

TEKRAR KAPAMALI KESİCİ VE AYIRIÇ KULLANIMININ KIRSAL ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİNDE TEDARİK SÜREKLİLİĞİNE ETKİSİ

Mustafa DALDAL
AF Mercados EPU, Ankara, TÜRKİYE
mdaldal@mercadossemi.es

Dr. Erdal BİZKEVELCİ
TÜBİTAK UZAY Güç Sistemleri Bölümü, ODTÜ Kampüsü, Ankara, TÜRKİYE
erdal.bizkevelci@uzay.tubitak.gov.tr

Prof. Dr. Nevzat ÖZAY
ODTÜ Elektrik ve Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara, TÜRKİYE
nozay@metu.edu.tr

ÖZET

Kaynak ile tüketici arasındaki son bağlantı katmanını teşkil eden elektrik dağıtım sistemi, tüketicilerin maruz kaldığı kesintilerin büyük bir bölümünün de ana kaynağıdır. Dağıtım hizmetinde devam eden özelleştirme süreci ile birlikte elektrik enerjisi tedarik sürekliliği tüm dünyada olduğu gibi Türkiye’de de ciddi bir önem kazanmıştır. Yeni düzenlemelerle tedarik sürekliliği limitlerinin aşılması durumunda ortaya çıkacak ekonomik yaptırımlar dağıtım şirketlerini şebeke güvenilirliğini iyileştirmek için yatırım yapmaya zorlamaktadır. Tedarik sürekliliğinin kalitesi yatırım, bakım ve işletme maliyetleri ile paralellik gösterir. Özellikle uzun ve dal budak formunda havai hatlardan oluşan kırsal şebekede yüksek arıza oranları nedeni ile tedarik sürekliliği ana problemlerden biridir. Orta gerilim seviyesinde tekrar kapama özelliği olan kesicilerin ve ayıraçların kullanılması kırsal şebekelerde tedarik sürekliliğini önemli ölçüde artıracaktır. Öte yandan Türkiye kırsal şebekesine yapılacak yatırımların ekonomik olduğu kadar sosyal getirisinin de yüksek olacağı öngörülmektedir. Bu çalışmada göreceli olarak düşük bir yatırım maliyeti ile tedarik sürekliliğini etkin bir şekilde artıracak tekrar kapamalı kesici (recloser) ve ayıraçların (sectionalizer) kaynak sürekliliği üzerindeki etkileri güvenilirlik analizleri ile incelenecektir.

Anahtar kelimeler — Kırsal dağıtım sistemi, süreklilik, güvenilirlik, tedarik sürekliliği, ayıraç, tekrar kapamalı kesici.

Keywords — Rural distribution system, reliability, security, continuity of supply, sectionalizer, recloser

GİRİŞ

Güç sistemi kesintilerinin çoğunluğu dağıtım sisteminden kaynaklanır [1]. Sürelerine göre *geçici* ve *kalıcı* olarak ikiye ayrılabilen bu kesintilerin kullanıcılar üzerindeki olumsuz etkilerini azaltmanın üç bileşeni vardır. Bunlardan birincisi periyodik bakımlarla eleman yıpranmasına dayalı arızaları en aza indirmek, ikincisi kesintiden etkilenen kullanıcı sayısını en düşük seviyede tutmak, üçüncüsü ise kesintiye neden olan arızanın

giderilmesi için gerekli süreyi azaltmaktır. Birinci bileşen kesinti öncesini, ikinci ve üçüncü bileşenler ise kesinti sonrasını ilgilendirir. Periyodik bakımlar, yenileme ve güçlendirme çalışmaları önleyici nitelik taşıırken ikinci bileşen koruma ve anahtarlama sisteminin açma/kapama reflekslerine, üçüncü bileşen ise dağıtım şirketinin tamir yeteneğine göre şekillenir. Bu bileşenlerden en hızlı olanı sadece birkaç saniye içerisinde gerçekleşen koruma sistemi refleksidir. Saniyeler mertebesinde

gerçekleşen bu reaksiyon, gerek arızadan etkilenen kullanıcı sayısını en azda tutmak, gerekse saha personelinin arıza noktasına yönlendirerek tamir tepki süresini azaltmak açısından büyük önem taşır. Sahada bu ani tepkiyi gerçekleştiren anahtarlama elemanları, aşırı akım koruma, arıza izolasyonu, besleme noktası değişimi, yükün yeniden konfigürasyonu ve sistem güvenilirliğini artırmak gibi farklı amaçlar için de kullanılabilirler [2]. *Arıza gösterge düzenekleri (fault indication device, FID)* de anahtarlama işlevi yapamaları da arızanın giderilmesi için harcanan sürenin azaltılması açısından büyük önem taşırlar [3].

Dağıtım sistemi yatırımları ile sistemin devamlılık ve güvenilirliği arasında yakın bir etkileşim vardır. Bu etkileşimin oranını yatırımların doğru yönlendirilmesi, diğer bir deyişle doğru ekipman seçimi belirler. Ekipman seçiminde hata yapılmaması için her bir olasılığın yatırım öncesinde teorik olarak tartışılması ve pratikte karşılaşılabilecek zorlukların ortaya konulması gerekir. Bu çalışmada Türkiye’de henüz yaygın olarak kullanılmayan tekrar kapamalı kesici ve ayırıcının özellikleri ve kullanım şekli ele alınarak tipik kırsal fiderleri üzerindeki devamlılık ölçütlerine etkisi incelenecektir. Aslında TEDAŞ 2004 yılında tekrar kapamalı kesici ve ayırıcılara ilişkin bir şartname yayınlamış ve daha sonra 110 noktada pilot bir uygulama yapmıştır [4], [5]. Söz konusu pilot çalışma kapsamında 55 tekrar kapamalı kesici ve 55 ayıraç, 17 dağıtım bölgesine bölüştürülerek işletmeye alınmış, ancak daha sonra uygulama genişletilmemiştir.

TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNDE TEDARİK SÜREKLİLİĞİ

Türkiye’de kaynak devamlılığı ve kalitesinin kontrolü Enerji Piyasası Düzenleme Kurumuna (EPDK) aittir [6]. Yönetmelik gereği her bir kesintiye ilişkin kayıtların

alınması, saklanması ve yıllık olarak EPDK’ya sunulması dağıtım şirketlerinin sorumluluğundadır. EPDK sunulan verilerin doğruluğunu kontrol eder ve başarımlı ölçütlerinin durumuna göre gereğini yerine getirir. Verilerin doğruluğunu teyid etmek için tekil arıza ve çağrı merkezi kayıtları kullanılabilir. Tedarik sürekliliği ölçütlerinin izin verilen sınırların dışında olması durumunda EPDK gelir tavanına bunu yansıtır.

