

Dağıtım Şirketleri AR-GE Projesi Sonuç Raporu

A. Proje Kimlik Bilgileri:

ARGE Proje Kabul #	28.09.2016 tarihli ve 47139 sayılı kararı
Başvuru Sahibi:	YEŞİLİRMAK ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.
Başvuru Sahibinin Adresi:	Mimar Sinan Mah. 110. Sk. No:1 Atakum / SAMSUN
Proje Adı:	Büyük Veri Algoritmaları Kullanarak Kayıp Kaçak ve Arıza Analizleri Süreçlerinin İyileştirilmesi AR-GE Projesi
Proje Bölgesi:	YEŞİLİRMAK ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş. Dağıtım Bölgesi
Proje Süresi:	22 ay + 8 ay
Proje Sorumlusu:	Muzaffer Berk Bayramoğlu – SCADA WFM Şefi
Proje Sorumlusu İletişim Bilgileri:	Tlf: 0549 748 68 42 e-mail: berk.bayramoglu@yesilirmakedas.com

B. Proje Sonuç Değerlendirme Özeti:

Günümüzde, gelişen teknolojinin de etkisiyle büyük miktarlarda veri üretimi olmakta; farklı kaynaklardan hızlı bir şekilde gelen bu verilerin depolanması, sınıflandırılması ve kullanılması güncel ve önemli bir uygulama alanı olarak ön plana çıkmaktadır. Farklı teknolojik sistemler her saniye sayısız veri üretmektedir. IBM'in tahminine göre her gün 2,5 milyar TB'a yakın veri oluşmakta, bu rakamın 2020 yılında 43 milyar TB'a çıkması öngörülmektedir¹. Ancak, bu büyükteki verinin önemli bir bölümünden faydalanılamamakta, bu veriler bir daha kullanılmamak üzere depolanmakta veya silinmektedir.

Büyük miktarda verileri analiz etmek, araştırmacıların, analistlerin daha önceden erişilemeyen, açık bir halde olmayan veya kullanılmayan verileri analiz ederek, katma değerli hale getirerek, yeni ve daha doğru stratejiler geliştirmelerine olanak tanımaktadır. Kısaca, Büyük Veri Analitiği; müşteri tercihleri, piyasa trendleri, bilinmeyen parametreler arasındaki korelasyonları ve ilgili modelleri ile sektörde gelişimi sağlayacak gizli kalmış faydalı bilgileri açığa çıkartmayı amaçlamaktadır.

Enerji sektöründe de aynı şekilde trend değişimi yaşanmaktadır. Şebeke altyapıları ömrünü tamamlamakta, alternatif enerji kaynaklarının kullanım oranı artmakta ve akıllı sayaçlar sektörü domine etmektedir. Tüketiciler enerji değer zincirinde daha aktif rol oynamaya başlamakta ve kullanım alışkanlıkları değişmektedir. Bu değişimle birlikte, Elektrik Dağıtım Şirketleri için de "Büyük Veri ve Veri Analitiği" konseptlerini kullanarak, süreç geliştirme/iyileştirme çalışmaları için matematiksel modeller geliştirilmesi önemli hale gelmektedir.

Bu amaçla, kayıp-kaçak ve arıza analizleri süreçlerinin iyileştirilmesi ve geliştirilmesini amaçlayan; dağıtım şirketinde mevcut durumda depolanan/depolanması önerilen veriler üzerinden coğrafi farklılıklar, meteorolojik etmenler gibi dış faktörlerin de dikkate alındığı farklı algoritmalar/modeller geliştirilmesini amaçlayan bir AR-GE projesi yürütülmüştür. Ayrıca proje kapsamında, söz konusu algoritma/modelin simülasyonlarının yapılacağı bir yazılım geliştirilmiştir. Süreçler için geliştirilmiş algoritmaların doğrulama ve geçerlilik testleri yine yazılım üzerinde yapılmıştır.

