

Dağıtık Üretimli Elektrik Dağıtım Şebekesi Güç Kayıplarının Tahmin ve Paylaşımı

¹Fevzi Bozgeyik ve ^{*2}Ömer Gül

¹TheWBS Group, Çamlık Mah. Dinç Sokak No.4, Ümraniye, İstanbul

^{*2}Elektrik Mühendisliği Bölümü, İstanbul Teknik Üniversitesi, Türkiye

Özet

Şebeke topolojisi, değişken yük ve dağıtık üretim nedeniyle, elektrik dağıtım kayıplarını doğru olarak hesaplamak ve paylaşım yapmak oldukça güçtür. Bu çalışmada, elektrik dağıtım şebekelerinde meydana gelecek teknik kayıpları belirleme ve belirlenen kayıpları tüketicilere adil şekilde paylaşımını amaçlamaktadır.

Elektrik dağıtım şebeke kayıplarının tüketicilere adil biçimde paylaşımını için öncelikle kayıpların kabul edilebilir hata ile hesaplanması veya tahmin edilmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Değişken yükler ve dağıtık üretimin, elektrik dağıtım şebekesinin farklı noktalarında farklı kayıplara neden olmaktadır. Bu çalışmada grafik teorisi içeren oransal kayıp paylaşım yöntemi kullanılmaktadır. Uygulanan Yük Kayıp Faktörü 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.

Anahtar Kelimeler: Elektrik dağıtım, kayıp tahmini, kayıp paylaşımı, dağıtık üretim, yükler

Power Losses Estimation and Allocation in Electric Distribution Networks with Distributed Generation

Abstract

Due to the network topology, variable load and distributed generation, it is very difficult to accurately calculate and allocate electricity distribution losses. In this study, it is aimed to determine the technical losses that will occur in the electricity distribution networks and to distribute the determined losses to the consumers fairly.

In order to distribute the electricity distribution network losses to the consumers fairly, it is first necessary to calculate or estimate the losses with an acceptable error. Variable loads and distributed generation cause different losses at different points of the electricity distribution network. In this study, proportional loss sharing method including graph theory is used. The applied Load loss factor and graph theory and proportional sharing methods have been applied to different operating types of the distribution network.

It has been shown that they are a usable method before installation and during operation, as they give results in the shortest time with the least data and easily at acceptable error levels.

Keywords: Electricity distribution, loss estimation, loss allocation, distributed generation, loads

1.Giriş

Artan nüfusla birlikte elektrik enerji tüketimi de artmaktadır. Elektrik enerji talebinin karşılanması için üretilen elektrik enerjinin yaklaşık %10 u iletim ve dağıtım şebekesinde kayıp olmaktadır.

Elektrik dağıtım sistemlerinde teknik kayıp hesabı, yükün doğası gereği sürekli değişken oluşu kendisine bağlı kayıpları da değişken kılmakta ve hesabı güçleştirmektedir [1]. Dağıtım sisteminde her noktadan ölçüm alıp veri toplamak maliyetli olduğu için anlık yük verilerinin tamamına ulaşamaz, bu nedenle kayıplar genellikle tahmin edilmektedir [2]. Kayıpların tahmini için yük kayıp faktörü [3], ölçüm geçmişi [4], yük akışı [1] yöntemleri geliştirilmiştir. Bu yöntemler ile tahmin edilen teknik kayıpların dışında kalan kayıplara teknik olmayan kayıplar demek mümkündür.

1928 yılında Buller ve Woodrow isimli iki mühendis yük kayıp faktörü (YKF) ile yük faktörü (YF) arasında ampirik bir bağıntı geliştirdiler [5]. 1959 yılında Hoebel aynı konu üzerinde çalışarak bağıntıyı üstel 1,6 katsayılı olarak yayımladı [6]. 1988 yılında Gustafson ise sabit katsayıyı $k=0,08$ ve üstel katsayıyı 1,912 olarak revize etti [3]. Kayıplar yük akımının karesinin bir fonksiyonu olduğu için yük eğrisi bilenen her sistemin k katsayı sabiti hesaplanabilir [7]. 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 [1].

Ölçüm geçmişi yaklaşımında enerji kayıpları belirli dönemde sisteme giren enerjiden sistemden çıkan enerji arasındaki fark alınarak hesaplanır. 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. Detaylı ön çalışma ile tüketim ve fatura dönemi uyumsuzluğunu ortadan kaldırarak kayıplar hesap edilebilmektedir. Sistemin detaylı bilgilerine ulaşamadığında kayıp hesabı için çok hızlı bir yöntemdir. Ancak sabit ve değişken kayıpların ayırımı yapılamadığı için ileriye dönük çalışmalara elverişsizdir [1].

Güç kayıplarının hesabında çeşitli yük akışı yöntemleri kullanılmaktadır. 1980 yılında Sun ve ekibi [8] yük akışına günlük yük eğrilerini entegre ettikleri bir yöntem geliştirmiştir. Dağıtım şebekelerinin dengesiz doğası nedeniyle üç fazlı yük akışı kullanılmış ve hesapları basitleştirmek için yük eğrisi ayırık zamana indirgenmiştir. 1990 yılında ise EPRI yaklaşık enerji kayıplarını belirlemek için talep kayıplarıyla birlikte günlük yük 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 [9].

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 [1].

Dağıtım sisteminin değişken yük durumlarında teknik kayıplarının tahmininde ele alınan üç yöntem kıyaslandığında, bileşen kayıpları en kısa sürede ve kolayca kabul edilebilir doğruluk

seviyesinde sağlayan Yük Kayıp Faktörü yöntemi bu çalışmada da kullanıldı.

