	41,33 kWh	-0,34%
TR1	62,46 kWh	66,23 kWh	5,70%
TR4	37,75 kWh	39,32 kWh	4,00%
Toplam	632,72 kWh	654,70 kWh	3,36%

Çizelge 4.13 : Baraların senaryo 4’de anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
Adım	1	2	3	1	1	2	4
Beslendiği Fider	Hat3	-	Hat6	Hat4	Hat5	-	Hat2
Beslendiği Trafo	-	TR1	-	-	-	TR4	-
00-01	658,13	74,87	989,96	18,45	69,77	71,37	1066,52
01-02	660,26	49,84	982,06	17,19	58,73	60,33	1035,32
02-03	657,71	38,53	968,94	16,70	49,00	50,61	1011,66
03-04	651,00	35,45	953,78	16,45	43,09	44,70	993,65
04-05	648,97	28,59	948,24	16,18	40,33	41,93	981,71
05-06	655,57	27,60	956,40	16,57	39,28	40,89	988,94
06-07	653,68	38,85	954,20	17,96	39,71	41,32	997,18
07-08	654,64	42,68	960,37	20,54	44,63	46,24	1006,82
08-09	710,45	83,44	1044,58	24,63	51,23	52,84	1128,94
09-10	765,65	161,05	1145,86	29,73	76,05	77,66	1302,49
10-11	756,02	237,67	1155,28	36,13	99,23	100,84	1383,24
11-12	761,38	239,15	1170,98	38,16	107,60	109,20	1400,20
12-13	740,21	238,22	1148,08	38,66	114,28	115,88	1376,36
13-14	735,46	235,14	1137,56	38,98	110,31	111,92	1362,96
14-15	777,03	230,62	1190,38	38,82	105,18	106,79	1411,60
15-16	765,82	231,64	1180,69	38,76	111,18	112,79	1402,83
16-17	764,62	230,10	1178,60	38,91	110,75	112,36	1399,28
17-18	755,42	208,26	1158,39	38,96	103,25	104,86	1358,67
18-19	696,09	217,59	1083,01	37,99	110,57	112,17	1292,02
19-20	662,19	217,51	1031,09	36,29	105,78	107,39	1240,13
20-21	663,41	212,94	1020,07	34,44	92,88	94,48	1225,00
21-22	666,33	210,53	1013,00	32,51	81,58	83,18	1215,83
22-23	673,53	115,89	1021,33	27,42	79,85	81,45	1135,80
23-00	666,41	107,43	1006,50	20,76	74,85	76,45	1113,36
Max.	777,03	239,15	1190,38	38,98	114,28	115,88	1411,60
Ort.	700,00	146,40	1058,31	28,80	79,96	81,57	1201,27
YF	0,901	0,612	0,889	0,739	0,700	0,704	0,851
YKF	0,815	0,500	0,796	0,602	0,547	0,551	0,737
k	0,04	0,53	0,06	0,29	0,27	0,27	0,1

4.1.2 Grafik teorisi ile açık ring dağıtım şebekesinde oransal kayıp paylaşımı

Dağıtım şebekelerinde topolojiyi değiştirecek her uygulama kayıpları da doğrudan etkileyecektir. Sistem topolojisindeki her değişimde kayıpların da yeniden paylaştırılması adil paylaşım için gerekliliktir.

Şekil 4.1'deki açık ring dağıtım şebekesinin çizelge 4.1'de gösterilen 4 farklı yapısı için hesaplanan kayıplar bu başlıkta yüklere paylaştırılacaktır. Yüklere düşen kayıpların sistem yapısından etkilendiği açıkça görülecektir.

Senaryo 1'de; sistem şekil 3.4'deki yapıya sahiptir, grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 3.15'deki gibidir.

Senaryo 2'de; sistemin yapısı şekil 4.2'deki hale dönüşecektir.

Çizelge 4.14 : Senaryo 2'de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	Yük1	$E_{B1} = E_{H1}$	77,99
Bara2	Bara7	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{Tr1} + \left(\frac{F_{B2}}{F_{B2} + F_{H6}} \times E_{B7} \right)$	77,67
Bara3	Hat6	Hat5, Yük3	$E_{B3} = E_{H6} + \left(\frac{F_{H6}}{F_{B2} + F_{H6}} \times E_{B7} \right)$	55,65
Bara4	Hat4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	35,21
Bara5	Hat5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}}{F_{H5} + P_{Yük3}} \times E_{B3} \right)$	89,99
Bara7	Hat2	Bara2, Hat6	$E_{B7} = E_{H2}$	57,24

Yükler yine aynı baralardan beslenmeye devam ettikleri için baralara atanan kayıplar yüklere paylaştırılırken Çizelge 3.13'deki bağıntılar kullanılır.

Çizelge 4.15 : Senaryo 2'de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	77,99 kWh	77,99 kWh
Yük2	62,41 kWh	65,19 kWh
Yük3	44,88 kWh	60,73 kWh
Yük4	25,60 kWh	20,90 kWh
Yük5	9,60 kWh	2,94 kWh
Yük6	59,99 kWh	66,17 kWh
Yük7	30,00 kWh	16,54 kWh

Grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 4.15'deki gibidir. Bölüm 3'de olduğu gibi talep güçleri oranı (3.21), talep güçlerinin karelerinin oranı ise (3.22) bağıntısı ile hesaplanmaktadır. Sistemin senaryo 2'deki yeni yapısı nedeniyle bağıntılar yeniden düzenlenmelidir. Çizelge 4.14'de (3.21) bağıntısı için gerçekleşen adımlar (3.22) için de aynen geçerlidir.

Senaryo 3'de; sistemin yapısı şekil 4.3'deki halini alacaktır. Grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 4.17'deki gibidir.

Çizelge 4.16 : Senaryo 3'de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	Yük1	$E_{B1} = E_{H1}$	234,72
Bara2	Bara7	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{Tr1} + E_{B7}$	100,25
Bara3	Hat3	Hat5, Yük3	$E_{B3} = E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}}{F_{H3} + P_{Yük1}} \times E_{B1} \right)$	130,42
Bara4	Hat4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	39,64
Bara5	Hat5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}}{F_{H5} + P_{Yük3}} \times E_{B3} \right)$	97,85
Bara7	Hat6	Bara2	$E_{B7} = E_{H6} + \left(\frac{F_{H6}}{F_{H6} + P_{Yük3} + F_{H5}} \times E_{B3} \right)$	37,80

Yükler yine aynı baralardan beslenmeye devam ettikleri için baralara atanan kayıplar yüklere paylaştırılırken Çizelge 3.13'deki bağıntılar kullanılır.

Çizelge 4.17 : Senaryo 3'de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	127,16 kWh	136,82 kWh
Yük2	80,56 kWh	80,16 kWh
Yük3	77,10 kWh	95,77 kWh
Yük4	28,83 kWh	21,69 kWh
Yük5	10,81 kWh	3,05 kWh
Yük6	65,23 kWh	67,85 kWh
Yük7	32,62 kWh	16,96 kWh

Senaryo 4’de; sistemin yapısı şekil 4.4’deki halini alacaktır. Grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 4.19’deki gibidir.

Çizelge 4.18 : Senaryo 4’de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Yük1	$E_{B1} = E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}}{F_{H3} + P_{Yük3} + F_{H5}} \times E_{B3} \right)$	283,24
Bara2	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{Tr1} + \left(\frac{F_{B2}}{F_{B2} + F_{H6}} \times E_{B7} \right)$	100,29
Bara3	Hat5, Yük3, Hat3	$E_{B3} = E_{H6} + \left(\frac{F_{H6}}{F_{B2} + F_{H6}} \times E_{B7} \right)$	391,68
Bara4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	39,65
Bara5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}}{F_{H5} + P_{Yük3} + F_{H3}} \times E_{B3} \right)$	108,42
Bara7	Bara2, Hat6	$E_{B7} = E_{H2}$	310,33

Yükler yine aynı baralardan beslenmeye devam ettikleri için baralara atanan kayıplar yüklere paylaştırılırken Çizelge 3.13’deki bağıntılar kullanılır.