Proje başlangıcında Büyük Veri ve Veri Analitiği konsepti ile ilgili literatür araştırmaları, mevzuat ve sektör uygulamaları incelenmiş, bu çalışmalar ışığında şirket sistemleri arasında, üretilen yüksek hacimli verilerin doğru şekilde yönetilerek Türkiye Akıllı Şebeke Yol Haritasına uyumlu adımların atılması için gereken yönetsel stratejiler ve sistemler arası veri akış şemaları geliştirilmiştir.

Bu bağlamda proje kapsamında detaylı olarak;

¹ IBM Software, "What is big data?", erişim 2016: <https://www-01.ibm.com/software/data/bigdata/what-is-big-data.html>

- Büyük Veri Konsepti üzerine literatür, mevzuat ve sektör uygulamaları irdelenerek; elektrik dağıtım sistemlerinde veri analitiği konuları ile ilgili detaylı araştırma çalışmaları yürütülmüştür.
- Elektrik dağıtım şirketleri için “**Büyük Veri Analitiği Olgunluk Modeli**” geliştirilmiş ve sistem işletmecilerinin konu ile ilgili sağlaması gereken asgari teknik ve süreçsel karakteristikler detaylı bir şekilde tanımlanmıştır.
- Dağıtım faaliyetleri için optimum veri akış modelinin oluşturulmuştur. Büyük veri analitiği uygulamaları için **veri yönetim stratejileri** ve **uygulama yol haritaları** geliştirilmiştir.
- Mevcut BT ve OT altyapılarına ilişkin **veri setleri; daha iyi işlem ve analitik performansı için optimize edilmiştir.**
- Kayıp kaçakla mücadele faaliyetlerinin iyileştirilmesi ve şebeke arıza kök-neden analizlerinin daha hassas şekilde gerçekleştirilmesi için **büyük veri algoritmaları** geliştirilmiştir.
- Oluşturulan algoritmalar, seçili kullanım alanları için geliştirilecek yazılım üzerinde uygulanmıştır. Geliştirilen yazılımda; **betimleyici, tanılayıcı, kestirimci ve normatif analitik** yöntemleri, **yapay zekâ** ve **makine öğrenmesi** ile **gelişmiş görselleştirme** gibi yaklaşımlar kullanılmıştır.
- Geliştirilen yazılımdan elde edilen sonuçlar **doğruluk ve geçerlilik** testlerine tabi tutulmuştur.

Büyük Veri Analitiği Ar-Ge Projesi kapsamında gerçekleştirilen; mevcut durumda tutulan/tutulması önerilen veriler üzerinden bölgesel farklılıklar, meteorolojik etmenler ve arıza ekipleri gibi dış faktörlerin de dikkate alındığı, kayıp-kaçak ve arıza analizleri süreçlerinin iyileştirilmesi ve geliştirilmesini amaçlayan algoritmalar geliştirilmiş ve bu algoritmalar yazılıma dönüştürülmüştür.

Ayrıca, Türkiye’de elektrik dağıtım sektöründeki veri analitiği uygulamaları açısından ilk Ar-Ge projesi olarak, dünyada en trend konseptlerden olan veri madenciliği/analitiği konularına sektör açısından bir giriş yapılarak, yaygınlaştırılması için gerekli aksiyonlar incelenmiştir.

Proje kapsamında en önemli değerlendirmelerden biri şüphesiz, veri oluşturma çalışmalarının veri analitiği için en önemli temeli oluşturmasıdır. Veri Analitiği yöntemlerinin her birinde (Sınıflandırma, Kümeleme, Regresyon) veri setinin çeşitli, doğru ve büyük hacimli verilerden oluşturulabilmesi amacı ile aşağıdaki iyileştirme çalışmalarının yapılması önerilmektedir;

- Büyük verinin tanımlanması,
- Büyük verinin depolanması,
- Büyük verinin erişimi,
- Büyük verinin işlenmesi ve analitiği,
- Büyük verinin idaresi ve güvenliği.