Özelleştirme sürecinin doğal bir sonucu olarak hizmet kalitesi ve tedarik sürekliliği giderek artan bir önem kazanmıştır. Hizmet kalitesinin artırılması yatırımların bir sonucu olduğundan tüm dünyada düzenleyici kurumlar dağıtım şirketlerini yeni yatırım konusunda cesaretlendirmeye çalışmaktadır. Türkiye’de düzenleyici kurum olan EPDK, dağıtım sistemi yatırımlarını elektrik tarifesinden dağıtım şirketlerine geri kazandırma yolunu seçtiği için yatırımların önünde finansal bir engel kalmamıştır. Ancak doğaldır ki son kullanıcının elektrik faturasına yansıtılacak bu yatırım kaynağı sonsuz değildir ve elektriğin *kW-saat* başına fiyatının belirlenmesi ile dağıtım şirketinin yatırım amaçlı toplayacağı para sınırlandırılmış olacaktır. Bu yapıda her ne kadar yatırım son kullanıcı tarafından karşılanıyorsa da toplam yatırım bütçesi sınırlıdır ve bu sınırlı bütçe ile en doğru yatırımı yapan dağıtım şirketlerinin kârlılık oranı artacaktır. Ortaya konan bu tablo dağıtım şirketlerini mevcut altyapıyı tümünden değiştirmek yerine uygun yatırımlarla geliştirerek sürekli ayakta ve sağlam tutma yoluna itecektir ki aslında doğrusu da budur. Elektrik enerjisinin 1902 yılında Tarsus’ta 2 kW’lık bir jeneratörle başlayan Türkiye hikayesinde yaklaşık 110 yıldır yapılan yatırım ve çalışmaların dikkatlice incelenip güncel ihtiyaçlar doğrultusunda en doğru yatırımların yapılması, sınırlı kaynakla son kullanıcıya gelişmiş sanayii ülkelerindeki kalitede enerji sağlamanın birinci şartıdır.

Tedarik sürekliliği başarımlı ölçütleri dağıtım şirketlerinin gelir tavanı tablolarına ceza veya ikramiye olarak etki eder. Bu açıdan başarımlı ölçütlerinin ne şekilde hesaplanacağı ekonomik açıdan büyük önem kazanır. Kabul edilebilir sınırlar dışına taşan başarımlı ölçütleri için dağıtım şirketlerine ekonomik yaptırım uygulanır. Başarımlı ölçütlerinin normal kabul edilenden daha iyi değerlere sahip olması durumunda ise şirket ödüllendirilir. Başarımlı ölçütlerinin doğru hesaplanabilmesi için dağıtım sisteminin büyük oranda gözlenebilir olması gerekir. Arıza kayıtları ve tedarik sürekliliği izleme sistemi halihazırda hiçbir dağıtım sisteminde tam olarak kurulu ve faal değildir. Bilindiği üzere dağıtım şirketleri söz konusu gözlem ve kayıt sistemini 2012 yıl sonuna kadar tamamlamak ve 2013 yılbaşından itibaren kullanmaya başlamakla yükümlüdür [6].

Genel olarak bütün elektrik enerjisi tedarik sürekliliği standartları şu üç özneliği tanımlar:

- a) Basit veya sistem bazlı bileşik devamlılık endeksleri,
- b) Her devamlılık endeksi için sayısal sınır değeri,
- c) Devamlılık endekslerinin ceza veya ödül olarak karşılığı.

Tanım noktasında endekslerin (ölçütlerin) ekonomik yaptırımlarla bağlantısı en can alıcı noktadır. Bu ekonomik yaptırımların hangi devamlılık ölçütüne bağlanacağı yatırımların ağırlığını ve sistemin gelişimini belirler. Dağıtım yatırımlarının temel motivasyonu olan ve geriye yönelik verileri kullanan bu cezai yaptırımlar tanımlanırken sistemin eylemsizliği mutlaka dikkate alınmalıdır. Zira yatırımların sonuçları kendini on yıllar mertebesine varan bir gecikme ile gösterebilir. Yatırımdan birkaç yıl sonra performanstaki kötüleşme bir önceki yılın yatırımının yanlış olduğunu göstermez. Benzer şekilde yatırım

azalmasına rağmen başarımlı ölçütlerinde beklenmedik bir iyileşme görülebilir. Bunun sebebi yatırım azaltmanın doğru bir eylem olması değil, daha önceki yıllarda yapılan yatırımların doğru ve düzeltici nitelik taşıması olabilir.

Elektrik dağıtım sisteminin devamlılığını ölçmek amacıyla kullanılabilecek başarımlı ölçütleri IEEE tarafından tanımlanmıştır [7]. Türkiye’de halen geçerli olan yönetmelik hem IEEE, hem de kendi tanımladığı başarımlı ölçütlerini kullanmaktadır [6].

Bu bölümün devamında Türkiye’de kullanılan ölçütler ve kesinti tanımları kısaca anlatılarak tedarik sürekliliği başarımlı ölçütlerinin (performans endekslerinin) ekonomik yaptırımlara olan etkisinden bahsedilecektir.

1- Sistemin Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜREG, SAIDI)

IEEE tarafından tanımlanmış ve yönetmelikte yer verilmiş bir ölçüttür. Sistemin ortalama başarımlı ile ilgili bilgi verir. Yönetmelikte *OKSÜREG* olarak adlandırılmıştır. Bir yıl içerisinde gerçekleşen toplam n adet kesinti için şu şekilde hesaplanır:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i N_i}{N_T} = \frac{KKS}{N_T} \quad (1)$$

Burada t_i ilgili kesinti olayı için kesintiye maruz kalınma süresi, N_i ilgili kesinti olayından etkilenen kullanıcı sayısı, N_T ise toplam kullanıcı sayısıdır. Toplam *Kullanıcı Kesinti Süresi (KKS)* hesaplanırken birden fazla kesintiye maruz kalan kullanıcılar yaşadıkları kesinti sayısı kadar hesaba katılır.

2- Sistemin Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIKG, SAIFI)

IEEE tarafından tanımlanmış ve yönetmelikte yer verilmiş bir ölçüttür. Sistemin ortalama başarımı ile ilgili bilgi verir. Yönetmelikte *OKSIKG* olarak adlandırılmıştır. Şu şekilde hesaplanır:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T} = \frac{KGK}{N_T} \quad (2)$$

N_i ilgili kesinti olayından etkilenen kullanıcı sayısıdır ve hesaplanırken birden fazla kesintiye maruz kalan kullanıcılar yaşadıkları kesinti sayısı kadar hesaba katılır. *KGK* ise *Kesinti Gören Kullanıcı* sayısıdır.

3- Eşdeğer Kesinti Sıklığı Endeksi (EKSIKG)

Yönetmelikte yer verilen ancak IEEE standartlarında yer almayan bir ölçüttür. OG fider bazlıdır ve her OG fider için değeri farklıdır. Bir takvim yılı içerisinde toplam n adet kesinti görmüş bir OG fider için değeri kesinti sayısına eşittir:

$$EKSIKG = n \quad (3)$$

4- Eşdeğer Kesinti Süresi Endeksi (EKSÜREG)

Yönetmelikte yer verilen ancak IEEE standartlarında yer almayan bir ölçüttür. Bir takvim yılı içerisinde toplam n adet kesinti görmüş bir OG fider için değeri toplam kesinti süresine eşittir:

$$EKSÜREG = \sum_{i=1}^n t_i \quad (4)$$

5- Kullanıcı Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (CAIDI)

Yönetmelikte yer verilmeyen ancak IEEE tarafından tanımlanmış bir ölçüttür. Bu

çalışmada ayıraç ve tekrar kapamalı kesici kullanımı durumunda bu ölçütün değişimi incelenmiştir. Kesinti gören kullanıcıların maruz kaldığı bir kesintinin ortalama süresini verir. Kesinti görmeyen kullanıcılar dikkate alınmaz. Şu şekilde hesaplanır:

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{KKS}{KGK} \quad (5)$$

CAIDI sadece kesintiye maruz kalan kullanıcıları dikkate alarak kesinti başına hesaplanan bir endeks olduğundan sistemin bütünü ve ne kadarının kesintiye maruz kaldığı hakkında bilgi vermez. Sadece kesinti gören kullanıcıların çektiği sıkıntı hakkında bir fikir verir. Ancak kaç kişinin bu sıkıntıyı çektiği *CAIDI* değerine bakılarak anlaşılamaz.