Çizelge 4.19 : Senaryo 4’de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

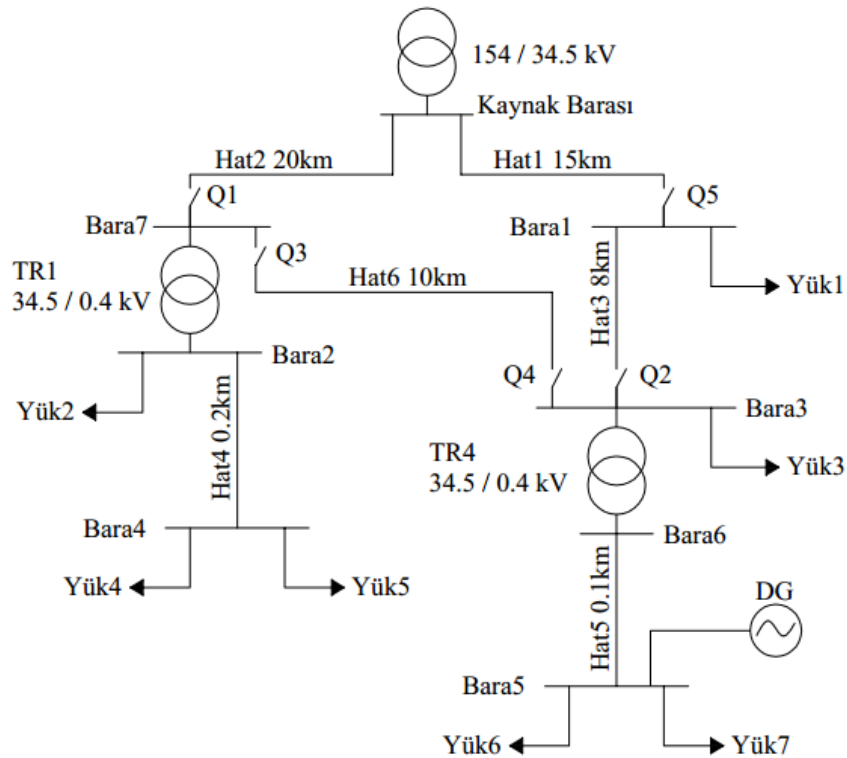
Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	283,24 kWh	376,59 kWh
Yük2	80,59 kWh	64,47 kWh
Yük3	120,82 kWh	83,75 kWh
Yük4	28,84 kWh	20,87 kWh
Yük5	10,81 kWh	2,93 kWh
Yük6	72,28 kWh	67,29 kWh
Yük7	36,14 kWh	16,82 kWh

4.2 DÜ'ye Sahip Dağıtım Şebekelerinde Kayıp Tahmini ve Paylaşımı

Dağıtılmış üretim içeren bir dağıtım şebekesinde kapasite artımı, yük yönetimi ve dağıtım otomasyonu tasarlanırken kayıplar, aşırı yüklenme senaryoları, güç kalitesi sapmaları ve çevresel faktörler göz önünde bulundurulur [35]. Konuya ekonomik olarak bakıldığında özel dağıtım ve üretim şirketlerin iç içe olduğu bir dağıtım şebekesinde teknik kayıpların kime ne oranda yansıtılacağı, başka bir deyişle tümleşik sistemlerde kayıplardan hangi kullanıcının ve üreticinin ne oranda sorumlu olduğu, düzenleyici kurum açısından önemli bir problem teşkil etmektedir [36].

Dağıtım şebekelerinin uç noktalarına kurulan DÜ noktaları, bağlandıkları noktadan asıl üretim noktasına kadar olan hat boyunca bağlı bulunan tüm yüklerin kayıplarını düşürücü etkide bulunur. Bağlandığı baranın tüm güç ihtiyacını karşılayabilir, daha fazla üretim durumunda ise bir üst baraya enerji sağlayabilir. DÜ doğrudan ve dolaylı olarak kayıpları azaltırken, kendi ürettiği gücün şebeke üzerinde akışı nedeniyle de kayıplara neden olur.

4.2.1 Yük kayıp faktörü ile DÜ'lü dağıtım şebekesinde kayıp tahmini



Şekil 4.5 : Dağıtılmış üretime sahip örnek dağıtım şebekesi.

DÜ'nün üretim kapasitesi, sisteme bağlanma noktası sistemin yapısını ve güç akışı doğrudan etkileyen unsurlardır. Sonuçlarını karşılaştırmak için şekil 4.1'deki şebekenin Bara 5'ine bir üretim tesisi eklenmiştir. AG seviyesinde üretim yapan DG olarak adlandırılan bu üretim tesisinin 40kVA ve 200kVA olmak üzere iki farklı güç üretim kapasitesinde iken sistem incelenecektir. 40kVA durumunda Bara 5'in güç ihtiyacı karşılanacak, 200kVA durumunda ise Bara 5'in ihtiyacından fazlası üretildiği için Bara 3'deki Yük3'ün ihtiyacının bir kısmı karşılanacaktır. DG CosQ 0,945'dir.

Senaryo 5; DG'nin 40kVA güç üretmesi durumunda şekil 4.6'da gösterildiği şekilde güç akışı meydana gelecektir. Bir önceki bölümde anlatıldığı gibi YKF yöntemi uygulanırsa, çizelge 4.20 ve 4.21'deki kayıplar elde edilir.

Her baradan çekilecek anlık talep güçleri (4.22 , 4.23 , 4.24 , 4.25 , 4.26 , 4.27 ve 4.28) bağıntılarıyla hesaplandığında, çizelge 4.23'deki sonuçlar elde edilir.

$$S_{Bara1} = S_{yük6} + S_{yük7} - S_{DG} + L_{hat5} + L_{TR4} + S_{yük3} + L_{hat3} + S_{yük1} \quad (4.22)$$

$$S_{Bara4} = S_{yük4} + S_{yük5} \quad (4.23)$$

$$S_{Bara5} = S_{yük6} + S_{yük7} - S_{DG} \quad (4.24)$$

$$S_{Bara6} = S_{yük6} + S_{yük7} - S_{DG} + L_{hat5} \quad (4.25)$$

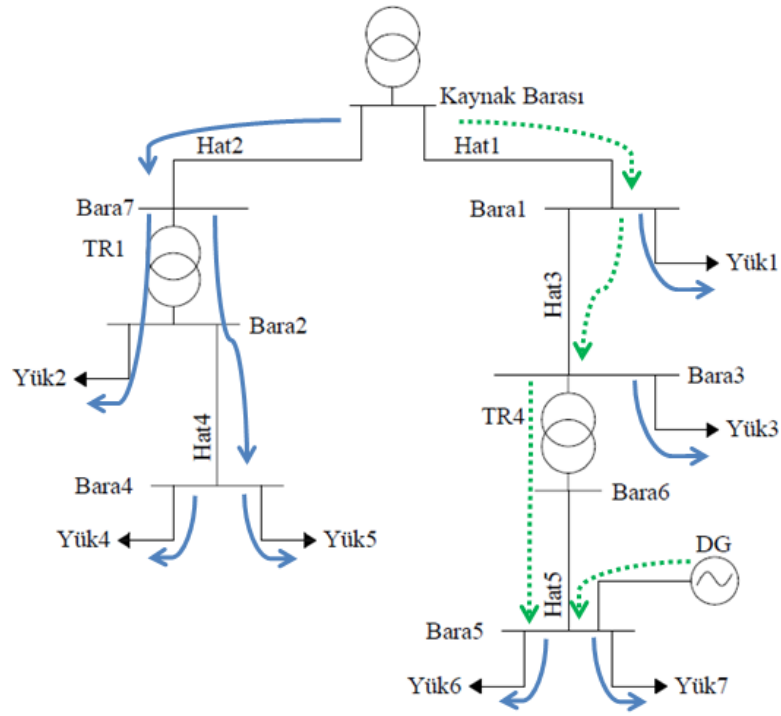
$$S_{Bara2} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} \quad (4.26)$$

$$S_{Bara3} = S_{yük6} + S_{yük7} - S_{DG} + L_{hat5} + L_{TR4} + S_{yük3} \quad (4.27)$$

$$S_{Bara7} = S_{yük4} + S_{yük5} + S_{yük2} + L_{hat4} + L_{TR1} \quad (4.28)$$

Kablolar ve transformatörler üzerinde meydana enerji kayıpları (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

DIgSILENT programı ile de şebekenin senaryo5'deki yapısı analiz edildiğinde çizelge 4.22'deki enerji kayıpları elde edilir.



