

Rapor No: ACS20668

Türkiye Cumhuriyeti: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Hizmet Kalitesinin İyileştirilmesine Yönelik Adımlar

Nihai Rapor

Kasım 2016

Enerji ve Doğal Kaynaklar Küresel Uygulama Grubu
Avrupa ve Orta Asya Bölgesi



DÜNYA BANKASI
IBRD • IDA | DÜNYA BANKASI GRUBU





Standart Feragat Metni:

Bu rapor Uluslararası İmar ve Kalkınma Bankası / Dünya Bankası personelinin çalışmalarının bir ürünüdür. Bu çalışmada ifade edilen bulgular, yorumlar ve sonuçlar Dünya Bankası İcra Direktörleri Kurulu'nun veya temsil ettikleri hükümetlerin görüşlerini yansıtmıyor olabilir. Dünya Bankası bu çalışmada yer alan verilerin doğruluğunu garanti etmez. Bu çalışmadaki herhangi bir haritada gösterilen sınırlar, renkler, birimler ve diğer bilgiler Dünya Bankası adına herhangi bir ülkenin hukuki statüsü hakkında herhangi bir değerlendirme veya bu sınırların onayı veya kabulü anlamına gelmez.

Telif Hakkı Bildirimi:

Bu yayındaki materyaller telif haklarına tabidir. Bu çalışmanın izinsiz olarak kısmen veya tamamen kopyalanması ve/veya yayınlanması ilgili kanunların ihlaline yol açabilir. Uluslararası İmar ve Kalkınma Bankası / Dünya Bankası çalışmalarının yayılmasını teşvik etmektedir; dolayısıyla normal olarak raporun belirli bölümlerinin çoğaltılmasına hemen izin verecektir.

Bu çalışmanın herhangi bir bölümünün fotokopi yoluyla veya yeniden baskı yoluyla çoğaltılmasına yönelik izin talebinizi ve bilgilerinizi eksiksiz olarak "Copyright Clearance Center, Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, USA" adresine 978-750-8400 no'lu telefona, 978-750-4470 no'lu faks, <http://www.copyright.com/> internet adresine iletebilirsiniz.

Yan haklar da dahil olmak üzere, haklar ve lisanslar ile ilgili diğer tüm sorularınızı, "Office of the Publisher, The World Bank, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA" adresine; 202-522-2422 faks numarasına; pubrights@worldbank.org e-posta adresine iletebilirsiniz.



İçindekiler

İçindekiler	3
Kısaltmalar	5
Teşekkür	7
Yönetici Özeti.....	9
Türkiye’de Elektrik Dağıtımı: Hizmet Kalitesi Perspektifi.....	9
Tespit Edilen Boşluklar	12
Öneriler	13
1: Türkiye’de Elektrik Dağıtım Sektörüne Genel Bakış.....	15
1.1 Genel Değerlendirme	15
1.2 Dağıtım Sektörüne Genel Bakış	16
1.3 Dağıtım Özelleştirme Süreci.....	19
1.3.1 Faydalar ve Amaçlar.....	19
1.3.2 Dağıtım Özelleştirme Programının Uygulanması	19
2: EDAŞ’ların Hizmet Kalitesi ve Gelir Gereklilikleri ile ilgili Mevzuat	23
2.1 Hizmet Kalitesine ilişkin Düzenleme	23
2.2 Son Kullanıcı Elektrik Tarifelerinin Yapısı.....	28
2.2.1 EDAŞ’ların Gelir Gereksinimlerinin Belirlenmesine Yönelik Performansa Dayalı Düzenleme	30
2.2.2 OPEX (İşletme Gideri) Bileşeni	31
2.2.3 CAPEX Bileşeni	31
2.3 EDAŞ’ların Gelir Gereksinimleri için Hedeflerin Belirlenmesi	32
2.3.1 Verimlilik Tahsisatı - OPEX X Faktörü	33
2.3.2 Kayıp Hedefleri.....	35
2.3.3 Hizmet Kalitesi Hedefleri.....	37
3: Hedeflerin Gerçekleşmesi	38
3.1 Verimlilik Tahsisatı - OPEX X Faktörü.....	38
3.2 Kayıp-Kaçak.....	39
3.3 Hizmet Kalitesi	42
3.3.1 Hizmet Kalitesi Göstergelerinin Raporlanması.....	42
3.3.2 Performans	45
3.3.3 Hizmet Kalitesi Göstergelerinin İzlenmesine Yönelik Donanım Yatırımları..	47



4: EDAŞ'larda Hizmet Kalitesinin Uygulanmasındaki Engeller ve Başlıca Sorunlar	48
5: Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Tavsiyeler	50
5.1 Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Deneyimler	51
5.2 Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Önerilen Yaklaşım ve Araçlar	52
Ek I: TYS ve OKYS'nin Özet Açıklaması	54
Ticari Yönetim Sistemi (TYS)	54
Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi (OKYS)	55
Ek II: Bir Ticari Yönetim Sisteminin (TYS) veya Müşteri Bilgilendirme Sisteminin (MBS) Fonksiyonel Özellikleri.....	57
Genel Gereklilikler	57
Ticari Döngü Fonksiyonları – Faturalama	60
Müşteri Hizmetleri Süreci Fonksiyonları	66
Enerji Kontrolüne ve Teknik Olmayan Kayıp Süreçlerinin Yönetimine İlişkin İşlemler	67
Hizmet Emirleri Sürecinin Yönetimine İlişkin Fonksiyonlar	68
Yönetim Sürecine İlişkin Fonksiyonlar	69
Ek III: Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi (OKYS) veya Kesinti Yönetim Sistemi (KYS)	70
Müşteri Çağrılarının Alınması	70
Olayların Yerinin Tespiti ve NCC İşletmecileri Tarafından Takip Edilmeleri	70
Veri Tabanı, Tablo ve Geçmiş Düzenleme Olanakları	72
Teknik Bilgiler	72
Ek IV: Tedarik Sürekliliği – 2015 için Ayrıntılı Tablolar	74
Başvurulan Bilgiler	78



Kısaltmalar

AG	Alçak gerilim (1 kV altı)
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
BAE	Bağımsız Elektrik Üreticisi
BT	Bilgi Teknolojisi
CAPEX	Sermaye Giderleri
DVT	Düzenleyici Varlık Tabanı
ED	Eşik Değer
EDAŞ	Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
HKY	21 Aralık 2012 tarihli ve 28504 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan Hizmet Kalitesi Yönetmeliği; 09 Ekim 2013 tarihli ve 28790 sayılı Resmi Gazete’de yayınlanan Yönetmelik ile değiştirilmiştir.
IRMS	Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi
İ-B	İşletme ve Bakım
İHD	İşletme Hakkı Devri
Kayıp-Kaçak	Dağıtım şebekesine verilen toplam elektrik miktarı ile faturalanan elektrik miktarı arasındaki fark olarak tanımlanan teknik kayıplar ve teknik olmayan kaçaklar.
KYS	Kesinti Yönetim Sistemi
MAIFI	Anlık Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi
OG	Orta Gerilim (1–36 kV)
OPEX	İşletme Giderleri
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
ÖİB	ÖİB
PDG	Performansa Dayalı Gelir
OPEX	İşletme Giderleri
ÖİB	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
PDG	Performansa Dayalı Gelir
SAIDI	Sistem Ortalama Kesinti Süresi Endeksi
SAIFI	Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi
SCADA	Denetimsel Kontrol ve Veri Toplama



TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TKS	Toplam Kesinti Sayısı
TYS	Ticari Yönetim Sistemi
UD	Uygulama Dönemi



Teşekkür

Bu raporda, Enerji Sektörü Yönetim Yardım Programı (ESMAP) tarafından finanse edilen “Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Operasyonel ve Finansal Sürdürülebilirliği” konulu faaliyetten elde edilen başlıca bulguların bir özeti sunulmaktadır.

Çalışma ekibinde Yasemin Örücü (Enerji Uzmanı ve Görev Ekibi Lideri), Pedro Antmann (Baş Enerji Uzmanı) ve Wietze Lise (Danışman) yer almıştır. Nihai rapor Yasemin Örücü ve Pedro Antmann tarafından yazılmıştır. Çalışma ekibi, sağladıkları katkılar ve değerli geri bildirimler için Budak Dilli, Fulya Baş, Seçkin Ülgen, Katharina B. Gassner, Stephan Karam, Sameer Shukla, Jas Singh, Zeynep Durnev Darendeliler, Md. Iqbal, Kari Nyman, Ranjit Lamech, Rohit Khanna ve Selçuk Rusçuklu’ya teşekkür eder.

Çalışma ekibi ayrıca proje uygulaması sırasında sağladıkları yakın işbirliği ve destek, girdiler ve katkılar için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB), Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi’ne (TEDAŞ), özellikle de Dr. Doğanbey Akgül’e (ETKB), Sayın Ezgi Avcı’ya (ETKB), Sayın Mustafa Yılmaz’a (EPDK), Sayın Murat Becerikli’ye (ETKB), Sayın Murat Taşpınar’a (TEDAŞ), Sayın Alparslan Mutlu’ya (EPDK), Sayın Davut Keleş’e (ETKB), Sayın Onur Şahin’e (ETKB), Sayın Mustafa Gözen’e (EPDK) ve çok sayıdaki kamu kurumu ve elektrik dağıtım şirketi (EDAŞ) temsilcilerine teşekkür eder.

Bu faaliyet kapsamında, Dünya Bankası ekibi ile ETKB tarafından bu faaliyet için çalışmak üzere oluşturulan EDAŞ Hizmetlerinin Sürdürülebilirliği Çalışma Grubu arasında çeşitli bilgi paylaşımı ve akran toplantıları gerçekleştirilmiştir. Çalışma grubunda EPDK, TEDAŞ, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü ve Strateji Geliştirme Başkanlığı personeli yer almıştır. Faaliyet bulgularının ve önerilerinin proje çalışma grubu ve EDAŞ’lar ile paylaşılması ve tartışılması amacıyla 05 Ekim 2015 tarihinde Dünya Bankası Ankara Ofisinde geniş katılımlı bir yuvarlak masa toplantısı gerçekleştirilmiştir.





Yönetici Özeti

Türkiye, enerji sektöründe reform yapmaya yönelik ilk çalışmaları 1980'li yılların başlarında başlatmıştır. 2001 yılında çıkarılan ve elektrik piyasasının serbestleştirilmesi sürecini başlatarak uygun bir yasal ve düzenleyici ortam ile birlikte rekabetçi bir piyasanın oluşturulmasında çarpıcı bir başarı sağlayan Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile birlikte reform süreci ivme kazanmıştır. Bu reform sürecinin önemli kilometre taşlarından birisi elektrik dağıtım şirketleri ve tedarik faaliyetlerinin özelleştirilmesi olmuştur. 2004 yılında yayınlanan Strateji Belgesinde, üretim yatırımcıları için güvenilir bir dağıtım sektörü oluşturmak amacıyla dağıtımın üretimden önce özelleştirilmesi öngörülmüştür. 1990'lı yıllardan bu yana özel bir şirketin hizmet verdiği bir bölge dışındaki tüm bölgelere hizmet veren şirketler 2008 yılından itibaren peş peşe düzenlenen ihaleler ile özelleştirilmiştir. Altı yıllık bir süreç sonrasında, 2013 yılında dağıtım özelleştirme süreci başarılı bir şekilde tamamlanmıştır.

Bu incelemenin amacı, dağıtımın özelleştirilmesi ile hedeflenen faydalara ulaşma durumunu analiz etmek ve beklentiler ile gerçekleştirmeler arasındaki boşlukları tespit etmektir. Ayrıca bir başka anahtar görev olarak, elektrik dağıtım ve perakende satış hizmetlerinde kalitenin izlenmesinde ve uygulanmasında görev alan EPDK'nın ve diğer kamu kurumlarının, EDAŞ'ların müşterilerine sundukları hizmetin kalitesi ile ilgili güvenilir bilgilere zamanlı bir şekilde erişebilmelerini sağlamak için somut prosedürlerin ve metodolojilerin önerilmesi amaçlanmaktadır.

Raporun bu amaçlara ulaşmak için izlediği yaklaşım şu şekildedir: 1. Bölümde dağıtım sektörü ve dağıtım özelleştirme sürecine genel bir bakış sunulmaktadır; 2. Bölümde EDAŞ'ların performansına ilişkin mevcut düzenleyici çerçeve analiz edilmekte ve ilgili yatırım dönemlerinde beklenen performans hedefleri sunulmaktadır; 3. Bölümde EDAŞ'ların performans hedeflerinin mevcut durumu analiz edilmektedir; 4. Bölümde EDAŞ'larda hizmet kalitesinin ölçülmesinde ve izlenmesinde yaşanan temel sorunlar ve engeller tespit edilmektedir; ve son olarak, küresel deneyimlere dayalı olarak, 5. Bölümde düzenleyici kurumca hizmet kalitesinin daha iyi bir şekilde ölçülmesine ve izlenmesine yönelik bir yaklaşım önerilmektedir.

Türkiye'de Elektrik Dağıtım: Hizmet Kalitesi Perspektifi

Dağıtım özelleştirmesinden beklenti; altyapı faaliyetlerinde ve yatırımlarında verimliliği sağlamak ve hizmet kalitesini tüketiciler lehine yükseltmek olmuştur. Buna göre, dağıtım özelleştirme programı, aşağıdakiler gibi uzun vadeli sürdürülebilir faydalar elde edecek şekilde uygulanmıştır:

- elektrik dağıtım varlıklarının etkili ve verimli bir şekilde işletilmesi yoluyla maliyetleri düşürmek;
- elektrik sektöründe arz kalitesini ve güvenliğini artırmak;
- teknik kayıpları Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD) ülkelerinin seviyesine indirerek teknik olmayan kayıpları (kaçakları) önlemek;



- dağıtım şebekesinin verimliliğini sağlamaya ve şebekeyi genişletmeye yönelik yatırımların devlet bütçesi üzerinde herhangi bir yük oluşturmada özel sektör tarafından yapılmasını sağlamak; ve
- verimlilik artışları yoluyla elde edilen faydaları elektrik tüketicilerine yansıtmak.

Beklenen faydaları elde edebilmek için, aşağıdaki ilkeler yaygın bir şekilde kabul görmüştür:

- Yasal ve düzenleyici çerçeve, hizmet sağlayıcılar ile tüketicilerin hak ve sorumluluklarını açık bir şekilde belirtmeli ve EDAŞ'ları teşvik etmelidir.
- Kalite, verimlilik ve kayıp-kaçakların azaltılması ile ilgili dikkatli bir şekilde çalışılmış hedefler belirlenmeli ve makul bir uygulama süresi tanınmalıdır.
- İşletmeciler, dağıtım şebekesinin gerçek zamanlı bir şekilde işletilmesi, izlenmesi ve denetlenmesi, müşteri ilişkilerinin yönetilmesi ve standart raporlama prosedürlerinin takip edilmesi için gerekli araç ve sistemler ile donatılmalıdır.
- EDAŞ'lar tarafından sunulan hizmetlerin denetlenmesinden sorumlu mercilerde gerekli araçlar, gereçler ve kurumsal kapasite mevcut olmalıdır.
- EDAŞ'ların performansı zamanında izlenmeli ve değerlendirilmelidir.
- EDAŞ'ların işletme giderleri (OPEX) ve yatırım sermaye giderleri (CAPEX) için izin verilen gelirler, teşvike dayalı düzenlemeler uygulanarak, yani verimlilik, kayıp-kaçak ve hizmet kalitesi ile ilgili hedefler göz önünde bulundurularak belirlenmelidir.

Türkiye'deki dağıtım şebekesi 36 kV'un altında çalışan şebekelerden oluşmaktadır. Türkiye'nin elektrik dağıtım şebekesi, reform süreci kapsamında coğrafi yapıdan kaynaklanan operasyonel kısıtlar, teknik ve finansal özellikler, enerji talebi, mevcut sözleşmeler ve Türkiye'deki yasal süreç göz önünde bulundurularak 21 dağıtım bölgesine bölünmüştür. Bu bölgelerin tamamı şu anda özel şirketler (EDAŞ'lar) tarafından işletilmektedir. Bunların mevcut müşteri sayısı 38 milyon; müşterilerine sattıkları elektrik miktarı ise 155 GWh'in üzerindedir. Tedarik ve dağıtım (kablo işi) faaliyetlerinin hukuki olarak ayrıştırılmasından sonra, her bölge için aynı mülkiyet altında aşağıdaki görev ve çalışma alanlarına sahip iki şirket bulunmaktadır:

- **EDAŞ'lar:** dağıtım şebekesini işletir ve bakımını yapar, gerekli şebeke yatırımlarını yapar, dağıtım sistemine bağlı tüm sistem kullanıcılarına ayırım gözetmeyen bir şekilde elektrik dağıtım ve bağlantı hizmetleri sunarlar.
- **Görevli tedarik şirketleri (görevli perakende şirketleri).** Hem yetki bölgelerindeki serbest olmayan tüketicilere hem de tüm ülkedeki serbest tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi satarlar. Bunlar aynı zamanda bölgelerindeki tüketiciler için son kaynak tedarikçisi olarak da hizmet vermektedir.

Hizmet kalitesi perspektifinden bakıldığında, hizmet kalitesi performansını sağlama-daki ana aktörler EDAŞ'lardır; dolayısıyla bu rapor daha çok EDAŞ faaliyetleri üzerinde odaklanmaktadır.

EDAŞ'ların yükümlülükleri ile bu yükümlülüklerin yerine getirilmemesi halinde uygulanacak olan yaptırımlar EPK'da, ilgili ikincil mevzuatta ve TEDAŞ (dağıtım varlıklarının sahibi) ile imzalanan İşletme Hakkı Devri (İHD) sözleşmelerinde belirtilmektedir.



Mevzuat, her bir EDAŞ için gelir tavanının belirlenmesinde karşılaştırma ölçütü olarak göstergelerin ve önceden belirlenmiş hedeflerin kullanılması yoluyla performans ve hizmet kalitesinin yükseltilmesini amaçlamaktadır ve şirket tarafından uygulanan tarifeler buna göre belirlenmektedir. Yani, izin verilen gelir için bir tavan belirlemek amacıyla teşvike dayalı (veya performansa dayalı) bir tarife metodolojisi uygulanmaktadır ve tarifeler bu 'gelir tavanına' göre belirlenmektedir. Bir EDAŞ'ın bu hedefleri yakalayamaması halinde, geliri aşağı yönlü olarak revize edilmektedir.

Mevzuata göre, performansa dayalı gelir tavanı düzenlemesi uygulamasında göz önüne alınan üç spesifik gösterge ve hedef mevcuttur:

- EDAŞ'ları en etkin şirketleri yakalamaya teşvik etmek amacıyla, operasyonel verimliliğin bir göstergesi olan X verimlilik hedefi kullanılmaktadır. Gelir tespitinin OPEX bileşeninin ayarlanması için X faktörü kullanılmaktadır, dolayısıyla X faktörü bir EDAŞ'ın tarife düzeyini etkilemektedir.
- Tarife uygulama döneminde (UD) teknik ve teknik olmayan kayıpları kademeli olarak azaltmayı amaçlayan bir kayıp-kaçak hedefi uygulanmaktadır. Tarifeler bu hedeflere göre hesaplanmaktadır ve gelir, dağıtılan ve faturalandırılan enerji yoluyla tahsil edildiğinden bir EDAŞ'ın hedeflenen kayıp-kaçak oranlarını yakalayamaması halinde gerçekleşen geliri daha düşük olmaktadır. EDAŞ performansının daha yüksek olması halinde ise, gerçekleşen gelir de yükselmekte ve hedefin üzerinde bir performans için teşvik oluşmaktadır.
- Hizmet Kalitesi Yönetmeliği (HKY) kapsamında belirlenen hizmet kalitesi göstergeleri ve hedefleri, sektör düzenleyicisi olan EPDK'ya dağıtım hizmetinin kalitesini üç ana başlık altında izleme yetkisi vermektedir: arz sürekliliği, ticari kalite ve teknik kalite. İzleme ve değerlendirme yapıldıktan sonra, bu kalite göstergelerine ilişkin gerçekleşmelerin bir bileşiminin toplam gelir tavanının belirlenmesinde kullanılacağı varsayılmaktadır.

Gelir tavanının CAPEX bölümü EPDK tarafından onaylanan yatırım programlarına göre belirlenmektedir. Dolayısıyla, yukarıda belirtilen izleme ve denetim gerekliliklerine ek olarak, yatırım gerçekleşmelerinin de izlenmesi gerekmektedir. Yeni yatırımların varlık sahibi olan TEDAŞ'ın belirlediği teknik şartnamelere uyumluluk durumunu kontrol etmek ve aynı zamanda CAPEX ödenekleri ile ilgili düzeltmeler ve revizyonlar yapabilmek için, fiili olarak gerçekleşen yatırımların detaylı denetiminin yapılması gerekebilir. Bununla birlikte, etkili bir şekilde ölçülmesi ve izlenmesi halinde, kalite değerlendirmesi de yatırımların etkilerinin değerlendirilmesi için etkili bir araçtır. Yetersiz yatırım veya uygun olmayan yatırımlar hizmet kalitesinin kötüleşmesine yol açacağından dolayı, hizmet kalitesinin sistematik bir şekilde izlenmesi ve denetlenmesi, zamanında ve uygun yatırımların yapılabilmesi için güçlü sinyaller sunacaktır.

Önceki iki tarife uygulama döneminde (UD1 [2006–2010] ve UD2 [2011–2015]), gelir tavanı belirleme sürecinde verimlilik faktörleri kullanılmıştır. Bir sonraki UD (UD3 [2016–2020]) için yeni hedefler Ocak 2016'da açıklanmıştır. Ocak 2016'da yayınlanan bir mevzuat¹ ile kapsam dışı bırakılan üç EDAŞ (Vangölü, Dicle ve Aras) haricinde, UD3 için ortalama verimlilik artışı beklentisi yüzde 0,91'dir.

1 Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği, Aralık 2015.



Benzer şekilde, bir önceki tarife uygulama dönemi için kayıp-kaçak oranı düşürme hedefleri belirlenmiştir. Yedi bölge için, UD1’de kullanılan hedefler 2011 ve 2013’te revize edilmiştir. Revizyon sebeplerinden birisi özelleştirme sürecindeki gecikmelerdir. Son olarak, Türkiye’nin güneydoğusundaki ve doğusundaki kayıp-kaçak oranlarının yüksek olduğu geç özelleştirilen bölgelerin özel koşullarını dikkate almak amacıyla 2015 yılında kayıp-kaçak değerlendirme mekanizması revize edilmiştir. Özelleştirme öncesindeki durum ile karşılaştırıldığında, üç EDAŞ dışında kayıp-kaçak oranlarının düşürüldüğü ve hedeflerin neredeyse yakalandığı sonucuna varılabilir. UD2 performansı değerlendirildiğinde, dördü dışında neredeyse tüm EDAŞ’ların 2015 hedeflerini tutturduğunu söyleyebiliriz. Eğer bu EDAŞ’lar 2016 yılında aynı oranları koruyabilirlerse, 2016 hedeflerini de tutturabileceklerdir.

2012 yılında çıkarılan HKY kalite göstergelerinin düzenli olarak bildirilmesini gerektirmektedir. Ancak, raporlama uygulamalarının düzeyi EDAŞ’lar arasında büyük değişkenlikler göstermektedir. Ne istenen raporlama metodolojisine ne de veri kalitesi düzeyine tam olarak ulaşılabilmektedir ve birçok EDAŞ düzenlemedeki gereklilikleri karşılayamamaktadır. Öte yandan, bildirilen bilgilerin şeffaflığı, tamlığı, doğruluğu, karşılaştırılabilirliği ve tutarlılığı ile ilgili endişeler mevcuttur. Bunun en önemli sebebi tüm EDAŞ’ların gerekli bilgi teknolojisi (BT) yatırımlarını yapmamış olmasıdır. Sonuç olarak, çoğu EDAŞ’ın teknik ve hizmet kalitesi performansını değerlendirebilmek için yeterli, karşılaştırılabilir ve güvenilir veriler mevcuttur değildir.

Ayrıca, gerekli izleme altyapısı tüm EDAŞ’larda ve EPDK’da tek tip olarak kurulmadığından dolayı, bugüne kadar kalite hedefleri belirlenmediği gibi, bu hedefler tarife belirleme için değerlendirilmemiş ve kullanılmamıştır.

Tespit Edilen Boşluklar

Yasal çerçevenin, hedef belirleme ve hizmet kalitesine ilişkin uygulama düzenlemelerinin değerlendirilmesi sonucunda, çeşitli boşluklar tespit edilmiş ve bunlar 4. Bölümde ayrıntılı olarak sunulmuştur. Bu boşluklar iki ana kategori altında özetlenebilir.

- 1. HKY’nin eksik uygulanması.** HKY kapsamlı ve yeterlidir. Ancak 21 EDAŞ arasında uygulama tek tip değildir ve farklı bölgelerin kendi özel koşullarını yansıtmaktadır. EDAŞ’ların performansları, izleme ve veri yönetim faaliyetleri ile planlanan yatırımlarının fizibilitesi/gerekliliği büyük ölçüde farklılık göstermektedir. Bununla birlikte, tüm EDAŞ’ların HKY’yi şeffaf bir ölçüm ve izleme sistemi ile nasıl uygulayacağı belli değildir. Şu anda, birçok şirkette kalite göstergeleri ile ilgili veriler manuel olarak toplanmakta ve kayıt altına alınmaktadır ve bu işlem manipülasyona açıktır. EDAŞ’ların bu spesifik amaç için gerekli BT sistemlerini ve uygulamalarını kurarak verileri tatmin edici ve hızlı bir şekilde toplama, derleme, toplulaştırma, analiz etme ve bildirme kapasitelerini geliştirmeleri gerekmektedir.
- 2. Hizmet kalitesinin kayıt altına alınmasına ve izlenmesine yönelik bilgi sistemlerinin kapsamlı bir şekilde kurulması.** Hizmet kalitesine ilişkin hedeflerin belirlenmesi ve etkili bir şekilde uygulamaya konulması gerekmektedir. Yani, hedeflerin şeffaf bir şekilde ölçülmesi ve düzenli olarak izlenmesi gerekmektedir. Şu anda EPDK’nin ve diğer kamu kurumlarının (elektrik dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin ka-



litesinin izlenmesinde ve uygulatılmasında görev alan), EDAŞ'ların müşterilerine sundukları hizmet ile ilgili güvenilir bilgilere zamanlı bir şekilde erişebilmeleri için somut prosedürler ve metodolojiler bulunmamaktadır. Geleceğe yönelik olarak, tüm EDAŞ'lar hizmet kalitesi yönetimi ve izlemesi için yeterli yönetim bilgi sistemleri (YBS) uygulamalıdır.

Öneriler

Etkili izleme ve değerlendirme yoluyla hizmet kalitesini ve HKY uygulamasını iyileştirmek için, aşağıdakiler önerilmektedir:

- 1. EDAŞ'lar serbest olmayan müşterilerine tekeli koşullar altında elektrik hizmetleri sağlamaktadır ve bu durum EPDK tarafından elektrik tedarikinin kalitesini karakterize eden normların ve parametrelerin tanımlanmasını (kesintilerin sıklığı ve süresi, gerilim dalgalanmaları, vs.) ve görevli tedarikçilerce müşterilerin ticari olarak dikkatlerinin çekilmesini gerektirmektedir (faturalar ile ilgili şikâyetlerin çözümüne ilişkin azami süre, çağrı merkezleri ve ticari acenteler yoluyla dikkat çekme, vs.).** Ek olarak, düzenleyici kurum aynı zamanda serbest olmayan tüketicilerce fiili olarak alınan hizmetlerin bu normlarda tanımlanan ve mevcut tarifelerde yansıtılan kalite standartlarını karşılayıp karşılamadığını izlemelidir. Aslında, kullanıcılar tarafından alınan hizmetin kalitesi açık bir şekilde tanımlanmaz ve etkili bir şekilde ölçülmez ve izlenmez ise, elektrik tarifesinin adil olup olmadığı hakkında bir değerlendirme yapmak mümkün olmayacaktır. Toplam gelir veya her bir tarife üzerinde bir tavanın uygulandığı bir tarife belirleme modeli için “performansa dayalı düzenleme” (PDD) yaklaşımının benimsendiği durumlarda, bu husus kritik önem taşır. Dolayısıyla, EPDK'nın ve diğer ilgili kurumların düzenleyici gözetim fonksiyonlarını gerçekleştirebilmek için her bir EDAŞ tarafından yönetilen YBS kayıtlarına zamanında erişebilecekleri bir rejimin oluşturulması gerekmektedir.
- 2. EDAŞ'lar tarafından müşterilerine verilen hizmetlerin kalitesinin sistematik olarak izlenmesi ve cezalara ilişkin rejimin uygulanması düzenleyici kurum tarafından periyodik tarife revizyonları arasında, gerçekleştirilecek olan en önemli sürekli görevdir.** Bu görevlerin gerçekleştirilmemesi dağıtım sektörünün düzgün şekilde işleminin önünde oldukça riskli bir durum teşkil eder. PDD rejiminde, düzenlemeye tabi şirketler karlarını uygulanan düzenleme ile belirlenen ve “rekabet” edebilecekleri değerlere göre gerçekleşen maliyetlerde elde edecekleri azaltımlara dayalı olarak elde ederler. Bu maliyet azaltımını elde etmenin bariz yollarından birisi yatırımları ve işletme maliyetlerini en aza indirmektir (şebekelerin işletme ve bakımı [i-B] ve ticari yönetim). Bu durum kullanıcılar tarafından alınan hizmetin giderek kötüleşmesine yol açar. Dolayısıyla, hizmet kalitesi ile ilgili bir rejimin belirlenmesi ve etkili olarak uygulanması, bu rejim kapsamında uygulamada EDAŞ'ların bu gibi davranışlar içine girme olasılığını ortadan kaldıracak caydırıcı ceza tutarlarının belirlenmesi gerekir.
- 3. Tüm iş alanlarında faaliyetlerin etkin bir şekilde yürütülmesini desteklemek için EDAŞ'lar gerekli BT altyapısı ve YBS ile donatılmalıdır.** Özellikle, ticari fonksiyonlar (Ticari Yönetim Sistemi [TYS]) ve elektrik tedarikindeki kesintiler ve diğer olaylar ile ilgili olarak müşterilerden alınan şikâyetlerin etkili yönetimi ve çözümü [Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi [OKYS]]. Bu sistemler EDAŞ'ların müşterilerine sunduk-



ları hizmetin kalitesini etkili bir şekilde yönetmelerine olanak tanıyacaktır. Aynı zamanda, bilgi sistemlerinin kayıtlarına gerçek zamanlı erişim yoluyla, EPDK EDAŞ müşterileri tarafından alınan hizmet kalitesini ölçebilecek ve izleyebilecek, böylelikle sektör düzenleyicisi olarak ana görevini yerine getirebilecektir.