6- Kesintinin süresine göre sınıflandırılması

Kesintiler sürelerine göre üç sınıfa ayrılmıştır:

- Geçici (kesinti süresi ≤ 1 sn),
- Kısa ($1 \text{ sn} < \text{kesinti süresi} \leq 3 \text{ dk}$),
- Uzun ($3 \text{ dk} < \text{kesinti süresi}$).

7- Kesintinin bildirime göre sınıflandırılması

Yönetmeliğe göre kesintiler bildirim durumuna göre ikiye ayrılır:

- Bildirimli kesinti,
- Bildirimsiz kesinti.

Dağıtım şirketi üç dakikadan uzun sürecek kesintileri en az kırk sekiz saat önceden bildirmek zorundadır. Üç dakikanın altındaki kesintilerde bildirim zorunluluğu yoktur

8- Kesintinin kaynağına göre sınıflandırılması

Yönetmeliğe göre kesintinin kaynağı, hangi gerilim seviyesinde olduğuna göre sınıflandırılır. Buna göre kesintinin kaynağı şunlardan biri olabilir:

- Güç transformatörlerinin OG tarafı da dahil olmak üzere iletim sistemi,
- OG dağıtım sistemi,
- AG dağıtım sistemi.

9- Kesinti Nedenleri

Yönetmeliğe göre kesintilerin nedenleri dağıtım şirketince kaydedilmelidir. Belgelenmek koşuluyla dağıtım şirketi sorumluluğu dışında olan kesinti nedenleri ise şunlardır:

- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde tanımlanan mücbir sebepler [8],
- Kullanıcıların neden olduğu hasarlar,
- Hırsızlık, yangın ve üçüncü şahıslar nedeniyle sistemin zarar görmesi,
- Dağıtım seviyesinde uluslararası enterkoneksiyondan ve komşu dağıtım şirketlerinden alınan enerjinin kesintiye uğraması ve benzeri olarak tanımlanan dışsal nedenler,
- Can ve mal güvenliğine yönelik zorunlu kesintiler.

Dağıtım şirketi yukarıda sayılan sebeplerden dolayı yaşanan kesintilerden sorumlu değildir ve bu kesintiler devamlılık başarımları ölçütleri hesaplanırken dikkate alınmaz.

10- Devamlılık Başarım Ölçütlerinin EPDK'ya Bildirimi

Dağıtım şirketi üç dakikadan uzun kesintiler için hem AG hem de OG seviyesinde SAIDI, SAIFI, EKSÜREG, EKSIKG endekslerini yıllık olarak hesaplamalıdır. OG seviyesinde ayrıca EKSÜREG, EKSIKG endeksleri kullanıcı bazında hesaplanır [6]. Üç

dakikadan az süren geçici ve kısa kesintiler içinse yalnızca SAIFI hesaplanır.

11- Tedarik Sürekliliği Başarım Ölçütleri İçin Sınır Değerler

Yönetmelikte tanımlanan kullanıcı başına yıllık maksimum kesinti süresi hedefleri Tablo 1'de, kullanıcı başına yıllık maksimum kesinti sayısı hedefleri Tablo 2'de, fider başına yıllık maksimum kesinti süre ve sıklık hedefleri ise Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 1 Kullanıcı başına yıllık maksimum kesinti süresi hedefleri

	İmar alanı içi (OG)	İmar alanı içi (AG)	İmar alanı dışı (OG+AG)
2007	8 saat	14 saat	20 saat
2008	7 saat	13 saat	18 saat
2009	6 saat	12 saat	16 saat
2010	5 saat	11 saat	15 saat

Tablo 2 Kullanıcı başına yıllık maksimum kesinti sayısı hedefleri

	İmar alanı içi	İmar alanı dışı
2007	4 kesinti < 6 saat	6 kesinti < 9 saat
2008	4 kesinti < 6 saat	6 kesinti < 9 saat
2009	3 kesinti < 5 saat	5 kesinti < 8 saat
2010	3 kesinti < 5 saat	5 kesinti < 8 saat

Tablo 3 Fider başına yıllık maksimum kesinti süre ve sıklık hedefleri

	Maksimum Değer	
	İmar Alanı İçi	İmar Alanı Dışı
MDEKSÜREG _f	72 saat	96 saat
MDEKSIKG _f	56 adet	72 adet

12- Yaptırımlar ve Kullanıcılara Ödenen Tazminatlar

Bir takvim yılı içerisinde gerçekleşen kesintiler nedeniyle dağıtım şirketi kullanıcıya EKSÜREG ve EKSIKG açısından iki farklı tazminattan büyük olanını öder. Her bir fider başına hesaplanan bu ölçütlerin Tablo 3'te verilen maksimum değerleri aşması durumunda dağıtım şirketi kullanıcıya ödeme yapar. EKSÜREG aşımı nedeniyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarı aşağıdaki formüle göre hesaplanır:

$$\Delta_1 = (EKSÜREG_f - MDEKSÜREG_f)$$

$$\dot{O}TM_f = \Delta_1 \times SEB \times AD_f \quad (6)$$

Burada $\dot{O}TM_f$ f fideri için tutturulamayan hedefler nedeniyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarını, $EKSÜREG_f$ bir önceki takvim yılı içinde f fideri için hesaplanan eşdeğer kesinti süresi endeksini, $MDEKSÜREG_f$ maksimum $EKSÜREG_f$ değerini, AD_f bir önceki takvim yılı içinde fiderin kW olarak ortalama talebini, SEB sunulamayan enerjinin birim bedelini ifade eder. Sunulamayan enerji birim bedeli usul ve esaslarca belirlenen yöntemlerle dağıtım şirketleri tarafından hesaplanarak EPDK'nın onayına sunulur. EPDK tarafından onaylanan SEB, yukarıdaki formülasyonda kullanılır.

EKSIKG ölçütü aşımı nedeniyle dağıtım şirketine yüklenen tazminat miktarı ise şu formüle göre hesaplanır:

$$\Delta_2 = (EKSIKG_f - MDEKSIKG_f)$$

$$\dot{O}TM_f = \Delta_2 \times \left(\frac{EKSÜREG_f}{EKSIKG_f} \right) \times SEB \times AD_f \quad (7)$$

Daha önce de belirtildiği gibi bir fider için, aynı takvim yılı içinde hem $EKSÜREG_f$, hem de $EKSIKG_f$ aşımı durumunda, dağıtım şirketi kullanıcıya en yüksek olan tazminat miktarını öder. Fider bazında ödenecek tazminat miktarları, söz konusu fidere bağlı müşterilere bağlantı güçleri oranında dağıtılarak, bir sonraki yıl dağıtım hizmet bedellerinden bir kerede veya eşit taksitler halinde mahsup edilmek suretiyle ödenir. Ödeme, kullanıcıların şahsi başvurularına gereksinim duyulmaksızın yapılır. Öte yandan EPDK, uygulama dönemleri bazında verilen hedefler ve eşik değerler

doğrultusunda, dağıtım şirketinin sergilediği performansı gelir tavanına yansıtır.

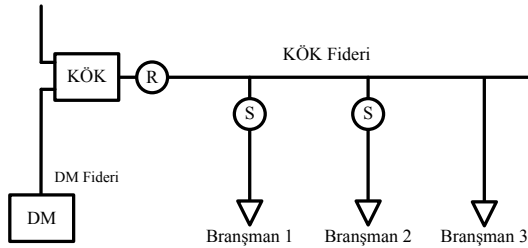
Görüldüğü gibi önümüzdeki dönemde tedarik sürekliliği başaramı ölçütleri düşük kalan dağıtım şirketleri, gerek ekonomik gerekse prestij açısından kayıp içerisinde olacaktır. Bu durum dağıtım şirketlerinin tedarik sürekliliğini artıracak yatırımlara derhal başlaması gerektiğinin en önemli göstergesidir.