Şekil 4.6 : DÜ'ye sahip örnek şebekenin senaryo 5'deki yapısı ve güç akışı.

Çizelge 4.20 : Hatların senaryo 5'de günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	I_{max}^2 yük	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat1	3	368,91	0,524	15	0,789	24	164,720
Hat2	3	16,35	0,524	20	0,503	24	6,205
Hat3	3	38,73	0,524	8	0,732	24	8,556
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	11520,96	0,387	0,1	0,426	24	13,675

Çizelge 4.21 : Transformatörlerin senaryo 5'de günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,5003	24	62,458
TR4	0,85	0,219	2,5	0,4271	24	26,014

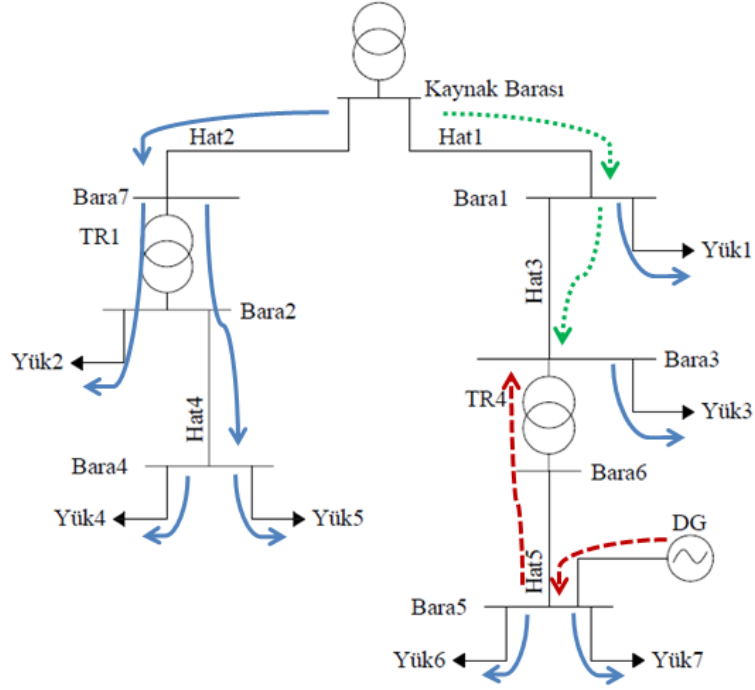
Çizelge 4.22 : Senaryo 5'de YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark
Hat1	164,72 kWh	164,86 kWh	0,08%
Hat2	6,21 kWh	6,79 kWh	8,61%
Hat3	8,56 kWh	8,69 kWh	1,54%
Hat4	19,95 kWh	20,47 kWh	2,54%
Hat5	13,68 kWh	12,98 kWh	-5,36%
TR1	62,46 kWh	65,75 kWh	5,01%
TR4	26,01 kWh	26,61 kWh	2,24%
Toplam	301,58 kWh	306,15 kWh	1,49%

Çizelge 4.23 : Baraların senaryo 5’de anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
Adım	4	2	3	1	1	2	3
Beslendiği Fider	Hat1	-	Hat3	Hat4	Hat5	-	Hat2
Beslendiği Trafo	-	TR1	-	-	-	TR4	-
00-01	947,32	74,87	288,90	18,45	29,90	30,41	77,33
01-02	939,43	49,84	278,91	17,19	18,90	19,40	52,29
02-03	926,32	38,53	268,40	16,70	9,30	9,77	40,97
03-04	911,16	35,45	259,99	16,45	3,78	4,13	37,89
04-05	905,63	28,59	256,49	16,18	2,13	2,09	31,02
05-06	913,79	27,60	258,07	16,57	2,20	1,88	30,03
06-07	911,59	38,85	257,74	17,96	2,11	1,90	41,29
07-08	917,76	42,68	262,93	20,54	5,14	5,55	45,12
08-09	1001,96	83,44	291,30	24,63	11,48	11,96	85,89
09-10	1103,22	161,05	337,28	29,73	36,17	36,69	163,50
10-11	1112,62	237,67	356,26	36,13	59,32	59,85	240,13
11-12	1128,32	239,15	366,59	38,16	67,68	68,21	241,62
12-13	1105,42	238,22	364,86	38,66	74,36	74,89	240,68
13-14	1094,89	235,14	359,09	38,98	70,40	70,92	237,60
14-15	1147,72	230,62	370,36	38,82	65,27	65,79	233,08
15-16	1138,03	231,64	371,86	38,76	71,27	71,79	234,10
16-17	1135,94	230,10	370,97	38,91	70,84	71,36	232,56
17-18	1115,73	208,26	359,97	38,96	63,34	63,86	210,72
18-19	1040,34	217,59	343,90	37,99	70,66	71,18	220,05
19-20	988,42	217,51	325,88	36,29	65,87	66,39	219,97
20-21	977,42	212,94	313,66	34,44	52,97	53,49	215,40
21-22	970,36	210,53	303,70	32,51	41,68	42,20	212,99
22-23	978,68	115,89	304,83	27,42	39,96	40,47	118,35
23-00	963,85	107,43	297,13	20,76	34,97	35,48	109,89
Max.	1147,72	239,15	371,86	38,98	74,36	74,89	241,62
Ort.	1015,66	146,40	315,38	28,80	40,40	40,82	148,85
YF	0,885	0,612	0,848	0,739	0,543	0,545	0,616
YKF	0,789	0,500	0,732	0,602	0,426	0,427	0,503
k	0,06	0,53	0,1	0,29	0,53	0,52	0,52

Senaryo 6; DG'nin 200kVA güç üretmesi durumunda şekil 4.7'de gösterildiği şekilde güç akışı meydana gelecektir. Bir önceki bölümde anlatıldığı gibi YKF yöntemi uygulanırsa, çizelge 4.24 ve 4.25'deki kayıplar elde edilir.



Şekil 4.7 : DÜ'ye sahip örnek şebekenin senaryo 6'daki yapısı ve güç akışı.

Senaryo 5 ile 6 arasındaki tek fark güç akışı değerleri olduğu için her baradan çekilecek anlık talep güçleri senaryo 5'de olduğu gibi (4.22 , 4.23 , 4.24 , 4.25 , 4.26 , 4.27 ve 4.28) bağıntılarıyla hesaplandığında, çizelge 4.26'deki sonuçlar elde edilir.

Çizelge 4.24 : Hatların senaryo 6'da günlük enerji kayıpları.

Fider Hattı	Faz	$I_{max\ yük}^2$	R (ohm/km)	L (km)	YKF	T (saat)	E_{hat} (kWh)
Hat1	3	276,21	0,524	15	0,76	24	118,798
Hat2	3	16,35	0,524	20	0,503	24	6,205
Hat3	3	13,35	0,524	8	0,594	24	2,394
Hat4	3	3165,44	0,727	0,2	0,602	24	19,949
Hat5	3	53857,59	0,387	0,1	0,588	24	88,240

Çizelge 4.25 : Transformatörlerin senaryo 6'da günlük enerji kayıpları.

Transformatör	P_o (kW)	m_{TR}^2	P_k (kW)	YKF	T (saat)	E_{TR} (kWh)
TR1	1	0,915	3,5	0,5003	24	62,458
TR4	0,85	0,967	2,5	0,5807	24	54,075

Kablolar ve transformatörler üzerinde meydana enerji kayıpları (3.7) ve (3.8) bağıntılarını kullanarak elde edilirler.