- 4. Denetimsel kontrol ve veri toplama (SCADA) sistemleri güvenilir sistem işletimi için güçlü araçlardır ve aynı zamanda hizmet kalitesinin iyileştirilmesine de katkıda bulunacaklardır.** Dolayısıyla, EPDK tarafından talep edildiği gibi, sistem parametrelerinin gerçek zamanlı bir şekilde izlenebilmesi için her bir EDAŞ tarafından SCADA sistemleri kurularak YBS'ye bağlanmalıdır.

Ekim 2015'te Dünya Bankası Ankara Ofisinde düzenlenen çalıştayda, tavsiye edilen YBS'nin içeriği ve özel olarak tasarlanan fonksiyonel özellikler paydaşlar ile geniş bir şekilde paylaşılmış ve tartışılmıştır. Tavsiye edilen YBS'nin bir özeti 5. Bölümde, ayrıntılı fonksiyonel özellikler ise bu raporun I ve II numaralı eklerinde sunulmuştur.





1. Türkiye’de Elektrik Dağıtım Sektörüne Genel Bakış

1.1 Genel Değerlendirme

1 980’li yılların başlarında Türkiye bir dizi radikal kararla yön değiştirerek hem iç piyasalarda hem de uluslararası ticarete serbest piyasa ekonomisine doğru ilerlemek amacıyla yeni bir yola girmiştir. 2000-2001’deki ciddi bir bankacılık krizinden sonra, ülke güçlü bir mali konsolidasyon, güçlendirilmiş bir bankacılık denetleme sistemi ve enflasyon hedeflemesinden sorumlu bağımsız bir merkez bankası ile birlikte esnek döviz kuru modeline geçişin desteğiyle uyumlu bir yapısal reform sürecine girmiştir. Bugün Türkiye üst orta gelir düzeyine sahip bir ülke ve dünyanın 17. en büyük ekonomisidir.

Elektrik sektörü de bu gelişmelerden etkilenmiştir ve 1984 yılından itibaren Türkiye elektrik sektöründe reformlar gerçekleştirmeye başlamıştır. 2001 yılına kadar, elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerinde kamu tekeli yıkılmak ve elektrik sektörüne özel sektör katılımını sağlamak amacıyla çeşitli yasal ve yapısal değişiklikler yapılmıştır. Üretim yatırımlarına özel sektörü çekmek için “Yap-İşlet-Devret” ve “Yap-İşlet” gibi çeşitli yatırım modellerinin uygulamaya konulmasına ek olarak, dağıtım özelleştirme için İHD modeli kullanılmıştır. Ancak, üretim segmentine çok düşük düzeyde bir özel sermaye girişi sağlanabilmiş ve 1990’lı yıllardaki özelleştirme girişimleri yasal sorunlar ve düzenleyici belirsizlikler sebebiyle başarısız olmuştur.

2000-2001’deki derin ekonomik krizler sonrasında başlatılan kapsamlı yapısal reformlar doğrultusunda, 2001 yılında rekabetçi ve serbest bir elektrik piyasasının oluşturulması ve yeniden yapılandırma için iddialı bir program amaçlayan EPK kabul edilmiştir. EPK’nın amacı “elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması” olarak belirlenmiştir.

EPK, sektörün yasal çerçevesini çizmiş, kurumsal yapıları, piyasa faaliyetlerini, piyasa oyuncularının görev ve sorumluluklarını tanımlamış, piyasada bağımsız bir şekilde düzenleme ve denetlemenin sağlanması için EPDK’yı kurmuştur. Ayrıca EPK ve ikincil mevzuatı ile; ayırtırmaya, lisanslandırmaya, düzenlemeye tabi faaliyetler için tarifelerin belirlenmesine, piyasa açılışına ve serbest tüketiciliğe, elektrik ticaretine, dengeleme mekanizmasına, vs. ilişkin esaslar belirlenmiştir.

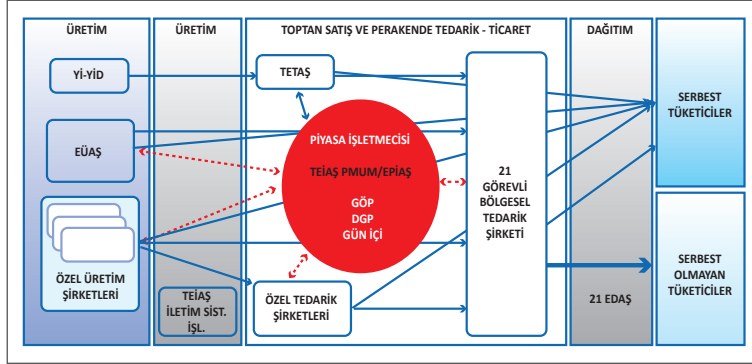
EPK’ya göre, piyasa faaliyetleri geniş anlamda şu şekilde sınıflandırılmıştır:

- **Düzenlemeye tabi faaliyetler.** İletim, dağıtım, serbest olmayan tüketicilere perakende satış (tedarik);
- **Rekabete tabi faaliyetler.** Üretim, tedarik (toptan ve perakende satış, serbest olmayan tüketiciler hariç).

Elektrik piyasasının kurumsal yapısı Şekil 1’de gösterilmiştir.



Şekil 1. Elektrik Piyasasının Kurumsal Yapısı



Not: Yİ = Yap - İşlet; YİD= Yap – İşlet - Devret; PMUM= TEİAŞ bünyesindeki Elektrik Piyasası İşletmecisi; İSO = İletim Sistemi Operatörü

Kaynak: Dünya Bankası Raporu.²

1.2 Dağıtım Sektörüne Genel Bakış

Türkiye'nin dağıtım şebekesi, gerilim seviyesi 36 kV'ın altındaki varlıklardan oluşmaktadır. 1994 yılına kadar, Türkiye'nin elektrik sektöründeki teşkilat yapısı kamuya ait tek bir dikey entegre şirketten [Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)] oluşmaktaydı. 1994 yılında ilk ayrıştırma gerçekleştirilerek TEK yeniden yapılandırılmış, kamuya ait iki ayrı şirket kurulmuştur: dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinden sorumlu TEDAŞ ile üretim ve iletim faaliyetlerinden sorumlu Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi (TEAŞ).

EPK'nin kabul edilmesi ile birlikte sektördeki kademeli ayrıştırma süreci 2001 yılında devam etmiş, TEAŞ üç ayrı kamu şirketine ayrıştırılmıştır: kamuya ait elektrik üretim tesislerinin işletilmesinden sorumlu Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ); ulusal şebekenin işletilmesinden sorumlu Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ); ve TEAŞ ile uzun dönemli elektrik alım sözleşmeleri olan üreticilerden³ elektrik satın almakla ve bunu EDAŞ'lara satmakla yetkili Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ). 2013 yılında TEİAŞ'ın piyasa işletim fonksiyonu da ayrıştırılmış ve Spot Piyasa İşletmecisi kurma kararı verilmiştir.

21 dağıtım bölgesinden 20'sini işleten TEDAŞ bir özelleştirme programına tabi tutulmuş ve bu 20 bölgenin her birinde TEDAŞ iştiraki olarak ayrı EDAŞ'lar kurulmuştur (bir bölgesel dağıtım şirketi —Kayseri— zaten özeldi). Özelleştirme öncesinde Türkiye'nin en büyük şirketlerinden birisi olan TEDAŞ, 2005 itibarıyla yaklaşık 28,5 milyon müşteriye ve Türkiye'deki elektrik dağıtım piyasasında yüzde 98'lik bir paya sahiptir.

² Dünya Bankası. 2015. *Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar*.

³ 'Yap - İşlet', 'Yap - İşlet - Devret', İHD ve EÜAŞ üreticileri. Burada, bağımsız elektrik üreticileri ve otoprodüktörler TETAŞ'ın aracılığı olmaksızın doğrudan EDAŞ'lara veya serbest tüketicilere satış yapmaktadır.



Dağıtım ve tedarik (perakende satış) faaliyetlerinin ayrıştırılması

Dağıtımın perakende satıştan ayrıştırılması iki aşamada gerçekleştirilmiştir. 2013'ten önce, dağıtım ve perakende satış faaliyetleri aynı bölgesel EDAŞ tarafından ayrı hesaplar altında gerçekleştirilmekte idi ('hesap ayrıştırması'). Her bölgesel şirketin iki lisansı mevcuttu: bölgesindeki dağıtım sistemini işletmeye yönelik bir dağıtım lisansı ve bölgesindeki serbest olmayan tüketicilere elektrik tedarik etmeye yönelik bir perakende satış lisansı. 2008 yılında EPK'da yapılan değişikliklerde ve 2009 yılında çıkarılan Strateji Belgesinde belirtildiği gibi, bu faaliyetler Rekabet Kurumu'nun tavsiyeleri doğrultusunda hukuki olarak ayrıştırılmıştır. 2016 yılı itibarıyla, EDAŞ'lar yasal olarak 'dağıtım' veya 'görevli tedarik' şirketleri olarak ayrıştırılmıştır.

- EDAŞ'lar dağıtım şebekesinin işletme ve bakımını gerçekleştirirler, gerekli şebeke yatırımlarını yaparlar ve dağıtım sistemine bağlı tüm sistem kullanıcılarına ayırım gözetmeksizin elektrik dağıtım ve bağlantı hizmeti sunarlar.
- Görevli tedarik şirketleri hem yetki bölgelerindeki serbest olmayan tüketicilere hem de tüm ülkedeki serbest tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasitesi sağlarlar. Bunlar aynı zamanda bölgelerindeki tüketiciler için son kaynak tedarikçisi olarak da hizmet vermektedir.

Türkiye'nin 21 dağıtım bölgesi Şekil 2'de gösterilmiştir. Bu çalışma, bu şirket grubu üzerine odaklanmaktadır.

Şekil 2. Türkiye'deki 21 EDAŞ'ın Yerleri ve Kapsadıkları İller



Kaynak: ÖB, 2016

Mevcut kurumsal çerçeveye göre, EDAŞ'lara ek olarak Organize Sanayi Bölgeleri (OSB) gibi çeşitli kuruluşlar da kendi bölgeleri için dağıtım lisansı alabilmekte ve EDAŞ'lara karşı potansiyel rakip olarak faaliyet gösterebilmektedir. Örneğin, bazı OSB'ler şu anda dağıtım lisansı sahibidir ve doğrudan iletim şebekesine bağlıdır. Esasen toplam elektrik dağıtım işi içinde çok küçük, neredeyse yok denecek kadar az bir paya sahiptirler.

Tablo 1, satılan elektrik miktarı, müşteri sayısı, hizmet verilen alan ve nüfus bakımından Türkiye'deki EDAŞ'ların temel özelliklerine genel bir bakış sunmaktadır.



Tablo 1. Türkiye'deki 21 EDAŞ'ın Temel Özellikleri (2014)

Şirket	Satılan Elektrik (MWh)	Müşteri Sayısı	Hizmet Verilen Alan (km ²)	Nüfus	Kayıp Kaçak Oranı (%)
1. Dicle (İskaya-Doğu)	5.183.374	1.417.236	60.630	5.634.636	74,1
2. Vangölü (Türkerler)	1.499.282	573.184	41.755	2.111.068	61,0
3. Aras (Kiler - Çalık)	2.050.733	880.302	70.991	2.206.326	26,2
4. Çoruh (AKSA)	3.184.746	1.205.566	29.222	1.842.572	9,0
5. Fırat (AKSA)	2.688.474	828.301	37.323	1.690.843	9,5
6. Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	2.340.285	877.003	52.714	1.653.596	7,7
7. Toroslar (EnerjiSA-e.on)	12.926.105	3.432.049	46.858	7.937.740	13,2
8. Meram (Alarko)	7.352.228	1.839.153	76.935	3.586.277	7,3
9. Başkent (EnerjiSA-e.on)	13.156.778	3.847.029	60.121	6.993.155	7,7
10. Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	7.429.204	1.876.289	36.797	2.898.240	8,5
11. Gediz (Elsan, Tümaş, Karaçay)	12.734.825	2.888.610	25.244	5.480.977	8,4
12. Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	9.917.601	2.812.446	36.160	4.714.900	6,9
13. Trakya (İçtaş)	5.974.830	944.039	18.740	1.650.735	6,3
14. Ayedaş (EnerjiSA-e.on)	10.266.378	2.613.603	1.742	5.075.087	7,2
15. Sedaş (Akcez)	8.084.227	1.528.503	19.422	3.295.839	6,8
16. Osmangazi (Yıldızlar)	2.884.832	1.565.042	50.304	2.649.629	7,8
17. Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	22.265.406	4.615.621	3.573	9.301.931	9,2
18. Kayseri	1.978.482	636.296	17.109	1.322.376	6,9
19. Aydem/Menderes (Bereket)	7.071.170	1.728.496	32.658	2.915.188	7,9
20. Akedaş/Göksü (Akedas)	3.390.714	610.127	22.063	1.686.873	6,8
21. Yeşilirmak (Çalık)	4.731.140	1.833.851	39.633	3.047.916	8,3
Türkiye toplam/ortalama	147.110.815	38.552.746	779.993	77.695.904	17,3

Kaynak: 2014 yılına ait EPDK ve TÜİK verileri

Burada, satılan elektrik miktarının EDAŞ tarafından faturalandırılan elektrik miktarını gösterdiğini belirtmek gerekir. 2014 itibarıyla, dağıtım şebekesine verilen toplam elektrik miktarı yaklaşık 178.000.000 MWh civarındadır ve toplam kayıp-kaçak 30.000.000 MWh (yüzde 17,3) olarak hesaplanmaktadır. Doğrudan iletim sistemine bağlı olan ve burada hesaba katılmayan bazı büyük serbest tüketicilerin ve OSB'lerin tüketimleri sebebiyle ülkenin toplam elektrik tüketimi daha yüksektir.

Tablo 1, Boğaziçi EDAŞ'ın (İstanbul Avrupa Yakası) 21,5 TWh satılan elektrik miktarı ve 4,5 milyon müşterisi ile en büyük EDAŞ olduğunu göstermektedir; onu Başkent (12,6 TWh satılan elektrik miktarı ve 3,3 milyon müşteri) ve Gediz (12,5 TWh satılan elektrik miktarı ve 2,7 milyon müşteri) takip etmektedir. Bu EDAŞ'lar Türkiye'nin en fazla nüfusa sahip 3 ilinde hizmet vermektedir.

Mevcut düzenlemelere göre, EDAŞ'lar sokak aydınlatmalarını ve kayıp-kaçakları karşılamak için TETAŞ'tan elektrik satın almakla yükümlüdür.



1.3 Dağıtım Özelleştirme Süreci

1.3.1 Faydalar ve Amaçlar

Serbestleştirme politikası, elektrik üretiminde, dağıtımında ve tedarikinde kamunun payının azaltılmasını amaçlamıştır. Gerekli yatırımların yapılabilmesi ve tatmin edici fatura tahsilat oranları ve dağıtım şebekesi verimliliği için sürdürülebilir bir uzun vadeli çözümün bulunabilmesi için dağıtım özelleştirmesine öncelik verilmiştir. Bu politika doğrultusunda, 2004 Strateji Belgesi⁴ kabul edilmiştir. Söz konusu Strateji Belgesi hukuki sorunların aşılabilesinin yolunu açmış ve dağıtım sisteminin özelleştirilmesi ne en yüksek önceliği vermiştir.

Aslında, dağıtım özelleştirmesi 1990'lı yıllardan bu yana gündemde olan bir konu olmuştur, ancak 1990'lardaki özelleştirme girişimleri yapısal-hukuki sorunlar ve düzenleyici belirsizlikler sebebiyle başarılı olamamıştır.

Hükümet tarafından özelleştirmeden beklenen başlıca faydalar şunlar olmuştur:

- elektrik dağıtım varlıklarının (ve üretim varlıklarının) etkili ve verimli bir şekilde işletilmesi yoluyla maliyetlerin düşürülmesi;
- elektrik sektöründe arz kalitesinin ve güvenliğinin artırılması;
- dağıtım sektöründe teknik kayıpların OECD seviyesine indirilmesi ve teknik olmayan kayıpların (kaçakların) önlenmesi;
- enerji sektöründe ihtiyaç duyulan rehabilitasyon ve genişletme yatırımlarının, devlet bütçesine herhangi bir yük getirmeksizin özel sektör tarafından gerçekleştirilmesinin sağlanması; ve
- verimlilik artışları yoluyla elde edilen faydaların son kullanıcılara yansıtılması.

1.3.2 Dağıtım Özelleştirme Programının Uygulanması

Daha önce de belirtildiği gibi, TEDAŞ Hükümet'in özelleştirme programına alınmış ve 20 yeni EDAŞ oluşturulmuştur. İlk adım olarak, dağıtım bölgelerinin işletme hakları bölgesel kamu EDAŞ şirketlerine (TEDAŞ iştirakleri) devredilmiştir.

Özelleştirme yöntemi İHD destekli hisse satış modeli olmuştur. Bu modele göre, yatırımcı EDAŞ hisselerinin tek sahibidir —ancak dağıtım şebekesi varlıklarının veya dağıtım varlıklarının işletilmesi için gerekli başka unsurların mülkiyetine sahip değildir. Tüm dağıtım varlıklarının mülkiyeti TEDAŞ'tadır. 21 bölge içinde, TEDAŞ iştiraki bölgesel EDAŞ'ların 18'i 2008 ile 2013 yılları arasında birbiri ardına yapılan ihaleler yoluyla özelleştirilmiş ve bu şirketlerin hisseleri Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından satılmıştır. Her bir yatırımcıya, EDAŞ'taki hisseleri yoluyla, şirketin İHD sözleşmesi ve ÖİB ile yaptığı hisse satış anlaşmasına istinaden dağıtım varlıklarını işletme hakkı verilmiştir.

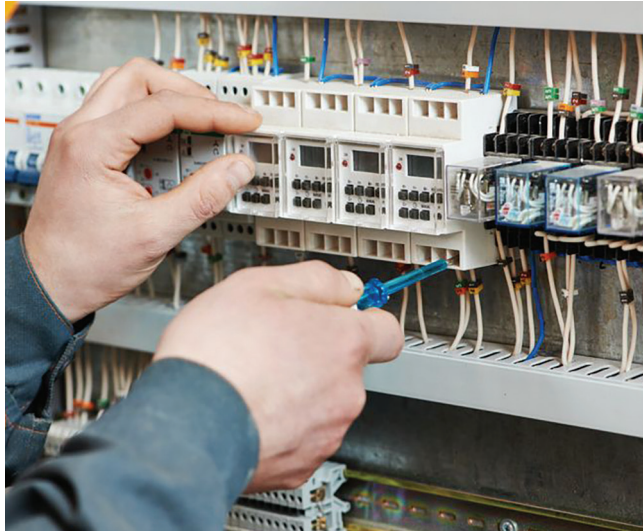
4 Yüksek Planlama Kurulu. 2004. *Elektrik Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi*.



Aydem ve Akedaş tarafından işletilen bölgeler, özelleştirme statülerini daha eski mevzuattan (2011 öncesindeki özelleştirme ihaleleri yoluyla) aldıklarından dolayı özelleştirme programının dışında tutulmuştur.

Yetkisi 1982 yılında sona eren Kayseri, 1990 yılından itibaren 70 yıllığına Kayseri ilinin tamamında ve Sivas ilinin bazı ilçelerinde elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı için görevlendirilmişti. EPK doğrultusunda Kayseri ile yeni bir İHD sözleşmesi yapılmış ve şirketin lisanslı bir EDAŞ olarak elektrik dağıtım faaliyeti göstermesine izin verilmiştir. Kayseri'ye ek olarak, diğer iki dağıtım bölgesinin imtiyaz sözleşmeleri de değiştirilmiştir. Aydem ve Akedaş özelleştirme statülerini eski mevzuattan alıyordu ve eski sözleşmelerinin EPK'ya göre revize edilmesinden sonra, bu şirketler de lisanslandırılmıştır ve bu bölgeler yeni sahiplerine devredilmiştir. Dolayısıyla, şu anda 21 EDAŞ aynı hukuki statü altında faaliyet göstermektedir.

2004 Strateji Belgesinde dağıtım özelleştirmesinin tamamlanması için öngörülen tarih 2006 olmasına rağmen, bu süreç ancak 2013 yılında tamamlanabilmiştir. ÖİB 4 EDAŞ'ın özelleştirme ihalesini 2008 yılında ve 3 EDAŞ'ın ihalesini 2009 yılında tamamlamıştır. Diğer 11 ihale 2010 yılında gerçekleştirilmiştir. Bununla birlikte, özellikle küresel finansal kriz sebebiyle, teklif sahipleri ihale şartnamelerindeki finansal yükümlülüklerini yerine getiremediklerinden dolayı bu ihalelerden yedisi tamamlanamamıştır. Ayrıca Rekabet Kurumu, tek bir grup tarafından dağıtılan elektrğin oranına bir sınırlama getirmek için yeni kurallar uygulamaya koymuştur. Sonuçta bu yedi ihale Hükümet tarafından iptal edilmek zorunda kalmış ve 2011-2012 yıllarında tekrar gerçekleştirilmiştir. Bu kez yedi bölgenin tamamı özelleştirilmiş ve program Ağustos 2013'te tamamlanmıştır. Toplam yaklaşık 12,7 milyar ABD\$ gelir elde edilmiştir.



**Tablo 2. Türkiye’de 21 EDAŞ için Özelleştirme Sonuçlarına Genel Bakış**

Şirket	Kapsadığı İller	Devralma Tarihi	Müşteri Sayısı (2014)	Satış fiyatı (ABD\$, milyon)
1. Dicle (İşkaya-Doğu)	Diyarbakır, Şanlıurfa, Siirt, Mardin, Batman, Şırnak	28 Haziran 2013	1.417.236	387
2. Vangölü (Türkerler)	Bitlis, Hakkari, Muş, Van	29 Temmuz 2013	573.184	118
3. Aras (Kiler - Çalık)	Erzurum, Ağrı, Ardahan, Bayburt, Kars, Erzincan, Iğdır	28 Haziran 2013	880.302	128,5
4. Çoruh (AKSA)	Trabzon, Artvin, Giresun, Rize, Gümüşhane	30 Eylül 2010	1.205.566	227
5. Fırat (AKSA)	Elâzığ, Bingöl, Malatya, Tunceli	6 Ocak 2011	828.301	230,25
6. Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	Sivas, Tokat, Yozgat	31 Ağustos 2010	877.003	258,5
7. Toroslar (EnerjiSA-e.on)	Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Kilis, Osmaniye	1 Ekim 2013	3.432.049	1.725
8. Meram (Alarko)	Nevşehir, Niğde, Konya, Karaman, Kırşehir, Aksaray	30 Ekim 2009	1.839.153	440
9. Başkent (EnerjiSA-e.on)	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Kastamonu, Çankırı, Bartın, Karabük	28 Ocak 2009	3.847.029	1.225
10. Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	Antalya, Burdur, Isparta	28 Mayıs 2013	1.876.289	546
11. Gediz (Elsan, Tümaş, Karaçay)	İzmir, Manisa	14 Haziran 2013	2.888.610	1.231
12. Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova	31 Ağustos 2010	2.812.446	940
13. Trakya (İçtaş)	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ	3 Ocak 2012	944.039	575
14. Ayedaş (EnerjiSA-e.on)	İstanbul Anadolu Yakası	1 Ağustos 2013	2.613.603	1.227
15. Sedaş (Akcez)	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli	11 Şubat 2009	1.528.503	600
16. Osmangazi (Yıldızlar)*	Eskişehir, Afyon, Bilecik, Kütahya, Uşak	31 Mayıs 2010	1.565.042	485
17. Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	İstanbul Avrupa Yakası	28 Mayıs 2013	4.615.621	1.960
18. Kayseri	Kayseri	1991’den itibaren	636.296	—
19. Aydem/Menderes (Bereket)	Aydın, Denizli, Muğla	15 Ağustos 2008	1.728.496	—
20. Akedaş/Göksu (Akedaş)	Adıyaman, Kahramanmaraş	31 Aralık 2010	610.127	—
21. Yeşilırmak (Çalık)	Samsun, Amasya, Çorum, Ordu, Sinop	30 Aralık 2010	1.833.851	441,5

Not: * Hisselerin yüzde 75’i Şubat 2015’te 384,6 milyon ABD\$ karşılığında China Machinery Engineering Corporation ve GUOXIN International Investment Corporation kamu şirketleri tarafından satın alınacaktı. Ancak bu devir işlemi Temmuz 2015’te iptal edilmiştir.



EDAŞ'ların özelleştirilmesinden elde edilen toplam gelir yaklaşık 12,75 milyar ABD\$ olmuştur. Ancak, Hükümet'in birinci ve ikinci strateji belgelerinde belirtildiği gibi, özelleştirmenin amacı bütçeyi desteklemek değildi. Temel amaçları EDAŞ'ların performansını iyileştirmek, etkin işletme ve yatırım yoluyla hem kayıpları hem de maliyetleri azaltmak ve elde edilen kazanımları hem düşük elektrik fiyatları hem de yüksek hizmet kalitesi yoluyla tüketicilere yansıtmaktı. Özelleştirme sürecinden büyük miktarda gelir elde edilmesine rağmen, yüksek devir ücretleri yeni sahipler için güçlükler yaratmaktadır.⁵

EDAŞ'ların özelleştirmesi iki turda tamamlanmıştır; 8 EDAŞ yakın geçmişte özelleştirilirken (2013'te tamamlanmıştır), 11 EDAŞ daha önceki aşamada 2008–2010 (Başkent EDAŞ, Sedaş, MERAM EDAŞ 2008 yılında, Fırat 2011 yılında ve Tredaş 2012 yılında) döneminde özelleştirilmiştir. Özelleştirmenin sürecinin uzun sürmesi, aynı zamanda bu alanda özel sektör deneyiminin de özelleştirme zamanlamasına göre farklılık gösterdiği anlamına gelmektedir. Şu anda Türkiye'de EDAŞ'lar 14 farklı şirket tarafından işletilmektedir; bunlardan AKSA iki adet şirkete, EnerjiSA-e.on üç şirkete, Limak, Kolin, Cengiz dört şirkete ve Bereket iki (Elsan yoluyla) EDAŞ'a sahiptir. Bu şirketler birden fazla dağıtım bölgesinde faaliyet göstermektedir ve birden fazla EDAŞ'ın çapraz deneyimlerinden yararlanabilmektedir.

Bazı alanlarda beklenen faydalar elde edilmiş olmasına rağmen, tamamlanan EDAŞ denetim raporları ile ilgili bazı yeni ortaya çıkan endişeler, politika yapıcılar arasında EDAŞ'ların mali sürdürülebilirliğini etkileyen faktörleri ve faaliyetlerini analiz etme ve gerekli önlemleri zamanında alma ihtiyacını doğurmuştur. Denetim raporunda gözlenen endişeler arasında, sunulan verilerin kalitesi ve değişkenliği de yer almaktadır. Ayrıca, imtiyaz yükümlülüklerini yerine getirmemesi ve mevzuat ihlali sebebiyle Ağustos 2013'te Osmangazi yönetimine el konulması⁶, düzenleyici kurum ve Hükümet nezdinde EDAŞ'ların sürdürülebilirliği ile ilgili bir endişeye sebep olmuştur.