Algoritmaların geliştirilmesi fazlarında veri kalitesi ve tutarlılığı ile ilgili kısmi problemlerle karşılaşılmasına rağmen yapılan deneyler ve sonuçlar, çalışmalarda ayrıştırıcı bilginin olduğunu göstererek ileriye yönelik olumlu sonuçlar vermiştir. Önerilen aksiyonların alınması, süreçlerin tanımlanması ve işletilmesi sonrasında yapılacak veri analitiği uygulamaları gelecek vadetmektedir.

C. Proje Sonuç Değerlendirmesi:

C.1. Proje İş Planı ve Zaman Takvimi

2016 Temmuz döneminde başvurusu yapılan ve 28/05/2014 tarihli ve 5036 sayılı Kurul Kararı çerçevesinde EPDK'nın 28.09.2016 tarihli ve 47139 sayılı kararı ile kabul edilen "Büyük Veri Algoritmaları Kullanarak Kayıp Kaçak ve Arıza Analizleri Süreçlerinin İyileştirilmesi", Ar-Ge projesi 01.05.2017 tarihinde başlamıştır.

Proje Zaman Takvimi:

Proje kapsamında belirlenen zaman planında aşağıda sıralanan çalışmaların tamamlanmıştır:

- Veri analitiği konsepti ve enerji sektöründeki uygulamaları incelenerek raporlanması,
- YEDAŞ'ın arıza ve kayıp-kaçak uygulama süreçleri ve kullanılmakta olan Operasyonel Teknolojisi (OT) ve Bilişim Teknolojisi (BT) altyapıları değerlendirilerek sistem etkileşim diyagramları oluşturulması,
- YEDAŞ bünyesinde kullanılmakta olan OT ve BT sistemlerinin, büyük veri analitiği uygulamaları ile ilgili yetkinlikleri ve mevcut yararlanma düzeyleri belirlenmesi,
- YEDAŞ bünyesinde uygulanmak üzere, OT ve BT sistemleri arasındaki veri akışlarına ilişkin öneriler geliştirilmesi,
- Veri yönetim stratejileri ele alınarak, bu yönetsel stratejilerin başarılı olabilmesi için yerine getirilmesi gereken aksiyon ve proje önerileri paylaşılması,
- Farklı süreçlerde kullanılmakta olan OT ve BT sistemleri özelinde veri seti önerileri belirlenmesi ve
- Arıza ve kayıp-kaçak süreçlerinin iyileştirilmesine yönelik veri analitiği algoritmaları geliştirilmesi.

Tamamlanan çalışmaların ardından, algoritmaların uygulamaya geçirilmesi aşamasında, Teknik Kayıp Hesaplanması Matematiksel Modeli, Merkezi Sayaç Karşılaştırma, Arıza Sınıflandırma ve Meteorolojik Korelasyon Çalışması ve Şüpheli Müşteri Sınıflandırılması başlıklarında oluşturulan algoritmaların farklı senaryolar ve yeni veriler üzerinde çalıştırılması, veri toplama çalışmalarının ardından tespit edilen tutarsız verilerin tekrar toplanması, verilerin yapısal hale getirilmesi ve algoritmaların revize edilmesi ihtiyaçları nedeni ile ek süre talep edilmiştir. Ayrıca, proje kapsamında geliştirilecek yazılımın, sistemler arasındaki mevcut ve planlanan entegrasyonlar arasındaki konumunun netleştirilmesi, veri analitiği algoritmaları kullanım alanlarının belirlenmesi ve önerilen projelerin hayata geçirilmesi karar aşamalarının öngörülenden daha fazla vakit alması nedeni ile gereken ek süre ihtiyacına istinaden, EPDK tarafından onaylanmış ilk iş takviminin 8 aylık uzatım ile 30.10.2018 tarihinden 30.06.2019 tarihine çekilmesi talep edilmiştir.

Bu bağlamda, proje başlangıcında hazırlanan ve sonrasında süre uzatımı gereksinimi doğrultusunda revize edilen zaman planları özet olarak aşağıda verilmektedir.