Elektrik enerjisi sisteminde yaşanan kayıpların en büyük kısmının yaşandığı elektrik dağıtım şebekelerinde, 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.

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 [10]. Çoğunlukla iletim sistemlerinde olmak üzere birbirinden farklı Pro-Rata [11], artımsal paylaşım [12], grafik teorisi ile oransal paylaşım [13], Z-Bus [14] yöntemleri literatüre girmiştir.

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 [11]. 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 handikabı artan adımlara son derece bağlı oluşudur [12].

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 [13], [1] uygulanmıştır ancak tam adil bir paylaşım konusunda hala sınırlı seviyededir [12].

Her kayıp paylaşım yönteminin kendine has avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Hiçbir yöntem kayıpları tam adil bir şekilde paylaşamadığı için yöntemler sistemin kullanıcılarına ve koşullarına bağlı seçilirler [12]. Radyal elektrik dağıtım sistemlerinin topolojine uygun ve kolay uygulanması nedeniyle bu çalışmada grafik teorisi içeren oransal kayıp paylaşımı yöntemi kullanılmıştır.

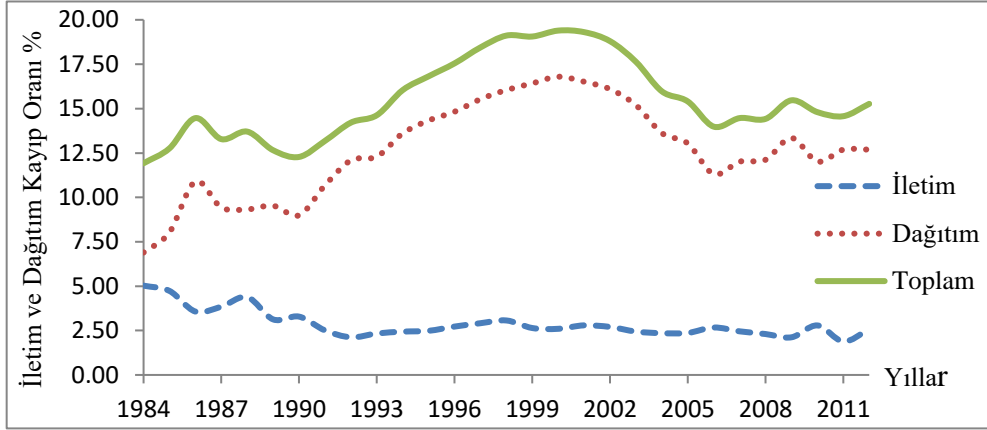
Etkin bir fiyatlandırma metodolojisi sunmak, iyi bir fiyatlama strateji açısında ilk olarak Kabul edilebilir hata limitleri içinde hesaplanması veya tahmin edilmesi, ikinci olarak da şebeke kayıplarının abonelere hakkaniyetli bir yaklaşımla pay edilmesi gerekmektedir. Milyonlarca abonenin bulunduğu elektrik dağıtım kayıpları abonenin değişen yük şartları nedeniyle gerçek veriler ile hesaplanması imkansızdır. En az veri gereksinimi ile kabul edilebilir hata limitleri içerisinde sonuç veren bir yöntem ihtiyacı duyulmaktadır.

Bu çalışmada, veri gereksinimi az ve uygulanması kolay bir yöntem ile elektrik dağıtım şebekesi kayıplarının tahmin edilmesi ve bu kayıpların tüketicilere paylaşılması için yeni bir metodoloji verilmektedir. Geliştirilen metodolojinin, elektrik dağıtım şebeke topoloji değişimi ve dağıtık üretim kaynakları içermesi halleri için uygulaması verilmektedir.

2.Elektrik Dağıtım Şebeke Kayıpları

Üretilen enerji ile tüketilen enerji arasındaki fark iletim ve dağıtım şebekesi kayıplarıdır. Bu kayıplar içerisinde teknik ve teknik olmayan kayıpları içermektedir. Dünya genelinde iletim ve dağıtım kayıpları ortalaması yaklaşık %9 olup Türkiye'nin iletim ve dağıtım ortalama kayıpları Şekil 1 de verilmiştir. Dağıtım sırasındaki kaybın iletim kayıbından ortalama beş kat daha fazla

olduğu görülmektedir. Kayıp oranının büyüklüğü nedeniyle bu çalışmada dağıtım sistemi kayıpları üzerinde durulmuştur.



Şekil 1. Türkiye elektrik iletim ve dağıtım sistemleri ortalama kayıpları [15].

Elektrik dağıtım şebekesi teknik kayıpları, boşa kayıplar ve yükte kayıplar olarak iki gruba ayrılmaktadır. Boşa çalışma kayıpları veya akımdan bağımsız kayıplar olarak da isimlendirilen 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. Elektrik dağıtımının iletime kıyasla daha düşük gerilim seviyesinde ve izole kablolar ile yapılması nedeniyle korona ve kaçak akım kayıpları ihmal edilebilirler. Transformatör boşa çalışma kayıpları, demir kayıpları olarak da adlandırılan nüve üzerindeki kayıplar histerezis ve girdap kayıplarıdır. Yükten bağımsız olan bu kayıplar trafo işletmede olduğu sürece ortaya çıkmaktadır.

Elektrik dağıtım şebekelerinde, yükten bağımsız kayıplardan başka, yüke bağımlı kayıplar da meydana gelir. Akım şiddetinin karesi ile orantılı olarak değişirler ve hatlardan, transformatörlerden, akım transformatörlerinden ve akım transformatörlerine bağlı olan ölçü cihazlarının akım bobinlerinde ısı enerjisi olarak açığa çıkar. Yükün doğası gereği değişken oluşu akımı da değişken kılmakta ve akıma bağlı kayıplar da değişken olmaktadır.