5 Dünya Bankası. 2015. *Türkiye Enerji Sektöründe Dönüşüm - Önemli Aşamalar ve Zorluklar*.

6 EPDK şirket için yeni yöneticiler ve yeni bir yönetim kurulu atamıştır.



2. EDAŞ'ların Hizmet Kalitesi ve Gelir Gereklilikleri ile ilgili Mevzuat

PDD rejimi kapsamında, düzenlemeye tabi şirketlerin işletme giderlerini, sermaye gideri ihtiyaçlarını ve karlarını karşılamak için gelir elde etmek amacıyla ve verimlilik ve kalite hedeflerini tutturmaları gerekmektedir. Dolayısıyla, EDAŞ'ların gelirleri işletme verimliliklerine ve hizmet kalitelerine bağlıdır. PDD rejiminin başarılı bir şekilde uygulanabilmesi için, mevzuat eksiksiz olmalı, hedefler gerçekçi olmalı, uygulama mevcut olmalı ve performans değerlendirmesine ilişkin göstergeler aktif bir şekilde izlenmelidir. Bu bölümde, hizmet kalitesine ve gelir tespitine ilişkin düzenlemeler tartışılmakta ve tarife (gelir tespiti) ile performans arasındaki karşılıklı ilişki açıklanmaktadır.

2.1 Hizmet Kalitesine ilişkin Düzenleme

Elektrik dağıtımında ve perakende satışında hizmet kalitesine ilişkin mevzuat kapsamlıdır ve yüksek düzeyde bir hizmet kalitesi elde edebilmek için EPDK'ya EDAŞ'ları düzenlemek için yeterli araç sunmaktadır. Arz kalitesi ile ilgili ana düzenleme olan 'Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesine İlişkin Yönetmelik' (HKY) 12 Eylül 2006 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik EPDK'nın dağıtım hizmetinin kalitesini üç başlık altında izlemesini gerektirmektedir: tedarik sürekliliği, ticari kalite ve teknik kalite. Gerekli altyapı, EPDK'ya çıktı teslim tarihleri ve teslim şekilleri Tablo 3'te özetlenmiştir.

Tablo 3. EDAŞ'ların Kalite Yükümlülükleri ve Yıllık İzleme Gereklilikleri

Kalite Tipi	Kayıt Aracı	EPDK İzlemesi
Tedarik Sürekliliği	* Orta Gerilim (OG) ve Alçak Gerilim (AG) Bağlantı Modeli (GPS) * Tedarik Sürekliliği Kayıt Sistemi	Aylık (HKY Tablo 1) 31 Ocak (HKY Tablo 2, 3 ve 4) 31 Mart (HKY Tablo 5)
Ticari Kalite	* Dokümantasyon	30 Nisan (HKY Tablo 7 ve 8)
Teknik Kalite	* Ölçüm ve denetleme sistemleri (tedarik sürekliliğini izleme amacıyla enerji analizörü ve SCADA sistemleri gibi sistemler de kullanılabilir)	31 Mart (Rapor)

EPDK tarafından belirlenen hedefler ve ilgili uygulama dönemi için gerçekleşen değerler arasındaki fark önceden belirlenen bir limiti aşarsa, yönetmelik tarife yönetmeliği yoluyla belirlenen gelir tavanına bir ikramiye veya kesinti yansıtmayı amaçlamaktadır.

UD2 yatırım planlarında gerekli yatırımlara yer veren EDAŞ'ların, ilgili yatırımları 2012 sonuna kadar tamamlamış olması ve 1 Aralık 2013 itibarıyla tedarik sürekliliği ve teknik kalite göstergeleri ile ilgili tüm verileri otomatik olarak kaydetmeye başlamış olmaları gerekmektedir. Ancak, bazı EDAŞ'ların özelleştirmesindeki gecikmeler gerekli altyapının kurulumunu sektöre uğratmış ve EPDK'nın tüm EDAŞ'ların kalite göstergelerini birlikte izlemeye başlamasını engellemiştir.



Gerekli altyapı yatırım yükümlülüğü, Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesine İlişkin Yönetmelik yerine 1 Ocak 2013'te yürürlüğe konulan Elektrik Dağıtımına ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinde de yeniden hüküm altına alınmıştır.

Yeni yönetmelikte, bir tedarik sürekliliği uzaktan izleme sistemi ve bir tedarik sürekliliği kayıt sistemi ayrıntılı olarak tanımlanmış ve kalite faktörünün gelir tavanına yansıtılmasına ilişkin uygulama tarihi ile yansıtılacak miktarın EPDK kurul kararı ile belirleneceği hüküm altına alınmıştır.

Ayrıca, bir tedarik kesintisinden etkilenen kullanıcı sayısının belirlenemediği durumlarda, 2014 yılına kadar yaklaşık OG kullanıcı sayısını ve 2015 yılına kadar AG kullanıcı sayısını bulmak için kullanılacak hesaplama yöntemi verilmiştir.

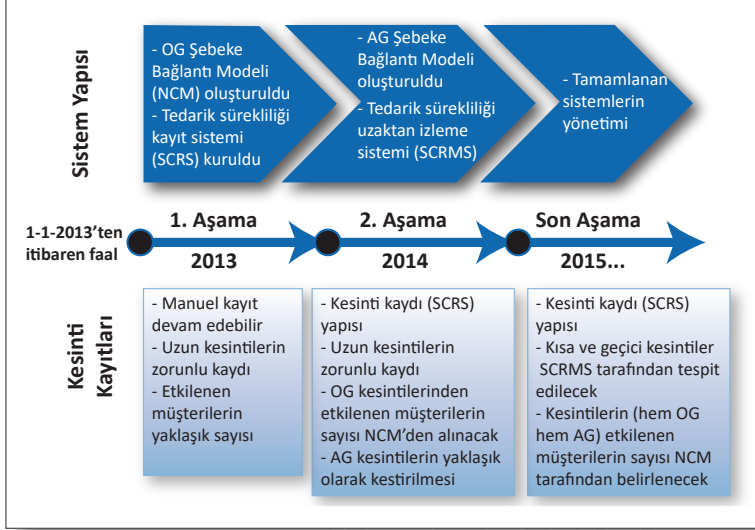
Gerekli altyapı için belirlenen hedefler şöyle verilmiştir:

- OG şebeke için bağlantı modeli ve tedarik sürekliliği sistemi 1 Ocak 2014 tarihine kadar kurulacaktır;
- kısa ve geçici kesintilerin kaydı zorunlu değildir;
- 2014 yılına kadar şebeke bağlantı modeli AG şebekeyi de içerecek şekilde genişletilecek ve tedarik kesintilerinden etkilenen kullanıcı sayısı bu sistem tarafından tespit edilerek kaydedilecektir;
- kısa ve geçici kesintilerin oluşabileceği noktaları kapsayacak şekilde tedarik sürekliliği uzaktan izleme sistemi kurulacaktır;
- 2014 yılında, EDAŞ'lar 2013 yılına ait sonuçları içeren ilk kalite raporlarını EPDK'ya sunacaktır;
- 2013 sonuna kadar teknik kalite ölçüm ekipmanları kurulacak ve 2014 yılında ilgili veriler EPDK'ya gönderilmeye başlayacaktır.

Yukarıda belirtilen süreç Şekil 3'te özetlenmektedir.



Şekil 3. Türkiye’de EDAS’lar tarafından Tedarik Sürekliliği İzleme Sistemi Kurulmasına İlişkin Süreç



Kaynak: Mutlu 2015.

Hizmet Kalitesi Verilerinin Kaydedilmesi

HKY uyarınca, EDAS’lar tedarik sürekliliğini izlemek için tüm kesintileri aşağıdaki bilgilerle birlikte kaydetmekle yükümlüdür:

- Kesintinin yeri
- Kesintilerin sebebi (uzun süreli kesintiler için)⁷
- Kesintilerin kaynağı
- Kesintinin tarihi ve saati
- Etkilenen müşteri sayısı (OG ve AG)
- Yeniden enerji verilen tarih ve saat
- Kesintinin süresi
- Enerjinin yeniden verilmesi aşamalar halinde gerçekleşmiş ise, her bir aşama için a, c, d, f ve g maddelerinde belirtilen veriler.

Aynı yönetmelik kesintileri sınıflandırmakta ve EDAS’ların kesintileri aşağıdaki kategorilere göre kayıt altına almalarını gerektirmektedir.

- Kaynağa göre
 - İletim
 - OG dağıtım
 - AG dağıtım

⁷ Geçici kesinti: bir saniyeden kısa; kısa kesinti: bir saniye ile üç dakika arası; uzun kesinti: üç dakikadan uzun.



(b) Kesintinin süresine göre

- (i) Uzun
- (ii) Kısa
- (iii) Geçici

(c) Sebebine göre

- (i) Mücbir sebep
- (ii) Güvenlik
- (iii) Dışsal
- (iv) EDAŞ

(d) Planlı veya plansız

Kesintinin medya aracılığıyla ve EDAŞ'ın web sitesinde en az 48 saat önceden kamuoyuna duyurulması kaydıyla, EDAŞ'ların planlı bakım sırasında elektrik kesintisi yapmalarına izin verilmektedir. Ancak, EPDK yıllık planlı kesintiler için bir sınır getirmiştir. Bir EDAŞ bu sınırı aştıktan sonraki ilave kesinti sayıları ve süreleri plansız kesintilere eklenmekte ve buna göre hesaplama yapılmaktadır. Tedarik sürekliliği uluslararası standart endeksler kullanılarak hesaplanmaktadır:

- Sistem Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (SAIDI)
- Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (SAIFI)
- Anlık Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (MAIFI)
- Kesintilerin Toplam Süresi (TDI), tüm uzun kesintilerin sürelerinin toplamıdır
- Kesintilerin Toplam Sayısı (TNI), tüm uzun ve kısa kesintilerin sıklık toplamıdır

Tablo 4, mevcut mevzuat kapsamında izin verilen yıllık kesintileri göstermektedir.

Tablo 4: Müşteri Başına İzin Verilen Yıllık Kesinti Sınırı

Kesinti	Ölçüt	Kentsel Müşteriler		Kırsal Müşteriler	
		AG	OG	AG	OG
Plansız	TDI (saat)	48	24	72	36
	TNI	56	56	72	72
Planlı	TDI (saat)	24	16	32	24
	TNI	6	4	8	6

Kaynak: HKY Tablo 9.

Türkiye'de hizmet kalitesine ilişkin mevcut yönetmelik, hizmet kalitesinin ölçülmesi ve yönetilmesi bakımından uluslararası standartları takip etmektedir. Bu, özellikle elektrik kesintilerinin sıklığı ve süresi ve etkilenen müşteri sayısı ile ilgilidir.

HKY ile uyumsuzluk halinde uygulanacak cezalar ile ilgili olarak, planlı kesintilerin 48 saat önceden medya, SMS veya e-posta yoluyla tüketicilere duyurulması gerekmektedir. EDAŞ tarafından bu sürecin uygun şekilde takip edilmemesi halinde, EPDK tarafından bir idari para cezası uygulanmakta, ve gelir tavanı olay başına 1.000 TL (yaklaşık 300 ABD\$) düşürülmektedir.



Kağıt üzerinden işleyen manüel bir sistemden otomatik bir sürdürülebilir tedarik kalitesi sistemine geçiş süreci devam etmektedir. Bu geçiş bazı EDAŞ'lar tarafından tamamlanmıştır, bazıları tarafından ise henüz başlatılmamıştır.

Hizmet Kalitesi, Operasyonel Verimlilik ve Sistem Güvenilirliği ile ilgili İlave Yükümlülükler

HKY'ye ek olarak, EDAŞ'lar ilgili mevzuatta tanımlanmış olan teknik kaliteye ilişkin aşağıdaki gereklilikleri yerine getirmekle yükümlüdür.

Hizmet kalitesini, operasyonel verimliliği ve sistem güvenilirliğini artırmak amacıyla uygulanacak olan sistemler arasında aşağıdakiler yer almaktadır:

- EDAŞ'lar 30 MW veya üzeri kurulu güce sahip üretim tesislerinden ve 10 MW veya üzeri kurulu güce sahip rüzgar ve güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinden toplam MW ve MVar bilgilerini almak ve Şebeke Yönetmeliği Madde 29 hükümlerine göre bunları TEİAŞ'ın SCADA sistemine göre dönüştürmek amacıyla SCADA sistemleri kurmakla yükümlüdür. Ayrıca, toplam MW ve MVar değerleri, toplam enerji tüketimi, dağıtım şebekesine bağlı tüm üretim tesislerinin bağlantı noktaları ile ilgili bilgiler ve TEİAŞ tarafından talep edilen diğer bilgiler de EDAŞ'ların SCADA sistemleri ile TEİAŞ'ın SCADA sistemi arasında kurulan iletişim linkleri yoluyla TEİAŞ'ın SCADA sistemine gönderilmektedir. Bu görevin gerçekleştirilebilmesi için, Şebeke Yönetmeliği Geçici Madde 23 hükümleri uyarınca EDAŞ'lar 2015 yılı sonuna kadar SCADA kontrol merkezlerini işletmeye almakla yükümlü kılınmıştır.
- Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliğinin 21. Maddesi uyarınca, EDAŞ'lar elektriğin dağıtım şebekesine giriş noktalarından tüketim noktalarına kadar tüm aşamalarda gerçek zamanlı akışının izlenebilmesi için gerekli iletişim altyapısını kurmakla, tüm bildirimleri toplamakla, bunlara son halini vermekle ve koruyucu İ-B hizmetlerini planlamakla ve uygulamakla yükümlüdür.
- 24 Kasım 2015 tarihli ve 5885-1 sayılı Kurul Kararı ile EDAŞ'ların verimlilik parametrelerinin belirlenmesine ilişkin yöntemler tanımlanmıştır. Bu Karar uyarınca, verimlilik parametrelerinin belirlenmesi için veri zarfı oluşturma analiz yöntemi kullanılacaktır.

Kayıp-Kaçakların Azaltılması Yükümlülüğü

Kayıp-kaçak hedefleri her bir uygulama dönemi için belirlenmektedir ve gelir gereklilikleri gerçekleşen ve hedeflenen kayıp-kaçak arasındaki farka bağlıdır. EDAŞ'lar gelir elde edebilmek için kayıp-kaçak hedeflerini tutturmak zorundadır. EDAŞ'ın daha iyi performans göstermesi halinde, ilave gelir ile teşvik edilmektedirler. 'Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği' (Aralık 2015) ile 2014 yılında kayıp-kaçak oranları ülke ortalamasının üzerinde olan EDAŞ'lar için bazı istisnalar getirilmiştir. Bu istisnalar arasında aşağıdakiler bulunmaktadır:

- UD3'te bu EDAŞ'lar için verimlilik faktörü uygulanmayacak, daha sonra ise yüzde 50 verimlilik faktörü uygulanacaktır.
- BU EDAŞ'ların hedef kayıp-kaçak oranları diğer EDAŞ'lar için kullanılanlardan farklı yöntemler kullanılarak belirlenebilir.
- Bir UD sırasında hedef kayıp-kaçak oranları revize edilebilir.



- Kaçak kullanımdan kaynaklı aşırı yüklenme sebebiyle meydana gelen arızaların maliyeti, kontrol edilemeyen giderler kapsamında değerlendirilir.
- Otomatik Sayaç Okuma Sistemi veya kontrol amacıyla ilave sayaçlar kurulabilir.
- Bu EDAŞ'lar tedarik sürekliliği ölçüm ve kayıt ekipmanlarının kurulumu yükümlülüğünden, teknik kalite yükümlülüklerinden ve düşük kalite için tazminat ödemelerinden muaftır.
- Bir bağlantı sözleşmesinin kapasitesi aşıldığında, ilgili EDAŞ'lar TEİAŞ'a ceza ödemekle yükümlü değildir.

Tüketici Hizmet Merkezi Yükümlülüğü

- Tüketici Hizmetleri Yönetmeliğinin 17. Maddesi uyarınca, EDAŞ'lar ve görevli tedarikçi şirketleri arıza bildirimleri, kaçak elektrik kullanım ihbarları, ödeme bildirimlerine itirazlar, şikayetler, vs. için tüketici hizmet merkezi kurmakla yükümlüdür. Bu tüketici hizmet merkezlerinde, günün 24 saati hizmet verebilecek bir çağrı merkezinin kurulması gerekmektedir.

Yan Hizmetlere İlişkin Yükümlülükler

- EPK'nın 9. Maddesi uyarınca, EDAŞ'lar ilgili mevzuata uygun olarak yan hizmetleri almakla yükümlüdür. Öte yandan yan hizmetler, sistemin işleyişi ve elektriğin gerekli kalite koşullarında temini için sistem kullanıcıları tarafından sağlanan hizmetler olarak tanımlanmaktadır. Dağıtım sistemi işletmecilerinin ihtiyaçlarını karşılamak için yan hizmetlerin temin edilmesine ilişkin hükümler, dağıtım sistemi işletmecilerinin başvurusu üzerine Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğine dahil edilecek ve EPDK Kurulu tarafından 31 Aralık 2012'ye kadar onaylanacaktı (Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği Geçici Madde 8). Ancak, EDAŞ'lardan EPDK'ya herhangi bir öneri gelmediği için Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği bu hükümleri içerecek şekilde değiştirilmemiştir. Şu anda, EDAŞ'lar dağıtılan elektriğin gerekli kalite koşullarını sağlamak için şebekelerine bağlı üretim tesislerinden yan hizmetler talep edememektedir.
- Tüm lisanslı üretim tesisleri otomatik gerilim regülatörleri yoluyla veya dağıtım sistemi işletmecisi tarafından verilen talimat üzerine yönetmelikte belirtilen limitler içerisinde reaktif güç kontrolüne katkıda bulunmakla yükümlüdür (Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, Madde 42).

2.2 Son Kullanıcı Elektrik Tarifelerinin Yapısı

Türkiye'de elektrik tüketicileri tarafından ödenen tarifeler EPDK tarafından belirlenmektedir ve EDAŞ'ların düzenledikleri elektrik faturalarında açık bir şekilde belirtilen elektrik ve dağıtım bileşenlerini içermektedirler. Kayıp-kaçak ve iletim hizmetleri maliyetleri dağıtım bileşeni içinde yer almaktadır. Tarifedeki elektrik bileşeni görevli tedarik şirketlerince serbest olmayan tüketicilere tedarik edilen elektriğin maliyetini yansıtmaktadır ve bir tavan fiyat yöntemine göre belirlenmektedir.

Kayıp-kaçak ve iletim hizmetleri maliyetlerine ek olarak dağıtım bileşeninde dağıtım hizmetlerine ilişkin maliyetler de yer almaktadır; yani EDAŞ'ların bu faaliyetleri



gerçekleştirmek için gelir gereksinimini de içermektedir ve bu da tavan fiyat yöntemi-gine göre hesaplanmaktadır.

EPDK tarafından yayınlanan tarife çizelgeleri aynı zamanda reaktif güç maliyetini, sa-yaç ölçüm ücretini, kapasite ücretini ve emreamadeliik ücretini de göstermektedir. Çizelgelerde ayrıca son kaynak tarifi si müşteri lerine uygulanacak satış fiyatı da yer almaktadır.

EPK'ya göre, bölgeler arasındaki dağıtım maliyeti farklılıklarından tüketicileri kısmen veya tamamen korumak amacıyla 2020 sonuna kadar geçici bir fiyat eşitleme mekanizması uygulanacaktır. Bu mekanizmada EPDK, EDAŞ'lar ve tüketici grupları arasında çapraz sübvansiyonlar getirmektedir. Buna göre bu mekanizma kapsamında, EDAŞ'lar ve görevli tedarik şirketleri maliyet esaslı tarifelerini alırlarken, tüm dağıtım bölgelerindeki tüketiciler tektip bir ulusal tarife ödemektedir.

Tablo 5 bağlantı gerilimine ve tüketici grubuna göre dağılımı göstermektedir. Burada enerji maliyeti baz yük olarak varsayılmıştır.⁸

Tablo 5. 2016 1.Ç - 2.Ç - 3Ç için Ulusal Son Kullanıcı Tarifesi Maliyet Dağılımı (TL/MWh)

Bağlantı	Tüketici Grubu	1.Ç		2.Ç		3.Ç	
		Enerji Maliyeti	Dağıtım Maliyeti	Enerji Maliyeti	Dağıtım Maliyeti	Enerji Maliyeti	Dağıtım Maliyeti
İletim	Görevli Tedarikçi Müşteri	205,219	0	205,219	0	205,219	0
Dağıtım OG	Sanayi	205,219	54,955	205,219	54,954	205,219	54,954
	Ticarethane	213,428	103,158	219,624	96,96	221,207	95,377
	Mesken	213,428	100,668	219,475	94,62	221,02	93,075
	Sulama	194,959	84,61	200,042	79,526	201,341	78,227
	Aydınlatma	194,959	99,077	202,28	91,754	204,15	89,884
Dağıtım AG	Sanayi	205,219	85,479	205,219	85,478	205,219	85,478
	Ticarethane	213,428	121,335	219,623	115,137	221,208	113,552
	Mesken	213,428	118,407	219,475	112,358	221,02	110,813
	Gazi	75,184	87,49	77	82,521	77	82,521
	Sulama	194,959	99,519	200,042	94,435	201,34	93,137
	Aydınlatma	194,959	116,535	203,57	107,921	205,77	105,721
	Genel aydınlatma	181,722	116,535	167,3913	107,921	151,5224	105,721

8 Aynı zamanda günün üç ayrı dilimine göre farklı tarifelere tabi bir abone olmak da mümkündür: gündüz (06–17), puant (17–22) ve gece (22–06). Bu saatlerdeki tüketime ilişkin tarifeler de değişkenlik göstermektedir.



2.2.1 EDAŞ'ların Gelir Gereksinimlerinin Belirlenmesine Yönelik Performansa Dayalı Düzenleme

Dağıtım faaliyetleri için gelir gereksinimlerinin (izin verilen gelirlerin) belirlenmesi için PDD kullanılmaktadır. Bu yöntem ile EDAŞ'ların izin verilen gelirleri için bir tavan belirlenmekte, EDAŞ'lar karlarını artırmanın bir yolu olarak operasyonel performanslarını iyileştirmeye teşvik edilmektedir. Özellikle, EDAŞ'ların gelirleri dağıttıkları enerji miktarına bağlı olduğu için, kesintiler ve hizmet kalitesine ilişkin diğer olaylar gelir kaybı anlamına gelmektedir.

Gelir tavanının parametreleri, ortalama düzenlenmiş varlık tabanı (DVT) değeri ve kurumlar vergisi gereklilikleri üzerinden hesaplanan bir Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) getirisi ile birlikte izin verilen işletme giderleri (OPEX) ve yatırım itfaları (CAPEX)⁹ karşılanabilecek şekilde belirlenmektedir. Her bir UD sonunda gerçekleşen yatırım harcamalarına ve gerçekleşme zamanına bağlı olarak CAPEX gelir tavanı düzeltmeye tabi tutulurken, EDAŞ'ların kontrolü dışındaki maliyetler hariç olmak üzere OPEX gelir tavanı düzeltmeye tabi tutulmamaktadır. Yönetmelikte ayrıca EDAŞ'ların gelir kayıplarını önlemek için karşılamaları gereken ilave verimlilik, kalite ve kayıp-kaçak hedefleri bulunmaktadır.

Gelir gereksinimi aşağıdaki formüle göre belirlenmektedir:

$$\begin{aligned} \text{Gelir Gereksinimi} &= \text{Sistem İşletme Gelir Tavanı} - X \text{ Kalite faktörü} + \text{Kayıp-kaçak gelir tavanı} \\ &= \text{Getiri (DVT*AOSM)} + \text{OPEX} + \text{Amortisman ve vergi farkı} + \text{Zarar} \\ &\quad (\text{gerçekleşen gelir} - \text{hedeflenen gelir}) - X \text{ Kalite faktörü} \end{aligned}$$

EPDK düz bir amortisman yöntemi kullanmaktadır ve amortisman süresi EDAŞ tarafından yatırım yapılan yeni varlıklar için 10 yıldır. Öte yandan, ulusal muhasebe standartları ve kuralları elektrik varlıkları için 30 yıllık bir amortisman süresi belirlemiştir. Yatırım getirisi hesaplamalarında AOSM (sermaye varlığı fiyatlama modeli) kullanılmaktadır. 2011–2015 tarife dönemi için, reel ve vergi öncesi AOSM yüzde 10,49 olarak belirlenmiştir. UD3 için bu parametre yüzde 11,91 olarak belirlenmiştir.

UD2 bir geçiş dönemi niteliğinde olmuştur. 2013 itibarıyla özelleştirme tamamlanmıştı ve dağıtım ve perakende faaliyetleri ayrıştırılmaya başlanmıştı. Dolayısıyla, o dönemde gerçekleşen ve UD3 için kullanılan dağıtım ve elektrik satış faaliyetleri arasındaki maliyet dağılımı doğru bir şekilde yapılmamış olabilir.

Son kullanıcı tarifeleri yoluyla tahsil edilmesine izin verilen iki ayrı gelir tavanı mevcuttur:

- Dağıtım Sistemi Kullanımı Gelir Tavanı; yatırım giderlerini (amortisman), zaman içinde EPDK tarafından belirlenen sermaye yatırımı giderlerini ve dağıtım şebekesinin bakımı ve işletilmesi için yapılan işletme giderlerini (OPEX) (X faktörü ile düzeltilir) karşılamayı amaçlar.

⁹ UD1'de, amortisman süresi 5 yıldır. UD2 ve UD3'te ise 10 yıldır. CAPEX ödeneği dağıtım bölgesinde yapılan yeni yatırımlar içindir ve özelleştirme maliyetini finanse etmez. Özelleştirme bedeli EDAŞ hissedarları tarafından ödenmiştir; dolayısıyla, EDAŞ borçlu değildir. Bununla birlikte, EDAŞ'ların verimli işletme sayesinde elde edecekleri karlardan bu ödemeyi hissedarlarına aktarmaları beklenmektedir.



- Kayıp Enerji Gelir Tavanı; izin verilen bir kayıp düzeyi için dağıtım sistemi işletmecisini tazmin eder. Bu ödenek bölgeden bölgeye farklılık gösterir ve hem şebeke altyapısına hem de sosyo-politik ortama ve geçmiş kayıp düzeylerine bağlıdır.

2.2.2 OPEX (İşletme Gideri) Bileşeni

Net OPEX tahsisatı, EPDK tarafından UD'nin her yılı için önceden belirlenen, izin verilen düzenlemeye esas dağıtım gelir tavanının bir parçasını oluşturur.

UD2 için, EPDK aşağıdaki OPEX kalemlerini belirlemiştir:

- OPEX kalemleri
 - Personel giderleri
 - İ-B için kullanılacak malzeme
 - Dışarıdan temin edilen hizmetler
 - Şebeke faaliyetleri için sigorta giderleri
 - Diğer EDAŞ'lara ödemeler
 - Standart olmayan bağlantılar için OPEX
 - Standart bağlantılar için OPEX
 - Diğer OPEX
 - Düzenlemeye tabi maliyetler
 - İşletme maliyetleri
 - Olağan ve olağandışı giderler
- Tarife dışı gelir (düzenlenmiş)
 - Faaliyetler ile ilgili gelir
 - Olağandışı gelirler
- Sayaç okuma giderleri
- Kontrol dışı giderler

EPDK EDAŞ'ların OPEX başvurularını değerlendirir; geçmiş gerçekleştirmeler, ulusal ve uluslararası karşılaştırma ölçütleri ve/veya referans şirket modelleri gibi göstergeler kullanarak bu başvuruları revize eder. OPEX için nihai gelir tavanı, işletme verimliliği X faktörü kullanılarak belirlenir.

2.2.3 CAPEX Bileşeni

UD1 öncesinde, CAPEX tahsisatı genellikle sıkı tutulmaktaydı ve özellikle kapasite artışı üzerine odaklanılmaktaydı. UD1'de o dönem için gerekli yatırımların finansmanı için 'İşletme Hakkı Devri Ücreti' altında EDAŞ'lara ekstra bir tutar ödenmişti. Ertelenen özelleştirme süreci ve yeni işletmecilere geciken devir sebebiyle, bu kaynaklar çoğunlukla kamu şirketleri (TEDAŞ iştirakleri) tarafından kullanıldı. Özelleştirme sonrasında, EDAŞ'ların uluslararası en iyi uygulamalara uygun olarak dağıtım sistemini modernize etmeleri beklenmektedir. Bunun gerçekleşebilmesi için, CAPEX tahsisatları bu alanlarda yapılacak yatırımları mümkün kılacak şekilde düzeltilmiştir. Örneğin;



- sistem kullanıcılarının artan taleplerine cevap verebilmek için ihtiyaç duyulan kapasite artışı;
- rehabilitasyon ve yenileme;
- işletme teknolojisi, BT ve İleri Ölçüm Altyapısı (AMI); ve
- kalite yönetimi: SAIDI, SAIFI, MAIFI, gerilim kontrolü, vs.

EDAŞ'lar gelecekteki 5-20 yıllık dönemi kapsayan ana planlar hazırlamakla ve her üç yılda bir bunun güncellenmiş bir halini sunmakla yükümlüdür. Yatırım planları aşağıdakilere öncelik vermelidir:

- emniyet,
- arz güvenliği ve teknik kalite, ve
- giderek artan elektrik talebi sebebiyle yeni bağlantı ihtiyaçlarının karşılanması.