KIRSAL ŞEBEKEDE TEDARİK SÜREKLİLİĞİNİ ARTIRACAK TEDBİRLER

Türkiye kırsal dağıtım şebekesinde tedarik sürekliliğini artırmak için kritik görülen uzun havai hat dallanma noktalarına az hücreli dağıtım merkezi olarak tanımlanabilen *kesici ölçü kabinleri* (KÖK) konulmuştur. Bu şekilde uzun havai hatlar bölünerek kısmen de olsa arıza izolasyonu olanağı elde edilmiş olur. Uygulamada farklı tanımlarla karşılaşılsa da genel olarak girişi yük ayırıcılı ve en fazla 6 hücreli küçük dağıtım merkezleri KÖK olarak adlandırılabilir. Çıkış fiderlerinden birinde kısa devre olması durumunda KÖK kesicisi açar ve KÖK'ü besleyen dağıtım merkezi (DM) fiderinin hatbaşı kesicisinin açmasını önler. Böylece kaynak tarafındaki yüklerin enerjisiz kalmasının önüne geçilmiş olur. Bu konfigürasyon kaynak sürekliliğini artırmakla birlikte özellikle çok uzun ve dal ve budak yapıdaki KÖK fiderleri için yetersiz bir tedbirdir. Hat başındaki kesici açıldığında yine çok sayıda kullanıcı enerjisiz kalmaktadır [7]. Özellikle kırsal havai hatlarda hayvan veya kuş teması, yıldırım darbesi, rüzgar, şiddetli yağış, ağaç dalı düşmesi gibi nedenlerle sıkça rastlanan geçici arızalarda KÖK veya DM kesicisinin açmasıyla sistemin kendi kendini toparlama şansı kalmamakta ve geçici arızalar kalıcı arıza kadar uzun süre enerjisizliğe yol açmaktadır. Geçici arızalarda sistemin kendi kendini toparlaması için tekrar kapamalı

kesici (*recloser*) kullanımı çok etkin bir çözümdür. Ancak tekrar kapamalı kesicilerin kalıcı arızalara bir katkısı yoktur. Bu nedenle kalıcı arızaların sisteme etkisini en aza indirmek için başka bir ekipmana, ayıraçlara (*sectionalizer*) ihtiyaç vardır. Ayıraçlar arızalı kısmı sistemden izole ederek diğer kullanıcıların enerjili kalmasını sağlar. Temel olarak KÖK çıkış kesicilerinin tekrar kapamalı kesici, KÖK fideri üzerindeki dallanma noktalarının ise ayıraçlı olması hem kalıcı hem de geçici arızaların etkisini en aza indirecek optimum bir konfigürasyondur (Şekil 1).

Bu bölümde tekrar kapamalı kesici ve ayıraçların çalışma prensiplerinden kısaca bahsedildikten sonra OG havai şebekede kullanım şekli üzerinde durulacaktır. Tedarik sürekliliği başlıca ölçütleri olan *SAIDI*, *SAIFI* ve *CAIDI* değerlerinin tekrar kapamalı kesici ve ayıraç kullanımı durumunda ne şekilde değiştiği tedarik sürekliliği analizleri ile irdelenecektir.



Şekil 1 KÖK fiderinde tekrar kapamalı kesici (R) ve ayıraç (S) kullanımı

1- Tekrar Kapamalı Kesiciler (Reclosers)

Tekrar kapamalı kesiciler dünyada havai dağıtım şebekelerinde yoğun olarak kullanılan ve aşırı akım koruma görevini büyük oranda üzerine alan bir ekipmanlardır. Klasik bir kesiciden farkı arıza üzerine daha önceden belirlenmiş sayı ve aralıklarla kapama yaparak geçici arıza durumlarında sistemin kendi kendini toparlamasına fırsat vermesidir [12]. Tekrar kapamalı kesiciler sistemde hem aşırı akım koruma görevini yerine getirmekte, hem de geçici arızalara

tekrar kapama özelliği sayesinde tedarik sürekliliğini artırmayı sağlamaktadır.

Tekrar kapamalı kesici belirlenebilir sayıda açma/kapamayı ayarlanabilir zaman aralıklarıyla yapabilir. Kapamalar arasındaki bekleme süresi genelde eşit olmaz. İki veya üç hızlı kapamadan sonra arıza hala devam ediyorsa son kapama daha uzun süre bekledikten sonra gerçekleşir. Sonuncu kapamada da arıza akımı algılanırsa tekrar kapamalı kesici devreyi açar ve kendini açık pozisyonunda kilitlet. Bu durumda sistemin tekrar enerjilendirilmesi için insan müdahalesine ihtiyaç vardır. Gerekli arıza tespit ve onarım çalışmalarından sonra sistem kontrollü bir şekilde enerjilendirilir.

Tekrar kapamalı kesiciler tek fazlı, üç fazlı, yağlı, vakumlu veya SF₆ gazlı olabilirler. Türkiye kırsal dağıtım şebekesinin yapısı nedeniyle tek fazlı tekrar kapamalı kesicilerin kullanımı uygun değildir. Çalışma gerilimleri 2.4 kV ile 38 kV, yük akımları 10 ile 1,200 A, kısa devre akımları ise 1 ile 16 kA arasında değişir. Kontrol mekanizmaları elektromekanik olanlardan başlayıp sayaçlama, ölçüm ve SCADA altyapısına sahip sayısal olanlara kadar uzayan geniş bir aralığa sahiptir.

2- Ayıraçlar (Sectionalizers)

Ayıraçlar kendi içerisinde mantıksal bir karar verme mekanizması barındıran otomatik anahtarlardır [13], [14]. Karar mekanizması kaynak tarafında yer alan bir tekrar kapamalı kesicinin operasyon sonuçlarına bakarak çalışır. Eğer fider başındaki tekrar kapamalı kesicinin ardışık açma/kapama işlemleri sırasında arıza kendiliğinden kaybolmuyorsa, tekrar kapamalı kesicinin açtığı aralıklardan birinde, -genellikle ikinci veya üçüncüsünde kendisini açarak bu konumda kilitlet. Böylece yük tarafındaki kalıcı arıza sistemden izole edilmiş olur. Yukarı taraftaki kesici ise tekrar kapama sonrasında izole edilmiş arızayı görmeyeceğinden

kapalı konumda kalır ve sistem normale döner. Arızanın geçici olması durumunda ise yukarıdaki tekrar kapamalı kesici operasyonları esnasında arıza kendiliğinden temizlenir. Bu durumda ayıraç maksimum sayma değerine ulaşmadan sayacını sıfırlar ve insan müdahalesine gerek kalmadan yük akımını taşımaya devam eder.

Ayıraçlar arıza akımını kesemez, akım-zaman karakteristikleri yoktur ve kaynak tarafında tekrar kapamalı kesici olmadan işlevini yerine getiremez. Tek başına çalışma ve arıza akımını kesme yeteneklerine sahip olmadığı için esasen koruma elemanı değil otomatik anahtar sınıfına girerler. Bu durum dezavantaj gibi gözükse de ayıraçlara farklı avantajlar sağlar. Arıza akımı kesme değeri ve koruma koordinasyonu üzerine özel çalışma gerektirmezler. Geçici arızaların sıkça görüldüğü yerlerde sigorta maliyetinden tasarruf sağlarlar. Ayrıca sistemin tekrar enerjilendirilmesi sigortaya göre daha kolaydır. Öte yandan sigortalarda rastlanabilen bazı standart dışı uygulamalara izin vermeyerek sistem ve kullanıcı güvenliğini tehlikeye atmazlar.

Ayıraçlar hattın ortasında veya branşman başında kullanılabilmeyle beraber bu çalışmada önerilen ve üzerinde durulan uygulama sadece branşman başlarında kullanımıdır.