Transformatörler yüklendiklerinde boşa kayıplarına ilave olarak yükte kayıplar ortaya çıkmaktadır. Enerji dağıtım sistemlerinde kablo iletkenleri üzerinden geçen yük akımının karesi ve iletkenin direnci ile orantılı değişen kayıplardır.

3.Kayıp Tahmini ve Paylaşımı için Önerilen Algoritma

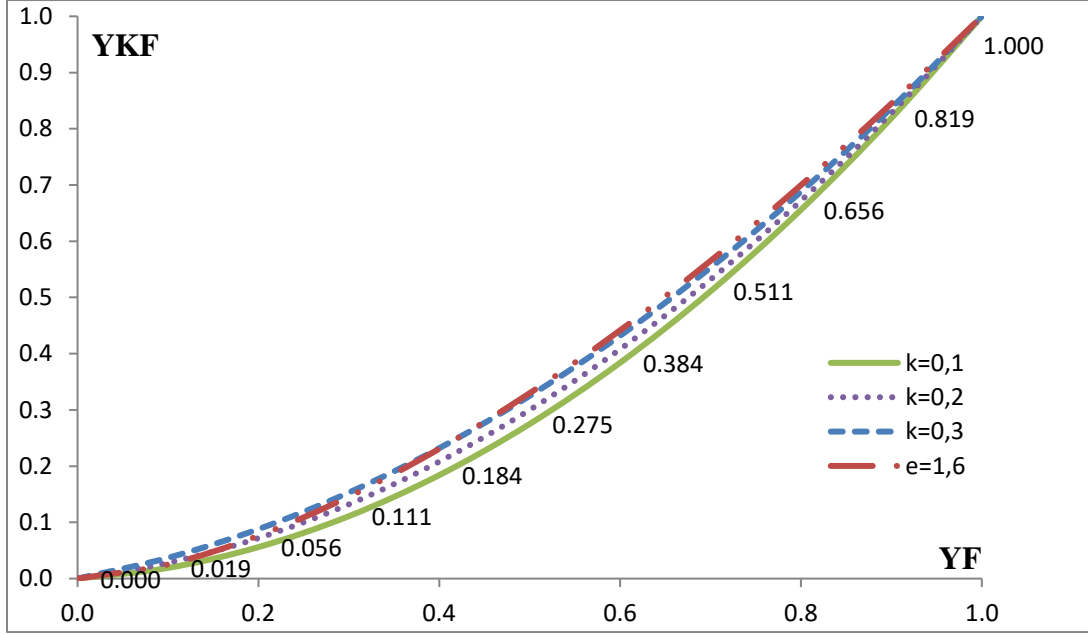
Buller ve Woodrow isimli iki mühendis yük kayıp faktörü (YKF) ile yük faktörü (YF) arasında Eşitlik 1. deki ampirik bir bağıntı geliştirdiler [5]. Hoebel aynı konu üzerinde çalışarak Eşitlik 2. deki bağıntıyı üstel 1,6 katsayılı olarak yayımladı [6]. Gustafson ise Eşitlik 3. de sabit katsayıyı $k=0,08$ ve üstel katsayıyı 1,912 olarak revize etti [3].

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

$$YKF = YF^{1.6} \quad e = 1.6 \quad (2)$$

$$YKF = 0.08YF + 0.92YF^2 \quad k = 0.08 \quad (3)$$

$$YKF = YF^{1.912} \quad e = 1.912$$



Şekil 2. Yük faktörü ile yük kaybı faktörü arasındaki ilişki.

YF ve YKF arasındaki ilişki şekil 2’de $k=0.1, 0.2, 0.3$ katsayıları ile, şekil 3’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.

YF, belirli bir periyotta gerçekleşen ortalama güç kaybının aynı periyottaki maksimum yüke oranı Eşitlik 4. de, YKF ise bir periyotta gerçekleşen ortalama güç kaybının ile gerçekleşebilecek güç kaybına oranı olarak tanımlanır ve Eşitlik 5. ile ifade edilir [16].

$$YKF = \left(\frac{(\sum_{n=1}^T \text{Kayıp}_n)/T}{\text{Maksimum Kayıp}} \right) \quad (3)$$

Yük akımına bağlı kayıplar ise yük akımının karesinin bir fonksiyonudur. Kayıplar yükün karesi biçiminde yazıldığında (5) bağıntısı elde edilir [21].

$$YKF = \left(\frac{(\sum_{n=1}^T \text{Yük}_n^2)/T}{\text{Yük}_{max}^2} \right) \quad (4)$$

Kablo ve transformatör enerji kayıplarının yük kaybı faktörü ile hesabı Eşitlik 6. ve 7. bağıntıları ile hesaplanır. [17]