Tablo 1: Projenin Başlangıç Zaman Planı

İŞ PAKETİ	2017									2018									
	May	Haz	Tem	Ağu	Eyl	Eki	Kas	Ara		Oca	Şub	Mar	Nis	May	Haz	Tem	Ağu	Eyl	Eki
Faz-I: Proje Başlangıç Çalışmaları																			
Faz-II: Literatür, Mevzuat ve Sektör Uygulamaları Tarama Çalışmaları																			
Faz-III: YEDAŞ'ta mevcut ve gelecekte planlanan veri kaynağı sistemlerinin ve bu sistemler arasındaki veri akışının incelenmesi																			
Faz-IV: Dağıtım faaliyetleri için en optimum veri akış modelinin oluşturularak Veri Kaynakları ve Veri Tabanı Yönetim Stratejilerinin Geliştirilmesi																			
Faz-V: Farklı Kurumsal BT Sistemlerine ait Veri Setlerinin Büyük Veri Algoritmaları için Optimize Edilmesi																			
Faz-VI: Kayıp Kaçakla Mücadelede Tespit Oranını İyileştirecek Büyük Veri Algoritmalarının Geliştirilmesi																			
Faz-VII: Tedarik Sürekliliğini İyileştirici Aksiyonları Almak Amacıyla Arıza Kök-Sebeplerinin Belirlenmesi için Veri Analitik Algoritmalarının Geliştirilmesi																			
Faz-VIII: Geliştirilen Büyük Veri Analitik Algoritmalarının Örnek İş Zekâsı Yazılımları Üzerinde Uygulanması																			
Faz-IX: Doğrulama ve Geçerlilik Testleri																			
Faz-X: Proje Kapanışı																			

Tablo 2: Projenin Revize Zaman Planı

İŞ PAKETİ	2017									2018									2019								
	May	Haz	Tem	Ağu	Eyl	Eki	Kas	Ara		Oca	Şub	Mar	Nis	May	Haz	Tem	Ağu	Eyl	Eki	Kas	Ara	Oca	Şub	Mar	Nis	May	Haz
Faz-I: Proje Başlangıç Çalışmaları																											
Faz-II: Literatür, Mevzuat ve Sektör Uygulamaları Tarama Çalışmaları																											
Faz-III: YEDAŞ'ta mevcut ve gelecekte planlanan veri kaynağı sistemlerinin ve bu sistemler arasındaki veri akışının incelenmesi																											
Faz-IV: Dağıtım faaliyetleri için en optimum veri akış modelinin oluşturularak Veri Kaynakları ve Veri Tabanı Yönetim Stratejilerinin Geliştirilmesi																											
Faz-V: Farklı Kurumsal BT Sistemlerine ait Veri Setlerinin Büyük Veri Algoritmaları için Optimize Edilmesi																											
Faz-VI: Kayıp Kaçakla Mücadelede Tespit Oranını İyileştirecek Büyük Veri Algoritmalarının Geliştirilmesi																											
Faz-VII: Tedarik Sürekliliğini İyileştirici Aksiyonları Almak Amacıyla Arıza Kök-Sebeplerinin Belirlenmesi için Veri Analitik Algoritmalarının Geliştirilmesi																											
Faz-VIII: Geliştirilen Büyük Veri Analitik Algoritmalarının Örnek İş Zekâsı Yazılımları Üzerinde Uygulanması																											
Faz-IX: Doğrulama ve Geçerlilik Testleri																											
Faz-X: Proje Kapanışı																											