Ayıraçlar tek veya üç fazlı olabilir. Karar mekanizmaları akım yada gerilim bilgisini kullanabilir. Ancak Türkiye dağıtım şebekesinin yapısı nedeniyle tek fazlı ayıraçların kullanımı uygun değildir. Bu çalışmada akım bilgisini kullanan üç fazlı kesicilerin kullanımının Türkiye için daha uygun olacağı öngörülmüştür.

Ayıracın taşıdığı akım değeri belli bir eşiği aştığında cihaz kendisinden ötede, yani yük tarafında bir arıza olduğunu anlar ve sayacını sıfırdan başlayarak bir artırır. Arıza akımı eşik değeri genelde ayıraç nominal akımının %160'ı kadardır. Bu akıma

harekete geçirme akımı da denir. Besleme tarafındaki tekrar kapamalı kesici bu arada arıza akımını görür ve hızlı bir açma/kapama yapar. Birinci açma kapama sırasında akım değeri belli bir değer altına düşer ve ayıraç yukarıdaki kesicinin açtığını anlar. Bu minimum akım değeri hidrolik ayıraçlarda nominal akımın %64'ü, elektronik olanlarda ise 300 mA kadardır. Hidrolik ayıraçlarda minimum akım değeri minimum yük akımından büyük olabilir ki bu istenen bir durum değildir. Elektronik ayıraçlarda ise minimum akım değeri minimum yük değerinden her zaman daha küçüktür. Ayıraçlar genel olarak 2 veya 3 dakika gibi bir süre içerisinde 2 veya 3 defa arıza akımını takip eden düşük akımı görürse arızanın kendi sorumluluk alanında ve kalıcı olduğuna karar vererek kendini açar ve bu konumda kilitler. Bu durumda ayıraç üzerinden beslenen yük tarafının tekrar enerjilendirilmesi için insan müdahalesine ihtiyaç vardır. Gerekli arıza tespit ve onarım çalışmalarından sonra sistem kontrollü bir şekilde enerjilendirilir.

3- Ayıraç Kullanım Kriterleri

Ayıraç kullanımının temel mantığı arızanın etkisini en aza indirmek için arızalı devre parçasını ana şebekeden ayırmak ve KÖK kesicisinin açmasını önleyerek diğer kullanıcıların enerjili kalmasını sağlamaktır. Bu işlevi, doğru seçilmiş ve teknik olarak yönetmeliklere uygun sigortanın da yapabileceği söylenebilir. Ancak sigortaların devreye alma süreci ayıraçlardan daha uzun ve zahmetlidir. Ayrıca branşman noktalarında kullanılan sigortaların zamanla standart dışı uygulamalarla işlevini yitirdiği bilinen bir gerçektir. Bu açılardan bakıldığında ayıraçların sigortadan daha farklı özelliklere sahip olduğu ve tedarik sürekliliğini artırmada tamamlayıcı bir rol üstlendiği sonucu ortaya çıkar. Ayıraç kullanım kural ve kriterleri tanımlanırken ayıracın kaynak tarafındaki kullanıcı sayısı ve yük tarafındaki arıza olasılığının göz

önünde bulundurulması gerekir. Havai bir hatta arıza analizlerinde gerçeğe yakın sonuçlar elde edebilmek için şu parametrelerin dikkate alınması gerekir:

- Hattın beslediği toplam dağıtım transformatörü sayısı,
- Hattın beslediği dağıtım transformatörlerinin toplam gücü,
- Hattın uzunluğu,
- Yıllık geçici/kalıcı arıza sayısı,
- Doğal koşullar,
- Ulaşım koşulları,
- Hat güzergahı (ormanlık, deniz kenarı, dağlık, ova, vs.)
- İzokronik seviye (yıllık yıldırımın gün sayısı),
- Hattın yaşı,
- İzolatör kirliliği,
- Hattın genel durumu (Kötü, orta, iyi).

Ancak Türkiye dağıtım sistemine ilişkin geriye yönelik veriler ve coğrafi bilgiler sorgulandığında, bu parametrelerin her bir fider için ayrı ayrı göz önüne alınmasının uygulamada mümkün olmadığı görülür. Daha sade bir yaklaşımla havai hatlarda arıza olasılığının hat uzunluğunun doğrusal bir fonksiyonu olduğu kabul edilerek ayıraç kullanım indisi şu şekilde hesaplanabilir [9]:

$$K = (S_{KÖK \text{ fider}} - S_{branşman}) \times L_{branşman} \quad (8)$$

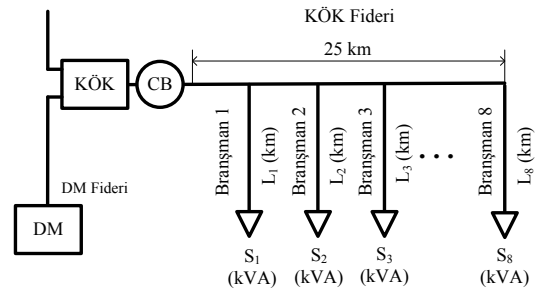
Burada K $kVA.km$ olarak ayıraç kullanım endeksini, $S_{KÖK \text{ fider}}$ kVA cinsinden KÖK fiderinin toplam yükünü, $S_{branşman}$ kVA cinsinden branşman yükünü, $L_{branşman}$ seri veya paralel farketmeksizin km cinsinden branşmanın toplam hat uzunluğunu ifade etmektedir.

TEDARİK SÜREKLİLİĞİ ANALİZLERİ

Bu bölümde tekrar kapamalı kesici ve ayıraç kullanımının Türkiye kırsal dağıtım şebekesi üzerindeki etkileri incelenecektir. Türkiye kırsal bölgelerinde sıkça rastlanabilecek sekiz branşmanlı havai bir KÖK fideri ele alınarak tekrar kapamalı kesici ve ayıraç kullanımından önceki ve sonraki *SAIDI*, *SAIFI* ve *CAIDI* kesinti ölçütlerinin değişimi gözlenecektir (Şekil 2). KÖK fiderinin ana hat uzunluğu 25 km, branşmanlar dahil toplam hat uzunluğu 72.4 km, beslediği toplam transformatör sayısı 27, toplam kurulu gücü ise 1,300 kVA olarak alınmıştır. Branşmanlara ilişkin uzunluk, kurulu güç, beslediği dağıtım transformatör (*DT*) sayısı ve ayıraç kullanım endeksi K Tablo 4’te verilmiştir. İdealde K katsayısına bakılmaksızın bütün branşmanların ayıraç ile donatılması gerekir ancak bütçe kısıtı nedeniyle bu olası bir durum değildir. Dağıtım şirketi ayıraç kullanımı için ayırdığı bütçe oranında hesaplanan K değerleri için bir eşik belirler ve bu eşik üzerindeki branşmanlara ayıraç koyar. Bu çalışmada eşik değer 4,500 $kVA.km$ olarak belirlenmiş ve bu değer üzerinde kalan branşmanlara ayıraç konulmuştur (Tablo 4).

$$K_{min} = 4,500 \text{ kVA.km} \quad (9)$$

K indisinin sınır değeri dağıtım bölgelerine, dağıtım şirketinin önceliklerine ve bütçesine göre değişir.