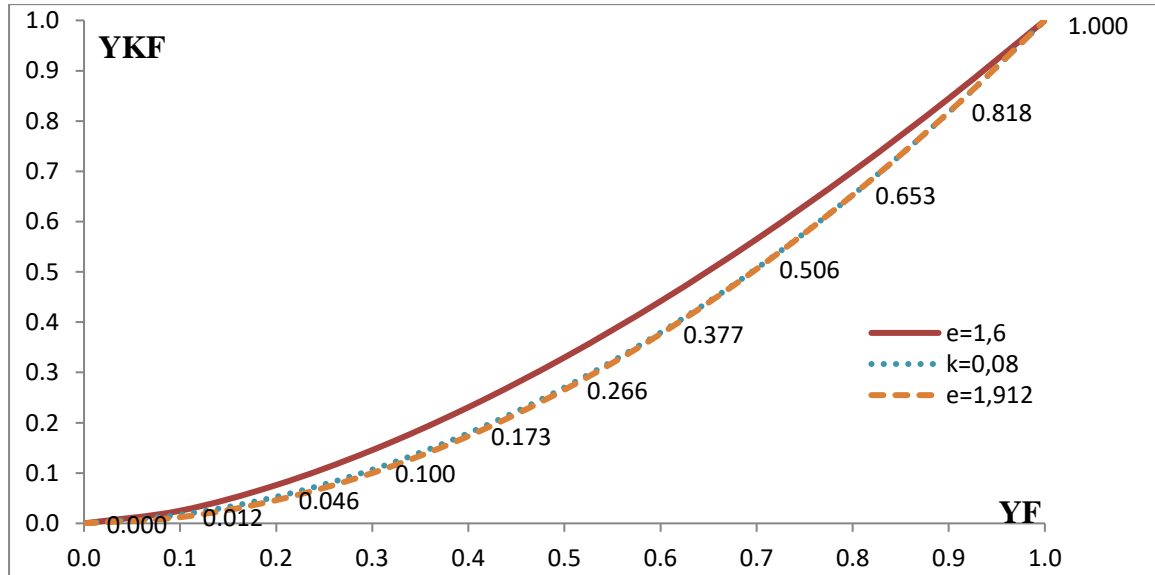
$$E_{kablo} = (I_{max\ yük}^2 \times R \times L \times YKF) \times T \quad kWh \quad (5)$$

$$E_{trafo} = \{(P_o) + [(m_{Tr})^2 \times P_k \times YKF]\} \times T \quad kWh \quad (6)$$

Transformatör yüklenme oranı eşitlik 8 de verilmiştir.

$$m_{TR} = \frac{L_{TR\ max}}{S_r} \quad (7)$$

$I_{max\ yük}$	Maksimum yük akımı (A)
R	Kablo direnci (ohm/km)
L	Kablo uzunluğu (km)
T	Periyot (saat)
P_o	Trafo boşta 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)



Şekil 3. Yük faktörü ile yük kayıp faktörü arasındaki ilişki.

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.

Orta gerilim hücrelerinin transformatör çıkışlarında akım ve gerilim ölçümünün yapılması sayesinde doğrudan fiderlerin ve transformatörlerin yük eğrileri elde edilebilir. Bunun yanında yüklerin sayaç ve demand metre değerleri de YF lere ulaşılmasını sağlar. Bu bölümde hiç ölçüm alınmadığı varsayımıyla hareket edilmiş olup, sistem yükten kaynağa doğru adım adım ele alınmıştır.

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 [10]. 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 [18].

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

Oransal olarak kayıp paylaşımının en genel hali ile eşitlik (9)'dedir [19]. Bu haliyle yüklerin talep güçlerine bakılmaksızın eşit kayıp paylaşılacak ve adil bir uygulama olmayacaktır.

$$P_{L,i} = \frac{LA}{n_p} \quad (8)$$

$P_{L,i}$ i yüküne düşen güç kaybı

LA Paylaşılacak kayıp güç

n_p n adet yük

Eşitlik (10)'deki bağıntı ile yüklerin talep güçleri dikkate alınarak, talep güç oranında kayıplar paylaşılmasının daha adil olduğu bir gerçektir [19]. Bu haliyle pro-rata yöntemine eş değer olmaktadır, sistem topolojisi dikkate alınmadığı için adaletli paylaşım oranı yine sınırlıdır.

$$P_{L,i} = LA \frac{P_{D,i}}{\sum_{j=1}^{n_p} P_{Dj}} \quad (10)$$

$P_{D,i}$ i yükünün talep gücü

Değişken kayıpların akımın karesiyle, talep güçlerinin ise akımla orantılı olması nedeniyle, eşitlik (11) ile değişken kayıpları talep güçlerinin karesiyle orantılı olarak dağıtılabilir [19].

$$P_{L,i} = LA \frac{P_{D,i}^2}{\sum_{j=1}^{n_p} P_{Dj}^2} \quad (11)$$

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 yüklere indirgenerek talep gücü akışı oranlarıyla paylaşılır.

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

Dağıtım şebekelerinin kablolarında ve transformatörlerinde ortaya çıkan teknik kayıpların yüklerle yani tüketicilere paylaşılması kaynaktan yüklerle 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 yüklerle oransal yöntem ile paylaşılır.

4. Önerilen Kayıp Tahmin Ve Paylaşım Algoritmasının Bir Uygulaması

4.1. Radyal elektrik dağıtım şebekesi

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

Çalışmada, Tablo 1, Tablo 2 ve Tablo 3 de elemanlarının verileri ve Şekil 5 de verilen tek hat şeması verilen şebeke modeli kullanılacaktır.