Bir uygulama döneminin son yılı için, EDAŞ'lar takip eden beş yıllık döneme yönelik olarak, ilgili her bir CAPEX kategorisini ayrıntılandıran yatırım planlarını EPDK onayına sunmakla yükümlüdür. Bu planların başlıca esasları şunlardır:

- Talep projeksiyonlarına uygun olarak talebin karşılanması
- Yeni teknolojilere ve olası talep dalgalanmalarına karşı esneklik
- Hizmet kalitesi
- Asgari maliyetle yüksek hizmet düzeyi sağlanması
- Mümkün olduğu ölçüde düşük kayıp oranları
- TEİAŞ yatırım planları ile koordinasyon

UD2'de EPDK EDAŞ yatırımlarının gerekçelerini ve maliyet etkililiklerini aktif bir şekilde izleyememiştir. Gerekli hizmet kalitesini temin edebilmek için, tüm EDAŞ'ların YBS ve SCADA sistemleri de dahil olmak üzere güvenilir işletme ve artan hizmet kalitesinin gerektirdiği tesislere yatırım yapması gerekmektedir. UD3'te, CAPEX gerçekleştirmeleri yıllık bazda düzenlemeye tabi tutulacaktır. Dolayısıyla, 2016 yılından itibaren, UD3 için, EPDK durum üzerindeki kontrolünü artıracaktır.

2.3 EDAŞ'ların Gelir Gereksinimleri için Hedeflerin Belirlenmesi

EDAŞ'ların izin verilen gelirlerin azalmasını önlemek amacıyla tutturmaları gereken üç spesifik hedef mevcuttur.

- OPEX için, verimsiz faaliyet gösteren EDAŞ'lara daha verimli şirketleri yakalamaları için teşvik sağlayan bir X verimlilik hedefi (X faktörü) mevcuttur.
- Kayıp hedefleri de her bir EDAŞ'a özgüdür ve geçmiş gerçekleştirmelere dayalıdır. Geleceğe dönük hedefler uluslararası standartlara doğru kademeli bir yaklaşma hedeflemektedir.
- Hizmet kalitesi hedefleri (halen uygulamaya konulması gerekiyor; tüm EDAŞ'lar tarafından tektip bir izleme sisteminin uygulanması gerekiyor). SAIDI, SAIFI, and MAIFI gibi tipik kalite kilit performans göstergeleri ile ölçülen raporlama, uygulama ve performans bakımlarından farklı başlangıç noktalarına sahip olabilseler bile, HKY'nin tam anlamıyla uygulanması süreci tüm EDAŞ'lar için aynıdır. HKY uyarınca, tüm EDAŞ'lar şeffaf bir şekilde ölçülmesi ve zamanında bildirilmesi gereken bu kilit performans göstergelerini hesaplamakla yükümlüdür.¹⁰



2.3.1 Verimlilik Tahsisatı - OPEX X Faktörü

EPDK 21 EDAŞ'a verimlilik tahsisatları (X faktörü olarak da bilinmektedir) sağlamış ve karşılaştırma amaçları için bunları gözden geçirmiştir. Bunlar elektrik dağıtımında yerli operasyonel verimliliği sağlamayı amaçlamaktadır. Kontrol edilebilir OPEX'in bir yüzdesi olarak belirlenmektedir ve yıllık OPEX tahsisatını düşürmektedir.

Net OPEX tahsisatı aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır:

$$\text{OPEX}_{\text{net}} = (\text{OPEX} - \text{tarife dışı gelir}) \times (1 - X)$$

Burada, tarife dışı gelir şebeke varlıklarından elde edilen gelirden ve bağlantı/kesme bedelleri gibi düzenlemeye tabi gelirden oluşmaktadır. Ayrıca her bir düzenlenmiş gelir kaleminin de onaylanmış bir tarifesine sahiptir.

UD1 için, X faktörleri TEDAŞ tarafından karşılaştırma yöntemi kullanılarak belirlenmiştir. Bu süreçte, benzer ülkelerde EDAŞ'ların izin verilen OPEX değerleri alınarak TEDAŞ'ın şebeke geliştirme, İ-B, genel yönetim maliyetleri, hat uzunluğu ve trafo sayısı ile karşılaştırılmıştır. Her bir kalem ve toplam için, her bir dağıtım bölgesinin ve TEDAŞ'ın maliyet düşürme potansiyeli belirlenmiştir. Daha sonra, TEDAŞ için 10 yıllık bir dönemde yüzde 7,3'lük (ortalama değerler kullanılarak hesaplanmıştır) ve yüzde 21,4'lük (en iyi uygulama ile karşılaştırılmıştır) bir verimlilik artışı gerçekleşeceği öngörülmüş ve TEDAŞ ortalaması olarak yıllık yüzde 0,8 ile yüzde 2,4 arasında bir verimlilik artışının mümkün olacağı tahmin edilmiştir. Daha sonra, bölgesel veriler kullanılarak, her bir EDAŞ için verimlilik artışı gereksinimleri hesaplanmıştır.¹¹

UD2 için, EDAŞ'ların işletme süreçlerini etkileyen en önemli parametrelerin değerleri tespit edilmiştir. Bu işlem yapılırken, kısmi verimlilik analizi, veri zarflama analizi ve toplam faktör verimliliği analizi gerçekleştirilmiş ve modeller oluşturulmuştur. Oluşturulan modeller ile 2007–2009 verileri kullanılarak, her bir dağıtım bölgesinin verimlilik puanı ve verimlilik potansiyeli hesaplanmıştır. Bu süreçte hat uzunluğunun EDAŞ'ların performansı üzerinde büyük bir etkisi olduğu ortaya konulmuştur. Bölgesel verimlilik puanları hesaplanırken, sektör verimliliği de değerlendirilmiş ve bu kapsamda 2007–2009 dönemi için dağıtım sektörünün toplam faktör verimliliği de hesaplanmıştır. Verimlilik faktörlerinin belirlenmesi sürecinde, özelleştirme sürecinin henüz tamamlanmadığı göz önünde bulundurularak verimlilik hedefi yüzde 100 yerine yüzde 90 olarak belirlenmiştir. Sonuç olarak, UD2 verimlilik parametrelerinin 10 yıl içerisinde yüzde 90 verimliliğe ulaşacağı tespit edilmiştir.

UD3 için, EPDK Kurul Kararı (5885-1 sayılı ve 24 Kasım 2015 tarihli) uyarınca veri zarflama yöntemi kullanılmıştır. Bu süreçte, Dağıtım Sistemi Gelirinin Düzenlenmesi Hakkında tebliğ kapsamındaki analiz edilen işletme gideri bileşenleri kullanılarak verimlilik düzeyleri hesaplanmaktadır. Verimlilik modelinde, işletme gideri bileşenleri, hat uzunluğu, trafo kapasitesi, trafo sayısı, dağıtım sistemine giren enerji, puant talep, coğrafi alan, dağıtım sistemi kullanıcılarının sayısı, vs. kullanılırken kontrol edileme-

10 HKY uygulama sürecinde, Türkiye durumuna uyarlama için standartlarda değişiklik yapılması gerekebilir.

11 Türkiye Doğal Gaz ve Elektrik Dağıtım Sektörlerinde Verimlilik Faktörü Uygulaması - Mustafa Düzgün.



yen giderler kullanılmamaktadır. Ek olarak, dağıtım sistemi kullanıcılarının yoğunluğu (km² başına düşen kullanıcı), hanehalkı tüketici oranı, sosyoekonomik kalkınmışlık oranı ve gerçekleşen kayıp oranı gibi değişkenler de çevresel faktörler olarak kullanılabilir.

UD2 ve UD3 için X faktörleri Tablo 6'da sunulmuştur.

Tablo 6. Türkiye'deki 21 EDAŞ için Verimlilik Tahsisatları (X Faktörü)

Şirket	Devir tarihi	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Aydem/Menderes (Bereket)	15.08.2008	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Başkent (EnerjiSA-e.on)	28.01.2009	%0,58	%1,44	%3,35	%3,35	%3,35	%1,28	%1,28	%1,28	%1,28	%1,28
Sedaş (Akcez)	11.02.2009	%0,45	%1,14	%2,64	%2,64	%2,64	%0,54	%0,54	%0,54	%0,54	%0,54
Kayseri*	15.07.2009	%0,78	%1,95	%4,53	%4,53	%4,53	%2,34	%2,34	%2,34	%2,34	%2,34
Meram (Alarko)	30.10.2009	%0,99	%2,46	%5,71	%5,71	%5,71	%0,79	%0,79	%0,79	%0,79	%0,79
Osmangazi (Yıldızlar)	31.05.2010	%0,14	%0,36	%0,83	%0,83	%0,83	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	%0,31	%0,77	%1,78	%1,78	%1,78	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	%0,07	%0,17	%0,39	%0,39	%0,39	%0,43	%0,43	%0,43	%0,43	%0,43
Çoruh (AKSA)	30.09.2010	%0,43	%1,09	%2,52	%2,52	%2,52	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Yeşilirmak (Çalık)	30.12.2010	%0,00	%0,01	%0,01	%0,01	%0,01	%0,53	%0,53	%0,53	%0,53	%0,53
Akedaş/Göksu (Akedaş)	31.12.2010	%0,73	%1,83	%4,25	%4,25	%4,25	%0,02	%0,02	%0,02	%0,02	%0,02
Fırat (AKSA)	06.01.2011	%0,53	%1,33	%3,08	%3,08	%3,08	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Trakya (İçlas)	03.01.2012	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%1,61	%1,61	%1,61	%1,61	%1,61
Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Gediz (Elsan, Tümaş, Karaçay)	14.06.2013	%0,00	%0,00	%0,00	0,00	0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Dicle (İşkaya-Dogu)	28.06.2013	%0,33	%0,83	%1,93	%1,93	%1,93	-	-	-	-	-
Aras (Kiler - Çalık)	28.06.2013	%0,67	%1,68	%3,91	%3,91	%3,91	-	-	-	-	-
Vangölü (Türkerler)	29.07.2013	%0,90	%2,25	%5,21	%5,21	%5,21	-	-	-	-	-
Ayedaş (EnerjiSA-e.on)	01.08.2013	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00	%0,00
Toroslar (EnerjiSA-e.on)	01.10.2013	%0,10	%0,25	%0,58	%0,58	%0,58	%0,61	%0,61	%0,61	%0,61	%0,61

Not: * Yüzde 0, işletmedeki tatmin edici verimlilik sebebiyle OPEX'te bir azalma olmadığı anlamına gelir.¹²

Kaynak: EPDK, Yazarlar

“Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği” Madde 7 hükümleri uyarınca, kayıp-kaçaklarının ulusal ortalama üzerinde kalacağı varsayımıyla, 2020 sonuna kadar üç EDAŞ için verimlilik faktörü uygulanmayacaktır (Dicle, Aras ve Vangölü)¹³.

¹² Bazı EDAŞ'lar için X faktörü, gelir teklifleri zaten bir indirim ile onaylandığı için sınır olarak tutulmuştur.

¹³ Ocak 2015 tarihli Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği. Göç, siyasi huzursuzluk ve son zamanlarda sığınmacılar gibi sosyoekonomik ve politik sebeplerden dolayı, üç EDAŞ istisnai derecede yüksek kayıp-kaçak oranlarına ve yetersiz performansa sahiptir.



2.3.2 Kayıp Hedefleri

Kayıp enerji maliyetini karşılama yöntemi son on yıllık dönemde değişiklikler geçirmiştir. UD1’de, dengeleme ve uzlaştırma esaslarının uygulanması ile birlikte, özel üretim şirketleri TEDAŞ tarafından belirlenen ve daha sonra EPDK tarafından onaylanan teknik kayıpları telafi etmek için serbest tüketicilere olan üretimlerini artırıyorlardı. EDAŞ’lar, perakende satışları yoluyla, serbest tüketiciler tarafında ölçülmeyen enerji olmadığı varsayımıyla kayıplarının geri kalanını telafi ediyordu. Serbest tüketici limitinin düşmesi ile birlikte, serbest tüketicilerin tüketimi artmış ve sonuçta serbest olmayan tüketiciler üzerindeki yük de artmıştır. Daha sonra bu kayıpların karşılanmasına ilişkin yöntem değiştirilmiş ve 29 Aralık 2010’dan itibaren kayıplar dağıtım bölgesine giren enerji ile tüketiciler üzerinde ölçülen miktar ve dağıtım bölgesinden çıkan enerji arasındaki fark kullanılarak hesaplanmaya başlamıştır.

Ayrıca, özellikle UD1’de ve kısmen de UD2’de, sokak aydınlatması o zamanlar ölçülmediğinden dolayı kayıp değerleri çok kesin değildi ve bazı EDAŞ’lar kayıp enerjinin bir kısmını bu kaleme atfediyordu. Bazı EDAŞ’lar özelleştirmeden sonra gerçek kayıp değerlerinin açıklanandan daha yüksek olduğunu iddia ettiler. Durum böyle ise, kayıp değerlerinin tespiti için güvenilir olmayan değerlerin referans alınması EDAŞ’lar için ulaşılamaz hedefler ortaya koyacaktı. UD’ler sırasında yapılan düzeltmeler durumun böyle olabileceğine işaret etmekteydi. Dolayısıyla, kayıpları ve bir EDAŞ’ın düşen performansını değerlendirirken, hedeflenen ve gerçekleşen kayıp değerlerini karşılaştırmak bu dönemlere ilişkin değerlendirmeyi yanlış yönlendirebilir. Ayrıca, bu performansın değerlendirilmesi için, özelleştirme sonrasındaki dönem EDAŞ hakkında daha iyi bir fikir verecektir.

Özelleştirmenin amaçları arasında özellikle geçmişten bu yana yüksek kayıp-kaçak oranlarına sahip bölgelerde olmak üzere kayıp-kaçak oranlarının düşürülmesi yer almaktadır. Eğer bir EDAŞ hedefe göre daha düşük veya daha yüksek bir kayıp-kaçak oranı elde ederse, ekstra kazanımlar veya kayıplar EDAŞ’a ait olmaktadır. Dolayısıyla, kayıp-kaçak oranlarının EPDK tarafından belirlenen hedef oranların altına düşürülmesi, EDAŞ’ın aradaki bu farkı kar olarak elinde tutabileceğinden dolayı özellikle ödüllendiricidir. Her bir EDAŞ için kayıp-kaçağın öngörülen maliyeti EPDK tarafından belirlenmekte ve dağıtım tarifelerine yansıtılmaktadır. Her bir EDAŞ talep tahminlerini EPDK’ya sunmakta ve EPDK da bu tahminleri ulaşılan gelir gereksiniminden birim fiyatı türetmek için kullanmaktadır.

Tablo 7, EPDK tarafından EDAŞ’lar için formüle edilen, 2011-2020 kayıp-kaçak oranı hedeflerini göstermektedir. Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği Madde 8 hükümlerine göre, kayıp faktörü yüksek kayıp-kaçak oranlarına sahip Dicle, Aras ve Vangölü EDAŞ’lar için farklı hesaplanmaktadır.

**Tablo 7. Türkiye’deki 21 EDAŞ için Hedef Kayıp-Kaçak Oranları**

Şirket	Devir Tarihi	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Aydem/Menderes (Bereket)	15.08.2008	%12,77	%8,62	%8,32	%8,04	%7,78	%9,80	%9,34	%8,90	%8,49	%8,09	%7,92
Başkent (EnerjiSA-e.on)	28.01.2009	%11,64	%10,20	%9,49	%8,83	%8,22	%8,46	%8,07	%7,88	%7,88	%7,88	%8,00
Sedaş (Akcez)	11.02.2009	%12,96	%11,08	%10,24	%9,47	%8,77	%7,66	%7,31	%6,96	%6,64	%6,33	%7,42
Kayseri*	15.07.2009	%0,00	%0,00	%0,00	%10,27	%10,50	%10,01	%10,01	%10,01	%10,01	%10,01	%7,44
Meram (Alarko)	30.10.2009	%9,31	%8,93	%8,78	%8,63	%8,49	%8,59	%8,28	%8,28	%8,28	%8,28	%7,90
Osmangazi (Yıldızlar)	31.05.2010	%7,36	%7,22	%7,13	%7,04	%6,95	%7,21	%7,21	%7,21	%7,21	%7,21	%7,77
Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	%10,09	%9,80	%9,26	%8,75	%8,28	%7,72	%7,36	%7,02	%6,92	%6,92	%7,93
Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	%8,93	%9,23	%8,48	%7,79	%7,15	%6,96	%6,90	%6,90	%6,90	%6,90	%7,55
Çoruh (AKSA)	30.09.2010	%12,71	%13,38	%12,72	%12,11	%11,53	%10,90	%10,39	%10,15	%10,15	%10,15	%9,35
Yeşilirmak (Çalık)	30.12.2010	%17,71	%10,89	%10,30	%9,75	%9,23	%10,35	%9,87	%9,41	%8,97	%8,78	%8,50
Akedaş/Gökusu (Akedaş)	31.12.2010	%12,65	%11,77	%11,51	%11,27	%11,05	%10,03	%10,03	%10,03	%10,03	%10,03	%7,46
Fırat (AKSA)	06.01.2011	%15,14	%12,59	%11,45	%10,41	%9,47	%12,59	%11,65	%11,11	%10,59	%10,09	%9,74
Trakya (İçtaş)	03.01.2012	%11,10	%9,24	%8,76	%8,30	%7,87	%7,70	%7,70	%7,70	%7,70	%7,70	%7,15
Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	%11,74	%8,90	%8,75	%8,60	%8,45	%8,86	%8,45	%8,05	%8,02	%8,02	%9,66
Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	%17,39	%14,50	%13,30	%12,19	%11,18	%9,12	%8,69	%10,76	%10,26	%9,78	%9,60
Gediz (Elsan, Tütaş, Karapay)	14.06.2013	%8,63	%6,82	%6,69	%6,56	%6,44	%8,48	%8,08	%7,70	%7,34	%7,00	%8,47
Dicle (İşkaya-Doğu)	28.06.2013	%53,97	%52,39	%46,35	%41,00	%36,27	%60,96	%50,63	%71,07	%59,03	%49,03	%71,62
Aras (Kiler - Çalık)	28.06.2013	%26,89	%25,82	%22,88	%20,27	%17,97	%22,92	%19,04	%25,70	%21,35	%17,73	%31,68
Vangölü (Türkierler)	29.07.2013	%55,11	%51,05	%45,21	%40,03	%35,45	%46,15	%38,33	%52,10	%43,27	%35,94	%60,16
Ayedaş (EnerjiSA-e.on)	01.08.2013	%11,34	%9,38	%8,61	%7,91	%7,27	%7,12	%6,79	%6,61	%6,61	%6,61	%7,61
Toroslar (EnerjiSA-e.on)	01.10.2013	%16,89	%11,59	%10,60	%9,70	%8,87	%9,38	%8,94	%11,80	%11,25	%10,72	%13,59

Kaynak: EPDK 2016.

UD1 ve UD2 sırasında, kayıp-kaçak hedefleri UD başında her bir UD yılı için ayrı ayrı belirlenmiştir. Bu yöntem 2011–2015 döneminde tüm dağıtım bölgelerinde uygulanmasına rağmen, o zaman henüz özelleştirilmedikleri için Dicle, Vangölü, Aras, Toroslar ve Boğaziçi bölgeleri için kayıp-kaçak oranları 2013 yılında yeniden belirlenmiştir¹⁴. Bununla birlikte, UD3 için, kayıp-kaçak hedefleri son üç yıldaki gerçekleştirmeler kullanılarak ve o UD için EPDK tarafından belirlenen eşik değer (ED) kullanılarak sadece bir yıl için belirlenmiştir.

EPK’da 27 Mart 2015 tarihinde yapılan bir değişiklik ile, EPDK Kurulu kayıp-kaçak oranları ülke ortalamasının üzerinde olan EDAŞ’lar için farklı uygulama yapmaya ve EPK Geçici Madde 18 hükümleri uyarınca önceki yılda gerçekleşen kayıp-kaçak oranlarını göz önünde bulundurarak kayıp-kaçak hedeflerini yeniden belirlemeye yetkili kılınmıştır.

EPDK 15 Aralık 2015 tarihinde yayınladığı bir karar¹⁵ ile aşağıdaki denklemlerde açıklandığı gibi gerçekleştirmeler ve hedefler arasındaki farkları azaltmıştır.

¹⁴ 4128 sayılı ve 15 Kasım 2012 tarihli Kurul Kararı.

¹⁵ EDAŞ’ların hedef kayıp oranlarının belirlenmesine ilişkin usul ve esaslar.



- (a) Son üç yıllık dönemde kayıp düzeyi, Kurul tarafından uygulama dönemi için belirlenen eşik değerin altında olan şirketlerin bir sonraki yıla ait hedef kayıp oranı değeri aşağıdaki denkleme göre hesaplanır:

$$HKO_t = (ED + \text{asgari } [KKO_{t-2}, KKO_{t-3}, KKO_{t-4}]) / 2$$

t : UD yılı

HKO : Hedef Kayıp Oranı

KKO : Gerçekleşen kayıp-kaçak oranı

- (b) Son üç yıllık dönemde KKO değeri, eşik değerden büyük, ancak aynı yıllara ilişkin ulusal ortalama KKO değerinden küçük olan şirketler için bir sonraki yıla ait HKO değeri aşağıdaki denkleme göre hesaplanır:

$$HKO_t = \text{Ağırlıklı Ortalama } (KKO_{t-2}, KKO_{t-3}, KKO_{t-4}) \times 0,98$$

Eğer bu denklemin sonucu ED'den büyük ise, hedef ED olarak belirlenir.

- (c) Son üç yıllık dönemde KKO değeri, aynı yıllara ilişkin ulusal ortalama KKO değerinden büyük olan şirketler için bir sonraki yıla ait HKO değeri aşağıdaki denkleme göre hesaplanır:

$$HKO_t = \text{Ağırlıklı Ortalama } (KKO_{t-2}, KKO_{t-3}, KKO_{t-4}) \times 0,97$$

Daha önce de açıklandığı gibi, bir EDAŞ hedef orana göre daha yüksek bir oran gerçekleştirdiğinde, EDAŞ için ilave bir maliyet ortaya çıkacaktır ve bu farkın TETAŞ satış fiyatı üzerinden satın alınması gerekecektir. Bu durum daha düşük kayıp-kaçak oranları için bir teşvik oluşturmaktadır.

2.3.3 Hizmet Kalitesi Hedefleri

Tarihsel olarak, hizmet kalitesinin izlenmesine yönelik gerekli sistemler tüm EDAŞ'lar da tektip bir şekilde kurulu olmadığından, kalite göstergeleri izlenmemiştir. Dolayısıyla, mevcut UD3 dönemi de dahil olmak üzere yatırım dönemleri için kalite hedefleri belirlenmemiştir. Ancak, 30 Aralık 2015 tarihli Kurul Kararı ile, UD için genel bir kalite göstergesi belirlenmiştir. Buna göre, ölümlü kaza yaşanmayan EDAŞ'lar için (üçüncü tarafların yol açtığı kazalar hariç) UD3'ün üçüncü yılından itibaren sistem işletimi gelir tavanı yüzde 0,5 artırılabilecektir.



3. Hedeflerin Gerçekleşmesi

3.1 Verimlilik Tahsisatı - OPEX X Faktörü

Operasyonel verimlilik açısından, Tablo 6'daki X faktörü değerleri Aydem, Trakya, Boğaziçi, Gediz ve Ayedaş'ın OPEX tahsisatlarının düşürülmemesi gerektiğini göstermektedir. UD2'de belirli X faktörü uygulanan dört EDAŞ'ın (Osmanгази, Çamlıbel, Çoruh ve Fırat) UD3'te X faktörü 0 olacaktır.¹⁶ En son mevzuata göre, UD3'te Dicle, Aras ve Vangölü EDAŞ'ın kontrol edilebilir işletme giderlerine X faktörü uygulanmayacaktır. Daha önce de açıklandığı gibi, yakın geçmişte çıkarılan "Dağıtım Sisteminde Kayıpların Azaltılmasına Dair Tedbirler Yönetmeliği" kayıp ve kaçak oranları ulusal ortalamanın üzerinde olan dağıtım bölgelerini ayırtırmakta ve bu üç bölgeyi tedarik sürekliliği, teknik kalite ve cezalar da dahil olmak üzere hizmet kalitesi yükümlülüklerinden muaf tutmaktadır. Yüksek kayıp-kaçak oranlarına sahip bu EDAŞ'lar 2020 yılına kadar verimlilik parametrelerinden sorumlu olmayacaktır.

Kontrol edilebilir işletme giderleri UD3'te düşmesi beklenen EDAŞ'lar aşağıdaki Tablo 8'de listelenmiştir.

Tablo 8. UD3'te X faktörleri 0'dan Büyük Olan EDAŞ'lar

Şirket	2011 (%)	2012 (%)	2013 (%)	2014 (%)	2015 (%)	2016 (%)	2017 (%)	2018 (%)	2019 (%)	2020 (%)
Başkent (EnerjiSA-e.on)	0,58	1,44	3,35	3,35	3,35	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
Sedaş (Akcez)	0,45	1,14	2,64	2,64	2,64	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Kayseri	0,78	1,95	4,53	4,53	4,53	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34
Meram (Alarko)	0,99	2,46	5,71	5,71	5,71	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	0,07	0,17	0,39	0,39	0,39	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Yesilirmak (Çalık)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Akedaş/Göksu (Akedaş)	0,73	1,83	4,25	4,25	4,25	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
Toroslar (EnerjiSA-e.on)	0,10	0,25	0,58	0,58	0,58	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

Kaynak: Yazarlar, EPDK

Tablo 8'de gösterilen EDAŞ'lar için spesifik X faktörü hedefleri belirlenmesine rağmen, bunlar diğer EDAŞ'lara göre düşük performans gösteren EDAŞ'lar olarak değerlendirilmemelidir. Bu durum EPDK karşılaştırmasının bir sonucudur ve UD3 için işletme maliyetlerinin operasyonel verimlilik karşılaştırmasındaki referans değerlerden daha yüksek olduğunu göstermektedir. Dolayısıyla, EPDK bunların maliyetlerine bir indirim uygulamıştır. Yüksek kayıp-kaçak oranlarına sahip üç EDAŞ dışında, UD2'de yüzde 1,75 olan ortalama verimlilik artışı beklentisi UD3 için yüzde 0,91'dir.

¹⁶ UD2 ve UD3'te kullanılan X faktörleri Tablo 6'da sunulmuştur.



3.2 Kayıp-Kaçak

Bölüm 2.3.2’de açıklandığı gibi, kayıp-kaçak oranı hesaplama yöntemi ve enerji kayıplarını telafi yöntemi ilk iki UD sırasında değişikliklere uğramıştır. UD1’de kayıp-kaçak hedefleri satın alınan enerji ile satılan enerji arasındaki farka dayalı olarak hesaplanıyordu ve buna göre serbest tüketicilerin teknik kayıpları, tedarikçileri tarafından tazmin ediliyordu.

Dolayısıyla, serbest tüketiciler geçiş yaptığında aşağıdaki yanlış hesaplamalar yapılıyordu:

- Bu serbest tüketicilerin ölçülmeyen enerji payı satın alınan ve satılan enerji arasındaki farkı artırmış ve kayıp enerji miktarı olduğundan yüksek görünmüştür.
- Kayıp düzeyleri daha düşük olan EDAŞ’larda, teknik kayıpların karşılanması için özel tedarikçiler tarafından sağlanan enerji EDAŞ’lar tarafından satın alınan enerjiyi azaltmış ve kayıp enerji miktarı olduğundan düşük görünmüştür.

UD2’de, yukarıda açıklanan yanlış hesaplamaları önlemek için, dağıtımı yapılan enerji miktarına dayalı bir metodoloji kullanılmıştır. Dolayısıyla, bu çalışmanın amaçları bakımından, hesaplama yöntemlerindeki farklılık sebebiyle, UD1 ile UD2 arasındaki kayıp-kaçak oranlarını karşılaştırmak anlamlı olmayacaktır. Öte yandan, UD2 hedef kayıp oranlarının belirlenmesi sırasında, dokuz EDAŞ özel işletmeciler tarafından işletilmekteydi ve bu bölgelerden üçü özel sektöre yeni devredilmişti. Bazı EDAŞ’lar kamu tarafından işletilen bölgelerdeki kayıtların güvenilir olmadığını bunun da muhtemelen yanlış hedef belirlemeye yol açtığını iddia ediyordu. Buna göre, EPDK tarafından 2013 yılında bazı EDAŞ’ların hedef kayıp-kaçak oranları revize edildi (ilgili EDAŞ’lar özelleştirilmeden önce) ve nihai hedef oranlar Tablo 9’da sunulmaktadır. Tablo 9 gerçekleşen kayıp-kaçak oranları ile 2016 hedef oranlarını göstermektedir.