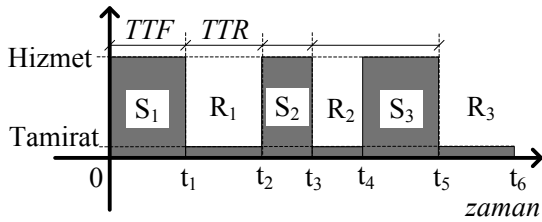
Şekil 2 Tedarik sürekliliği analizlerinde kullanılacak tipik Türkiye kırsal OG havai fideri

Tablo 4 Örnek kırsal fidere ilişkin veriler

	DT sayısı	ΣS_n (kVA)	ΣL_n (km)	K_n (kVA.km)	Ayırac (Var/Yok)
<i>Branşman-1</i>	4	200	6.90	7,935	Var
<i>Branşman-2</i>	1	50	2.48	3,224	Yok
<i>Branşman-3</i>	4	200	9.21	10,592	Var
<i>Branşman-4</i>	1	50	5.12	6,656	Var
<i>Branşman-5</i>	3	150	3.45	4,140	Yok
<i>Branşman-6</i>	8	400	10.00	9,500	Var
<i>Branşman-7</i>	2	100	3.00	3,750	Yok
<i>Branşman-8</i>	4	150	3.50	4,200	Yok

1- Rastsal (Stokastik) Modeller

Rastsal modeller bir durumun ne sıklıkta ve ne şekilde değiştiğini tanımlamak için kullanılırlar. Örneğin bir dağıtım fidere arıza nedeniyle servis dışı kaldığında tamirat süresince kullanılamaz. Başarılı tamirat süresi sonunda ise tekrar kullanılabilir hale gelir. Bu durumda bir dağıtım fidere için iki durum söz konusudur: *Hizmette (S)* veya *hizmet dışı (R)*. Şekil 3'te görüldüğü gibi fider t_1 anında hizmet dışı kalmakta ve t_2 anında tekrar kullanıma alınmaktadır. Fiderin servis dışı kaldığı zamanlar tamirat süresi olarak kabul edilmektedir. Fiderin hizmet ve tamirat zamanları ise Tablo 5'te görülmektedir.



Şekil 3 Gözlenen dağıtım fidere durum-zaman değişimi

Tablo 5 Gözlenen dağıtım fidere hizmette ve tamiratta olduğu zaman aralıkları

<i>Hizmet zamanı (TTF)</i>	<i>Tamirat zamanı (TTR)</i>
$(t_1 - 0)$	$(t_2 - t_1)$
$(t_3 - t_2)$	$(t_4 - t_3)$
$(t_5 - t_4)$	$(t_6 - t_5)$

Şekil 3 ve Tablo 5 birlikte incelendiğinde hizmet zamanlarının aslında sağlıklı sistemde arıza oluşması için gereken süre

(*time to failure, TTF*), hizmet dışı zamanlarının ise tamiratın tamamlanması için gereken süre (*time to repair, TTR*) olarak tanımlanabileceği görülür. Literatürde hizmet zamanı “*yaşam süresi*” olarak da adlandırılır. Hem *TTF* hem de *TTR* rastsal (*stokastik*) değerlerdir. Bir güç sisteminde benzer nitelikteki cihazlar gruplandırılarak bunlara ilişkin verilerin toplanmasıyla *TTF* ve *TTR* için *ortalama değer*, *standart sapma* gibi istatistiksel verilere ulaşılabilir. Daha sonra bu istatistiksel veriler kullanılarak rastsal model türetilir [10]. Bir yıl içerisinde gerçekleşen kesinti sayısı n olmak üzere *ortalama arızasız süre* (*mean time to failure, MTTF*), ve ortalama tamir süresi (*mean time to repair, MTTR*) değerleri şu şekilde hesaplanır:

$$MTTF = \sum_{i=1}^n TTF_i \quad (10)$$

$$MTTR = \sum_{i=1}^n TTR_i \quad (11)$$

Bu çalışmada tedarik sürekliliği rastsal analizleri için “*Homojen Markov-modeli*” kullanılmıştır. Bu modeli oluşturmak için iki parametreye ihtiyaç vardır:

- Yıllık arıza oranı (λ),
- Yıllık tamir oranı (μ).

Bu parametrelerin *MTTF*, *MTTR*, kullanılabilirlik (*availability, P*) ve kullanılamazlık (*unavailability, Q*) değerleri ile ilişkisi ise şu şekildedir:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} (\text{yıl}) \quad (12)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} (\text{saat veya yıl}) \quad (13)$$

$$P = \frac{MTTF}{(MTTF + MTTR)} \quad (14)$$

$$Q = \frac{MTTR}{(MTTF + MTTR)} \quad (15)$$

Dikkat edilecek olursa ($P + Q$) değeri her zaman bire eşittir. Analizler sırasında frekans *1/yıl*, ömür süresi *yıl*, tamir süresi *saat* ve beklenen süreler *yıl başına saat* (*saat/yıl*) veya *yıl başına dakika* (*dakika/yıl*) cinsinden verilir. Şekil 2’de verilen kırsal dağıtım fiderinin tedarik sürekliliği analizlerinde kullanılan parametrelerin tipik değerleri Tablo 6’da verilmiştir. Kullanıcı sayısı hesaplanırken ortalama kullanıcı kurulu gücünün 1.2 kVA olduğu varsayılmış ve ilgili branşmanın kurulu transformatör gücü kullanılarak sonuca varılmıştır. Elde edilen bu veriler kullanılarak Tablo 7’de verilen dört farklı durum için tedarik sürekliliği analizleri yapılmıştır. Bir sonraki bölümde bu farklı durumlar için yapılan analizler üzerinde durulacaktır.

Tablo 6 Analizlerde kullanılan veriler

	λ arıza/(yıl.km)	MTTR (saat)	Kullanıcı sayısı
<i>Branşman-1</i>	0.5421	4.505	167
<i>Branşman-2</i>	0.5040	1.664	42
<i>Branşman-3</i>	0.5421	5.983	167
<i>Branşman-4</i>	0.5040	3.346	42
<i>Branşman-5</i>	0.5294	2.332	125
<i>Branşman-6</i>	0.5930	6.471	333
<i>Branşman-7</i>	0.5167	2.026	83
<i>Branşman-8</i>	0.5421	2.389	125
<i>KÖK fideri</i>	0.4913	2.000	1,084

2- Durum-1

İlk durum modellemesinde Türkiye’deki uygulamaya karşılık gelen konfigürasyon ele alınmıştır. Koruma elemanı olarak yalnızca hatbaşıda kesici olduğu varsayılmıştır (Tablo 7). Branşman başlarına ise koruma özelliği olmayan bir anahtar, yük ayırıcısı veya adi ayırıcı konulmuştur. Branşman

başlarının sigortalı korumaya sahip olacağı umulsa da çeşitli nedenlerle bu sigortaların koruma vasıflarını yitirdiği ve görevlerini yerine getiremediği düşünülmektedir. Bu konfigürasyonda gerek ana hat üzerinde gerekse branşmanlarda oluşan hem kalıcı hem de geçici arızalar sistem tarafından kalıcı arıza olarak algılanmaktadır. Bu durum tedarik sürekliliği performans ölçütlerini ciddi şekilde büyütmemekte ve başarı oranı kötüleştirmektedir.

Tablo 7 Eleman konfigürasyonları

(CB: Kesici, R: Tekrar kapamalı kesici, S: Ayırıcı)

	KÖK fideri	Branşman-1	Branşman-2	Branşman-3	Branşman-4	Branşman-5	Branşman-6	Branşman-7	Branşman-8
<i>Durum-1</i>	CB	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Durum-2</i>	R	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Durum-3</i>	R	S	-	S	S	-	S	-	-
<i>Durum-4</i>	R	S	S	S	S	S	S	S	S

3- Durum-2

Sistemdeki geçici arızaları elimine etmeyi hedefleyen bu konfigürasyonda KÖK fideri başındaki kesiciye tekrar kapama özelliği kazandırılmıştır. Bu durumda geçici arızaların sisteme etkisi önemli ölçüde azalacak ve km başına ortalama arıza sayısı ve süresi düşecektir. Çalışmanın bu adımımda havai hatlarda geçici arıza oranının %70 olduğu varsayılmıştır. Daha gerçekçi çözüm için ilgili dağıtım şirketlerinin kendi arıza kayıtlarından hareketle geçici arıza oranını tespit etmesi ve analizlerde bu verileri kullanması gerekir.