Tablo 1. 36kV transformatör bilgileri [20]

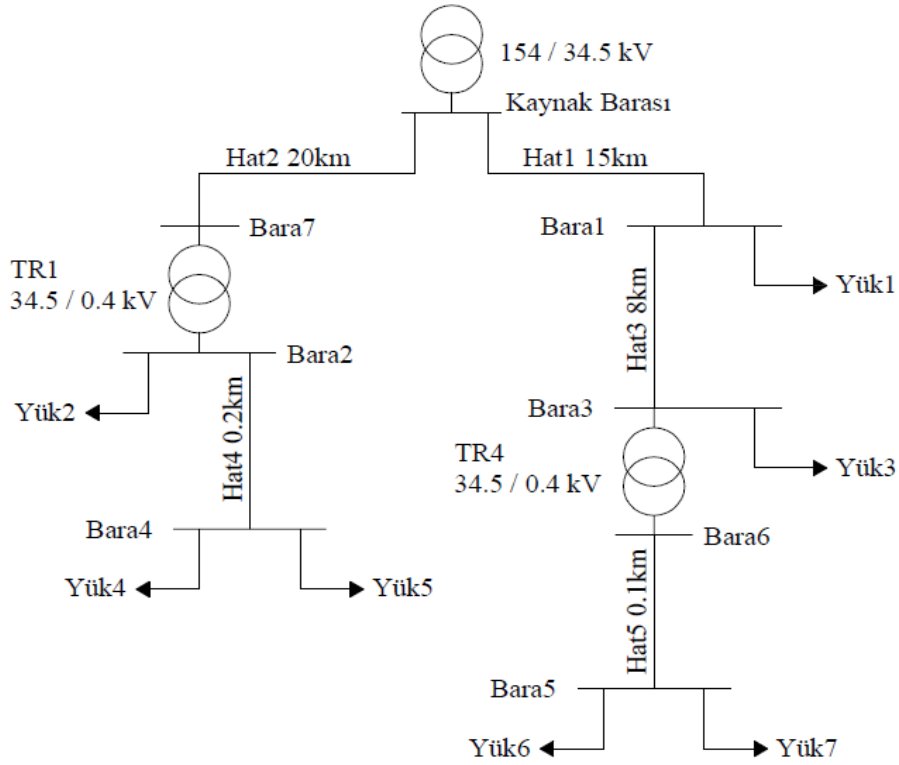
Transformatör Bilgileri	Um (kV)	Sr (kVA)	Pk (W)	Po (W)
TR1	36	250	3500	1000
TR4	36	160	2500	850

Tablo 2. 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

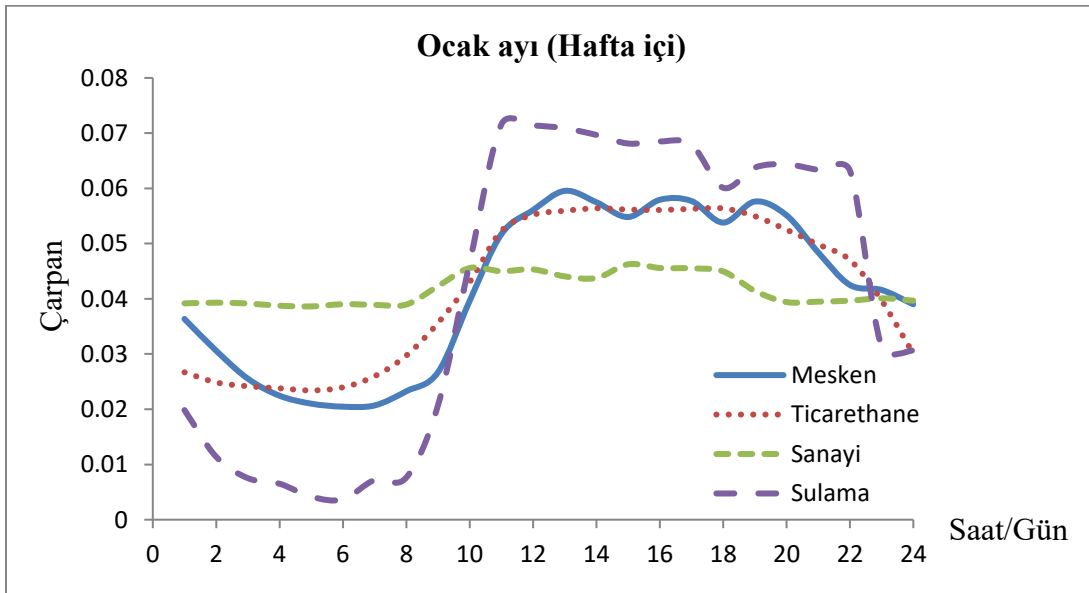
Tablo 3. Örnek şebeke yük bilgileri.

Yük Bilgileri	Profil	Kurulu Güç (kVA)	Talep Gücü (kVA)	Cosφ
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 5. Örnek radyal elektrik dağıtım şebekesi [21].

Şekil 6'deki yük profilleri EPDK'nın 2013 yılı için bildirdiği Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Ocak ayı hafta içi günleri uygulayacağı abone profillerden alınmıştır [22].



Şekil 6. Hafta içi günlük yük profili eğrileri.

Şekil 6 verilen yüklere ait YF ve YKF değerleri Tablo 4 de ve Baraların YF ve YKF değerleri Tablo 5. verilmiştir.