Çizelge 4.26 : Baraların senaryo 6’da anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
Adım	4	2	3	1	1	2	3
Beslendiği Fider	Hat1	-	Hat3	Hat4	Hat5	-	Hat2
Beslendiği Trafo	-	TR1	-	-	-	TR4	-
00-01	792,89	74,87	136,89	18,45	130,38	126,87	77,33
01-02	785,05	49,84	127,50	17,19	141,39	137,89	52,29
02-03	771,99	38,53	117,63	16,70	151,09	147,60	40,97
03-04	756,88	35,45	109,75	16,45	156,98	153,50	37,89
04-05	751,36	28,59	106,51	16,18	159,74	156,26	31,02
05-06	759,52	27,60	108,10	16,57	160,78	157,30	30,03
06-07	757,32	38,85	107,76	17,96	160,36	156,87	41,29
07-08	763,46	42,68	112,52	20,54	155,44	151,95	45,12
08-09	847,60	83,44	140,02	24,63	148,86	145,37	85,89
09-10	948,74	161,05	184,73	29,73	124,11	120,61	163,50
10-11	958,04	237,67	203,03	36,13	101,04	97,51	240,13
11-12	973,70	239,15	213,16	38,16	92,72	89,19	241,62
12-13	950,77	238,22	211,28	38,66	86,08	82,54	240,68
13-14	940,27	235,14	205,60	38,98	90,02	86,48	237,60
14-15	993,12	230,62	216,98	38,82	95,12	91,58	233,08
15-16	983,40	231,64	218,35	38,76	89,16	85,62	234,10
16-17	981,31	230,10	217,46	38,91	89,59	86,04	232,56
17-18	961,13	208,26	206,65	38,96	97,04	93,51	210,72
18-19	885,71	217,59	190,40	37,99	89,77	86,23	220,05
19-20	833,81	217,51	172,52	36,29	94,53	90,99	219,97
20-21	822,86	212,94	160,70	34,44	107,36	103,84	215,40
21-22	815,86	210,53	151,15	32,51	118,61	115,10	212,99
22-23	824,19	115,89	152,33	27,42	120,34	116,83	118,35
23-00	809,39	107,43	144,86	20,76	125,32	121,81	109,89
Max.	993,12	239,15	218,35	38,98	160,78	157,30	241,62
Ort.	861,18	146,40	163,16	28,80	120,24	116,73	148,85
YF	0,867	0,612	0,747	0,739	0,748	0,742	0,616
YKF	0,760	0,500	0,594	0,602	0,588	0,581	0,503
k	0,07	0,53	0,19	0,29	0,15	0,16	0,52

DİgSİLENT programı ile de şebekenin senaryo6'daki yapısı analiz edildiğinde çizelge 4.27'deki enerji kayıpları elde edilir.

Çizelge 4.27 : Senaryo 6'da YKF ve DİgSİLENT ile hesaplanan enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DİgSİLENT	Fark
Hat1	118,80 kWh	118,43 kWh	-0,31%
Hat2	6,21 kWh	6,79 kWh	8,61%
Hat3	2,39 kWh	2,40 kWh	0,26%
Hat4	19,95 kWh	20,47 kWh	2,54%
Hat5	88,24 kWh	71,88 kWh	-22,76%
TR1	62,46 kWh	65,75 kWh	5,01%
TR4	54,07 kWh	52,61 kWh	-2,78%
Toplam	352,12 kWh	338,33 kWh	-4,08%

4.2.2 Grafik teorisi ile DÜ'lü dağıtım şebekesinde oransal kayıp paylaşımı

Dağıtım şebekelerine DÜ'nün dahil olmasıyla sistemin yapısı değiştiği gibi güç akışı da değişir. Şekil 4.5'de ele alınan ve DG'nin 2 farklı seviyedeki üretim kapasitesine göre kayıpları hesaplanan şebeke kayıpları yüklere grafik teorisi kullanılarak talep güçleri ve kareleri oranında paylaştırılacaktır.

Senaryo 5'de; Sistemin yapısı ve güç akışı şekil 4.6'daki hale dönüşecektir.

Çizelge 4.28 : Senaryo 5'de kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Beslediği Hat/Yük	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	Hat3, Yük1	$E_{B1} = E_{H1}$	164,72
Bara2	Hat2	Hat4, Yük2	$E_{B2} = E_{H2} + E_{Tr1}$	68,66
Bara3	Hat3	Hat5, Yük3	$E_{B3} = E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}}{F_{H3} + P_{Yük1}} \times E_{B1} \right)$	69,08
Bara4	Hat4	Yük4, Yük5	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	33,44
Bara5	Hat5	Yük6, Yük7	$E_{B5} = E_{H5} + E_{Tr4} + \left(\frac{F_{H5}}{F_{H5} + P_{Yük3}} \times E_{B3} \right)$	49,22

Çizelge 4.29 : Senaryo 5'de kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	104,20 kWh	123,17 kWh
Yük2	55,18 kWh	64,79 kWh
Yük3	59,55 kWh	48,86 kWh
Yük4	24,32 kWh	20,88 kWh
Yük5	9,12 kWh	2,94 kWh
Yük6	32,81 kWh	32,75 kWh
Yük7	16,41 kWh	8,19 kWh

Grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 4.29'deki gibidir. Bölüm 3'de olduğu gibi talep güçleri oranı (3.21), talep güçlerinin karelerinin oranı ise (3.22) bağıntısı ile hesaplanmaktadır. Çizelge 4.28'de (3.21) bağıntısı için gerçekleşen adımlar (3.22) için de aynen geçerlidir.

Güç akışı şiddeti değişse de yönü değişmediği ve yükler yine aynı baralardan beslenmeye devam ettikleri için baralara atanan kayıplar yüklere paylaştırılırken yine çizelge 3.13'deki bağıntılar kullanılır.

Senaryo 6'da; Sistemin yapısı ve güç akışı şekil 4.7'deki hale dönüşecektir. Grafik teorisi talep gücü oranı ve kareleri oranı yöntemleri ile paylaştırılan kayıplar çizelge 4.31'deki gibidir. Bölüm 3'de olduğu gibi talep güçleri oranı (3.21), talep güçlerinin karelerinin oranı ise (3.22) bağıntısı ile hesaplanmaktadır. Çizelge 4.30'da (3.21) bağıntısı için gerçekleşen adımlar (3.22) için de aynen geçerlidir.

Çizelge 4.30 : Senaryo 6'da kayıpların denklem (3.21) ile baralara atanması.

Bara Adı	Beslendiği Hat	Atanan Kayıp	Kayıp (kWh)
Bara1	Hat1	$E_{B1} = E_{H1}$	118,80
Bara2	Hat2	$E_{B2} = E_{H2} + E_{Tr1}$	68,66
Bara3	Hat3, Hat5	$E_{B3} = \left[E_{H3} + \left(\frac{F_{H3}}{F_{H3} + P_{Yük1}} \times E_{B1} \right) \right] + [E_{H5} + E_{Tr4}]$	179,90
Bara4	Hat4	$E_{B4} = E_{H4} + \left(\frac{F_{H4}}{F_{H4} + P_{Yük2}} \times E_{B2} \right)$	33,44
Bara5	DG	$E_{B5} = 0$	0

Çizelge 4.31 : Senaryo 6'da kayıpların (3.21) ve (3.22) ile paylaşım kıyaslaması.