Durum-2’de hat başı kesicisine tekrar kapama özelliği kazandırılmıştır. Bu şekilde ağaç düşmesi, hayvan teması, vb. gibi geçici arızalarda tekrar kapamalı kesici sistemin toparlanmasına olanak tanır. Tekrar kapama işleminin toplam 3 dakika içerisinde tamamlanması gerekir. Aksi takdirde yönetmelik gereği söz konusu kesinti süresi

endeks hesaplarına girerek şirketin tedarik sürekliliği performansını düşürür ve gelir kaybına uğratır.

4- Durum-3

Bu durum çalışmasında branşmanlar K değerlerine göre büyükten küçüğe doğru sıralanmıştır. Daha sonra keyfi olarak belirlenen K sınır değerinin üzerinde kalan branşmanlara, Tablo 7’de görüldüğü gibi ayıraç konulmuştur. Kısıtlı bütçe ile elde edilen faydanın maksimizasyonu için ideal yöntem olarak kabul edilen bu yaklaşımın dağıtım şirketleri tarafından uygulanmasının fayda/maliyet oranını yükselteceği öngörülmektedir.

Bu konfigürasyonda ayıracın sorumluluk alanında gerçekleşen kalıcı arızalar, ayıraç tarafından tespit edilerek arızalı kısım sistemin sağlıklı kısmından izole edilir. Tekrar kapama operasyonu sonrasında sistemin arızadan ayıklanan kısmı enerjili kalmaya devam ederek tedarik sürekliliği performansı korunur.

5- Durum-4

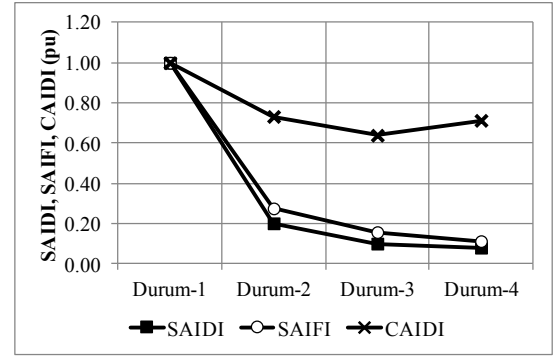
Pratikte uygulama şansı olmayan ancak teorik analizlerde incelenmesi gereken bu durumda bütün branşman başlarına ayıraç konulmuştur. Bu durum çalışmasında bütçe kısıtı olmadığına ulaşılabilecek en üst tedarik sürekliliği performans değerinin ne olduğu incelenmiştir.

SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRME

Tablo 7’de verilen ve bir önceki bölümde açıklanan durum çalışmaları için elde edilen tedarik sürekliliği endeksleri Tablo 8’de verilmiştir. Bu bölümde herbir endeksin değişimi ve varsa gelişimi tek tek ele alınacaktır.

Tablo 8 Örnek kırsal fidere ilişkin veriler

	<i>SAIDI</i> saat/(müşteri.yıl)	<i>SAIFI</i> 1/(müşteri.yıl)	<i>CAIDI</i> (saat)
<i>Durum-1</i>	113.55	36.54	3.11
<i>Durum-2</i>	22.96	10.09	2.28
<i>Durum-3</i>	11.51	5.79	1.99
<i>Durum-4</i>	9.22	4.15	2.22



Şekil 4 Tekrar kapamalı kesici ve ayıraç kullanımının SAIDI, SAIFI ve CAIDI üzerindeki etkileri (pu)

1- SAIDI değişimi

Tablo 8’de tekrar kapamalı kesici ve ayıraç kullanımının *SAIDI* (*OKSÜREG*) üzerindeki etkisi görülmektedir. Şekil 4’te ise her üç başarımlı ölçütünün de değişimi pu olarak aynı grafik üzerinde görülmektedir. Bu grafikte tekrar kapamalı kesici ve ayıraç olmadığı *Durum-1*’de elde edilen *SAIDI*, *SAIFI* ve *CAIDI* değerleri 1.0 pu kabul edilerek diğer durum çalışmalarından elde edilen sonuçlar bu değerin bir oranı olarak hesaplanmıştır.

Şekil 4 incelendiğinde en çarpıcı iyileşmenin *Durum-1*’den *Durum-2*’ye geçişte gerçekleştiği görülür. Dönüşümün bu adımımda hat başı kesicisine tekrar kapama özelliği kazandırılmıştır. Bu durumda *SAIDI* değeri yaklaşık %80 oranında azalmaktadır. (1)’de görüldüğü gibi *SAIDI* hesabı için kullanılan formülde pay kısmında her müşterinin gördüğü senelik arıza süreleri toplamı, payda ise toplam müşteri sayısı yer almaktadır. Sisteme tekrar kapamalı kesici konulduğunda formülün pay kısmı geçici arızaların ayıklanması nedeniyle küçülürken payda kısmı sabit kalmakta; böylece *SAIDI* (*OKSÜREG*) endeksinde önemli bir iyileşme sağlanmaktadır.

Durum-2 ve *Durum-3* arasındaki fark ise 1, 3, 4 ve 6 numaralı branşman başlarına yerleştirilen dört adet ayıraçtan

kaynaklanmaktadır. Bu ayır  lar sayesinde arızalı branşmanlar sistemden izole edilmekte ve diğer kullanıcılar arızalardan etkilenmemektedir. Bu durumda *SAIDI* değeri yaklaşık %50 oranında azalmaktadır.

Durum-4'te ise hat başına konulan tekrar kapamalı kesiciye ek olarak bütün branşmanlar ayır    ile donatılmıştır. Dikkat edilecek olursa bütün kısıtı gözetilmeksizin yapılan bu yatırımın getirisi, önceki adımlar kadar olmamıştır. *Durum-2* ve *Durum-3* arasındaki yatırım farkının aynısı *Durum-3* ile *Durum-4* arasında da vardır ancak bir önceki adımda %50 olan *SAIDI* iyileşme oranı bu adımda %20'de kalmıştır. Bunun nedeni ayır    kullanımı için   nerilen *K* endeksinin yatırımları doğru branşmanlara yönlendirerek etkinliğini artırmasıdır (Tablo 4). Bu durum ayır    yerleşiminde kullanılan öncelik endeksi *K'nın* işlevselliğini ortaya koymaktadır.

2- SAIFI değişimi

Tekrar kapamalı kesici ve ayır    kullanımının *SAIFI (OKSIKG)*   zerindeki etkisi Tablo 8'de gerçek değer,   ekil 4'te ise *pu* cinsinden verilmiştir. Tıpkı *SAIDI*'de olduğu gibi burada da en çarpıcı iyileşme *Durum-1*'den *Durum-2*'ye geçişte gözlenmektedir. Hat başı kesicisine tekrar kapama özelliği kazandırılması *SAIFI* değerinde yaklaşık %72 oranında azalma sağlamaktadır. Kesinti sayısındaki bu azalmanın nedeni, geçici arızaların tekrar kapama operasyonu ile sistemden 3 dakikadan daha kısa bir sürede ayıklanmasıdır.

Durum-3'te öncelikli olduğuna karar verilen dört adet bran  mana ayır    eklenerek ilgili branşmanda oluşan kalıcı arızaların fider üzerindeki etkisi en aza indirgenmiştir. Dört adet ayır    eklentisi *SAIFI* endeksinde %43 oranında bir azalma sağlamıştır.