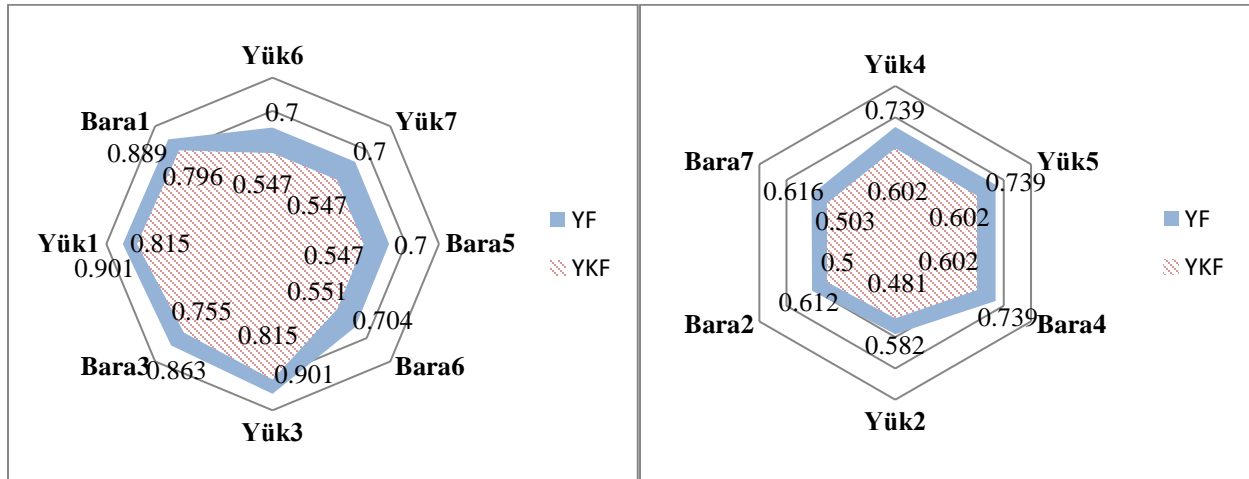
Tablo 4. Yüklerin anlık talep güçleri (kVA).

	Yük1	Yük2	Yük3	Yük4	Yük5	Yük6	Yük7
	Sanayi	Sulama	Sanayi	Ticaret.	Ticaret.	Mesken	Mesken
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

Tablo 5. Baraların anlık talep güçleri (kVA).

Zaman (saat/gün)	Bara4	Bara5	Bara2	Bara6	Bara3	Bara7	Bara1
Beslendiği Fider	Hat4	Hat5	-	-	Hat3	Hat2	Hat1
Beslendiği Trafo	-	-	TR1	TR4	-	-	-
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 bir barada bulunduğunda, yeni bir eğri ortaya çıkar. Yükler ve baralara ilişkin YF ve YKF değerlerini Şekil 7 de verilmiştir.



Şekil 7. Yüklerle baraların YF ile YKF değerleri.

Hatların ve transformatörlerin tahmin edilen kayıpları Tablo 6. ve Tablo 7. verilmiş olup toplam kayıplar 357,111 kWh tahmin edilmiştir.

Tablo 6. 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

Tablo 7. 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

Dağıtım şebeke modeli DIgSILENT PowerFactory 14.1 programında oluşturuldu ve günlük yük eğrileri kullanılarak yapılan yük akışında ortaya çıkan enerji kaybı 362,82 kWh hesaplanmıştır. DIgSILENT'in sonuçları baz alındığında sistem toplam enerji kaybında YKF yöntemi -1.57% oranında hatalı sonuç vermiştir. Baralara atanan kayıplar ve yüklere paylaştırılan kayıplar Tablo 8. ve Tablo 9. da verilmiştir.

Tablo 8. baralara atanan kayıplar.

Bara Adı	Kayıp (kWh)
Bara1	178,39
Bara2	68,66
Bara3	79,17
Bara4	33,44
Bara5	94,54

Tablo 9. Kayıpların yüklere paylaşımı.

Yükün Adı	Kayıp (kWh)
Yük1	110,06
Yük2	55,18
Yük3	63,89
Yük4	24,32
Yük5	9,12
Yük6	63,03
Yük7	31,52

4. 2. Dağıtık üretimli radyal elektrik dağıtım şebekesi

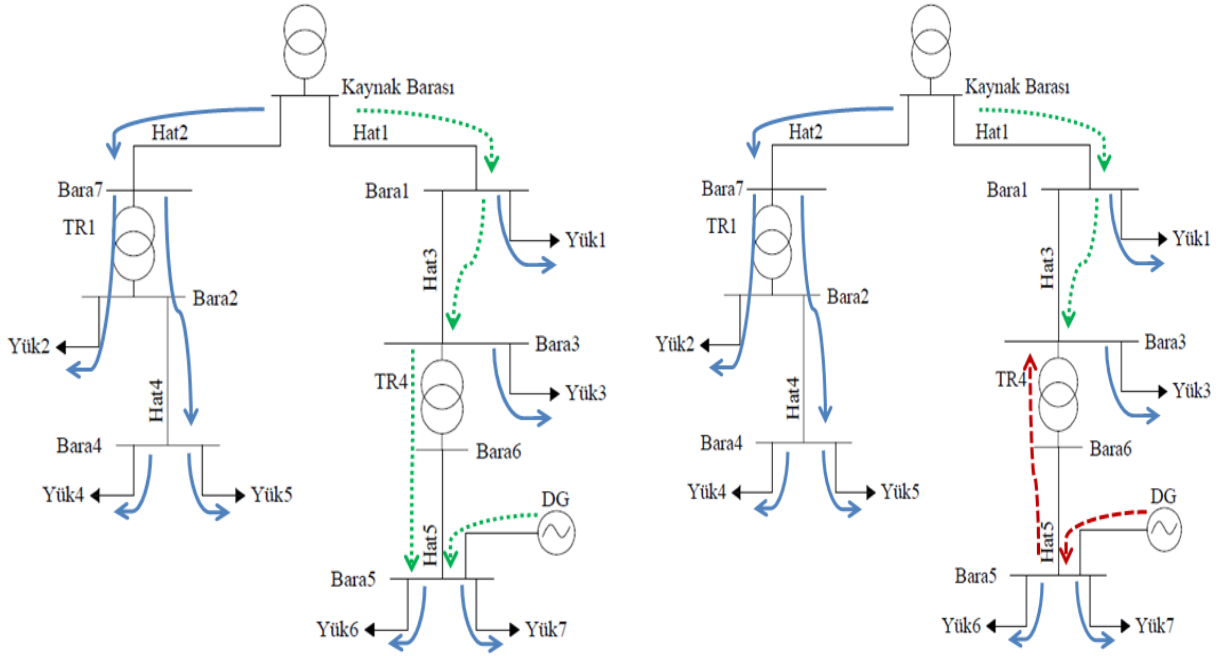
Dağıtım şebekelerinin uç noktalarına kurulan DÜ noktaları, bağlandıkları noktadan ana kaynağa kadar hatlarda güç kayıplarını azaltması beklenir. Ancak, yüklerin zaman içerisinde azalması veya dağıtık üretimin yüklerden çok daha büyük olduğu durumda DÜ hat ve transformatörlerde güç kaybına neden olur.