Yük Adı	Denklem (3.21) Talep gücü oranı	Denklem (3.22) Talep gücü kareleri oranı
Yük1	83,61 kWh	100,92 kWh
Yük2	55,18 kWh	64,79 kWh
Yük3	179,90 kWh	162,58 kWh
Yük4	24,32 kWh	20,88 kWh
Yük5	9,12 kWh	2,94 kWh
Yük6	0,00 kWh	0,00 kWh
Yük7	0,00 kWh	0,00 kWh

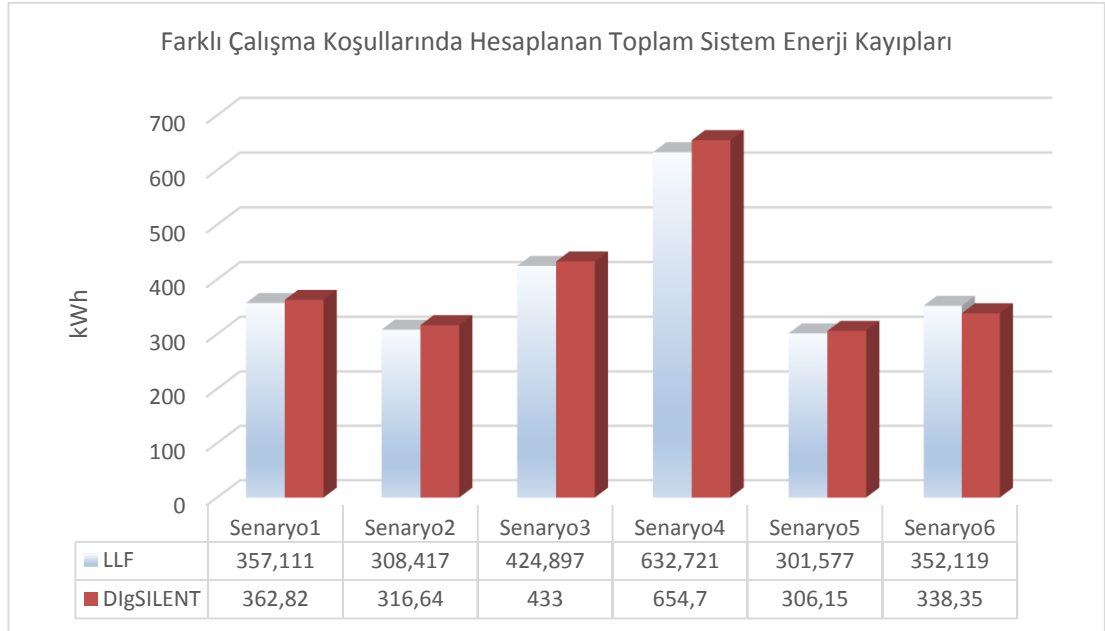
Güç akışının yönü değişmiştir, Bara5 üzerindeki Yük6 ve Yük7 güç ihtiyaçlarının tamamını DG'den alırken, artan güç Hat5 ve TR4 üzerinden Bara3'e iletilmektedir. Senaryo5'e göre ters yönde hem de alçak gerilim seviyesinde güç akışının oluşu yeni kayıplar yaratmıştır. Grafik teorisi ile bu kayıpları yüklere paylaştığımızda alçak

gerilim hattı (Hat5) üzerinden güç temin eden Bara3'e bağlı tüketici Yük3 için adeletsiz bir uygulama olacaktır. Diğer tüm tüketicilerin kaybı azalırken, yük3'ün artacaktır.

Dağıtılmış üretimin doğrudan ve dolaylı kayıpları azaltan etkisinden tüm tüketicilerin adil yararlanması sağlanmalıdır. DÜ'nün üretimi kayıpları her zaman azaltmaz, bağlandığı baranın tüm güç ihtiyacını karşıladıktan sonra diğer baralara iletilen her güç yeni kayıplar yaratır. Bu noktada DÜ'nün üretim kapasitesi sınırlandırılmalıdır. Sistemde DÜ yok iken meydana gelen toplam kayıp, DÜ üretimdeyken meydana gelen toplam kayba eşit olduğu andaki güç DÜ'nün maksimum üretim kapasitesini belirler. Aşırı üretimlerde oluşacak fazla kayıplar DÜ'ye yansıtılmalıdır.

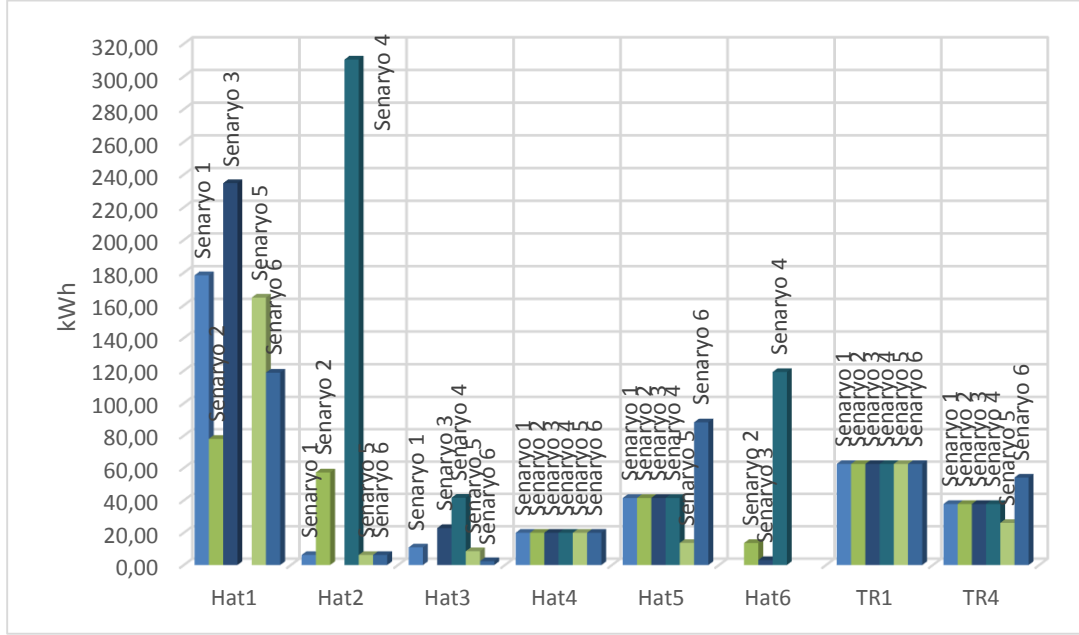
4.3 Açık Ring ve DÜ'lü Dağıtım Şebekeleri Kayıplarının Karşılaştırılması

Elektrik dağıtım şebekelerinin kurulumundan önce analizler yapıldığı gibi sürekli değişken yapısı nedeniyle analiz edilmeye ve optimum işletim koşulları aranmaya devam edilir. Bu analizler yapılırken yükün değişken doğası da dikkate alındığında hesaplar zorlaşmaktadır. Kayıpların hesabından çok tahmini ön plana çıkmakta ve paylaştırılmasında da şebeke topolojisi rol oynamaktadır. Bu bölümde örnek bir açık ring şebeke üzerinden çeşitli çalışma durumları incelenmiştir.

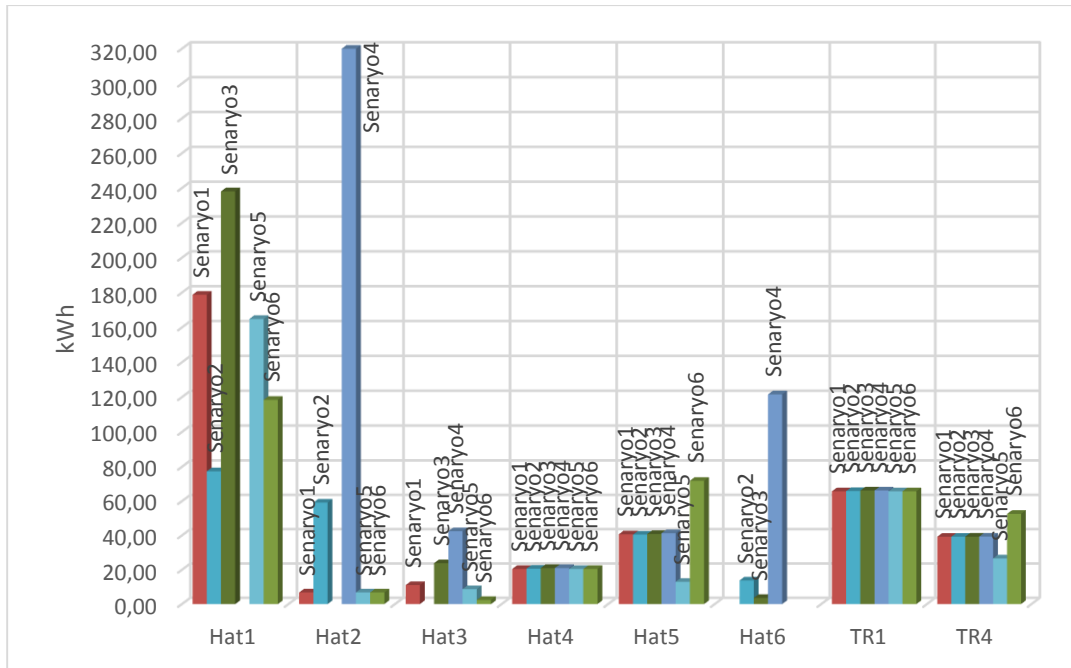


Şekil 4.8 : Farklı çalışma koşullarında YKF ve DIgSILENT sonuçları.