**Tablo 9. EDAŞ'ların Gerçekleşen Kayıp-Kaçak Oranları ve 2016 Hedefleri**

Şirket	Devir Tarihi	2006 (%)	2007 (%)	2008 (%)	2009 (%)	2010 (%)	2011 (%)	2012 (%)	2013 (%)	2014 (%)	2015 (%)	2016 Hedefi (%)
Aydem/Menderes (Bereket)	15.08.2008	7,11	7,36	11,92	10,28	8,69	8,41	8,00	7,61	7,90	7,03	7,92
Başkent (EnerjiSA- e.on)	28.01.2009	9,56	8,63	8,48	8,88	8,55	9,17	8,67	7,90	7,70	7,00	8,00
Sedaş (Akceş)	11.02.2009	10,12	6,53	7,55	8,04	6,41	7,00	7,14	6,64	6,80	6,68	7,42
Kayseri*	15.07.2009		11,14	10,27	10,70	8,74	7,12	6,89	6,85	6,90	5,25	7,44
Meram (Alarko)	30.10.2009	7,83	8,27	8,80	9,01	9,64	8,93	8,98	7,14	7,30	7,30	7,90
Osmangazi (Yıldızlar)	31.05.2010	7,24	6,26	5,64	6,78	9,11	7,14	7,15	7,86	7,80	7,62	7,77
Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	8,55	8,76	9,21	8,10	7,31	9,20	8,32	7,58	7,70	7,06	7,93
Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	31.08.2010	8,81	8,59	7,52	7,30	7,38	8,92	7,32	7,03	6,90	6,94	7,55
Çoruh (AKSA)	30.09.2010	12,27	11,98	10,63	11,44	11,57	11,24	10,19	9,42	9,00	9,28	9,35
Yeşilirmak (Çalık)	30.12.2010	9,47	9,09	9,24	10,86	12,89	7,80	7,26	10,46	8,30	7,90	8,50
Akedaş/Göksu (Akedaş)	31.12.2010	9,33	7,95	7,84	8,44	8,17	8,33	7,22	6,70	6,80	4,98	7,46
Fırat (AKSA)	06.01.2011	11,68	10,99	10,44	13,61	12,24	11,11	10,85	9,49	9,50	10,44	9,74
Trakya (İctas)	03.01.2012	9,34	7,61	7,18	7,11	6,80	8,26	6,46	6,14	6,30	7,39	7,15
Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	8,87	9,72	9,40	9,29	8,30	8,47	9,78	11,32	8,50	7,02	9,66
Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	28.05.2013	12,25	12,15	10,84	9,56	9,75	10,76	10,24	9,89	9,20	9,44	9,60
Gediz (Elsan, Tumaş, Karaçay)	14.06.2013	6,48	10,23	7,48	8,89	8,84	8,83	7,81	9,73	8,40	7,36	8,47
Dicle (İşkaya- Doğu)	28.06.2013	57,76	64,81	64,54	73,39	65,48	76,55	71,74	75,03	74,10	72,12	71,62
Aras (Kiler-Çalık)	28.06.2013	29,42	29,32	27,16	27,67	25,47	34,02	33,79	27,58	26,20	26,60	31,68
Vangölü (Türkerler)	29.07.2013	63,83	56,19	55,91	55,56	57,15	59,05	59,07	65,84	61,00	59,70	60,16
Ayedaş (EnerjiSA- e.on)	01.08.2013	10,24	9,14	8,71	7,47	6,92	6,91	6,88	7,59	7,20	7,00	7,61
Toroslar (EnerjiSA-e.on)	01.10.2013	10,85	10,61	9,85	9,84	8,92	13,77	13,22	15,24	13,20	12,50	13,59

Kaynak: ETKB ve EPDK 2016.

Dağıtım özelleştirmesinin amaçlarından birisi teknik kayıpları makul seviyelere indirmek ve kaçak kullanımları önlemektir. UD2 öncesinde özelleştirilen EDAŞ sayısının sınırlı olduğu düşünüldüğünde, UD2 için gerçekleşen kayıp-kaçak oranları ile hedef kayıp-kaçak oranlarını karşılaştırmanın, özelleştirmenin kayıp-kaçakların azaltılması üzerindeki etkisi ile ilgili doğru bir sonuca ulaştırmayacağı değerlendirilmektedir. Bu sebeple, UD2'de gerçekleşen kayıp-kaçak oranları, dağıtım bölgesi devralındıktan sonraki yıllar dikkate alınarak karşılaştırılmaktadır. Ayrıca, 2016 hedefleri ile 2015 gerçekleştirmelerinin karşılaştırması EDAŞ'ların çoğunun 2016 hedeflerini daha 2015 yılında tutturduğunu göstermektedir. UD2'de özelleştirme sonrası kayıp-kaçak azaltma performansı yüzde 20'den fazla olan yedi EDAŞ bulunmaktadır.



Tablo 10. Kayıp-Kaçak Oranı Gerçekleşmeleri ile 2016 Hedeflerinin Karşılaştırması

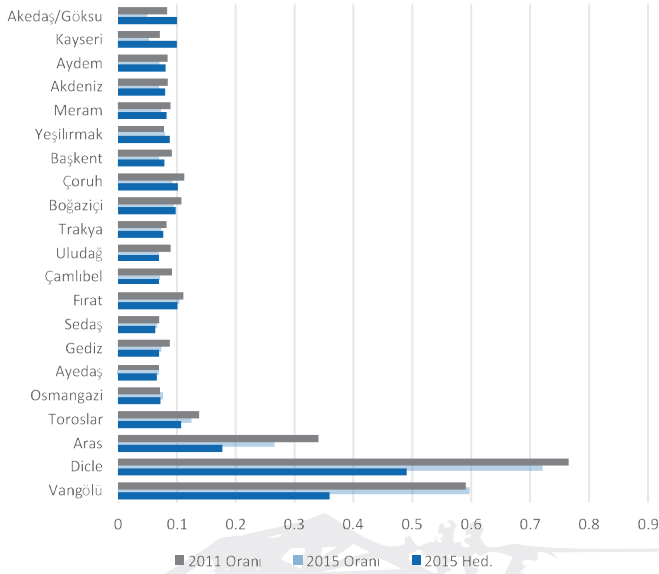
Şirket	2011 (%)	2012 (%)	2013 (%)	2014 (%)	2015 (%)	2016 Hedefi (%)	2015 Hedefi - Oran (%)	2016 Hedefi - 2015 Oranı (%)	Özelleştirme Sonrası Performans (%)
Aydem/Menderes (Bereket)	8,41	8,00	7,61	7,90	7,03	7,92	1,06	0,89	16,41
Başkent (EnerjiSA- e.on)	9,17	8,67	7,90	7,70	7,00	8,00	0,88	1,00	23,66
Sedaş (Akcez)	7,00	7,14	6,64	6,80	6,68	7,42	-0,35	0,74	4,57
Kayseri*	7,12	6,89	6,85	6,90	5,25	7,44	4,76	2,19	26,26
Meram (Alarko)	8,93	8,98	7,14	7,30	7,30	7,90	0,98	0,60	18,25
Osmangazi (Yıldızlar)	7,14	7,15	7,86	7,80	7,62	7,77	-0,41	0,15	-6,72
Çamlıbel (Limak, Kolin, Cengiz)	9,20	8,32	7,58	7,70	7,06	7,93	-0,14	0,87	23,26
Uludağ (Limak, Kolin, Cengiz)	8,92	7,32	7,03	6,90	6,94	7,55	-0,04	0,61	22,20
Çoruh (AKSA)	11,24	10,19	9,42	9,00	9,28	9,35	0,87	0,07	17,44
Yeşilirmak (Çalık)	7,80	7,26	10,46	8,30	7,90	8,50	0,88	0,60	-1,28
Akedaş/Göksu (Akedaş)	8,33	7,22	6,70	6,80	4,98	7,46	5,05	2,48	40,22
Fırat (AKSA)	11,11	10,85	9,49	9,50	10,44	9,74	-0,35	-0,70	6,03
Trakya (İçtaş)	8,26	6,46	6,14	6,30	7,39	7,15	0,31	-0,24	-14,40
Akdeniz (Limak, Kolin, Cengiz)	8,47	9,78	11,32	8,50	7,02	9,66	1,00	2,64	37,99
Boğaziçi (Limak, Kolin, Cengiz)	10,76	10,24	9,89	9,20	9,44	9,60	0,34	0,16	4,55
Gediz (Elsan, Tümaş, Karaçay)	8,83	7,81	9,73	8,40	7,36	8,47	-0,36	1,11	24,36
Dicle (Işıkaya-Doğu)	76,55	71,74	75,03	74,10	72,12	71,62	-23,09	-0,50	3,88
Aras (Kiler - Çalık)	34,02	33,79	27,58	26,20	26,60	31,68	-8,87	5,08	3,55
Vangölü (Türkerler)	59,05	59,07	65,84	61,00	59,70	60,16	-23,76	0,46	9,33
Ayedaş (EnerjiSA- e.on)	6,91	6,88	7,59	7,20	7,00	7,61	-0,39	0,61	7,77
Toroslar (EnerjiSA- e.on)	13,77	13,22	15,24	13,20	12,50	13,59	-1,78	1,09	17,98

Kaynak: Yazarlar, EPDK

Genel olarak, özelleştirme sonrasında çoğu bölgede devir sonrası kayıp-kaçak oranlarında özelleştirme öncesinde bildirilen oranlara göre bir azalma sağlandığı sonucuna varmak mümkündür. Şekil 4'te 2015 hedeflerinin 2015 gerçekleşmeleri ile karşılaştırmasında görüldüğü gibi, bu raporda değerlendirme dışı bırakılan üç EDAŞ dışında gerçekleşmeler hedeflere yakındır. Bazı EDAŞ'larda, gerçekleşmeler hedeflerden önemli ölçüde daha iyidir (örneğin Akedaş, Kayseri, Aydem ve Akdeniz). Bu durum, başka faktörlerin uygulamayı olumlu etkilediğinde teşvik mekanizmasının işlediğini göstermektedir.



Şekil 4. IP2 EDAŞ'ların Kayıp-Kaçak Performansları



Kaynak: Yazarlar

3.3 Hizmet Kalitesi

Hizmet Kalitesi Yönetmeliği kapsamlıdır ve hizmet kalitesi çerçevesini oluşturmak için yeterlidir. Ancak, uygulama 21 EDAŞ arasında farklı seviyelerdedir. EDAŞ'ların performansı, izleme, veri toplama düzenlemeleri ve planlanan yatırımlarının fizibilitesi/gerekliliği önemli farklılıklar göstermektedir. HKY uyarınca, EDAŞ'lar 'Tedarik Sürekliliğinin', 'Teknik Kalitenin' ve 'Ticari Kalitenin' sağlanmasından sorumlu iken, görevli perakende şirketi sadece 'Ticari Kalitenin' sağlanmasından sorumludur. Bununla birlikte, tüm EDAŞ'ların HKY'yi şeffaf bir kalite ölçüm sistemi ile zamanlı bir şekilde nasıl uygulayacağı belirsizdir ve bununla ilgili açık yol gösterici bilgiler bulunmamaktadır.

3.3.1 Hizmet Kalitesi Göstergelerinin Raporlanması

Yönetmeliğin önemli maddelerinden birisi EDAŞ'lar tarafından hizmet kalitesi göstergelerinin düzenli olarak raporlanmasına ilişkin gereklilikler hakkındadır. Tablo 11 her bir EDAŞ tarafından raporlama konusunda kaydedilen ilerlemeleri göstermektedir.

Bu tablo raporlama düzeyinin EDAŞ'lar arasında önemli ölçüde değişkenlik gösterdiğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, kullanılan raporlama metodolojisinin veya verilerin kalite düzeyinin güvenilir bir değerlendirmesi bulunmamaktadır. Bazı EDAŞ'lar istenen bilgileri elektronik çizelge programlarında sunarken, bazıları PDF formatında sunmuştur. Verilerin şeffaflığı ve erişilebilirliği de bir başka sorundur. Örneğin, Çamlıbel ve Akdeniz'in bazı verileri erişilebilir değildir. Öte yandan, yayınlanan bilgiler de her zaman güncel değildir. Verilerin geç yayınlanması veya hiç yayınlanmaması da bir endişe kaynağıdır; çünkü hizmet kalitesi yönetimi, anında olmasa bile zamanında harekete geçilmesini gerektirmektedir.



EDAŞ'ların web sitelerindeki kalite verilerinin genel değerlendirmesi EDAŞ'ların halen gerekli verileri toplamak ve EPDK/ETKB'ye tatmin edici bir şekilde raporlamak için mekanizmaları geliştirmeleri gerektiğini göstermektedir. Bununla birlikte, EDAŞ'ların çoğunluğunun verileri anlamlı ve zamanlı bir şekilde toplamak, derlemek, birleştirmek ve analiz etmek için teknik ve personel kapasitelerini geliştirmeleri gerekmektedir.

EDAŞ'lar mevcut verileri düzenli bir şekilde EPDK'ya sunmuşlardır. Ancak, bilgilerin tamlığı, hassasiyeti, doğruluğu, uyumluluğu ve tutarlılığı ile nasıl bir şeffaflık içinde duyuruldukları ile ilgili bazı endişeler mevcuttur.

Tablo 11. EDAŞ'lar Tarafından Ticari Kalite ve Tedarik Sürekliliği Kalite Göstergelerinin Raporlanması

Şirket	Tablo 1 Kesinti Detayları	Tablo 5 Kesintilerin Özeti	Tablo 7 Şikayet Detayları	Tablo 8a ve 8c Şikayet Özeti
1. Dicle	Haziran 2014'ten itibaren, 2015 aylık 'Mayıs 2016'	Haziran 2014'ten Ağustos 2015'e kadar, aylık 'Mayıs 2016'	Yayınlanmamış	Yayınlanmamış
2. Vangözü	2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'	Sadece tablo 8a: 2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'
3. Aras	Aralık 2013, 2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013 yıllık, 2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013 yıllık, 2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2015 aylık 'Nisan 2016'
4. Çoruh	2011 yıllık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011 yıllık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık (son çeyrek eksik), 2013–2014–2015 Aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık (son çeyrek eksik), 2013–2014–2015 Aylık 'Mayıs 2016'
5. Fırat	2011 yıllık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011 yıllık, 2013–2014(pdf)–2015 Aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık, 2013–2014–2015 Aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık, 2013–2014–2015 Aylık 'Mayıs 2016'
6. Çamlıbel	2013–2014 aylık (2015 erişilebilir değil) 'Aralık 2014'	2009–2010–2011–2012 yıllık, 2013–2014 aylık (2015 erişilebilir değil) 'Aralık 2014'	2009–2010–2011–2012 Üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Aralık 2015'	2009–2010–2011–2012 Üç aylık, 2013–2014–2015 aylık(pdf) 'Aralık 2015'
7. Toroslar	2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2014–2015 aylık 'Nisan 2016'
8. Meram	2011–2012 yıllık, 2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'	2011–2012 yıllık, 2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'
9. Başkent	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011 yıllık, 2012–2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'
10. Akdeniz	2013 aylık, 2014 için Marttan sonrası erişilebilir değil, 2015 Ağustos'a kadar	2013 aylık, 2014 için Marttan sonrası erişilebilir değil, 2015 Ağustos'a kadar	2013–2014–2015 aylık 'Aralık 2015'	2013–2014–2015 aylık 'Aralık 2015'



Şirket	Tablo 1 Kesinti Detayları	Tablo 5 Kesintilerin Özeti	Tablo 7 Şikayet Detayları	Tablo 8a ve 8c Şikayet Özeti
11. Gediz	2013 kısmi, 2014–2015 aylık 'Aralık 2015'	2013 yıllık (İzmir eksik)	2013 üç aylık, 2014–2015 aylık (pdf) 'Aralık 2015'	2014–2015 aylık (pdf) 'Aralık 2015'
12. Uludağ	2011 pdf, 2013,2014 yıllık	Sadece 2011 (pdf)	2012 Üç aylık pdf, 2013 (Ekim, Kasım, Aralık), 2014 aylık, 2015 aylık pdf 'Mayıs 2016'	Sadece tablo 8a: 2012 Üç aylık pdf, 2013 (Ekim, Kasım, Aralık),2014 aylık, 2015 aylık (pdf) 'Mayıs 2016'
13. Trakya	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011 4.Ç, 2012–2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	Tablo 8a: 2011 4.Ç, 2012–2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'
14. Ayedaş	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'
15. Sedaş	2012 yıllık, 2013–2014 aylık, 2015 Nisandan itibaren aylık 'Mayıs 2016'	2011 yıllık, 2015 Nisandan itibaren (pdf) 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık, 2013 farklı format, 2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık, 2015 yıllık 'Mayıs 2016'
16. Osmangazi	2013–2014–2015 aylık 'Aralık 2015'	2013–2014–2015 aylık 'Aralık 2015'	2011 üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Şubat 2016'	Sadece tablo 8a: 2011 üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Şubat 2016'
17. Boğaziçi	2013 yıllık, 2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2013–2014–2015 yıllık 'Nisan 2016'	2011–2012 kısmi, 2013 üç aylık, 2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2011–2012 Üç aylık, 2014–2015 aylık 'Nisan 2016'
18. Kayseri	2012 yıllık, 2013, 2014, 2015 aylık 'Mayıs 2016'	2012 yıllık, 2013,2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	Sadece tablo 8a: 2013–2014–2015 kısmi 'Mayıs 2016'
19. Aydem	2012 yıllık (pdf), 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2012 yıllık, 2013 aylık (pdf), 2014 yıllık, 2015 aylık 'Mayıs 2016'	2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Aralık 2015'	Sadece tablo 8a: 2013–2014–2015 aylık (pdf) 'Aralık 2015'
20. Akedaş	2011–2012 yıllık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011 yıllık, 2012–2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	2011–2012 üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'	Sadece tablo 8a: 2011–2012 üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Mayıs 2016'
21. Yeşilırmak	2012 yıllık, 2013, 2014, 2015 aylık 'Nisan 2016'	2013 yıllık, 2013, 2014, 2015 aylık 'Nisan 2016'	2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'	2012 Üç aylık, 2013–2014–2015 aylık 'Nisan 2016'

Not: 'pdf' ibaresi verilerin PDF formatında sunulduğunu gösterir, diğerleri Excel formatında sunulmuştur. Ayrıca, Temmuz 2016 itibariyle verilerin mevcut olduğu son ay tabloda kırmızı ile belirtilmiştir.

Kaynak: EDAŞ web siteleri, Yazarlar



3.3.2 Performans

Tablo 12, 2013 ve 2014 yılları için kesinti süresi ve sıklığı, şikayet sayısı ve 30 saniye içerisinde cevap verilen şikayet yüzdesi gibi bazı temel kalite göstergelerini sunmaktadır.

Tablo 12. Kesinti Süresi ve Sıklığı, Şikayet Sayısı ve 30 Saniye içinde Cevap Verilen Şikayet Yüzdesi

TEDARİK SÜREKLİLİĞİ							HİZMET KALİTESİ (Tablo 8 c)					
Şirket	Ortalama kesinti süresi (s)			Ortalama kesinti sıklığı			Şikayet Sayısı			30 saniye içerisinde cevap verilen şikayet yüzdesi		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
1. Dicle	110,23	72,54	38,94	104,53	81,79	41,33	3.840	YOK	YOK	100	YOK	YOK
2. Vangölü	69,86	84,81	129,90	58,54	60,22	78,94	YOK	YOK	YOK	YOK	YOK	YOK
3. Aras	9,38	22,22	30,20	15,73	23,45	26,07	YOK	YOK	227.059	YOK	YOK	83,74
4. Çoruh	36,78	0,47	28,07	7,5	0,16	10,44	43.548	17.376	41.383	65,53	72,22	64,19
5. Fırat	70,65	32,69	103,27	32,77	10,51	22,44	11.896	6.135	6.620	76,06	68,59	33,83
6. Çamlıbel	29,83	12,97	4,93	12,75	10,45	4,43	YOK	203	228	YOK	92,94	86,75
7. Toroslar	38,73	24,63	26,39	7,17	15,34	13,36	1.034	601	639	67,35	18,9	76,29
8. Meram	16,3	44,41	47,92	8,25	16,73	17,67	774.986	19.388	19.331	89,86	85,16	85,38
9. Başkent	10,24	9,38	13,87	9,44	8,58	8,01	2.617	1.242	815	86,5	72,05	81,54
10. Akdeniz	91,33	22,62	17,13	31,47	10,05	12,99	448.262	1.299.439	222.383	87,19	52,85	79,75
11. Gediz	10,47	8,27	31,62	9,23	5,6	16,20	814.899	YOK	YOK	32,3	YOK	YOK
12. Uludağ	55,96	24,94	39,52	24,54	14,53	11,44	2.929	1.039.425	YOK	87,96	79,3	YOK
13. Trakya	31,26	5,43	11,28	36,76	3,23	7,42	146.961	164.761	YOK	84,08	79,03	YOK
14. Ayedas	8,91	6,96	8,49	8,33	5,5	5,13	170.961	32.865	1.249	95,72	62,96	78,19
15. Sedas	34,54	24,01	20,55	24,43	18,64	25,29	246	166	361	92,97	85,94	84,77
16. Osmangazi	53,28	74,55	21,88	46,8	64,45	18,20	366.333	441.823	YOK	86,56	YOK	YOK
17. Boğaziçi	26,04	22,19	24,96	15,06	12,71	13,02	YOK	2.712.300	YOK	88,95	84,91	YOK
18. Kayseri	12,27	12,04	14,16	0,7	0,66	8,78	278	654	YOK	95,5	90,72	YOK
19. Aydem	14,83	5,47	15,97	11,44	4,58	10,26	1.200	197.292	YOK	79,02	87,04	YOK
20. Akedas	0,67	1,49	8,35	21,87	1,89	10,64	409.518	1.193	YOK	70	72,29	YOK
21. Yeşilirmak	31,27	18,2	48,30	12,28	8,92	18,63	1.381.649	1.562.510	2.017.268	90,6	93,93	95,62
Türkiye toplam	36,32	25,25	32,65	23,79	17,99	18,13	4.581.157	7.497.373		82,01	74,93	

Not: 2015 yılı için EDAS'lar tarafından ön veriler sunulmuştur ancak EPDK tarafından doğrulanmamıştır; tedarik sürekliliği verileri EPDK'nın 2015 Elektrik Piyasası Gelişim Raporundan alınmıştır ve hizmet kalitesi verileri EDAS'ların web sitelerinden derlenmiştir.

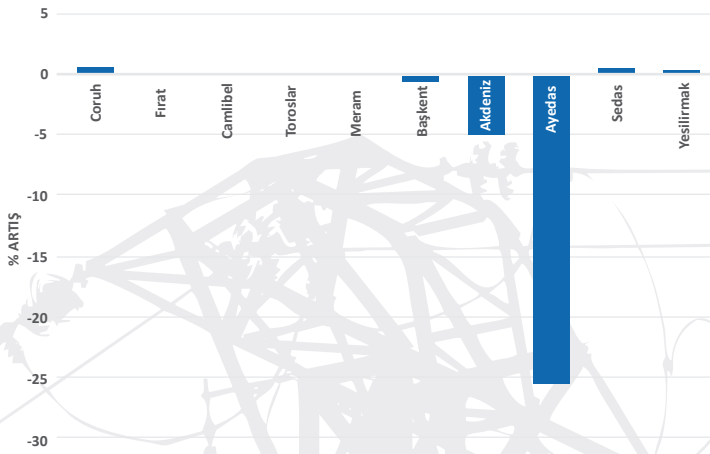
Mevcut raporlanan verilere göre, Türkiye'de kesintilerin süresi ve sıklığı 2014 ile 2015 arasında hafif bir artış kaydetmiştir. Ortalama 33 saatlik kesinti süresi ve ortalama 18 kerelik kesinti sıklığı Tablo 4'te belirlenen sınırların Türkiye'de başarılabileceğini göstermektedir; ancak ortalama kesinti süresi limit değere (yaklaşık 35 saat) yakındır. Tam performansın değerlendirilebilmesi için, AG - OG ile kentsel - kırsal dağılımlarına ihtiyaç duyulmaktadır; bu veriler halihazırda mevcut değildir. Ancak 2015 Elektrik Piyasası Gelişim raporunda bazı ayrıntılar verilmiştir.¹⁷

¹⁷ Ek III'te verilmiştir.



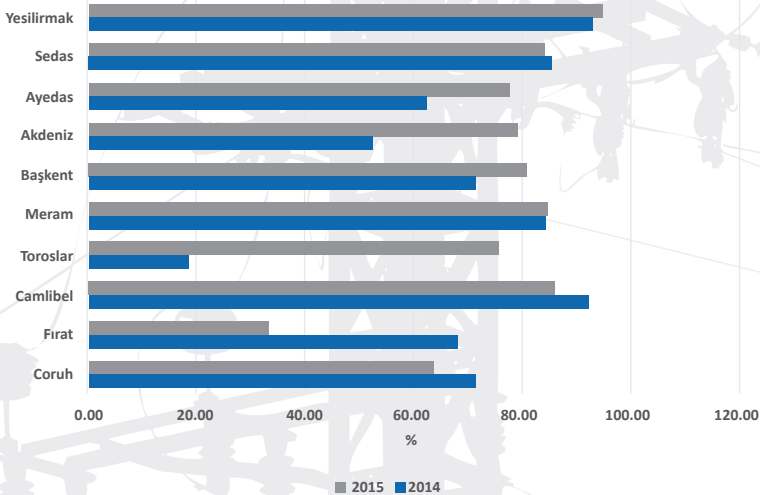
2013 ile 2014 arasında şikayetlerin sayısı neredeyse iki katına çıkmıştır. Bu durum tüketicilerin nasıl şikayet başvurusunda bulunacaklarını öğrendiklerini ve işleyen yardım masalarının mevcut olduğunu göstermektedir. Şikayet sayısının iki katına çıkması, 30 saniye içerisinde cevap verilen şikayetlerin yüzdesinin 2013 ile 2014 arasında yüzde 82’den yüzde 75’e düşmesine yol açmıştır. Burada gözlemlerin EPDK’dan alınan henüz doğrulanmamış ön verilere dayalı olduğunu vurgulamak isteriz. Diğer yandan, Tablo 8c verileri 11 EDAŞ’ın tamamı için mevcut olmadığından, 2015 karşılaştırması gerçekleştirilememiştir. Bununla birlikte, Şekil 6 EDAŞ’ların halihazırda bildirmiş oldukları verileri kullanılarak 2014 ile 2015 arasında bir karşılaştırma yapılmasına olanak tanımaktadır.

Şekil 5. Şikayet sayısı - 2014 ile 2015’in Karşılaştırması



Kaynak: Yazarlar

Şekil 6. 30 Saniye İçinde Cevap Verilen Şikayetlerin Yüzdesi



Kaynak: Yazarlar



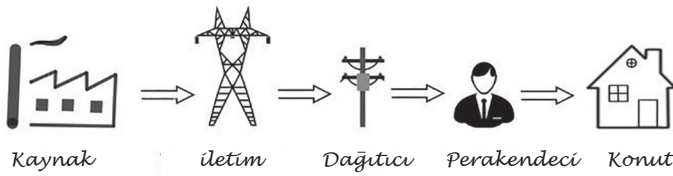
EDAŞ'ların teknik kalite ve hizmet kalitesi performanslarının değerlendirilebilmesi için güvenilir ve karşılaştırılabilir verilerin eksikliği hizmet kalitesinin tam olarak değerlendirilmesini kısıtlamaktadır. Daha önceki bölümlerde açıklandığı gibi, hizmet kalitesi ile ilgili bazı veriler mevcuttur. Ancak yine daha önce belirtildiği gibi, mevcut verilerin güvenilirliği ile ilgili endişeler de mevcuttur.

3.3.3 Hizmet Kalitesi Göstergelerinin İzlenmesine Yönelik Donanım Yatırımları

EPDK'nın kalite mevzuatının uygulanmasındaki değerlendirmesi şu şekildedir: UD2 için, tüm EDAŞ'ların sistem işletimi için toplam yaklaşık 832 milyon TL'lik yatırımları (Kasım 2010 fiyatlarıyla) onaylanmıştır. 2011–2013 döneminde, bu toplamın sadece yüzde 30'u bu amaçla kullanılmıştır. Düşük gerçekleşme düzeyinin sebebi UD2'deki geciken özelleştirme işlemleri olabilir. Özelleştirme süreci tamamlandığından dolayı, UD3'te bir artış beklenmektedir. EDAŞ'ların çoğu ihale ve saha denetimleri aşamasında olduğu için, SCADA, CBS (Coğrafi Bilgi Sistemleri) ve şebeke analizörü yatırımlarının tamamlanmak üzere olduğu tespit edilmiştir.¹⁸

Söz konusu beklentilerin gerçekleşmesi halinde, kalite hedeflerinin UD3'te tamamlanan ölçümler yoluyla belirlenebileceği ve daha sonra takip eden yatırım döneminde bu hedefleri uygulamanın mümkün olabileceği değerlendirilmektedir. EPDK EDAŞ'lara OG şebeke modellerini 2014 yılına kadar, daha ayrıntılı AG şebeke modellerini de 2015 yılına kadar tamamlamaları talimatını vermişti. Ancak, bazı EDAŞ'lar AG modellerini bir yana bırakın, OG şebeke modellerini tamamlamak için bile yeterli veri toplayamamıştır.