DÜ'nün üretim kapasitesi, şebekeye bağlandığı bara, aynı baraya bağlı yük miktarına güç akışını doğrudan etkilemektedir. Dağıtık üretimin etkisini karşılaştırabilmek için şekil 5. deki şebekenin Bara 5'ine bir dağıtık üretim tesisi eklenmiştir. AG seviyesinde üretim yapan DÜ olarak adlandırılan bu üretim tesisinin 40kVA ve 200kVA olmak üzere iki farklı güç üretim kapasitesinde

iken sistem incelendi. 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 Cos ϕ 0,945'dir.

DÜ'nin 40 kVA güç üretmesi durumunda şekil 6.a'da gösterildiği gibi, 200 kVA güç üretmesi durumunda ise şekil 6.b'de gösterildiği gibi bir güç akışı meydana gelmektedir.

Her iki farklı durum için hat ve transformatör kayıpları YKF yöntemi ile hesaplanmış ve DIgSILENT programı sonuçları ile karşılaştırılmıştır.



Şekil 6. a) DÜ 40 kVA gücünde

b) DÜ 200 kVA gücünde

Tablo 10. Farklı güçte DÜ için YKF ve DIgSILENT ile hesaplanan günlük enerji kayıpları.

Ekipman	YKF	DIgSILENT	Fark	YKF	DIgSILENT	Fark
DÜ 40 kVA				DÜ 200 kVA		
Hat1	164,72 kWh	164,86 kWh	0,08%	118,80 kWh	118,43 kWh	-0,31%
Hat2	6,21 kWh	6,79 kWh	8,61%	6,21 kWh	6,79 kWh	8,61%
Hat3	8,56 kWh	8,69 kWh	1,54%	2,39 kWh	2,40 kWh	0,26%
Hat4	19,95 kWh	20,47 kWh	2,54%	19,95 kWh	20,47 kWh	2,54%
Hat5	13,68 kWh	12,98 kWh	-5,36%	88,24 kWh	71,88 kWh	-22,76%
TR1	62,46 kWh	65,75 kWh	5,01%	62,46 kWh	65,75 kWh	5,01%
TR4	26,01 kWh	26,61 kWh	2,24%	54,07 kWh	52,61 kWh	-2,78%
Toplam	301,58 kWh	306,15 kWh	1,49%	352,12 kWh	338,33 kWh	-4,08%

Tablo 11. Farklı güçte DÜ için Transformatörlere atanan günlük enerji kayıpları.

	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7	Bara1	Bara2	Bara3	Bara4	Bara5	Bara6	Bara7
	DÜ 40 kVA							DÜ 200 kVA						
Max.	1147,7	239,1	371,8	38,9	74,4	74,9	241,6	993,2	239,5	218,5	38,9	160,8	157,3	241,6
Ort.	1015,6	146,4	315,3	28,8	40,4	40,8	148,8	861,2	146,0	163,2	28,80	120,2	116,7	148,8
YF	0,885	0,612	0,84	0,74	0,54	0,54	0,62	0,867	0,612	0,747	0,739	0,748	0,742	0,62
YKF	0,789	0,500	0,73	0,60	0,43	0,43	0,50	0,760	0,500	0,594	0,602	0,588	0,581	0,5
k	0,06	0,53	0,1	0,29	0,53	0,52	0,52	0,07	0,53	0,19	0,29	0,15	0,16	0,5

Grafik teorisi ile DÜ'lü dağıtım şebekesinde oransal kayıp paylaşımı Tablo 10. da verilmiştir.

Tablo 12. Farklı DÜ güçleri için yüklerin kayıp paylaşımı

Yük Adı	DÜ 40 kVA	DÜ 200 kVA
Yük1	104,20 kWh	83,61 kWh
Yük2	55,18 kWh	55,18 kWh
Yük3	59,55 kWh	179,90 kWh
Yük4	24,32 kWh	24,32 kWh
Yük5	9,12 kWh	9,12 kWh
Yük6	32,81 kWh	0,00 kWh
Yük7	16,41 kWh	8,19 kWh

DÜ gücünün 200kVA olduğu durumda, güç akışının yönü değişmiştir, Bara5 üzerindeki yük 6 ve yük 7 güç ihtiyaçlarının tamamını DG'den alırken, artan güç Hat5 ve TR4 üzerinden Bara3'e iletilmektedir. Grafik teorisi ile bu kayıpları yüklerle paylaştırıldığında hat 5 üzerinden enerji temin eden Bara3'e bağlı yük 3 için adeletsiz bir uygulama olacaktır. Çünkü, 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.