C.2. İş Paketleri

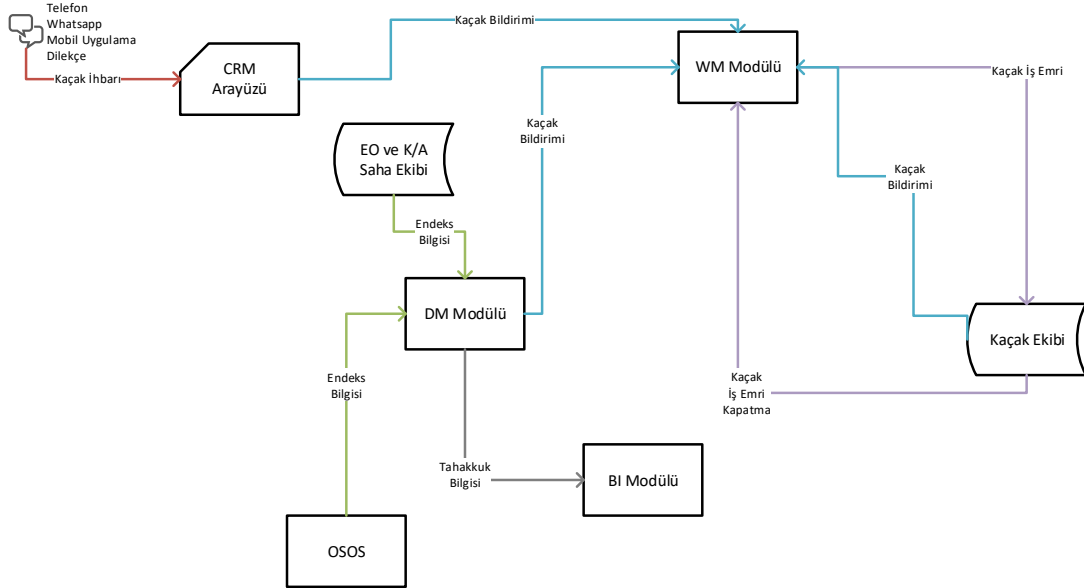
Büyük Veri Algoritmaları Kullanarak Kayıp Kaçak ve Arıza Analizleri Süreçlerinin İyileştirilmesi Ar-Ge Projesinde gerçekleştirilecek teknik çalışmalarla ilgili iş paketleri toplamda 10 faz olarak gerçekleştirilmiş olup, her bir fazla ilgili detaylar aşağıda yer almaktadır:

- Faz-I: Proje Yönetimi Başlangıç Çalışmaları
 - Proje başlangıç toplantısı
 - YEDAŞ mevcut veri envanteri hakkında bilgi toplanması
- Faz-II: Literatür, Mevzuat ve Sektör Uygulamaları Tarama Çalışmaları
 - Konu hakkında akademik ve teknik yayınların incelenmesi
 - 'Büyük Veri' konseptine giriş ve beyin fırtınası
 - Enerji sektörü ve diğer sektörlerde uygulama örnekleri
 - Konseptte mevzuat açısından bakış ve öneriler
 - ODTÜ ile iş birliği ve teknik çalıştaylar
- Faz-III: YEDAŞ'ta mevcut ve gelecekte planlanan veri kaynağı sistemlerinin ve bu sistemler arasındaki veri akışının incelenmesi
 - YEDAŞ veri kaynağı olan teknolojik sistemlerin (SCADA, OSOS, GIS, ISU vb.) veri akışının incelenmesi
 - Mevcut veri akışı ile süreçler ve Şirket verimlilik hedeflerinin karşılaştırılması
 - Dağıtım operasyon süreçleri ile mevcut veri akışı arasındaki optimizasyon noktalarının tespit edilmesi
- Faz-IV: Dağıtım faaliyetleri için optimum veri akış modelinin oluşturularak Veri Kaynakları ve Veri Tabanı Yönetim Stratejilerinin Geliştirilmesi
 - Büyük Veri modelinin oluşturulması
 - Veri tabanı yönetim stratejilerinin oluşturulması
- Faz-V: Farklı Kurumsal BT Sistemlerine ait Veri Setlerinin Büyük Veri Algoritmaları için Optimize Edilmesi
 - Optimizasyon Çalışmaları
- Faz-VI: Kayıp Kaçakla Mücadelede Tespit Oranını İyileştirecek Büyük Veri Algoritmalarının Geliştirilmesi
 - Sayaç ve diğer verilerin kayıp-kaçak tespitinde kullanılabilmesi için çalıştaylar
 - Algoritmaların oluşturulması ve veri akış diyagramlarının çizimi
- Faz-VII: Tedarik Sürekliliğini İyileştirici Aksiyonları Almak Amacıyla Arıza Kök-Sebeplerinin Belirlenmesi için Veri Analitik Algoritmalarının Geliştirilmesi
 - Sayaç, analizör ve SCADA/DMS/OMS ve diğer verilerin arıza kök sebep tespitinde kullanılabilmesi için çalıştaylar
 - Algoritmaların oluşturulması ve veri akış diyagramlarının çizimi
- Faz-VIII: Geliştirilen Büyük Veri Analitik Algoritmalarının Örnek İş Zekâsı Platformu Üzerinde Uygulanması
 - Örnek bir platform üzerinde, oluşturulmuş algoritmaların kodlanması
 - Ara yüz tasarımları ve kullanıcı raporlarının oluşturulması
- Faz-IX: Doğrulama ve Geçerlilik Testleri
 - Doğrulama ve geçerlilik test prosedürlerinin hazırlanması
 - Testlerin 2 ay süre ile uygulanarak doğruluk ve geçerlilik oranlarının tespiti