Elektrik Hizmeti



18 EPDK Başkanının 2015 Akıllı Şebeke Konferansındaki Konuşması



4: EDAŞ'larda Hizmet Kalitesinin Uygulanmasındaki Engeller ve Başlıca Sorunlar

EDAŞ'larda hizmet kalitesine ilişkin gerekliliklerin karşılanmasında kaydedilen ilerleme, istenen düzeyde değildir. EDAŞ'ların performansları, izleme ve veri yönetim faaliyetleri ile planlanan yatırımlarının fizibilitesi/gerekliliği büyük ölçüde farklılık göstermektedir. Bazı boşluklar bulunmasına rağmen, mevcut düzenleyici çerçeve kapsamlıdır ve hedefleri tutturmak için yeterlidir. Hizmet kalitesi parametreleri ve göstergeleri tanımlanmıştır ve performans göstergelerine göre gelir tavanı belirlenmektedir. Temel boşluk HKY gerekliliklerinin uygulanmasında yatmaktadır. Düzenlemelerde parametreler ve göstergeler belirlenmesine ve izleme sistemleri ile raporlama yükümlülükleri tanımlanmasına rağmen, izleme ve değerlendirme mekanizmaları yeterli bir şekilde kullanılmamaktadır. Bu temel olarak ölçüm ve izleme için kullanılacak veri ve bilgi sistemlerinin olmamasından veya en azından eksikliğinden kaynaklanmaktadır.

Bu bölümde, elektrik dağıtımında hizmet kalitesinin ölçülmesine ve izlenmesine ilişkin en iyi uygulamalar ile Türkiye'deki mevcut durum arasında tespit edilen boşlukların bir analizi yer almaktadır.

- 1. EPDK'nın Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinde** (21 Aralık 2012 tarihli ve 28504 sayılı RG; 09 Ekim 2013 tarihli ve 28709 sayılı RG ile değişik) belirtilen kesinti yönetim sistemi (KYS) ile müşteri bilgilendirme sisteminin (MBS) etkili bir şekilde uygulanması bakımından, EDAŞ'ların durumu heterojendir. Şu anda hizmet kalitesi göstergelerine ilişkin veriler çoğu EDAŞ tarafından manuel olarak toplanmaktadır. Ayrıca, bu yönetmeliklerin diğer içerikleri de şu ana kadar etkili bir şekilde uygulanmamıştır.
- 2. Hizmet kalitesine ilişkin düzenlemeler, elektrik kesintilerinin ve ticari** hususlara ilişkin müşteri hizmetlerinin yönetilmesi için KYS ve MBS'in EDAŞ'larca uygulanacak zorunlu fonksiyonlarını tanımlamamaktadır.¹⁹
- 3. Yönetmelikler EPDK ve diğer yetkili kamu mercilerince KYS ve MBS kayıtlarına erişim konusunda spesifik hükümler içermemektedir.** Şu anda EPDK'nın ve elektrik dağıtımı ve perakende satışında kalitenin izlenmesinde ve sağlanmasında görev alan diğer kamu mercilerinin EDAŞ'lar tarafından müşterilerine sunulan hizmetlerin kalitesi ile ilgili güvenilir bilgilere zamanında erişmelerini sağlayacak hiçbir somut prosedür ve metodoloji bulunmamaktadır.
- 4. Mevcut EDAŞ denetimleri, tam denetimler yerine kısmi gizli değerlendirmeler olarak kalmaktadır.** 6446 sayılı yeni EPK'nın 15. maddesi uyarınca, ETKB yatırımlarının etkili bir şekilde gerçekleştirilip gerçekleştirilmediğini değerlendirme amacıyla EDAŞ'ları denetleyecektir. Şu anda, bu denetimler ETKB tarafından bir uzman ekibi ile birlikte gerçekleştirilmekte ve bulgular EPDK ile paylaşılmaktadır.

¹⁹ YBS fonksiyonel özellikleri uluslararası en iyi uygulamalara uygun şekilde Ekte sunulmaktadır.



5. **ETKB denetçileri ve EPDK EDAŞ'ların hizmet kalitesi ile ilgili şikayetlerin sayısının zaman içinde arttığını gözlemlemektedir.** Bu durum hem sayılar (kesinti/istikrarsız arz, düşük voltaj) hem de şikayetlerin çözüm süresi veya yeni bağlanti'lara ilişkin sorunlar ile ilgilidir.
6. **EDAŞ'lar verilerin toplanmasında ve sunulmasında zorluk yaşamaktadır.** EPDK EDAŞ'lara OG şebeke modellerini 2014 yılına kadar, daha ayrıntılı AG şebeke modellerini de 2015 yılına kadar tamamlamaları talimatını vermişti. Ancak, şu anda çoğu EDAŞ AG modellerini bir yana bırakın, OG şebeke modellerini tamamlamak için bile yeterli veri toplayamamış durumdadır. Uygulamada, EDAŞ'ların bu görevi tamamlamaları 2017 yılına kadar sürebilir.
7. **Küresel deneyimler ile karşılaştırıldığında hizmet kalitesindeki en önemli boşluk mevcut izleme çalışmalarının EDAŞ'lar tarafından EPDK'ya yapılan raporlamaya dayalı olarak geçmişe dönük (sonradan) yapılmasıdır.** Şu anda, kalite göstergelerine ilişkin veriler çoğu şirkette manüel olarak toplanmakta ve kaydedilmektedir ve manipülasyona açıktır. Kapsamlı uluslararası deneyimler sonradan izlemenin etkisiz olduğunu, çünkü izlemeyi yapan kuruluşun geçmişte birkaç gün veya birkaç ay önce meydana gelen operasyonel sorunların bağımsız değerlendirmelerini yapmasının bir yolu olmadığını göstermektedir. Veriler mevcut olduğu süreçte finansal performans incelemesi başarılı bir şekilde sonradan (geçmişe dönük) olarak gerçekleştirilebilir. Ancak iyi uygulamalar, müdahalelerin etkili ve anlamlı olabilmesi için, operasyonel performans ve hizmet kalitesi ile ilgili sorunların EDAŞ'lar ve izleme kuruluşları tarafından çok daha kısa bir süre içerisinde ele alınması gerektiğini göstermektedir.





5: Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Tavsiyeler

Bölüm 4'te açıklandığı şekliyle Türkiye'de elektrik dağıtımında ve perakende satışında mevcut durumdaki eksikliklere ve bu konuda uluslararası en iyi uygulamalar ile tespit edilen boşluklara dayalı olarak, önümüzdeki dönem için önerilen bir yol, bu bölümde sunulmaktadır.

EDAS'lar tarafından müşterilerine sunulan hizmetlerin kalitesinin sistematik olarak izlenmesi ve cezalara ilişkin rejimin uygulanması periyodik tarife revizyonları arasındaki dönemde düzenleyici kurum tarafından gerçekleştirilecek en önemli sürekli görevdir. Bu görevlerin yerine getirilmemesi dağıtım sektörünün düzgün bir şekilde işleyişi önünde oldukça tehlikeli bir durum yaratır. PDD rejiminde, düzenlemeye tabi şirketler karlarını ilgili mevzuatla belirlenen ve "rekabet" ettikleri değerler karşısında gerçekleşen maliyetlerden elde ettikleri azaltımlara dayalı olarak kazanırlar. Bu maliyet azaltımını elde etmenin açık yollarından birisi, yatırımları ve işletme giderlerini en aza indirmektir (şebekelerin İ-B giderleri ve ticari yönetim giderleri). Bu durum kullanıcılar tarafından alınan hizmetlerin kalitesinin giderek kötüleşmesine yol açar. Dolayısıyla, hizmet kalitesi ile ilgili bir rejimin belirlenmesi ve etkili olarak uygulanması, bu rejim kapsamında uygulamada EDAS'ların bu gibi davranışlar içine girme olasılığını ortadan kaldıracak caydırıcı ceza tutarlarının belirlenmesi gerekir.

Tüm iş alanlarında faaliyetlerin etkin bir şekilde yürütülmesini desteklemek için EDAS'lar gerekli BT altyapısı ve YBS ile donatılmalıdır. Özellikle, ticari fonksiyonlar (Ticari Yönetim Sistemi [TYS]) ve elektrik tedarikindeki kesintiler ve diğer olaylar ile ilgili olarak müşterilerden alınan şikayetlerin etkili yönetimi ve çözümü [Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi [OKYS]]. Bu sistemler EDAS'ların müşterilerine sundukları hizmetin kalitesini etkili bir şekilde yönetmelerine olanak tanıyacaktır. Aynı zamanda, bilgi sistemlerinin kayıtlarına gerçek zamanlı erişim yoluyla, EPDK EDAS müşterileri tarafından alınan hizmet kalitesini ölçebilecek ve izleyebilecek, böylelikle sektör düzenleyicisi olarak ana görevini yerine getirebilecektir.

İyi tasarlanmış bir PDD yaklaşımı, kullanıcıların aldıkları hizmet kalitesi (elektrik tedariki ve ticari hususlar) ile ilgili bir rejimin açık bir tanımını ve uygulamasını içermelidir. Bu yaklaşım aşağıdakilerden oluşmalıdır:

- Kalite parametrelerinin tanımı ve her kullanıcı için asgari bir kalite düzeyini yansıtan parametre değerleri ('garanti edilen değerler'). Elektrik tedariki durumunda, en önemli parametreler her bir tüketim biriminin (hane, fabrika, vs.) maruz kaldığı kesinti süresi ve tüketim biriminde kesinti sıklığıdır.
- Miktarı, etkilenen kullanıcılara tedarik edilemeyen enerjinin maliyetine dayalı olarak belirlenen bir ceza rejiminin tanımlanması. Maliyet, her bir ülkeye veya bölgeye özgü teknik çalışmalar yoluyla hesaplanabilir. Tipik ceza tutarları normal hizmet tarifesinin 10 ila 50 katı arasındadır. Bu ceza rejiminin değerleri EDAS'ın gerekli kalite standartlarını karşılaması için güçlü bir teşvik oluşturmalıdır. Bu cezalar EDAS tarafından kötü hizmet kalitesinden etkilenen müşterilerine ödenmelidir.



- Her bir kullanıcı tarafından alınan hizmetin (elektrik tedariki, ticari hususlar) kalitesi ile ilgili parametrelerin sistematik ve doğru bir şekilde ölçülmesine ve izlenmesine yönelik prosedürlerin oluşturulması ve etkili bir şekilde uygulanması. Hizmetin gerekli kalite standartlarını karşılamaması halinde, rejimde ceza uygulanması öngörülür.

SCADA sistemleri güvenilir sistem işletimi için güçlü araçlardır ve aynı zamanda hizmet kalitesinin iyileştirilmesine de katkıda bulunacaklardır. Dolayısıyla, EPDK tarafından talep edildiği gibi, sistem parametrelerinin gerçek zamanlı bir şekilde izlenebilmesi için her bir EDAŞ tarafından SCADA sistemleri kurularak YBS'ye bağlanmalıdır.

Bir elektrik şirketi tarafından bilgi sistemlerinin kullanılması, tüm çekirdek fonksiyonları entegre bir şekilde destekleyen Entegre Dağıtım Yönetim Sistemlerini işler hale getirmeye yönelik birkaç aşamadan oluşan dinamik bir süreçtir. Aşağıdaki yaklaşım, hem elektrik tedarikinde hem de ticari hususlarda müşteri hizmetlerine ilişkin yüksek öncelikli operasyonların etkin bir şekilde geliştirilmesini desteklemek ve etkili bir denetleme ve izleme için bu alanlardaki güvenilir performans kayıtlarına zamanında erişimi önermek amacıyla, bu aşamalardan ilkinin asgari içeriğini tanımlamayı hedeflemektedir.

5.1 Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Deneyimler

Daha önce de açıklandığı gibi, EDAŞ'lar serbest olmayan müşterilerine tekeli koşullar altında elektrik hizmetleri sağlamaktadır. Bu durum, bu hizmetlerin düzenleyicisi tarafından elektrik tedarikinin kalitesini tanımlayan normların ve parametrelerin tanımlanmasını (kesintilerin sıklığı ve süresi, gerilim dalgalanmaları, vs.) ve görevli tedarikçilerce müşterilerin ticari olarak dikkatlerinin çekilmesini gerektirmektedir (şikâyetlerin çözümüne ilişkin azami süre, çağrı merkezleri ve ticari acenteler yoluyla dikkat çekme, faturaların ödenmesine ilişkin seçenekler, vs.). Ek olarak, düzenleyici kurum aynı zamanda serbest olmayan tüketicilerce fiili olarak alınan hizmetlerin bu normlarda tanımlanan ve mevcut tarifelerde yansıtılan kalite standartlarını karşılayıp karşılamadığını izlemelidir. Aslında, kullanıcılar tarafından alınan hizmetin kalitesi açık bir şekilde tanımlanmaz ve etkili bir şekilde ölçülmez ve izlenmez ise, elektrik tarifesinin adil olup olmadığı hakkında bir değerlendirme yapmak mümkün olmayacaktır. Toplam gelir veya her bir tarife üzerinde bir tavanın uygulandığı bir tarife belirleme modeli için “performansa dayalı düzenleme” (PDD) yaklaşımının benimsendiği durumlarda, bu husus kritik önem taşır.

Bir PDD yaklaşımı, kullanıcılar tarafından alınan hizmetin kalitesine (elektrik tedariki ve ticari hususlar) ilişkin bir rejimin açık bir tanımını ve etkili bir uygulamasını içerir ve aşağıdakilerden oluşur:

- (a) Kalite parametrelerinin tanımı ve her kullanıcı için asgari bir kalite düzeyini yansıtan parametre değerleri ('garanti edilen değerler'). Elektrik tedariki durumunda, en önemli parametreler her bir tüketim biriminin (hane, fabrika, vs.) maruz kaldığı kesinti süresi ve tüketim birimindeki kesinti sıklığıdır.
- (b) Bu parametrelerin her bir kullanıcı için yeterli hassasiyet ve güvenilirlik düzeylerinde sistematik ve hassas bir şekilde ölçülmesi;



- (c) Miktarı etkilenen kullanıcılara tedarik edilemeyen enerji maliyetine dayalı olarak belirlenen bir ceza rejiminin tanımlanması. Maliyet, her bir ülkeye veya bölgeye özgü teknik çalışmalar yoluyla hesaplanabilir. Tipik ceza tutarları normal hizmet tarifesinin 10 ila 50 katı arasındadır. Bu ceza rejiminin değerleri EDAŞ'ın gerekli kalite standartlarını karşılaması için güçlü bir teşvik oluşturmalıdır.
- (d) Hizmetin gerekli kalite standartlarını karşılamaması halinde cezaların etkili bir şekilde uygulanması. Bu cezaların EDAŞ tarafından kötü hizmet kalitesinden etkilenen müşterilerine ödenmesi tercih edilir.

Yukarıdaki (a) – (d) maddeleri arasında açıklanan hususların etkili bir şekilde uygulanması, yani müşterilere sunulan hizmetin kalitesinin izlenmesi düzenleyici kurum tarafından periyodik tarife revizyonları arasında gerçekleştirilecek olan en önemli sürekli görevdir.

Yukarıda açıklanan bu görevlerin gerçekleştirilmemesi, düzenlemeye tabi bir sektörün düzgün şekilde işleminin önünde oldukça riskli bir durum teşkil eder. PDD rejiminde, düzenlemeye tabi şirketler karlarını uygulanan düzenleme ile belirlenen ve rekabet edebilecekleri değerlere göre gerçekleşen maliyetlerde elde edecekleri azaltımlara dayalı olarak elde ederler. Bu maliyet azaltımını elde etmenin bariz yollarından birisi yatırımları ve işletme maliyetlerini en aza indirmektir (şebekelerin işletme ve bakımı [İ-B] ve ticari yönetim). Bu durum kullanıcılar tarafından alınan hizmetin giderek kötüleşmesine yol açar. Dolayısıyla, hizmet kalitesi ile ilgili bir rejimin belirlenmesi ve etkili olarak uygulanması, bu rejim kapsamında uygulamada düzenlemeye tabi şirketlerin bu gibi davranışlar içine girme olasılığını ortadan kaldıracak caydırıcı ceza tutarlarının belirlenmesi gerekir.

1990'lı yıllarda, Latin Amerika'daki bazı ülkeler (Arjantin, Brezilya, Şili, Kolombiya, El Salvador, Guatemala, Panama ve Peru) dikey ayrıştırmaya, üretim ve perakende tedarik faaliyetlerine rekabetin getirilmesine ve doğal şebeke tekellerinin (iletim ve dağıtım) ekonomik düzenlemeye tabi tutulması için bir PDD uygulamasının getirilmesine dayalı olarak elektrik sektörleri için kapsamlı reformlar uygulamışlardır. Tüm bu ülkeler hizmet kalitesi ile ilgili olarak yukarıda belirtilen hususları ele almak amacıyla spesifik düzenlemeler yapmıştır. Bazı örneklerde (Arjantin, Brezilya ve Peru), sektör düzenleyicisine hizmet kalitesini izleme ve ilgili standartlara uyumu sağlama ve ceza rejimini uygulama yetkisi verilirken, bazı ülkelerde (Şili ve Kolombiya), bu spesifik görevlerin gerçekleştirilmesi için yeni kuruluşlar oluşturulmuştur. Bu kurumların performansları izledikleri sektörlerin performansları ile çok yakından ilişkilidir.

5.2 Hizmet Kalitesinin İzlenmesine İlişkin Önerilen Yaklaşım ve Araçlar

Elektrik şirketleri için kurumsal yazılım piyasası, özellikle ticari fonksiyonlar (TYS veya MBS) olmak üzere tüm iş alanlarında operasyonların etkin bir şekilde yürütülmesini ve müşteriler tarafından alınan elektrik tedarikindeki kesintiler ve başka olaylar ile ilgili müşteri şikayetlerinin etkili bir şekilde yönetilmesini ve çözüme kavuşturulmasını (OKYS ve KYS) destekleyen kendini kanıtlamış çeşitli YBS ürünleri sunmaktadır. Bu YBS ürünleri artık şirketlerin etkin, şeffaf ve hesap verebilir bir şekilde yönetimi için önemli araçlar haline gelmektedir. MBS ticari faaliyetlerin etkin bir şekilde yürütül-



mesine ve izlenmesine olanak tanırken, KYS müşterilerden elektrik kesintileri ile ilgili olarak alınan şikayetlerin etkin bir şekilde yönetilmesini ve çözülmesini sağlamaktadır. Her iki sistem de, her bir müşteri bazında gerçekleştirilen faaliyetlerin sürekli olarak takip edilebilmesini mümkün kılmaktadır.

Dolayısıyla, MBS ve KYS'nin etkili bir şekilde uygulanması, EDAŞ müşterilerinin aldıkları hizmetin kalitesinin etkili bir şekilde ölçülmesine olanak tanımakta, EPDK'nin bu temel rolünü yerine getirmesini sağlamaktadır. Her bir EDAŞ'ın izin verilen tarife gelirlerine YBS'nin etkin bir şekilde temini, işletilmesi ve idamesi için şirket tarafından yapılan yatırım ve işletme giderlerinin dahil edilmesi yoluyla dağıtım segmentine ilişkin düzenlemede bu husus özellikle dikkate alınmalıdır.

Her bir EDAŞ tarafından kurulan YBS'ye kendi ofislerinden uzaktan erişimi mümkün kılan terminallerin kurulması yoluyla, EPDK tüm müşteriler için bu sistemlerin kayıtlarına (elektrik tedarikine ilişkin tüm olaylar, ticari şikayetleri, vs.) sürekli ve gerçek zamanlı erişim imkanı elde edebilir. Bu imkan EPDK'nın kullanıcılar tarafından alınan hizmetin teknik ve ticari kalitesi ile ilgili olarak EDAŞ'lara spesifik sorular sormak zorunda kalmaksızın kendi bağımsız izleme faaliyetini gerçekleştirmesine yardımcı olacaktır.

EPDK'nın YBS kayıtlarına erişimi sadece başvuru amaçlı olmalıdır (herhangi bir bilgiyi değiştirme yetkisi olmamalıdır). Erişim yöntemleri EDAŞ için stratejik değer taşıyabilecek ticari bilgilerin gizli özelliğini koruyacak şekilde belirlenmelidir (yetkili personel ve ulaşabilecekleri bilgi türleri). Öte yandan, EDAŞ tarafından YBS'nin kurulması ve kullanılması ve bu sistemler yoluyla yönetilen bilgiler için yapılan masraflar kullanıcı tarafından tarife yoluyla ödeniyorsa, bilgilerin gizli niteliği EDAŞ'tan ziyade her bir kullanıcının bir hakkı olarak değerlendirilmelidir.

YBS'de yer alan bilgilerin EDAŞ tarafından 'manipüle' edilebileceği iddia edilebilir. Dolayısıyla bu bilgilerin doğruluğu EPDK tarafından onaylanmalıdır. Deneyimler YBS'lerin şirketlerin şeffaf yönetimini sağlayan araçlar haline geldiğini ve sistemlerde yer alan bilgilerde gereksiz değişiklikler yapmanın çok karmaşık olduğunu göstermektedir. Bununla birlikte, EPDK örnekleme tekniklerini kullanarak bilgilerin doğruluğunu denetleyebilir. İlgili ulusal standartlar yoluyla temsili nitelikte örnekler belirlenmeli ve bu alanda faaliyet gösteren (münhasıran denetçi olarak) firmalarca denetimler gerçekleştirilmelidir. EPDK denetlenen bilgilerin yanlış olduğunun tespit edilmesi halinde şirkete ağır cezalar uygulamalıdır. YBS'nin düzgün şekilde kullanımı, EDAŞ'ın sistemlerdeki bilgilerin kalitesini ve doğruluğunu önemli bir güçlük karşısızın kendi içinde kontrol etmesine olanak tanıyacaktır. Ayrıca, YBS'deki kalitesiz bilgilere karşı düzenleyici kurumun toleransı asgari düzeyde olmalı veya hiç olmamalıdır.



Ek I: TYS ve OKYS'nin Özet Açıklaması

Ticari Yönetim Sistemi (TYS)

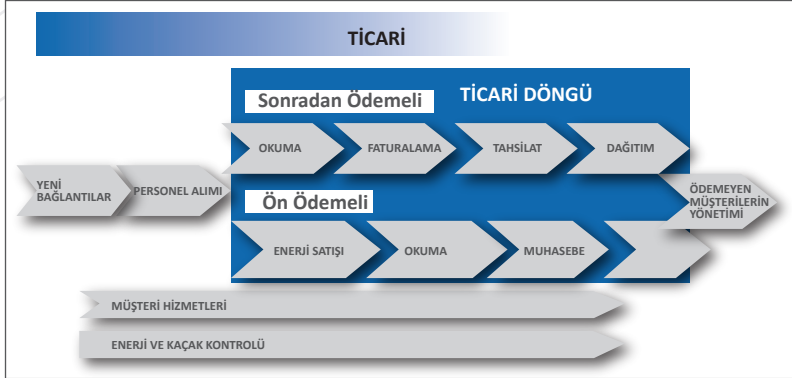
Bir EDAŞ'ta beş ana ticari işlem grubu bulunmaktadır:

1. Yeni bağlantı talebi.
2. Tüketicilerin sonradan ödemeli (okuma, faturalama, dağıtım ve fatura tahsilatı) veya ön ödemeli sayacı (enerji satışı, okuma, hesap bildirimlerinin düzenlenmesi ve dağıtılması) olmasına bağlı olarak farklı aşamalar da dahil olmak üzere ticari döngü veya gelir döngüsü.
3. Müşteri borçlarının yönetilmesi (ödenmeyen faturalar).
4. Müşteri hizmetleri (şahsen, telefon ile, web ve sosyal ağlar üzerinden, vs).
5. Enerji akışları ve dengesi ile teknik olmayan kayıpların (kaçak) yönetimi

Ticari dengenin beş ana grubu aşağıdaki şemada gösterilmiştir:

Bir TYS'nin standart modülleri Tablo 13'te gösterilmiştir.

Şekil 7. Ticari Döngü



Bu TYS'nin standart modülleri Tablo 13'te gösterilmiştir



Tablo 13. TYS Modülleri

MODÜL	KISA AÇIKLAMA
Sayaç okuma	Sayaç okuyucuların verimliliği ve performanslarının kalitesi, otomatik olarak saha emirleri üreten saha bulgu raporları ile ilgili veriler sunar.
Faturalama	Faturaların hesaplanması ile oranların ve hesaplama modüllerinin idamesi gibi ilgili süreçleri destekler.
Hizmet anormallikleri	Sözleşme ihlallerine yol açan durumların ve usulsüz/kaçak bağlantı durumlarının idame ve hesaplama işlemlerini yönetir.
Fatura düzeltmeleri	5 yıllık fatura kadar toplu yeniden faturalama işlemlerini destekler.
Ödeme işlemleri	Fatura tutarlarının tahsilatı ve ödenmemiş faturaların yönetimine ilişkin işlemleri destekler.
Hizmet Başvurusu	Yeni bir hizmet için başvuran veya bağlantısında değişiklik talep eden müşteri işlemlerinin yönetimini destekler.
Müşteri yardımı/şikayetleri	Müşterilerden alınan şikayetlerin tam yönetimine olanak tanır. Şikayetler; faturalar, ödemeler, sözleşmeler, sayaçlar, hizmet başvurusu, vs. ile ilgili olabilir.
Sayaç yönetim sistemi	Şirket sayaç noktalarına teslim edildikleri andan kurulumlarına ve kullanımdan çıkmalarına kadar sayaçların ve diğer cihazların takibine olanak tanır.
Yönetim bilgi sistemi	Müşteri ile ilgili çeşitli performans göstergelerinin durumu ile ilgili bir anlık tablo sunar.
Enerji satışı	Satıcılara enerji satışlarını yönetir. Bu modül veya fonksiyon, enerji satışlarının tüm faturalama işlemlerinin gerçekleştirilebilmesi, satılardan yapılan ödemelerin kaydedilebilmesi vs. için finans modülü ile bir arayüze sahip olmalıdır.

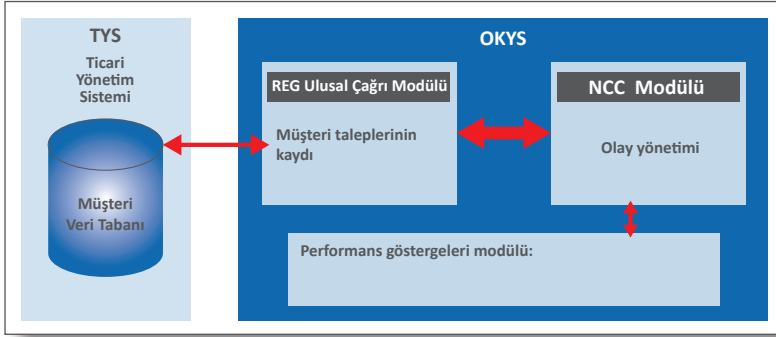
Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi (OKYS)

OKYS müşteri şikayetlerinin ve elektrik tedarikindeki diğer olayların yönetilmesini ve çözülmesini destekler.

Sistem, EDAŞ'ın şirket tarafından çağrının alındığı andan itibaren tüm müşteri şikayetlerini, her bir şikayetin çözümünde kaydedilen ilerlemeyi, ve Dağıtım Operasyon Merkezleri tarafından hizmetin yeniden tesisi için gereken saha eylemlerinden sorumlu ekipleri yönetmek ve izlemek için gerçekleştirilen işlemleri sürekli olarak takip etmesine olanak tanır.



Şekil 8. OKYS Kavramı



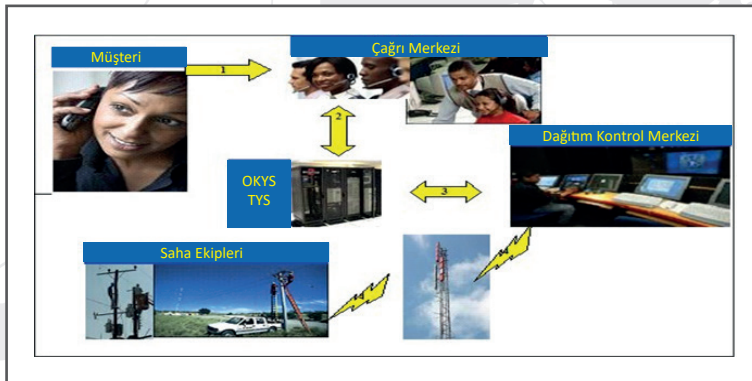
OKYS genellikle üç modülden oluşur:

- Müşteri çağrılarının (şikayetlerinin) alınması ve otomatik olarak sınıflandırılması.
- Şikayetlerin ve hizmetin yeniden tesisi için dağıtım şebekesi üzerinde yapılan işlemlerin takibi.
- Karar verme ve izleme süreçlerini desteklemek için yönetimin bilgilendirilmesi.

Sistem aşağıdakileri içeren tamamen fonksiyonel bir veri tabanına dayanmaktadır:

- TYS veri tabanındaki müşterilere ilişkin veriler.
- Her bir müşterinin besleyici OG/AG trafosuna ve AG hatlarına bağlantısı.
- Her bir OG/AG trafosunun iletim trafo merkezi yönündeki besleme devresi.