Şekil 4.8’den görüleceği üzere sistemde en az enerji kaybı senaryo 5 durumunda olmaktadır, bu dağıtılmış üretim kaynağının bağlı olduğu baradaki güç ihtiyacını aşmadığı durumdur. YKF ile Yük Akışı yöntemleri ile hesaplanan toplam kayıp sonuçları kıyaslandığında sadece senaryo 6’da YKF sonuçlarının daha fazla olduğu görülür. Bunun sebebi YKF’de gerilimin sabit kabul edilmesidir. Senaryo 6’da diğerlerinden farklı olarak gerilim yükselmesi olmuş ve kayıplar azalmıştır.



Şekil 4.9 : Farklı çalışma koşullarında bileşenlerin YKF sonuçları.



Şekil 4.10 : Farklı çalışma koşullarında bileşenlerin DIGSILENT sonuçları.

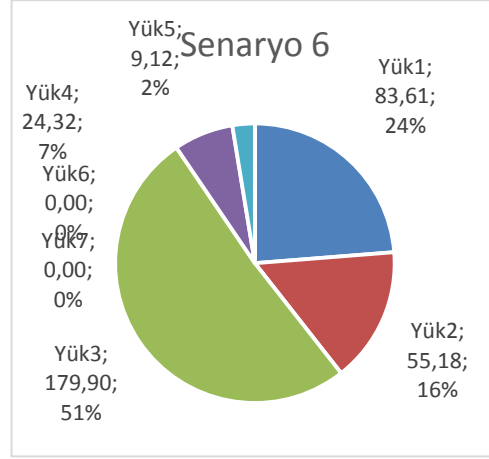
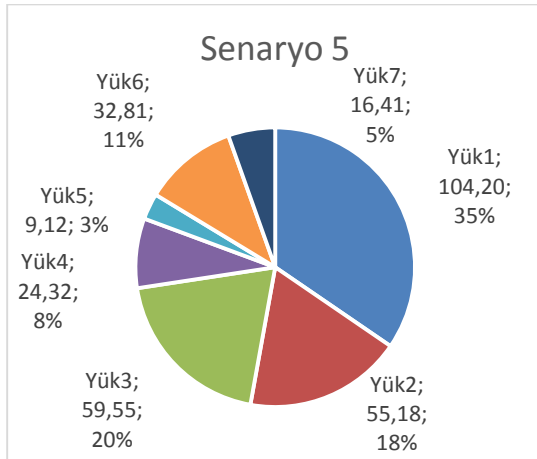
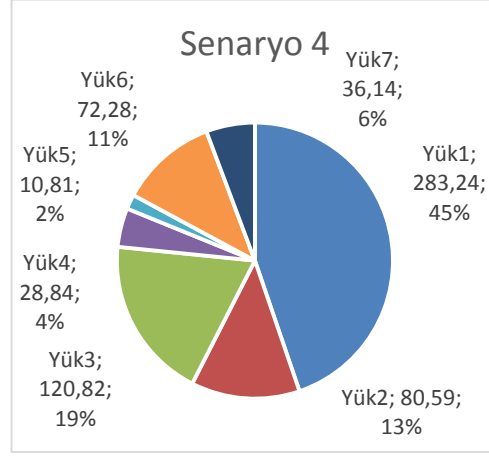
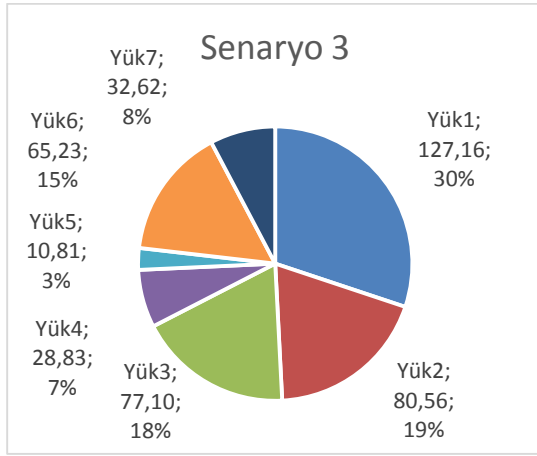
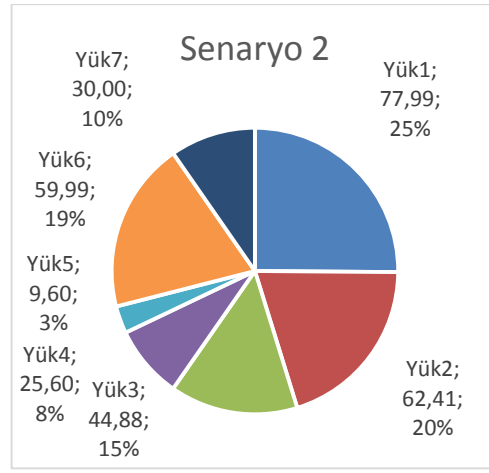
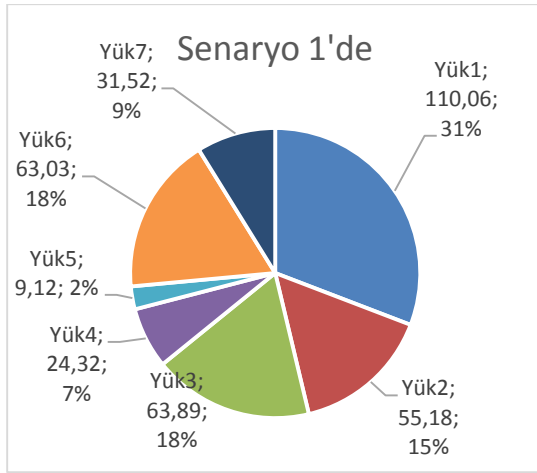
Normal işletme hali ya da arıza-bakım durumlarında DÜ veya açık ring çalışma seçeneklerinin her birinde sistemin toplam kaybı birbirinden farklıdır. Enerji sürekliliği ve enerji kayıpları arasındaki optimal seçim dağıtım şirketlerinin tercihidir ancak tüketiciler de bu durumdan doğrudan etkilenmektedirler.

YKF yönteminin sonuçları DIgSILENT programından elde edilen sonuçlar ile kıyaslandığında beklendiği üzere iyi derecede çıkmaktadır. Bu çalışmada bara gerilimleri sabit kabul edilip YKF değerlerine güçler ile ulaşılmıştır. Gerçek uygulamalarda hatlar üzerindeki akım bilgisi alınacağı için gerilim değişimlerinden etkilenilmeyecektir. Gerilim düşümü hesaba katıldığında sonuçlardaki hata oranları daha da düşecektir. En az veri ile en hızlı ve kolay şekilde sonuçlara ulaşılabilmesi yanında iyi derecedeki sonuçları YKF yönteminin kullanıma değer olduğunu göstermektedir. Şebeke bileşenlerinin kayıplarının tahmininde de YKF yöntemi iyi sonuçlara sahiptir.