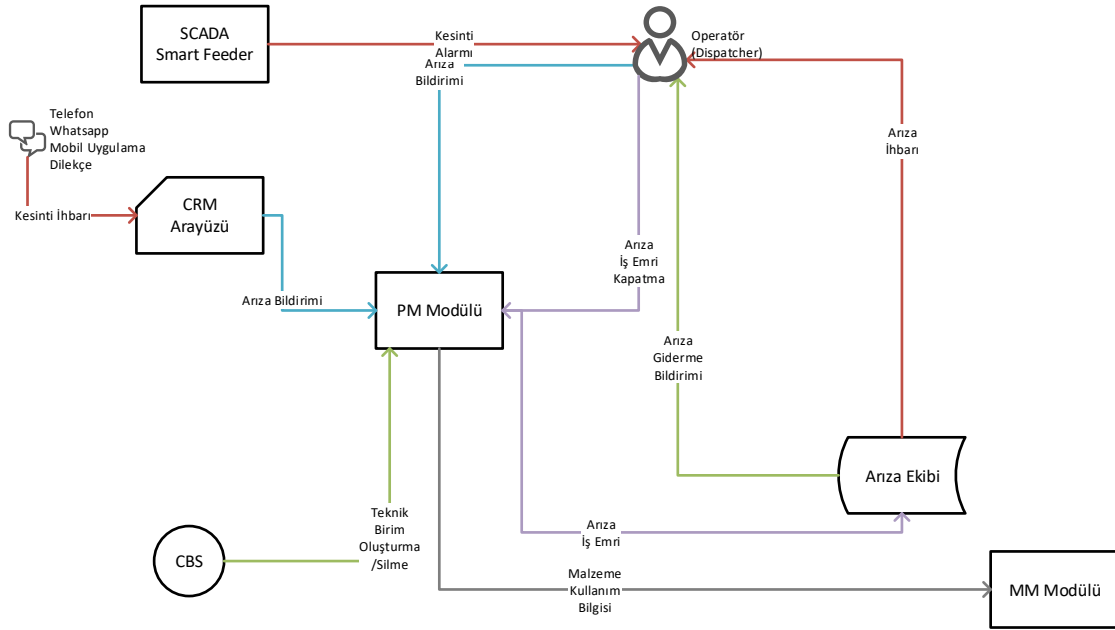
- Faz-X: Proje Kapanışı
 - Proje kapanışı ve çalıştay

Mayıs 2017- Ekim 2017 Dönemi Çalışmaları

Proje Başlangıç Yönetim Çalışmaları kapsamında Proje Yönetim Planı oluşturulmuş ve ilgili paydaşlarla paylaşılmıştır. Proje Yönetim Planının içinde Proje Organizasyonu, İletişim ve Doküman Paylaşımı, Zaman Planı, Değişim Yönetimi, Risk Yönetim Planı, Paydaş Yönetimi, Dokümantasyon Yönetim Planı ve Toplantı Programı ile birlikte Proje Çıktıları Listesi sunulmuştur. Daha sonrasında YEDAŞ İş Birimleri ile ve süreç sahipleri ile SAP-ISU, SAP-CRM, SAP-PM, SCADA/DMS/OMS, CBS ve OSOS gibi gündemlerde çalıştaylar yapılmış ve sonucunda “İlk Analizler ve Ön Metodoloji Bilgi Notu” paylaşılmıştır. Arıza ve kaçak süreçlerinin uzmanları ile birlikte süreçlerin IT/OT sistemleri ile etkileşimleri incelenmiştir.