Sonuç

Bu çalışmada, serbestleşen elektrik piyasasında tüketici ve dağıtık üreticilerin neden oldukları kayıp maliyetlerinin adaletli biçimde paylaşımı için kayıpların tahmin edilmesi ve kayıpların tüketicilere paylaştırılması hakkında olup aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

- Dağıtık üretimi ve dağıtık üretimsiz radyal elektrik dağıtım şebekesi için YKF ile kayıpları tahmin edilmiş ve Newton-Raphson yöntemi yük akışı programlı DIGSILENT ile kontrol edilmiştir. Elde edilen sonuçları doğruluk oranları beklendiği gibi kabul edilebilir hata sınırlarında çıkmıştır. 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 YKF sonuçlardaki hata oranları daha da düşmesi beklenmektedir. 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. Diğer taraftan yüklerin neden olduğu kayıpların yüklerle adil paylaşılması için oransal kayıp paylaşım yönteminde, şebeke topolojisinin kayıp paylaşımında etkili olması nedeniyle grafik teorisi uygulanmıştır.

Dağıtık üretim kaynakları, buldukları yere, güçlerinin büyüklüğüne ve şebekedeki yüklenme durumuna göre kayıpları artırıcı veya azaltıcı etkileri olabilmektedir. Dağıtık üretim kaynaklarının kayıpları artırması halinde yüklerle benzer olarak kayıpların oluşumundaki payları hesaplanmalı ve cezalandırılmalıdır. Kayıpları azaltıcı etkileri olduğunda ise teşvik edilmelidir.

Şebeke işletme sırasında bu durum sürekli değişeceğinden izlenmesi ve kayıpların saatlik bazda tahmin ve paylaşım işleminin yapılması gerekmektedir. Gelecekte, SCADA sistem üzerinden alınan online veriler kullanılarak şebeke kayıplarının değişen yük şartlarına göre hesaplandığı ve paylaştırıldığı daha adil bir sisteme geçiş beklenmektedir. Diğer amaçlar için kurulan veri toplama sisteminin kayıp paylaşımında da kullanılması nedeniyle maliyetinin çok yüksek olmayacağı değerlendirilmektedir.

Teşekkür

Yazarlar, İTÜ-BAP'ın 34018 No.lu ve “Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Kayıplar” isimli proje kapsamındaki desteğini minnetle kabul eder.

References

- [1] Macqueen, C.N. (1994), Time based load-flow analysis and loss costing in electrical distribution systems. PhD Thesiss, Durham University, Durham.
- [2] Keoliya, J.A., Vaidya, G.A. (2013), Estimation of Technical Losses in A Distribution System. International Journal of Engineering Research & Technology, Vol. 2 Issue 6, June – 2013 pp. 2621-2626.
- [3] Gustafson, M.W., Baylor, J.S. Mulnix, S.S., The Equivalent Hours Loss Factor Revisited. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, Issue: 4, pp. 1502 – 1508.
- [4] E. Bompard, E. Carpaneto, G. Chicco, and R. Napoli, “Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems,” *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 22, pp.521–530, 2000.
- [5] F. H. Buller and C. A. Woodrow, "Load Factor-Equivalent Hour Values Compared", *Electrical World*, July 1928.
- [6] H. F. Hoebel, "Cost of Electric Distribution Losses", *Electric Light and Power*, March 1959.
- [7] Pande, S., Ghodekar, J.G., Computation of Technical Power Loss of Feeders and Transformers in Distribution System using Load Factor and Load Loss Factor. International Journal of Multidisciplinary Sciences and Engineering, Vol. 3, No. 6, June 2012, pp.22-25.
- [8] C. S. Chen, M. Y. Cho, and Y.W. Chen, “Development of simplified loss models for

- distribution system analysis,” IEEE Trans. Power Del., vol. 9, no. 3, pp. 1545–1551, Jul. 1994.
- [9] EPRI (1990), Bulk Transmission System Loss Analysis. (Report EL-6814, Vol.1), Electric Power Research Institute, California
- [10] Savier J.S. Das D., An Exact Method for Loss Allocation in Radial Distribution Systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems Volume 36, Issue 1, March 2012, Pages 100–106.
- [11] Conejo A.J., et al., Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms. Electrical Engineering Department, Castilla-La Mancha, Madrid, 2002.
- [12] Lim, V.S.C., Saha, T.K. McDonald, J.D.F., Assessing the Competitiveness of Loss Allocation Methods in a Deregulated Electricity Market. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [13] Wu, F.F.; Yixin Ni; Ping Wei Power Transfer Allocation for Open Access Using Graph Theory-Fundamentals and Applications in Systems Without Loop flow., IEEE Transactions on Power Systems Year: 2000, Volume: 15, Issue: 3, Pages: 923 – 929.
- [14] J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, “Z-Bus loss allocation,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, no. 1, pp. 105–109, Feb. 2000.
- [15] TEİAŞ (2012), Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Tüketim ve Kayıplarının Yılla İtibariyle Gelişimi (1984-2012). <http://www.teias.gov.tr/T%C3%BCrkiyeElektrik%C4%B0statistikleri/istatistik2012/istatistik%202012.htm>
- [16] Keoliya, J.A., Vaidya, G.A. (2013), Estimation Of Technical Losses in A Distribution System. College of Engineering and Technology, Pune.
- [17] 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.
- [18] Oliveria, P.M., Leao, M.T.P., Distribution Loss Allocation Methods Assessment Under Electricity Market Environment. 2005 IEEE Russia Power Tech, 10.1109/PTC.2005.4524630
- [19] Macqueen, C.N., Irving, M.R., An Algorithm for the Allocation of Distribution System Demand and Energy Losses, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, Issue: 1 ,1996, pp. 338-343.
- [20] 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.
- [21] F. Bozgeyik, Loss Estimation and Allocation of Balanced Three-Phase Electricity Distribution Networks, MSc. Thesis, Istanbul Technical University, January 2015.
- [22] EPDK (2013), Elektrik Piyasası Dağıtım Şirketleri Tarafından 2013 Yılında Uygulanacak Profiller. T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Ankara.