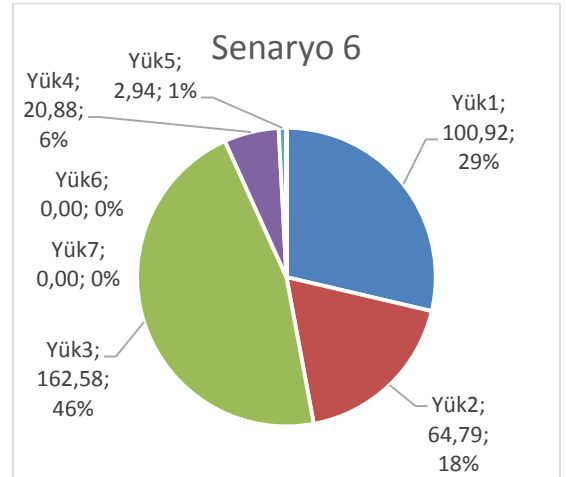
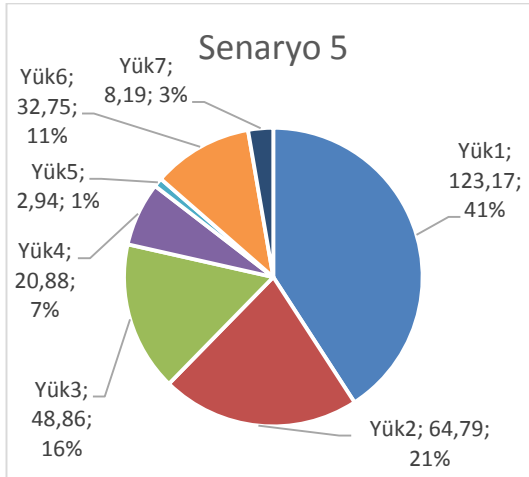
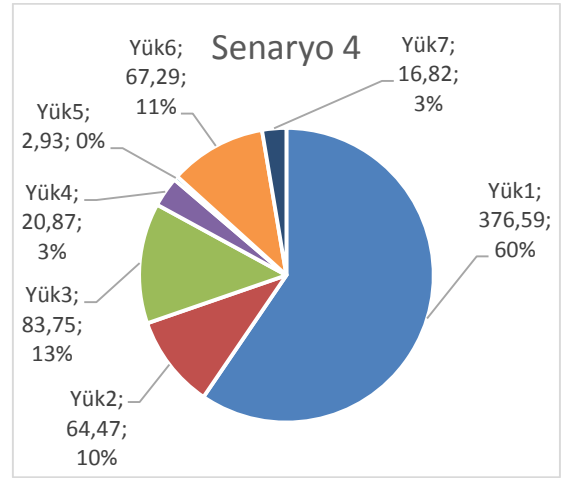
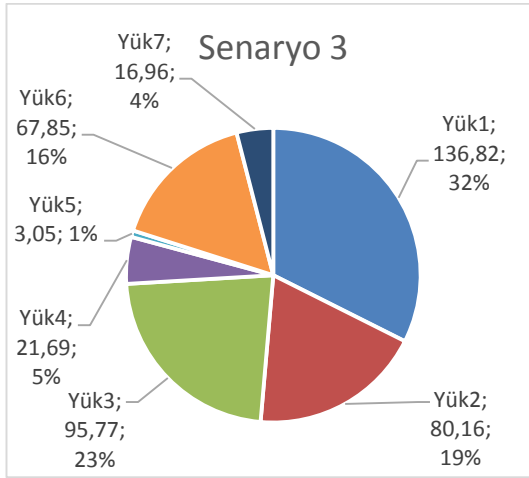
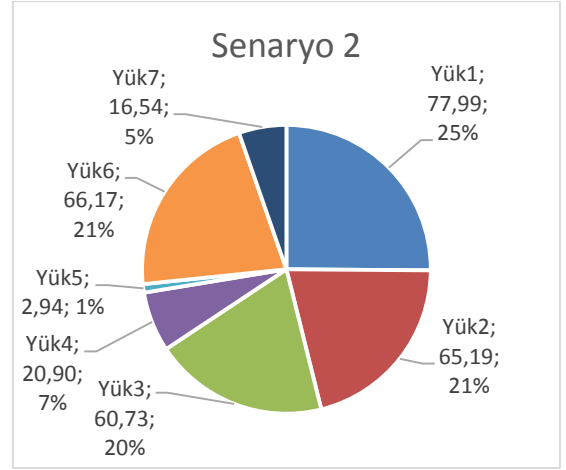
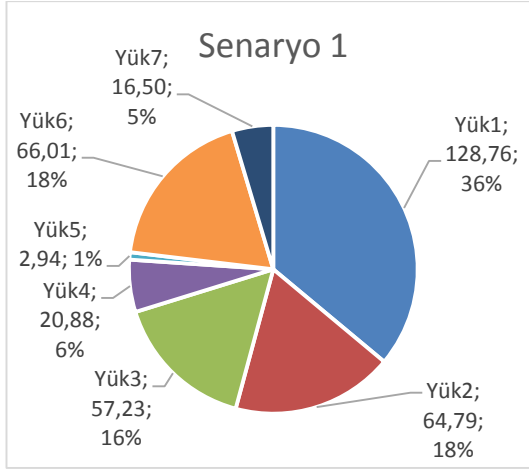
Şekil 4.11 ve 4.12'deki şekiller kıyaslandığında, talep güçlerinin kareleri oranındaki kayıp paylaşımının sapmalar gösterdiği, büyük güçlü yüklere daha fazla kayıp atadığı görülmektedir.

Senaryo 6'da dağıtılmış üretim santrali bağlı olduğu baranın ihtiyacından daha fazla enerji üretmiş, bu nedenle fazla enerji bir üst Bara3'e akmıştır. Bara3'den beslenen Yük3 ihtiyacının bir kısmını alçak gerilim seviyesindeki DÜ barasından sağladığı için kayıpları artmıştır. DÜ'nün barasından beslenen yüklerin kayıpları ise sıfırlanmıştır. Böyle bir paylaşım adil olmayacağı için DÜ'nün etkisi ile toplamda senaryo1'e kıyasla sağlanan kayıplardaki azalma tüm yüklere talep güçleri oranında paylaştırılmalıdır. Senaryo1'deki toplam kayıpların aşıldığı durumlarda ise kayıpların DÜ'ye yansıtılması gerekmektedir.

Dağıtım şirketleri kayıpları azaltıcı etkisi nedeniyle DÜ'yü teşvik ederken, fazla üretim nedeniyle kayıp artımına neden olduğu için üretim sınırlamaları getirebilmektedirler.



Şekil 4.11 : Talep güçleri oranı ile yüklere paylaştırılmış enerji kayıpları.



Şekil 4.12 : Talep güçlerinin kareleri oranı ile yüklere paylaştırılmış enerji kayıpları.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelen teknik kayıplar ve teknik olmayan kayıplar hakkında bilgi verilip, akıma bağlı ve akımdan bağımsız teknik kayıplar listelenmiştir. Üç fazlı dengeli elektrik dağıtım şebekesinin açık ring şeklinde farklı kombinasyonlarda ve dağıtılmış üretim ile çalışma durumlarında Yük Kayıp Faktörü ile kayıpları tahmin edilmiş ve sonuçları Newton-Raphson yöntemini kullanan bir yük akışı programı olan, DIGSILENT ile elde edilen sonuçlarla karşılaştırılmıştır. Doğruluk oranları beklenen şekilde iyi çıkmıştır. Şebeke bileşenlerinin değişken kayıplarını en kısa sürede ve kolayca kabul edilebilir seviyede doğruluk oranı ile tahmin edebilen bu yöntem ileri ki uygulamalarda tercih sebebi olabilir. Bu çalışmada bara gerilimleri sabit kabul edilip YKF değerlerine güçler ile ulaşılmıştır. Gerçek uygulamalarda hatlar üzerindeki akım bilgisi alınacağı için gerilim değişimlerinden etkilenilmeyecektir. Gerilim düşümü hesaba katıldığında sonuçlardaki hata oranları daha da düşecektir. Ancak bazı bileşenlerin kayıplarında diğerlerine oranla büyük fark görülmüştür, üzerinde çalışma gerektirmektedir.