Şekil 1: Kaçak Süreçleri ve IT/OT Sistem Etkileşimi



Şekil 2: Arıza Süreçleri ve IT/OT Sistem Etkileşimi

Bu çalıştaylar sayesinde mevcut durum analizi de gerçekleştirilmiş olup akabinde gereksinimler ortaya koyulmuştur. Bu kapsamda, Veri Kayıt ve Kalite Yönetimi, Veri İlişkiseliliği ve Entegrasyon, Raporlama ve Veri Analitiği Teknikleri konuları bütün BT/OT sistemleri için 6 farklı seviyede incelenmiş ve YEDAŞ Büyük Veri Olgunluk Modeli oluşturulmuştur. Bu 3 ana başlık için aşağıdaki konular çalışılmıştır:

Tablo 3: Veri Kayıt ve Kalite Yönetimi Değerlendirmesi

#	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Konu	Veri Kayıt	Veri Modeli	Veriye Erişilebilirliği	Veri Yapısalılığı	Veri Eksiksizliği	Veri Güncelliği	Veri Tutarlılığı	Veri Kalitesi Metrikleri	Veri Kalitesi Takip ve Yönetimi	Veri Seti Optimizasyonu (Telemetri verileri, sistemde mükerrer tutulan veriler, vb.)	Veri Sınıflandırma (İş Süreçleri için Önemi Doğrultusunda Kategorizasyon)	Veri Yönetim Süreçleri (Veri sahipliği, veri güncelleme ve yönetim süreçleri, vb.)

Tablo 4: Veri İlişkiseliliği ve Entegrasyon Değerlendirmesi

#	13	14	15	16	17
Konu	Veri İlişkiseliliği	Entegrasyon Yol Haritası ve Planlama	BT Entegrasyon İlerleme Durumu	Standardizasyon /Interoperability	Veri Analiz Yöntemlerinde Değişiklikler (Son 2-3 yıllık dönem)

Tablo 5: Raporlama ve Veri Analitiği Teknikleri Değerlendirmesi

#	18	19	20	21	22	23	24
Konu	Kullanılan Sistemin Raporlama İşlevselliği	Raporlama Uygulamaları	Raporlama Motivasyonu	Sistemlerin Veri Görselleştirme Yetenekleri (Data Visualization)	Veri Görselleştirme Uygulamaları (Data Visualization)	Tetikleyici Analitik Uygulamaların (olay kaydı, alarm, flag, her türlü tetikleyici bilgi, vb.)	Karar Destek Süreçleri

#	25	26	27	28	29	30
Konu	Mevcut Analitik Uygulamaları (Kullanılan Yöntemler)	Mevcut Analitik Uygulamaları (Betimleyici Analitik Yaygınlık Seviyesi)	Mevcut Analitik Uygulamaları (Tanılayıcı Analitik Yaygınlık Seviyesi)	Mevcut Analitik Uygulamaları (Kestirimci Analitik Yaygınlık Seviyesi)	Mevcut Analitik Uygulamaları (Normatif Analitik Yaygınlık Seviyesi)	Mevcut Analitik Uygulamaları (Elde Edilen Faydalar)

Veri Analitiği Konsepti ve Enerji Sektörü İnceleme Raporu yayımlanarak Büyük Veri ve Veri Analitiği Konseptleri tanıtılmış ve Enerji Sektöründe hem arıza analizlerine hem de kayıp-kaçak tespitlerine yönelik veri analitiği uygulamaları aktarılmıştır. Raporda ayrıca diğer sektörlerdeki uygulamalara da yer verilmiştir. Literatürde yer alan, elektrik dağıtım sektöründe uygulamaları gözlemlenen örneklerin incelenmiş, bulunan örneklerin Türkiye ve YEDAŞ özelinde uyarlanabilirliğinin ve uygulanabilirliğinin değerlendirilmiş ve farklı örnek olay ve durum fikirlerinin tartışılması amacıyla çalıştaylar yapılmış ve listeler oluşturulmuştur.