Durum-4'te sisteme dört adet daha ayır    eklenmiştir. Bu durumda *SAIFI* değerinde %28'lik bir azalma gözlenmiştir.   ncelik sıralamasında geride kalan branşmanlara ayır    eklenmesinin etkisi beklendiği gibi bir önceki adıma oranla daha d    k kalmıştır.

Durum-3 ve *Durum-4'te* branşman başlarına konulan otomatik ayır   larla kalıcı branşman arızaları 3 dakikadan daha kısa sürede sistemden izole edilebilmektedir. Bu durumun gerçek hayata yansması   u şekilde olacaktır: Arızalı olmayan bran  manların enerjisi üç dakika içerisinde bir  ak kez çok kısa süreli kesintiye uğrayacak, ancak bu arada arızalı branşmanın ayır   la sistemden izole edilmesi nedeniyle bu branşmanlar enerji almaya devam edecektir. Arızalı branşman ise tamir görüp normale dönünceye kadar enerjisiz kalacaktır. Yönetmelik gereği arızasız kısımlardaki göz kırpmalar     dakikadan kısa s  rd   u için *SAIFI* endeksi hesaplarında dikkate alınmayacaktır. Böylece hem kullanıcı kendi bran  manında olmayan bir arızadan dolayı enerjisiz kalmayacak, hem de dağıtım şirketinin tedarik s  rekli  i   l   tleri k  t  le  meyecektir.

3- CAIDI değişimi

Tekrar kapamalı kesici ve ayır    kullanımının *CAIDI*   zerindeki etkisi Tablo 8'de gerçek değer,   ekil 4'te ise *pu* olarak görülmektedir. Tıpkı *SAIDI* ve *SAIFI* incelemesinde olduğu gibi burada da sisteme tekrar kapamalı kesici konulması bir iyileşme sağlamaktadır. Burada *CAIDI* endeksinin diğer iki endekse (*SAIDI* ve *SAIFI*) bağımlılığı ön plana çıkmaktadır. *SAIDI* ve *SAIFI*'nin birlikte azalması nedeniyle *CAIDI*'deki iyileşme diğerlerine göre sınırlı kalmıştır. Kavramsal olarak ise *CAIDI* kesinti gören kullanıcı başına hesaplanan bir endeks olduğundan sistemin bütün hakkında bilgi vermemesi doğaldır. Yine de *Durum-2* ve *Durum-3'te* kesintiye maruz kalan kullanıcıların maruz kaldıkları bir kesintinin ortalama süresinin de azaldığının gözlenmesi önemlidir. *Durum-4'te* ise *CAIDI* değerinde bir önceki duruma göreceli bir artış olmuştur. Bunun nedeni (5)'te verilen *CAIDI* formülasyonundan görülebilmektedir. *Durum-4'te* elde edilen kullanıcı kesinti s  resindeki (*KKS*) dışı, kesinti gören kullanıcı sayısındaki (*KGK*) d      n gerisinde kalmıştır. Ancak bu durum sistemin tedarik s  rekli  inin kötüye gittiği anlamına gelmez. Sadece maruz kalınan bir kesintinin ortalama

süresinin arttığını gösterir. Fakat *Durum-4*'te bir kesintinin ortalama süresinde ufak artış gözlenirse de müşteriler önceki durumlardan daha az sayıda ve sürede kesintiye maruz kalmaktadırlar. *CAIDI* endeksinde paydanın da değişken olması, bu endeksin yorumunu ve başarımların ölçütü olarak kullanımını zorlaştırmaktadır.

4- Genel Değerlendirme

Görüldüğü gibi kırsal dağıtım şebekesinde *tekrar kapamalı kesici* ve *ayırar* kullanımı, tedarik sürekliliğinde esaslı iyileşmelere neden olmaktadır. Bu durum, bir dönem TEDAŞ tarafından başlatılan ve pilot çalışma aşamasında kalan *tekrar kapamalı kesici* ve *ayırar* yatırımına ivedilikle tekrar başlanması gerektiğini göstermektedir. Ancak çalışma başlatılırken daha önce TEDAŞ tarafından kurulan sistemin çalışma ve arıza temizleme kayıtları incelenmeli, saha ekibinin gözlem ve önerileri dikkate alınmalıdır. Haberleşme ve veri toplama yetenekleri ile donatılmış tekrar kapamalı kesici ve ayırarlar, halen kontrol ve gözlemden yoksun kırsal dağıtım sistemine *gözlenebilirlik*, *kontrol edilebilirlik* ve *hafıza* yeteneklerini kazandıracaktır. Bahsi geçen her üç işlev de son dönemlerde dağıtım sistemi tartışmalarının olmazsa olmaz konusu olan *akıllı şebeke* uygulamalarına bir altyapı oluşturacaktır [11]. Öte yandan Türkiye kırsal şebekesine yapılacak yatırımların ekonomik olduğu kadar sosyal getirisinin de yüksek olacağı göz önünde bulundurulmalıdır. Bu alanda atılacak her adımın ve yapılacak her yatırımın önceden titizlikle irdelenmesi ve teorik çalışmalarla desteklenmesi gerekmektedir. Sistemin eylemsizliği nedeniyle yanlış veya eksik yatırımların etkileri hissedildiğinde tedbir almak için çok geç kalınmış olabilir.

KAYNAKLAR

- [1] A. Moradi, M. F. Firuzabad and M. R. Nejad, "A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems," in *Proc. IEEE PES, Trans. and Distr. Conf. Exhibit.: Asia and Pacific*, pp. 1-5, China, 2005.
- [2] A. Moradi and M. F. Firuzabad, "Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm," *IEEE Trans. Power Del.*, vol.23, no.1, pp. 271-279, Jan. 2008.
- [3] "Short-circuit indicators, earth fault indicators," *Horstmann GmbH*, 2011.
- [4] "Fider yönetim sistemi," *Sistem İşletme Dairesi Başkanlığı, TEDAŞ*, sunum, 2007.
- [5] "Havai hat otomatik tekrar kapamalı kesici (recloser), havai hat otomatik yük ayırıcısı (Sectionalizer) ve donanımları teknik şartnamesi," *TEDAŞ-MYD/2004-047.B*, 2008.
- [6] "Elektrik piyasasında dağıtım sisteminde sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesi hakkında yönetmelik," *Resmî Gazete*, sayı.27052, Kasım 2008.
- [7] "Guide for electric power distribution reliability indices," *IEEE Std. 1366*, 2003.
- [8] "Elektrik piyasası lisans yönetmeliği," *Resmî Gazete*, sayı.24836, madde no.9, 4 Ağustos 2002.
- [9] B. J. Brooks, "Rural protection policy for long overhead networks," in *Proc. Improving Supply Security on 11kV Overhead Networks*, IEE, 1988, pp. 1-4.
- [10] "Powerfactory user's manual and tutorial," *DigSILENT PowerFactory*, version. 14.0.
- [11] V. Calderaro, V. Galdi, A. Piccolo, P. Siano, "Improving reliability system by optimal sectionalizer placement in smart distribution grid," in *Proc. ISIE*, 2010, pp. 2530-2536.
- [12] "Sectionalizer ve recloser işletme, montaj ve bakım kılavuzu," *Ulusoy Elektrik*, 2007.
- [13] "Resettable electronic sectionalizer – selection and application", *Hubbell and Chance Power Systems, Inc.*, Centralia, MO 2005.
- [14] "Electronic resettable sectionalizer – Section D10," *Hubbell and Chance Power Systems, Inc.*, Centralia, MO 2005.