Diğer taraftan yüklerin neden olduğu kayıpların yüklere adil paylaşılması için oransal kayıp paylaşım yönteminde, şebeke topolojisinin kayıp paylaşımında etkili olması nedeniyle grafik teorisi uygulanmıştır. Yüklerin talep güçleri ve kareleri oranında olmak üzere iki farklı şekilde paylaşım yapılmıştır. Talep güçleri oranında paylaşım yapıldığında büyük güçlü yüklere düşen kayıpların, talep güçleri karesi ile yapılan paylaşıma kıyasla daha düşük olduğu görülmüştür. Küçük güçlü yükler de ise durum tam tersidir. Kayıpların yük akımlarının karesinin bir fonksiyonu olması nedeniyle yük akımı büyüdükçe kayıp oranı da karesel olarak artmaktadır. Grafik teorisi ile oransal paylaşım metodunun doğruluğunun anlaşılabilmesi için başka bir yöntem ile kıyaslanması ileriki çalışmaların konusu olabilir. Ancak talep güçleri oranı ile paylaşım yönteminde sapmalar yaşanmadığı için sonuçlarının daha adil olduğu sonucuna varılmıştır.

KAYNAKLAR

- [1] **The World Bank** (2014), *Electric power consumption (kWh per capita)*.
<http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>
Alındığı tarih: 06.10.2014
- [2] **The World Bank** (2014), *Electric power transmission and distribution losses (% of output)*. <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>
Alındığı tarih: 06.10.2014
- [3] **TEİAŞ** (2012), *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim ve Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi (1984-2012)*.
<http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2012/istatistik%202012.htm>
- [4] **Atıyas, I.** (2006), *Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Düzenleyici Reform* (Sf. 83-95) Tesev Yayınları, İstanbul.
- [5] **Peşint, M.A.** (2001), *Elektrik Santralleri Enerji İletimi ve Dağıtımı*. (9. Baskı), M.E.B. Basımevi, İstanbul.
- [6] **IEC 60044-1** (2003), *International Standard, Instrument Transformers – Part1: Current Transformers*. IEC, Switzerland.
- [7] **IEC 60044-2** (2003), *International Standard, Instrument Transformers – Part2: Inductive Voltage Transformers*. IEC, Switzerland.
- [8] **T.C. Resmi Gazete** (2014), *01/10/2014 Tarihinden İtibaren Uygulanacak Fonsuz Tarifeler*. No: 29136, Tarih: 01.10.2014.
- [9] **EN 50470-3** (2006), *European Standard, Electricity Metering Equipment (a.c.) – Part3: Particular requirements-Static meters for active energy*. BSI, London.
- [10] **Dalkılıç, T., Akay K.S., Avin. A.** (2004), *İletim Kablolarında Dielektrik Kayıp Faktörü*. Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, (Cilt 8, Sayı 2), (Sf. 133-136), Süleyman Demirel Üniversitesi, Isparta.
- [11] **IEC 60228** (2004), *International Standard, Conductors of Insulated Cables*. IEC, Switzerland.
- [12] **Çakır, H.** (1995), *Elektrik Şebeke Kayıpları*. (2. Baskı), Birsan Yayınevi, İstanbul.
- [13] **Duman, H.** (1955), *Elektrik Makinelerinin Kayıpları ve Teorisi*. İTÜ Yayınları, İstanbul.
- [14] **EPDK** (2010), *Elektrik Piyasası Raporu*. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.

- [15] **ABB** (t.y), *ABB circuit-breakers inside LV switchboards*. (Sf.14)
[http://www05.abb.com/global/scot/scot209.nsf/veritydisplay/40a2505a059a1f0e48257a700024aa1d/\\$file/1sdc007103g0202.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot209.nsf/veritydisplay/40a2505a059a1f0e48257a700024aa1d/$file/1sdc007103g0202.pdf)
Alındığı tarih: 20.10.2014
- [16] **Smith, T.B.** (2004), *Electricity theft: a comparative analysis*. Department of Social and Behavioral Sciences, Zayed University, Dubai.
- [17] **Wikipedia** (2014), *Yüzölçümlerine göre ülkeler listesi*.
http://tr.wikipedia.org/wiki/Y%C3%BCz%C3%B6l%C3%A7%C3%BCmlerine_g%C3%B6re_%C3%BClkeler_listesi
Alındığı tarih: 28.10.2014
- [18] **Wikipedia** (2014), *Developed country*.
http://en.wikipedia.org/wiki/Developed_country
Alındığı tarih: 28.10.2014
- [19] **EPDK** (2011), *Kayıp Kaçak Bedeline İlişkin Duyuru*. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Tarih: 07.12.2011. Ankara.
- [20] **Macqueen, C.N.** (1994), *Time based load-flow analysis and loss costing in electrical distribution systems*. Durham University, Durham.
- [21] **Keoliya, J.A., Vaidya, G.A.** (2013), *Estimation Of Technical Losses In A Distribution System*. College of Engineering and Technology, Pune.
- [22] **Gustafson, M.W., Baylor, J.S.** (1988), *The Equivalent Hours Loss Factor Revisited*. IEEE/PES 1988 Winter Meeting, New York.
- [23] **Pande, S., Ghodekar, J.G.** (2012), *Computation of Technical Power Loss of Feeders and Transformers in Distribution System using Load Factor and Load Loss Factor*. Institute of Engineering & Research, Nashik.
- [24] **Chen, M.S., et al.** (1980), *Calculation Of Energy Losses in a Distribution System*. Energy Systems Research Center The University of Texas, Arlington.
- [25] **EPRI** (1990), *Bulk Transmission System Loss Analysis*. (Report EL-6814, Vol.1) Electric Power Research Institute, California
- [26] **EPDK** (2013), *Elektrik Piyasası Dağıtım Şirketleri Tarafından 2013 Yılında Uygulanacak Profiller*. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.
- [27] **Savner J.S.** (2011), *An Exact Method for Loss Allocation in Radial Distribution Systems*. Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology, Kharagpur.
- [28] **Oliveria, P.M., Leao, M.T.P.** (2005), *Distribution Loss Allocation Methods Assessment Under Electricity Market Environment*. Conference: Power Tech, IEEE, Russia.
- [29] **Conejo A.J., et al.** (2002), *Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms*. Electrical Engineering Department, Castilla-La Mancha, Madrid.
- [30] **Saha, T.K., et al.** (2006), *Assessing the Competitiveness of Loss Allocation Methods in a Deregulated Electricity Market*. Technology and Electrical Engineering, The University of Queensland, Queensland.

- [31] **Yixin, N., et al.** (1999), *Power Transfer Allocation for Open Access Using Graph Theory-Fundamentals and Applications in Systems Without Loopflow*. Department of Electrical and Electronic Engineering, The University of Hong Kong, Hong Kong.
- [32] **Macqueen, C.N., Irving, M.R.** (1996), *An Algorithm for the Allocation of Distribution System Demand and Energy Losses*. IEEE Power Industry Computer Applications Conference, Utah.
- [33] **Conejo, A.J., Galiana, F.D., and Kockar, I.** (2001) *Z-Bus Loss Allocation*. IEEE Transactions on Power Systems, (Vol. 16), (Sf. 105-10).
- [34] **BS EN 50541** (2011), *Three phase dry-type distribution transformers 50Hz, from 100 kVA to 3 150kVA, with highest voltage for equipment not exceeding 36kV-Part1: General requirements*. BSI, London.
- [35] **Dugan, R.C., McDermott T.E., Ball G. J.** (2001) *Planning for distributed generation*. IEEE Magazine on Ind. Appl., (vol.7, issue.2), (pp.80-88).
- [36] **Carpaneto, E., Akilimali, J.S.** (2006) *Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation*. IEEE Trans. Power Syst., (vol. 21), (pp. 1170-1179).

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad : Fevzi BOZGEYİK
Doğum Tarihi ve Yeri : 03.09.1985 Gaziantep
E-posta : fevzibozgeyik@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2008, Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği
- **Yüksek Lisans** : Devam, İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği
Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Programı

MESLEKİ DENEYİM:

E.K.S. Elektrik - Teklif Departmanı
E.K.S. Elektrik - KOÇ Üniv. Batı Kampüsü Projesi
E.K.S. Elektrik - Maslak & Bakırköy ACIBADEM Hastane Projesi
E.K.S. Elektrik - Bağcılar MEDIPOL Hastane Projesi
E.K.S. Elektrik - BUYAKA Residence&Ofis&AVM Projesi
ANEL Elektrik - MARMARAY Boğaz Tüp Geçit Projesi
ANEL Elektrik - DP World Konteyner Limanı Projesi