Şekil 9. Bir Müşteri Şikayetini İletme / Çözme Süreci





Ek II: Bir Ticari Yönetim Sisteminin (TYS) veya Müşteri Bilgilendirme Sisteminin (MBS) Fonksiyonel Özellikleri

Genel Gereklilikler

1. Ticari sistem işlemsel olmalıdır ve veriler üretildiği yerde çevrimiçi olarak alınmalı ve kullanıcılar tarafından danışılabilir. Toplu bilgiler ile ilgilenirken toplu işleme özelliğinden de yararlanabilir.
2. Hem genel düzeyde hem de kullanıcıların spesifik fonksiyonları kontrol edebileceği modüler veya fonksiyonel düzeyde parametreleştirilebilir olmalıdır. Sistemin yöneticisine ait olan fonksiyonlar da parametreleştirilebilir.
3. Genel olarak ekranda, kağıt üzerinde raporların, tabloların, göstergelerin ve istatistiklerin oluşturulmasına, ve bunların manyetik ortamlara veya ofis araçları yoluyla aktarılmasına olanak tanımalıdır.
4. Sistem uygulaması sistemin idamesine izin veren bir iş prosedürü ve parametreleştirme modeli içermelidir. Aynı zamanda İngilizce olarak bir veya daha fazla kullanıcı çevrimiçi yardım (çeşitli düzeylerde) uygulaması olmalıdır (İngilizce dilinde doğru teknik terimler).
5. Ekran İngilizce olmalıdır (tüm ekran, menüler, vs. İngilizce olarak doğru teknik terimleri kullanmalıdır).
6. Genel bir yeni uygulama projesine ihtiyaç duyulmaksızın bilgi sistemini yeni versiyonlar ile güncelleyebilmelidir. Tedarikçi yazılımın uyarlayıcı, tamamlayıcı, düzeltici ve önleyici bakıma sahip olmasını sağlamalıdır. Versiyon değişikliği şirketin normal işleyişini etkilememelidir.
7. Uygulama tamamlandığında teslim edilecek asgari teknik dokümanlar aşağıdakilerden oluşur: (a) Güncellenmiş Kullanıcı Kılavuzu; (b) Güncellenmiş Veri Modeli; (c) Güncellenmiş Veri Sözlüğü; (d) Güncellenmiş Fonksiyonel Özellikler; (e) Sistem İşletim Kılavuzu; (f) Sistem Destek ve Bakım Kılavuzları (konfigürasyon, hata analizi, vs.); (g) analiz ve süreç yeniden tasarımına ilişkin dokümanlar; (h) Sistem analizine ve kavramsal tasarımına ilişkin kılavuz; (i) Kullanıcının sistem yöneticisi; (j) Veri göçü yöntemi; ve (k) Sistem Test Planı (uygulama ve kabul).
8. Servis Odaklı Mimari (SOA) yoluyla dahili veya harici başka uygulamalar ile entegrasyona olanak tanımalı, böylelikle servisler yoluyla fonksiyonlarının kullanılmasına veya servislerinin kullanımı yoluyla başka uygulamalara erişime izin vermelidir.



9. Tedarikçi, versiyon değiştirildiğinde şirketin normal işleyişinin etkilenmemesini sağlayacaktır.
10. Güvenlik profillerinin basit, hızlı ve kullanıcı grubu veya bireysel kullanıcı bazında izinlendirmeye imkan verecek şekilde tanımlanmasına olanak tanınmalıdır.
11. Kullanıcı durumunun (yani; aktif, bloke, sona ermiş, vs.) kontrolüne izin vermemelidir.
12. Aşağıdaki yetkilendirme düzeylerinin bir bileşimi yoluyla uygulama erişiminin sınırlandırılmasına izin vermelidir: (a) Modül düzeyinde (örneğin, Faturalama) ve (b) Uygulama düzeyinde (örneğin, Fatura/Okuma düzeltme).
13. Sistemler güvenli bir şekilde veri tabanını güncellemeli ve veri tabanına erişim sağlamalıdır.
14. Kullanıcı profillerinin ve parolalarının geçerliliğinin idamesine izin vermelidir. Parolalar şifreli olmalıdır.
15. Kullanıcı arayüzü en fazla kullanılan fonksiyonlara erişim tuşlarına (araç çubuğu) sahip olmalıdır.
16. İşlem yapılmadığında kullanıcı oturumlarının otomatik olarak kapatılmasına izin vermelidir.
17. Sistem veri tabanındaki her bir kaydın son güncellemesine ilişkin kullanıcı, tarih ve saat bilgilerinin kaydını tutmalıdır.
18. Raporların başka uygulamalara aktarılmasına ve indirilmesine izin vermelidir (Word, Excel, yapısız dosya, json, pdf, vs.).
19. Ticari takvim ve ticari süreçler sırasında meydana gelen etkiler için izleme araçlarına sahip olmalıdır (okuma hataları, faturalama, tahsilat).
20. Ticari döngüde bir gecikme meydana gelmesi halinde, sistem bir SMS mesajı yoluyla faaliyetten sorumlu kişiye bildirimde bulunacaktır.
21. Kişileri şirketlerden ayırt ederek, müşterilerin veri ve ilgili bilgi girişlerine olanak tanıyacaktır. Sistem, ücret kategorisine ve faaliyetin yapısına (sağlık, eğitim, savunma bakanlığı, vs.) bağlı olarak ayrıştırma yapabilmelidir.
22. Bir talebe ilişkin olarak gerekli dokümanların girilmesine ve bekleyen dokümanların tanımlanmasına olanak tanınmalıdır. Sistem sözleşmenin dijital bir şekilde imzalanmasını ve yukarıda belirtilen dokümanların elektronik olarak sunulmasını sağlamalıdır.
23. Yeni bağlantı taleplerine ilişkin önemli notların ve yeni bağlantı noktası koşullarının girilmesine olanak tanınmalıdır.
24. Kanunla belirtilen hizmet talebinin yazdırılmasına ve elektronik yollarla gönderilmesine izin verecek şekilde kişiselleştirilebilmelidir.



25. Hizmetin alınması gerekmeksizin talebin kapatılabilmesi için gerçekleştirilen işlemlerin tahsilatına izin vermelidir. Bu ücretlerin düzenlenen hizmet faturası ile birlikte ödenmesi de mümkündür (taksitler halinde ödenebilir).
26. Kanunla belirtilen destekleyici belgelerin yazdırılmasına olanak tanınmalıdır.
27. Yeni müşteri bağlantı talebi ile ilişkili olarak, hizmet talebinin ardışık numarası otomatik olarak üretilmelidir.
28. Hizmet talebinin ardışık numarası, başka sistem opsiyonları ile de tanımlanabilmesi için eşsiz olmalıdır.
29. Durum talebi, değişiklik tarihi ve talep türü bazında sorgu yapılmasına izin vermelidir.
30. Durum değişikliklerinin ilgili hizmet taleplerinin tarihi ile birlikte bir kaydı tutulmalıdır.
31. Hizmet talebi istenildiği zaman iptal edilebilmelidir.
32. Bir kullanıcının aynı adreste veya farklı adreslerde birden fazla sözleşmesi olabilmeli veya bunlar farklı ücret ölçeklerine ait olabilmelidir.
33. Birden fazla sözleşmesi veya hizmeti olan bir kullanıcının tahsilatların emisyon ve yönetimini tek bir global hesap altında takip etmesine izin vermelidir. Bu karar kullanıcı tarafından ilgi ve ihtiyaçlarına göre bireysel olarak alınabilir.
34. Hizmet talebinin gerektirdiği görevlerin gerçekleştirilebilmesi için iş emirlerinin oluşturulmasına izin vermelidir. Bu görevler bir saha ekibinin mevcudiyetine bağlı olarak doğrudan müşterinin hizmet personeli tarafından gerçekleştirilebilir.
35. Sadece hizmet talebine ilişkin iş emri türlerinin seçilebilmesine izin vermelidir.
36. Yeni Sözleşme Süreci Modülü, ön ödemeli enerji satış sistemleri ile bu sistemler güncellenecek (müşteri bilgileri, abonelikler, iptaller, sayaç değişimi, adres değişimi, vs. ile ilgili olarak) şekilde arayüz oluşturabilmelidir.
37. Kullanıcı tüketimlerinin elde edilebilmesi için sayaç okuma değerlerinin girilmesine imkan vermelidir (gerçekleşen ve/veya tahmini).
38. İlgili iş süreci (örneğin ödeme süreci ve yeniden bağlantı) ile ilgili olarak sayaç durumunun (sonradan ödemeli, ön ödemeli veya AMI) sorgulanmasına veya güncellenmesine (aktif, kesilmiş, kullanımdan çıkmış) izin vermelidir.
39. Okuma değeri tutarsızlıklarının düzeltilmesi veya normale döndürülmesi için, faturalama öncesinde sayaç okuma değerlerinin değiştirilmesine veya manüel olarak girilmesine izin vermelidir.



40. Kullanıcı tarafından verilen sayaç okuma değerlerinin işlenmesine izin vermemelidir.
41. Konsültasyonlar yoluyla okuma programlarının izlenmesine izin vermemelidir; ayrıntılı gerçekleştirildi, gerçekleştirilmedi, tutarsız ve eksik okuma değerleri bilgileri ile birlikte,
42. Sistem, okumanın nasıl gerçekleştirildiğine dair kayıtları tutmalıdır: manüel olarak, taşınabilir terminaller ile, AMI veya uzaktan ölçüm yoluyla, vs. Ayrıca, sistem kaynağını takip etmelidir (müşteri okuması veya şirket okuması).
43. Okumalar ile ilgili usulsüzlükler otomatik olarak bildirilmeli, faturalama için işlenirken doğrulanmalıdır.
44. Okuma değerlerinin yüklenebilmesi ve indirilebilmesi için sayaç okuma rotalarının taşınabilir terminalleri ile bir arayüz olmalıdır.
45. Taşınabilir terminallere girilen okuma değerlerin doğrulaması kontrol edilmelidir.
46. Gerçekleştirilen okumaların takibi görselleştirilmelidir.
47. Bir sayacın kurulumu için gerekli bilgiler saklanmalıdır.
48. Sökülen bir sayacın başka bir hizmette yeniden tesisi mümkün olmalıdır.
49. Sayaçların kurulumu, bağlanması ve sökülmesi, kalibrasyon gibi gerekli bakım görevleri kayıt altına alınmalıdır.
50. Okuma değerlerinin girilmesi ve tüketim hesaplamaları ile ilgili bildirimler yapılmalıdır.
51. Seçilen sistem, iş yönetiminin ilgili süreçleri için elde edilen sayaç okuma değerlerinin alınmasına olanak tanıyan bir arayüz yoluyla Otomatik Sayaç Okuma (AMR) ve/veya İleri Ölçüm Altyapısı (AMI) sistemlerinden bilgileri alabilmelidir. AMI; güç artışı ve azalışı, kesme ve yeniden bağlama, vs. gibi süreçler ile ilgilidir (uzaktan okuma proseslerinden ayrı olarak).
52. Programlanan tarihlere ve rota türlerine göre okuma rotalarının gerçekleşmesine olanak tanımalıdır. Ayrıca, her türlü müşteri okuma programına alınabilmelidir (ön ödemeli müşteriler, vs.)

Ticari Döngü Fonksiyonları – Faturalama

53. Hesaplama işlemi asgari olarak kullanıcıların yazılımı değiştirmeden davranışlarını değiştirmelerine olanak tanıyan bir parametreleştirme düzeyine sahip olmalıdır.
54. Sistem istendiği zaman görüntülenebilecek ve yazdırılabilecek şekilde her bir faturaya ilişkin bilgileri veri tabanında saklamalıdır (simülasyonlu, gerçek, iptal edilen). Ayrıca sistem, uygulanan parametrelere dayalı olarak faturalamanın simülasyonunu oluşturabilmelidir.



55. Fatura hesaplaması mevcut tarife sistemine göre miktar parametrelerinin tanımlanması yoluyla gerçekleştirilmelidir. Örneğin, eğer belirli bir müşteri enerji tüketiminde sosyal tarife için izin verilen eşik değeri aşarsa, sistem onu bir sonraki tarife düzeyine (mesken) taşımalıdır. Sistem bu prosedüre izin verecek şekilde parametreleştirilmelidir. Faturalama ayrıca Kullanım Saatine Dayalı Tarifeyi de dikkate almalıdır: düz tarife, blok tarife, vs.
56. Oluşturulduğu andan mevcut aşamaya kadar fatura durumunun takibine olanak tanınmalıdır.
57. Sistem, önceden hazırlanmış formlar yoluyla veya baskı konusunda uzmanlaşmış bir veya daha fazla yazılım paketi ile faturaların önceden basılmış formda işlenmesine olanak tanınmalıdır. Ayrıca, sistem elektronik yollarla dijital fatura gönderebilmelidir (SMS ve e-posta, vs.)
58. Seçilen sistem bir faturanın istenildiği zaman hesaplanabilmesi veya yeniden hesaplanabilmesi için tarife fiyatının kaydını tutmalıdır.
59. Daha sonra faturalamada kullanılmak üzere, tarifelere göre ortalama tüketimlerin kaydedilmesine olanak tanınmalıdır.
60. Faturadan düşülmek üzere önceden yapılan ödemeleri veya erişimi zor yerlere ait kullanıcılar tarafından önceden yapılan ödemeleri kabul etmelidir. Daha sonra, okumalar gerçekleştirildiğinde, faturada yapılması gereken değişiklikler gerçekleştirilmelidir.
61. Faturaların okuma programlarına göre hesaplanmasına olanak tanınmalıdır.
62. Sistem yüksek düzeyde konfigüre edilebilir, farklı tarifelere kendini uyarlayabilecek -değişiklikleri kaydederek- bir fatura motoruna sahip olmalıdır ve muhasebe girişlerinin düzeltilmesi de dahil olmak üzere fatura düzeltmelerini ve gerektiğinde geriye dönük düzeltmeleri gerçekleştirebilmelidir.
63. Normal sayaç okuma programı içerisinde veya sabit tüketim için merkezi faturalandırma gerçekleştirilebilmelidir.
64. Sistem spesifik bir bağlantı noktasının farklı tür faturalarının uzlaştırılmasına izin vermemelidir.
65. Faturalar basılı olarak, manyetik destekle veya elektronik veri değişimi (örneğin bankalarla) için uygun başka bir yeterli formatta düzenlenebilmelidir.
66. Sistem müşterilerin cari hesaplarını, aynı müşteriye ait rastgele sayıda fatura gruplandırılacak şekilde, son ödeme tarihleri veya teslim adresleri aynı olacak şekilde yönetebilmelidir.
67. Fatura ücretlerinin sözleşme sonunda hesaplanmasına izin vermemelidir.
68. Bir talep alınan faturanın iptaline izin vermemelidir.



69. Tahmini verilere veya sabit tüketimlere, bir iş emrinden gelen gerçek verilere ve kullanıcı tarafından sağlanan verilere dayalı olarak yeniden faturalamaya izin vermemelidir.
70. Usulsüz hizmetlere ilişkin sahtekarlık ve cezalar için faturalamaya izin vermemelidir.
71. Ulusal mevzuat ve düzenlemelere göre vergi hesaplamasına izin vermemelidir.
72. Sistem her müşterinin hesabını için hesap özeti ve ekstresinin düzenlenmesine izin vermemelidir.
73. Dönem tüketiminin, kalan borç olarak değerlendirilmek ve diğer olası ödenmemiş borçlara eklenmek üzere faturalanmasına izin vermemelidir.
74. Sistem müşteri kayıtlarını gösterebilmelidir.
75. Sistem; zamana, hatalara, anormalliklere, vs. dayalı olarak okuma ve faturalama süreçlerinin raporlarını, istatistiklerini ve göstergelerini üretebilmelidir. Bu raporlar farklı yollarla dışarı aktarılabilir, yayınlanabilir veya gönderilebilir.
76. Fatura düzeltmelerini kontrol edebilir ve yönetebilir.
77. Sistem faturalama süreçlerine uygun olarak her bir müşterinin cari hesabını online ve gerçek zamanlı olarak güncelleyebilir.
78. Hataların veya tutarsızlıkların meydana gelmesi halinde toplu fatura iptallerine izin vermemelidir.
79. Sokak aydınlatmalarına ve ilgili taleplere ilişkin tüm tüketimlerin faturalanmasına izin vermemelidir.
80. Sokak aydınlatması faturalarının düzenlenmesine ve ödenmesine imkan tanımalıdır. Aynı zamanda EDAŞ'ın dahili tüketim (ofisler ve diğer şirket tesisleri) faturalarını da düzenleyebilir ve ödeyebilir.
81. Sistem faturalama için toplu işlemler üretebilir: müşteri veri tabanını ve cari hesabını online ve gerçek zamanlı olarak güncelleyen tek bir işlemde yüzlerce veya binlerce fatura.
82. Sistem, finansal bilgilerin (muhasabe, bütçe ve maliyetler) İş Sisteminden gelen verilerle otomatik ve doğal bir yolla, veya arayüzler aracılığıyla, sürekli olarak güncellenmesini sağlamalıdır.
83. Ön ödemeli elektrik satış sistemleri satılan elektriği şu şekilde online olarak faturalandırılacaktır: iş sistemi bu sistemler ile arayüz oluşturarak satılan elektriği bu ödeme formu yoluyla güncellemelidir.
84. Ön ödemeli olarak faturalandırılan enerji müşteri hesabına girilmelidir.



85. Sistem, satılan enerjiyi ve müşterinin sayacında okunan değeri göz önünde bulundurarak, ön ödemeli sayacı olan müşterilerin hesap ekstresini düzenleyebilmelidir.
86. Kasa veya harici temsilci konumundaki tüm sistem kullanıcıları tescil edilmeli ve tanımlanmalıdır.
87. İlgili mevzuat uyarınca ilave ücretler, vergiler ve harçlar için farklı formatlara izin verilmelidir.
88. Ofislerde ve harici tahsilat merkezlerinde online ödemeye izin verilmelidir. Buna bankalar, borç hesabı, vs. aracılığıyla yapılan ödemeler dahildir.
89. Farklı ödeme şekilleri kabul edilebilmelidir: nakit, çek, kredi kartı ve banka kartı. Sistem elektronik fon transferi yoluyla yapılan ödemelere izin vermemelidir (bankomat, mobil para ve internet).
90. Ödeme, sadece bir makbuz veya farklı makbuzlar yoluyla farklı şekillerde birleştirilebilmelidir (nakit ve çek, nakit ve kredi kartı, vs.). Sistem finansal tazminat ödemeleri de gerçekleştirebilmelidir.
91. Aynı gün içerisinde yapılan ödemeler iptal edilebilmelidir. Ayrıca, sistem müşteriye ödeme kabul mesajı (SMS veya e-posta) gönderebilmelidir.
92. Ödeme noktası kapandığında vezne otomatik olarak kapanmalıdır. Güvenlik sebepleri dolayısıyla, sistem vezne tarafından tahsil edilebilen miktarı sınırlayabilmeli ve belirli bir ana kadar tahsil edilen tutarın yatırılabilmesi için geçici kapanış yapabilmelidir.
93. Acenteler veya ödeme terminalleri yoluyla nakit bakiyeleri kontrol edilebilmelidir.
94. Kullanıcılar ve acenteler için tahsilat ile ilgili eksiksiz geçmiş bilgilerini kaydedebilmelidir.
95. Nakit bakiyeleri gün sonunda veya vardiya değişimlerinde kontrol edilebilmelidir.
96. Harici acenteler iade edilmiş çekleri ve bildirilmemiş ödemeleri takip etmelidir.
97. Banka sistemleri ile olan arayüzün faturalarının ödenmesi için otomatik ödeme talimatı vermiş kullanıcılara ilişkin kayıtları iletmelerine ve almalarına izin verilmelidir. Ayrıca Gelir İdaresi Başkanlığı gibi kamu kurumları ile arayüz oluşturulmasına da imkan tanınmalıdır.
98. Kredi sistemleri ile olan arayüzün kredi / banka kartları ile yapılan ödemeler ile ilgili kayıtları iletmelerine ve almalarına izin vermemelidir.
99. Banka hesaplarında otomatik ödeme talimatı vermeyi tercih eden kullanıcıların faturaları kendilerine gönderilmelidir.



- 100.** Sistem, harici ödeme acenteleri ile hem çevrim içi hem de çevrim dışı bağlantıyı mümkün kılmalıdır (etkinleştirici işletme hizmetleri -SOA- yoluyla kendi sistemlerinden).
- 101.** Yanlış ödemelerin çevrim içi olarak düzeltilmesine ve kontrolüne izin vermelidir.
- 102.** Sistem, iade edilen çeklerin yönetimine ilişkin spesifik işlemlere sahiptir: (a) Ücret oluşturma (bankadan); (b) Çek ile ödenen faturalardan doğan durum veya ilgili tutar için yeni bir ücretin oluşturulması (karar düzeyi konfigürasyonu); ve (c) Müşteri takibi (mektuplar, mesajlar, vs.)
- 103.** Hesap planlarının ve genel parametrelerin tutulmasına izin vermelidir.
- 104.** Farklı tür anlaşmaları yönetebilmelidir. Sistem müşterinin elektrik şebekesi yapım çalışmalarına ortak katılımı ile ödenen tutarları kaydedebilmeli veya geri gönderebilmelidir.
- 105.** Öznitelikleri ve resmi yetkilendirme düzeylerini yönetebilmelidir.
- 106.** AMI sayaçlarını aşağıdaki tahsilat süreçlerine entegre edebilmelidir: (a) bağlantısı kesilen müşterilerin yeniden aktif hale getirilmesi; (b) denge sayacının güncellenmesi (ön ödemeli sayaçlar için); ve (c) tarife güncellemesi (ön ödemeli sayaçlar için), vs.
- 107.** Sistem kısmi veya tam ödemeye izin vermelidir. Ayrıca, avans ödemelere de izin vermelidir ve müşterilerin hesapları 'bakiye hesabı' olarak değerlendirilmelidir (avans ödeme için, gelecekteki faturalar bakiyeden düşülecektir). Tahsilatların doğru bir şekilde yönetilmesine izin veren bir yönetim modülü olmalıdır, zamanında yayınlanan raporlar hassas bir şekilde takip edilmelidir. Sistem ayrıca ilgili faturalarda belirli kredilerin ödemelerini de gerçekleştirmelidir.
- 108.** Kullanıcılar tarafından yapılan ödemelere ilişkin bilgilere daha sonra referans için ulaşılabilir.
- 109.** Hesaptan kısmi veya tam ödeme mümkün olmalıdır.
- 110.** Vadesi geçmiş faturalar ödendiğinde otomatik olarak bir yeniden bağlantı emri düzenlenmelidir.
- 111.** EDAŞ politikalarına göre, kısmi ödemeler ve ödeme anlaşmaları kabul edilebilir.
- 112.** Banka hesap bakiyesinin veya kredi kartı bakiyesinin ödenmesi gereken tutarı karşılamak için yeterli olmaması halinde, otomatik olarak bir ödeme ihbarı düzenlenmelidir.
- 113.** Borçlarının tamamını ödemeyen kullanıcılara ilişkin olarak gerçekleştirilmesi gereken işlemler otomatik olarak düzenlenmelidir (hizmet iptal emirleri, ziyaretler, çağrılar, mektuplar).
- 114.** Şirket tarafından belirlenen garanti sona ermesine ilişkin bildirimlerin yapılabilmesi için, parametreleştirilmelidir.



115. Kuruluş tarafından belirlenen kriterleri takip ederek, elektrik kesme emirlerinin iptal edilmesine ve ödeme yapılmadan hizmetin yeniden tesisine izin verilmelidir.
116. Operasyonel kapasiteyi göz önünde bulundurarak gerçekleştirilmesi gereken faaliyetlerin sayısını kontrol edebilmelidir. (örneğin: Teknik Merkezin kapasitesine bağlı olarak iptal emirlerinin sayısını kısıtlamalıdır ve telefon görüşmelerinin programlanması, mektupların gönderilmesi, vs. gibi yedek faaliyetler için parametreler belirlemelidir.)
117. Farklı seviyeler, kullanıcı türleri ve alanlar hakkında borç bilgilerini elde edebilmelidir. Borçların yönetilmesinde, sistem belirli müşterilere ait borçları tespit edebilmelidir (Devlet, hastaneler, savunma bakanlığı, su şirketleri, vs.).
118. Ödenecek borcu ve fatura sayısı belirli bir miktarı (parametre) aşan tüm müşterileri seçmek mümkün olmalıdır.
119. Belirlenecek kuralların konfigürasyonuna ve esnek bir şekilde tanımlanmasına, gerçekleştirilecek faaliyetlerin tespitine olanak sağlamalıdır (örneğin, borcun ve tarifenin geçmişi, müşteri türü, borç miktarı, vs. göz önünde bulundurularak). Sistem tarihi, kategoriyi, faaliyet türünü (sağlık, eğitim, vs.) müşteri tipini (kamu veya özel sektör), borcun durumunu göz önünde bulundurarak borç bakiyesi raporları üretmelidir.
120. Ödemenin gerçekleştirilmesi veya bir ödeme anlaşmasının mevcut olması halinde, yeniden bağlantı ve iş emirlerinin otomatik olarak düzenlenmesini sağlamalıdır.
121. İptallerin yönetim doğrulaması için emirlerin düzenlenmesine ve indirilmesine izin vermelidir.
122. İptal edilen hizmetler ve yeniden bağlantılar ile ilgili istatistikler hazırlamalı ve bunlar sistem verilerinde kaydedilmelidir.
123. Bireysel bağlantı kesme talepleri düzenleyebilmelidir.
124. Birkaç rapor birden düzenleyebilmelidir: yeniden bağlantı özetleri, özel bağlantı kesme özeti, geçici bağlantı kesme özeti, bağlantısı kesilmeyen müşteriler özeti, bağlantısı kesilen müşteriler özeti, sayacı olmayan müşteriler özeti, elektriği olmayan müşteriler özeti, ve bağlantı kesmeler ve yeniden bağlantılar sonucu doğan ekstra ücretler özeti.
125. Aşağıdakilere ilişkin operasyonel raporlar düzenleyebilmelidir: bağlantı kesme zamanlaması ve yeniden bağlantı işlemleri, bildirilen yanlışlar, çalışan performansına ilişkin istatistikler, vs.
126. Sistem, büyük müşterilerin (örneğin devlet) belirli hizmetlerden oluşan hesaplar yoluyla yönetilmesine imkan tanıyan konsolide cari hesaplar oluşturabilmelidir. Bunlar sistemin genel hesap ekstreleri almasına imkan tanıyacaktır. Ayrıca, yönetim görevini kolaylaştırmak için münferit olarak veya konsolide ödeme yapma imkanı tanıyacaktır. Sistem talep edilen döneme ilişkin müşteri hesap ekstresi düzenleyebilmelidir.



- 127.** Ticari sistem müşteri tarafından ödenmemiş tüm hesapların yönetimini içermelidir ve bu bilgi Finansal Sisteme (ERP) aktarılmalıdır.

Müşteri Hizmetleri Süreci Fonksiyonları

- 128.** Eğer kullanıcının birçok hizmeti varsa, farklı ödeme yöntemlerine veya çeşitli banka hesaplarına izin vermemelidir.
- 129.** Olası borçların kolay bir şekilde tespit edilebilmesi için, kullanıcı ve sözleşme tanımlama kodu olarak özel bir sayı verilmelidir.
- 130.** Sözleşmenin bir parçasını oluşturan farklı müşteri tanımlama türlerini yönetebilmelidir: sözleşme sahibi, hizmet faydalanıcısı, ödeme sorumlusu, vs.
- 131.** Gerçekleştirilmeyen iş emirleri, şikayetler, usulsüzlükler, çözülmemiş çeşitli sorunlar, gözlemler, telefon yoluyla gerçekleştirilen okumalar ve müşteri kaydı ile ilgili bilgileri gösterebilmelidir.
- 132.** Kullanıcı şikayetlerinin kaydedilmesine izin vermeli, kanunda belirtilen ve şirketin mevcut ihtiyaçlarına göre iletebilecek şikayet türlerinin alınabilmesine olanak tanımalıdır. Bunlar şirket kriterlerine göre sınıflandırılmalıdır.
- 133.** Sistem bir şikayetin geçmesi gereken farklı aşamaların kesin ve hassas bir takibini gerçekleştirebilmelidir. Ayrıca, tüm bu faaliyetler uygun şekilde kaydedilmelidir.
- 134.** İhtiyaç duyulması halinde, bir şikâyet sunulduğunda gerçekleştirilmesi gereken işlemleri gerçekleştirmelidir; otomatik olarak iş emirleri düzenlemelidir.
- 135.** Gerçekleştirilen faaliyetlere bağlı olarak şikayetleri güncelleyebilmelidir.
- 136.** Faturalar ile ilgili bir şikayet olduğunda, fatura iptal edilerek gerekli değişikliklerin yapıldığı yeni bir fatura düzenlenebilmelidir.
- 137.** Haklı bir gerekçesi olmayan şikayetleri iptal edebilmelidir; örneğin şikâyet amaçsız ise.
- 138.** Her bir şube için çözümler getirebilmek için, şube başına farklı şikayetleri tasnif edebilmelidir.
- 139.** Faturada belirtilemeyen giderleri faturalandırabilmeli, düzenleyebilmeli, değiştirebilmeli, değerlendirebilmeli ve bütçelendirebilmelidir.



140. Kullanıcı kendi adı altında farklı hizmetlerden yararlanabilir ve hepsi için tek bir hesaba ya da her biri için ayrı hesaba sahip olabilir.
141. Gerekğinde değişiklik yapılmasına izin vermelidir. Örneğin, tarifeyi değiştirmesi gerektiğinde: tarifenin değiştirilmesi, faturanın gönderileceği adresin değiştirilmesi veya sözleşme sahibinin adının değiştirilmesi.
142. Sistem normal bir şekilde veya IVR gibi sistemler ile olan arayüzler üzerinden bilgiler gönderebilmelidir.
143. İnternetin işleyişi ile ilgili olarak, Müşteri Portalı sistemin merkezi veri tabanına çevrim içi ve gerçek zamanlı olarak bağlanmalıdır. Eğer sistem bu şekilde çalışmaz ise (örneğin veri tabanı replikası ile) kabul edilmeyecektir.
144. Sistem EDAŞ'ın web sitesi üzerinden bilgileri görüntüleyebilmelidir: faturalar, geçmiş tüketimler, müşteri verilerinde değişiklik, yeni sözleşme tescili veya iptali, vs.
145. Ön ödemeli enerji satışının etkin bir şekilde işlemesi için sistemin güncel tutulması amacıyla müşterinin sözleşmesinde yapılan değişiklikleri kaydetmek için, ön ödemeli enerji satış sistemleri ile bir arayüz mevcut olmalıdır.

Enerji Kontrolüne ve Teknik Olmayan Kayıp Süreçlerinin Yönetimine İlişkin İşlemler

146. Teslim noktalarından (üretim, iletim ve dağıtım) alınan tüm enerji ölçümleri, doğru bir enerji dengesi elde etmek amacıyla periyotlarına dikkat edilerek entegre bir şekilde kaydedilmelidir.
147. Verileri gösterebilmeli ve farklı teslim noktalarında alınan farklı ölçümleri karşılaştırabilmelidir. Ayrıca, bu görüntüler yoluyla, günlük yük şemasında gerçekleşen değişkenlikleri anlamak mümkün olmalıdır.
148. Gerçekleştirilen analizde gösterilen ölçümlerin hatalı değerlerini düzeltmek mümkün olmalıdır.
149. Her bir teslim noktasına ait ölçümleri ve müşterini okuma değerlerini arayüzler veya dosyalar yoluyla yüklemek mümkün olmalıdır.
150. Bu yükleme işleminde gerekli olan tutarlılık ve veri formatı doğrulaması gerçekleştirilmeli ve bir hata kütüğü yayınlanmalıdır.
151. Sistem ölçümler için günlük raporlar sunmak ve enerji dengelerini yayınlamak için yüklenen tüm ölçümleri işlemelidir.
152. Sistem ölçüm raporları üzerinde günlük bir kontrol sahibi olmak için teslim noktalarında günlük enerji alışı ile ilgili tahminler yükleyebilmelidir.



153. Farklı teslim noktalarında sisteme enerji akışını günlük olarak izleyebilmeli, gerilim seviyelerini ayarlayabilmeli ve enerji alım tahminleri ile karşılaştırma yapabilmelidir.
154. Her bir coğrafi bölgeye göre şirketin toplam kayıplarının gelişimi kontrol edilebilmelidir. Ayrıca şubeye, coğrafi konuma ve OG/AG trafo merkezlerine göre bir kayıp enerji kontrolü yapılabilir.
155. Farklı tür müşteriler, özel takip gerektiren yoksul ve sübvansiyon uygulanan bölgeler ile ilgili ayrıntılı bilgileri görmek mümkün olmalıdır.
156. Faturası düzenlenen enerji ve tahsilatı yapılan enerji ile ilgili grafikler, şirketin farklı seviyelerinden enerji akışını gösteren şemalar üretebilmelidir.
157. Tüm tanımlanmış planları, konularını, yapılacak işlemleri ve süre tahminini kaydedebilmelidir.
158. Teknik olmayan kayıpların telafisine yönelik planda belirlenen her bir işlem için, sorumlu kişileri, ölçümün nasıl yapılacağını ve planlanan verileri belirlemek mümkün olmalıdır.
159. Belirlenen eylem planına göre her ay sistem Ticari Teknik Servis veya tutulan şirket tarafından gerçekleştirilmesi gereken işlemleri otomatik olarak yayınlamalıdır. ENERJİ SATIŞ MODÜLÜ. Sistem satıcılara enerji satışını yönetebilmelidir. Bunun için ön ödeme sistemlerinin satın alınan enerji ile güncellenmesi gerekir -komisyon kesintileri ile ilgili tüm hesaplamalar dahil olmak üzere. Enerji satışlarının faturalamalarının yapılabilmesi, Satıcıların ödemelerinin kaydedilebilmesi, vs. için bu modül veya fonksiyon Finans Modülü ile bir arayüze sahip olmalıdır.

Hizmet Emirleri Sürecinin Yönetimine İlişkin Fonksiyonlar

160. Sistemin operasyonlarından herhangi birinden türetilen iş emirlerinin otomatik olarak düzenlenmesi için bir opsiyon sunulmalıdır (müşteri hizmetleri, okumalar, faturalar, tahsilat, kiralama, şikayetler).
161. Hizmetin yerine göre otomatik görevlendirme için şubelere ait coğrafi alanların tanımlanması mümkün olmalıdır; böylelikle kaynak tahsisinin optimizasyonu için Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) ile entegrasyona izin verilmelidir.
162. Sistem maliyetlerin hesaplanmasına yönelik hizmet emirleri ile ilgili bilgileri normal yollarla veya arayüzler üzerinden ERP Sistemine aktarabilmelidir.
163. Emrin tamamlanması için gerçekleştirilen tüm faaliyetler ile işlemlerin süreleri ve ayrıntıları kayıt altına alınmalıdır.



164. Hizmetin kurulumu için görevlendirilen teknisyeni kaydetmelidir.
165. Sistem iş emirleri yayınlamadan önce otomatik tutarlılık kontrolleri gerçekleştirmelidir.
166. Bir tesiste gerçekleştirilmesi gereken iş emri basılmalıdır ve sistem baskı işleminin yapıldığını kayıt altına almalıdır.
167. Aşağıdakiler ile ilgili iş emirlerini büyük ölçekte çözebilir: bağlantı kesmeler, yeniden bağlantılar, bağlantı kesme bildirimleri, ödeme yapmayan müşterilerin yönetimine ilişkin her şey.
168. Tesiste gerçekleştirilecek işlemleri belirli özellikler ile birlikte programlayabilmelidir (coğrafi alan, trafo merkezleri, kullanıcı tarifesı, ortalama tüketim, ödenmemiş borçlar).

Yönetim Sürecine İlişkin Fonksiyonlar

169. Örneğin tarife ve kullanıcı grupları ve ticari şubeler için farklı tahsilat kayıtları düzenleyebilir.
170. Tüm ticari döngü (okuma, faturalama, tahsilat) ile ilgili günlük raporların düzenlenmesine izin vermelidir.
171. Günlük, haftalık, aylık veya yıllık takip gerçekleştirmek için belirlenen tüm göstergeleri görüntülemelidir.
172. Sistem, veri tabanı modeli ile etkileşen bir yönetim kontrol aracına sahip olmalıdır, ilgili yönetim bilgilerinin elde edilmesine olanak tanımalıdır.
173. Sistemin zaten oluşturduğu raporlardan ayrı olarak, şirketin sistemi değiştirmeden gelecekte kullanmak için uygun görebileceği yeni raporları eklemek mümkün olmalıdır.
174. Sistem web yoluyla şirket yönetimine raporlar sunabilmelidir.
175. Sistem, raporlama mekanizmaları sunabilmelidir: (a) otomatik olarak tanımlanan sıklıkta tetiklenen raporlar; (b) olaylar tarafından otomatik olarak tetiklenen raporlar; (c) manuel olarak tetiklenen raporlar. Müşterinin sözleşmeleri, bağlantı noktaları, vs. ile ilgili farklı bilgileri sorgulayabilmesi için kullanabileceği web sitesi online servisleri olmalıdır. Aynı zamanda bilgilerde bazı değişiklikler talep edebilmeli ve hizmetler, kesintiler, vs. ile ilgili şikayetlerde bulunabilmelidir.



Ek III: Olay Kayıt ve Yönetim Sistemi (OKYS) veya Kesinti Yönetim Sistemi (KYS)

Müşteri Çağrılarının Alınması

1. Kaydedilen telefon görüşmelerinin olduğu ekran çağrı merkezi görevlisinin duruma göre müşterinin taleplerini veya fark eden birisi tarafından bildirilen anormallikleri kaydetmesine olanak tanıyacaktır. Ayrıca, müşteri bilgileri bir IVR arayüzüne ve EDAŞ'ın Çağrı Merkezi sistemine dayalı olarak müşteri telefon numarasından otomatik olarak alınabilmelidir.
2. Günlük telefon görüşmeleri geçmiş kaydedilecektir. Ayrıca e-posta, twitter, web sitesi, vs. gibi başka kaynaklar yoluyla gönderilen şikâyetlerin girilmesi de mümkün olmalıdır.
3. Her bir telefon görüşmesi için kaydedilen tüm bilgiler çevrimiçi olarak geri getirilebilmelidir. Bir müşterinin birkaç kez aynı konu ile ilgili olarak araması halinde, olay ile ilgili tüm bu görüşmeler kaydedilebilmelidir.
4. Halen elektriği olmayan müşterilerin toplam çağrı sayısı çevrimiçi olarak ulaşılabilir olmalıdır. Bu bilgi, bekleme süresi ve süreç aşaması durumu (müşteri çağrısının dan çözüm zamanına kadar) ile birlikte görüntülenmelidir.
5. Sistem mükerrer müşteri çağrısı kayıtlarını kontrol etmelidir, kayıtların tek olması ve tarih ve saat bilgileri ile birlikte kaydedilmeleri sağlanmalıdır.
6. Sistem müşterinin ödemelerinin güncel olmaması durumunu ve idari bağlantı kesme işleminin başka gerekçelerini otomatik olarak tespit etmelidir.
7. Enerjinin yeniden bağlanması ile ilgili devam etmekte olan işlemler hakkında müşteriye çevrimiçi geri bildirim sağlanabilmelidir.
8. Müşteri tarafından sağlanan ve durumu açıklayan bilgilerin karakterize edilmesi mümkün olmalıdır (yani elektrik kesintisi, düşük voltaj, eksik faz, kesintinin boyutları, ilave gözlemler için serbest metin).
9. Her bir telefon çağrısı kaydı için çağrı merkezi görevlisinin kimlik bilgileri kaydedilmelidir.

Olayların Yerinin Tespiti ve NCC İşletmecileri Tarafından Takip Edilmeleri

10. Sistem şebekedeki arıza noktasının yerinin tespitinin kolaylaştırılması için müşterilerin taleplerini şebeke üzerinde grafik veya alfanümerik (veya coğrafi referanslı olarak) olarak gösterir.
11. Olay izleme fonksiyonu kullanıcının her bir olay için kategorize edilmiş listelerden onarım durumunu; beklenmeyen olay voltaj düzeyini; programlı şalter açılışını belirlemesini ve gerekiyorsa iş emrini Bakım Departmanına iletmesini mümkün kılacaktır.



12. Olay fonksiyonu her bir olay için uygun listeler içinden aşağıdaki tespitin yapılmasını sağlar: arıza durumunun sebebi ve türü.
13. Olay fonksiyonu her bir olay kaydı için uygun listeler içinden aşağıdaki tespitin yapılmasını sağlar: bir veya daha fazla personel.
14. Olay fonksiyonu her bir olay için uygun listeler içinden aşağıdaki tespitlerin yapılmasını sağlar: olaydan etkilenen her bir cihazın bireysel kesinti süresi, kesin restorasyon çalışmalarının sona erme saati ve herhangi bir zamanda enerji verilmeyen trafoların listesi.
15. Sistem her bir değişim durumunun saatini otomatik olarak kaydedecektir.
16. Sistem yeniden enerji verilen cihazların gerçek zamanlı güncellemesine ve olay durumunda başka değişikliklerin yapılması izin verecektir (yani Beklemede, Personel Görevlendirildi, Arıza yeri tespit edildi, Kısmen düzeltildi, Hizmet yeniden sağlandı).
17. Her bir olay için serbest metin formatında ilave görüşler yazılabilir.
18. Sistem, bir olay sırasında teslim edilmeyen enerjiyi tahmin etmek amacıyla, müşterinin günlük ortalama tüketim bilgisinin Ticari Veri Tabanından alınmasına ve hesaplanmasına izin vermelidir.
19. Ekipteki personelin bileşimi ve tahsis edilen araç uygun sorgulamalar yoluyla görülebilmelidir.
20. Ekip listesi gerekli görülmesi halinde her bir vardiya için değiştirilmelidir.
21. Olaylar listesi seçilen belirli bir zaman çerçevesi içerisinde görevlendirilen personele göre tasnif edilebilir.
22. EDAŞ tarafından belirlenen performans endeksleri günlük olarak hesaplanmalıdır. EDAŞ tarafından belirlenen diğer endeksler sistem tarafından programlanmalı ve hesaplanmalıdır.
23. Bu Teknik Şartnamede belirlenen performans endekslerinin tanımlanması mümkündür (formül müşteri bazında ve OG/AG trafo kurulu gücü bazında ağırlıklandırılabilir).
24. Performans endekslerine yılın herhangi bir günü için bakılabilmelidir ve bunlar aylık olarak veya yılın herhangi bir tarihi için (1 Ocak'tan itibaren) özetlenebilmelidir.
25. Performans endeksleri voltaj, ekipman (trafo merkezi, devre, branşman hattı, OG/AG trafo, AG fider), müşteri tipi, zaman dilimi, arıza tipi, arızalı ekipman tipi, personel kimlik bilgileri, coğrafi veya idari bölge, veya sistem kategorizasyonu sırasında tanımlanan başka kriterlere göre görüntülenebilmelidir.
26. Ekipmanlar sunulan hizmet kalitesine göre listelenmelidir.



27. Kesinti geçmişi her bir müşteri için ayrı ayrı listelenebilmelidir.
28. Talep geçmişi her bir müşteri için ayrı ayrı listelenebilmelidir.
29. Kesinti geçmişi Veri Modelinde tanımlanan her bir şebeke tesisi için ayrı ayrı listelenebilmelidir.
30. Her bir tesisin yukarı yönde besleme ve aşağı yönde besleme bilgileri çevrimiçi olarak görüntülenmelidir.

Veri Tabanı, Tablo ve Geçmiş Düzenleme Olanakları

31. Seçilen bir tarih için bir aboneyi besleyen yukarı yönlü tesislerin tam bir listesi talep üzerine görüntülenebilmelidir.
32. Veri Modelinde tanımlanan herhangi bir unsurun (trafolar, fiderler, branşman hatları, vs. gibi) çevrimiçi olarak güncellenmesine veya yeni kaydına izin verilmelidir.
33. Olay türlerini, voltajları, arıza kaynaklarını, etkilenen cihazları ve personeli listeleyen farklı tablolar çevrimiçi olarak değiştirilebilmelidir.
34. Sistem, elektrik sayaçlarından Veri Modelinde tanımlanan daha yüksek voltaj düzeyine kadar tüm müşterilerin elektrik besleme değişikliklerinin geçmiş verilerini saklar.
35. Sistem yeni bir abonenin besleme trafosuna (veya Veri Modelinde hangi unsur tanımlanmış ise -OG veya AG fider gibi) bağlantısının çevrimiçi olarak kaydedilmesine izin vermelidir.
36. Sistem mevcut bir müşterinin besleme değişikliğine izin vermelidir.
37. Mevcut bir OG devresinin, branşman hattının, trafonun veya AG hattının bir besleme değişikliği bu unsurların tüm verilerini tekrar kaydetme ihtiyacı duyulmadan gerçekleştirilebilmelidir.

Teknik Bilgiler

38. Veri Modeli "Veri tabanı modeli" paragrafında istendiği şekilde kategorize edilebilir.
39. Sistemin fonksiyonel ve teknik özelliklerinin ayrıntılı açıklamaları, sistemin çalıştırılması için ihtiyaç duyulan donanımın optimal teknik gereklilikleri ile birlikte sunulmalıdır. Sistem uygulaması için ihtiyaç duyulan donanım listesi teklifte sunulur.
40. Kullanıcı kılavuzları (Kategorizasyon, Sistem Bakımı, Veri Tabanı Düzenleme, Çağrı Merkezi Görevlisi, NCC İşletmecisi ve analiz için veri Sorguları) EDAŞ terimcesine ve prosedürlerine uyarlanır ve İngilizce olarak yazılır.
41. OKYS tarafından ekranlarında veya yazılı raporlarda gösterilen tüm metinler İngilizce olmalıdır (İngilizcedeki doğru teknik terimler kullanılmalıdır).



42. SCADA ile olan arayüz, SCADA kontrollü anahtarlar durumlarını değiştirdiğinde ilgili olayın OKYS'de otomatik olarak oluşturulmasına izin vermelidir.
43. TYS ile olan arayüz, ilgili müşterinin talep kaydı için kullanılan verilerine ve elektrik derneğine çevrimiçi erişim sağlamalıdır.
44. CBS ile olan arayüz, OKYS Veri Tabanının çevrimiçi olarak güncellenmesine olanak tanımalıdır.
45. Sistem, son anda alınacak veriler için AMI ile bir arayüz geliştirmek için açık formatlı erişime sahip olmalıdır.
46. Sistem açılan her bir etiket için müşterinin müşteri hizmet puanını kaydetmesine olanak tanımalıdır.





Ek IV: Tedarik Sürekliliği – 2015 için Ayrıntılı Tablolar

**Tablo 14. Müşteri Başına Ortalama Kesinti Süresi
(dakika) – Sebebe Göre**

EDAŞ'lar	Dışsal	Güvenlik	Mücbir Sebep	EDAŞ	Toplam
Dicle	8,17	13,35	269,22	2.045,85	2.336,58
Vangölü	0	0	0	7.794,01	7.794,01
Aras	0,02	0,45	0	1.811,27	1.811,74
Çoruh	16,42	0,52	19,06	1.648,49	1.684,48
Fırat	39,06	8,61	408	5.740,70	6.196,37
Çamlıbel	59,89	2,05	0	233,60	295,54
Toroslar	11,94	15,67	0	1.555,65	1.583,26
Meram	214,25	20,55	0	2.640,64	2.875,45
Başkent	51,95	6,83	0,26	772,98	832,01
Akdeniz	61,7	29,48	0,07	936,43	1.027,68
Gediz	0,86	0,51	0	1.895,68	1.897,05
Uludağ	77,99	14,13	466,58	1.812,52	2.371,21
Trakya	36,45	0,66	0	639,85	676,95
Ayedaş	4,5	0,06	0	504,72	509,28
Sedaş	20,2	308,24	0	904,85	1.233,28
Osmangazi	9,86	1,53	458,69	842,69	1.312,76
Boğaziçi	17,09	7,5	0	1.472,87	1.497,46
Kayseri	66,76	0,35	432,89	349,4	849,39
Aydem	22,09	0,92	283,72	651,48	958,21
Akedaş	157,66	7,9	22,08	313,29	500,93
Yeşilirmak	40,79	23,11	0	2.834,36	2.898,25



Tablo 15. Müşteri Başına Ortalama Kesinti Süresi (dakika)

EDAŞ	Bildirilen	Bildirilmeyen	Toplam
Dicle	325,31	2.011,27	2.336,58
Vangözü	619,00	7.175,01	7.794,01
Aras	80,60	1.731,14	1.811,74
Çoruh	70,93	1.613,55	1.684,48
Fırat	772,29	5.424,08	6.196,37
Çamlıbel	3,81	291,73	295,54
Toroslar	731,16	852,10	1.583,26
Meram	1.467,61	1.407,84	2.875,45
Başkent	138,61	693,40	832,01
Akdeniz	181,39	846,28	1.027,68
Gediz	302,09	1.594,96	1.897,05
Uludağ	1.225,03	1.146,18	2.371,21
Trakya	60,61	616,34	676,95
Ayedaş	219,36	289,92	509,28
Sedaş	434,20	799,08	1.233,28
Osmangazi	265,72	1.047,04	1.312,76
Boğaziçi	149,49	1.347,98	1.497,46
Kayseri	190,56	658,82	849,39
Aydem	228,50	729,71	958,21
Akedaş	69,49	431,44	500,93
Yeşilırmak	683,75	2.214,50	2.898,25



Tablo 16. Müşteri Başına Ortalama Kesinti Sıklığı

EDAŞ	Bildirilen	Bildirilmeyen	Kısa	Toplam
Dicle	2,36	37,37	1,60	41,33
Vangölü	1,75	74,21	2,98	78,94
Aras	0,58	24,24	1,25	26,07
Çoruh	0,74	9,70	0,00	10,44
Fırat	2,58	19,86	0,00	22,44
Çamlıbel	0,04	4,39	0,00	4,43
Toroslar	2,26	10,29	0,81	13,36
Meram	6,01	11,65	0,01	17,67
Başkent	0,48	7,45	0,08	8,01
Akdeniz	0,92	11,84	0,23	12,99
Gediz	2,36	13,64	0,20	16,20
Uludağ	3,59	7,44	0,42	11,44
Trakya	0,24	6,76	0,42	7,42
Ayedaş	0,88	4,22	0,03	5,13
Sedaş	2,49	20,48	2,33	25,29
Osmangazi	1,36	16,72	0,12	18,20
Boğaziçi	0,54	12,41	0,08	13,02
Kayseri	2,54	5,70	0,55	8,78
Aydem	1,30	8,75	0,21	10,26
Akedaş	0,86	9,78	0,00	10,64
Yeşilırmak	2,33	16,06	0,23	18,63



Tablo 17. Müşteri Başına Ortalama Kesinti Sıklığı – Sebebe Göre

EDAŞ'lar	Kısa	Dışsal	Güvenlik	Mücbir Sebep	EDAŞ	Toplam
Dicle	1,60	0,32	0,34	4,25	34,83	41,33
Vangözü	2,98	0,00	0,00	0,00	75,96	78,94
Aras	1,25	0,00	0,00	0,00	24,82	26,07
Çoruh	0,00	0,11	0,01	0,02	10,30	10,44
Fırat	0,00	0,12	0,05	0,10	22,18	22,44
Çamlıbel	0,00	0,55	0,05	0,00	3,82	4,42
Toroslar	0,81	0,14	0,14	0,00	12,28	13,36
Meram	0,01	2,90	0,20	0,00	17,71	20,82
Başkent	0,08	1,39	0,03	0,00	6,51	8,01
Akdeniz	0,23	0,65	0,33	0,00	11,78	12,99
Gediz	0,20	0,00	0,01	0,00	15,99	16,20
Uludağ	0,42	0,87	0,10	0,22	8,87	10,48
Trakya	0,42	0,36	0,00	0,00	6,64	7,42
Ayedaş	0,03	0,06	0,00	0,00	5,04	5,13
Sedaş	2,33	0,35	2,15	0,00	20,47	25,29
Osmangazi	0,12	0,13	0,02	1,68	16,24	18,20
Boğaziçi	0,08	0,13	0,02	0,00	12,79	13,02
Kayseri	0,55	1,16	0,00	0,89	6,18	8,78
Aydem	0,22	0,22	0,01	0,52	9,29	10,26
Akedaş	0,00	3,45	0,15	0,16	7,06	10,82
Yeşilırmak	0,23	0,27	0,15	0,00	17,98	18,63



Başvurulan Bilgiler

Dünya Bankası Raporları:

Antmann, Pedro. 2013. International Experience with Private Sector Participation and Open Access in Power Grids, Private Sector Participation Component, Global Review. *Draft Confidential Report*.

Antmann, Pedro. 2009. Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy. http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background_paper_Reducing_losses_in_the_power_sector.pdf

Gassner, Katharina, Alexander Popov and Nataliya Pushak. 2009. Does Private Sector Participation Improve Performance in Electricity and Water Distribution? TRENDS AND POLICY OPTIONS No. 6. No. 46132.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/2008/10/9949962/private-sector-participation-improve-performance-electricity-water-distribution>

Lamech, Ranjit and Kazim Saeed, 2003, What International Investors Look For When Investing In Developing Countries, Results from a Survey of International Investors in the Power Sector, ENERGY AND MINING SECTOR BOARD DISCUSSION PAPER No. 6. http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP_IB/2004/03/26/000090341_20040326150339/Rendered/PDF/280910InvestorsPaperOEM-S0No6.pdf

Maurer, Luiz T. A. and Luiz A. Barroso. 2011. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. A World Bank Study. No. 63875.

Tallapragada, Prasad et al. 2009. Monitoring Performance of Electric Utilities. Indicators and Benchmarking in Sub-Saharan Africa. World Bank report. <http://hdl.handle.net/10986/13030>

USAID (United States Agency for International Development). 2005. Improving Power Distribution Company Operations to Accelerate Power Sector Reform. http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADJ549.pdf

WB (World Bank). 2015a. Understanding Social Impacts and Improving the Acceptability of Electricity Privatization in Turkey. Confidential report.

WB. 2015b. Republic of Turkey. Social Compact in Electricity Privatization in Southeastern Turkey. Building dialogue and consensus between the citizens and the electricity company towards improved cost recovery and service. Report No: ACS13637. <http://documents.worldbank.org/curated/en/2015/06/24604935/social-compact-electricity-privatization-southeastern-turkey-building-dialogue-consensus-between-citizens-electricity-company-towards-improved-cost-recovery-service>

WB. No date. Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy. http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Background_paper_Reducing_losses_in_the_power_sector.pdf

WB July 2015- Turkey's Energy Transition- Milestones and Challenges



Diğer Raporlar

Gözen, Mustafa. 2012. Determining the cost of capital for Turkish electricity distribution utilities: Analysis and recommendations. *Istanbul University Journal of the School of Business Administration* 41(1): 62-79.

Deloitte. 2010. Turkish Electricity Market: Development and Expectations 2010-2011. Lazard. 2006. TEASER. Privatization of Turkey's Electricity Distribution Industry.

TEDAŞ ile bir EDAŞ Arasında Örnek Sözleşme:

İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi (Türkçe) ve Contract for the Transfer of Operating Rights

(İngilizce çevirisi). *Gizli dokümanlar*.

İlgili Kanun, Yönetmelik ve Tebliğler:

ELEKTRİK PİYASASI DAĞITIM YÖNETMELİĞİ. 2 Ocak 2014. No. 28870.

ELEKTRİK DAĞITIMINDA VE PERAKENDE SATIŞINDA HİZMET KALİTESİ YÖNETMELİĞİ. 9 Ekim

2013. No. 28790 (değişiklik: 21 Aralık 2012. No. 28504).

ELEKTRİK PİYASASINDA DAĞITIM VE TEDARİK LİSANSLARINA DAİR TEDBİRLER YÖNETMELİĞİ. 2 Ağustos 2013. No. 28726.

Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Faaliyetlerinin İncelenmesi ve Denetlenmesine Dair Tebliğ. 13 April 2013. No. 28617.

Yeni EPK. 2013. 6446 sayılı yeni ELEKTRİK PİYASASI KANUNU.

ELEKTRİK PİYASASI TARİFELER YÖNETMELİĞİ. 12 Kasım 2008. No. 27052. EPK. 2001. 4828 sayılı ELEKTRİK PİYASASI KANUNU.

EPDK tarafından paylaşılan sunumlar (Çalışma Grubu Toplantısı sırasında):

Yılmaz, Çağla Begüm. 2015. Elektrik Piyasası Dağıtım Tarifeleri.

Mutlu, Alpaslan. 2015. Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği. Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığı.

EMRA. 2015. Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği ve Ticari Kalite. Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığı.

Çınar, Y. 2015. Elektrik Piyasası Tüketici Hakları ve Müşteri Hizmetleri Grup Başkanlığı.

Çelebi, Mustafa. 2015. Elektrik Dağıtım Şebekesi Yatırımları



Diğer Sunumlar:

SGC Utilities. Commercial System: Functional Scope and Benefits.

PSR. 2012. AIMING FOR CLEAN, RELIABLE AND CHEAP SUPPLY. Indonesian Delegation Visit. Brazilian market overview.

EDAŞ'ların web sitelerinden ulaşılabilen hizmet kalitesi göstergeleri:

1. Dicle Edaş
2. VEDAŞ | Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.
3. Aras Elektrik Dağıtım A.Ş. | www.arasedas.com
4. Tedarik Sürekliliği Kalitesi - Çoruh Edaş
5. Kalite Göstergeleri - Fırat Edaş
6. ÇEDAŞ | Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.
7. Toroslar | Kalite Göstergeleri
8. Medaş Kurumsal Web Sitesi | İstatistiki Bilgiler
9. Başkent EDAŞ | Kalite Göstergeleri
10. Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.
11. GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.
12. Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. | UEDAŞ
13. Tredas - Ticari Kalite
14. Ayedaş | Kalite Göstergeleri
15. Sedas - Kalite Göstergeleri
16. Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş. | İstatiksel Veriler
17. Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. (Bedaş)
18. KAYSERİ ve CİVARI ELEKTRİK T.A.Ş. - ©
19. Aydem Elektrik Perakende Satış A.Ş.
20. AKEDAŞ Elektrik Dağıtım A.Ş - Kalite Göstergeleri
21. Ticari Kalite Göstergeleri | İşlemler | Yedaş Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.
www.yesilirmakedas.com