Literatürde, kaçak tespitine yönelik olarak aylık enerji tüketimindeki büyük değişiklikleri tespit ederek olası kaçak tüketim noktalarını belirlemek için uygulanan İstatistiksel Proses Kontrol Şeması yöntemi ile ilgili çalışmalar sunulmuştur. İspanya'da uygulanmış olan ve Aykırı Değer (Outlier) Madenciliğini, Kestirimci (Predictive) Veri Madenciliğini, Karar Ağacı Yöntemini, Regresyon Yöntemini, Metin Madenciliğini ve Uzman Sistemleri içeren MIDAS Projesi yine literatürden kaçak tespitine yönelik güzel bir uygulama olarak ayrıntılarıyla sunulmuştur.

Arıza analizlerinde ise dağıtım otomasyonu için otomatik arıza tespiti ve kestirimi için kural bazlı yöntem, yıldırım verileri ile arıza lokasyonu tespiti, başlangıç aşamasındaki arızaların tespiti, yüksek empedanslı arızalar ve tek faz – toprak arızaları ilgili raporda ayrıntılarıyla anlatılmış ve kesici mekanik açma sayısı ile transformatör faydalı kullanım süresi analizlerinin yararları içerilmiştir.

Kasım 2017 - Aralık 2017 Dönemi Çalışmaları

Metodolojilerin kullanım alanları ile ilgili aşağıdaki listeler oluşturulmuştur:

Tablo 6: Kayıp-Kaçak Tespitine Yönelik Kullanım Alanı

No:	Kullanım Alanı Açıklama
1	Seçilen müşterilerin tüketim eğrilerinin, kaçak kullanım olduğu bilinen müşterilerin tüketim eğrileriyle karşılaştırılarak olası örüntü (pattern) benzerliklerinin tespit edilmesi
2	Benzer karakteristiklere sahip (abone grubu, mahalle/site/bina, sözleşme gücü, sayaç markası, vb.) müşterilerin tüketim eğrilerinin birbirleriyle kıyaslanarak benzerlik göstermeyen müşterilerin belirlenmesi
3	Müşteri tüketimlerin İstatistiksel Proses Kontrol (SPC) şemaları yaklaşımıyla takip edilerek, anormal durumların (ör: kaçak) tespit edilmesi
4	Müşterilerin tüketim verileri, maksimum ve minimum tüketimleri, yüklenme (demand) değerleri, sözleşme gücü, aktif/reaktif oranı ve diğer tüketim alışkanlığı parametreleri kullanılarak Karar Ağacı veya Kümeleme yöntemleri ile sınıflandırılması
5	Teknik Kayıpların tahmin edilmesi amaçlı matematiksel model oluşturulması
6	Faz akımları arasındaki dengesizliklerin teknik kayıplara etkisinin hesaplanması
7	OSOS kapsamındaki müşterilerin tüketim profillerindeki beklenmedik değişimlerin, sistemdeki olay kayıtları ile karşılaştırılarak filtrelenmesi ve olası anormal profil değişimlerinin tespit edilmesi
8	AGİS sayaç verisi ile ilgili trafodan beslenen müşterilerin tüketim verisi karşılaştırılarak olası kaçak kullanımların tespit edilmesi

Tablo 7: Arıza ile İlişkili Süreçlere Yönelik Kullanım Alanı

No:	Kullanım Alanı Açıklama
1	YEDAŞ bölgesindeki olay kayıtları analiz edilerek IEEE 1159-2009 standardında verilen gerilim çökmesi tanımları doğrultusunda farklı alt kategorilere göre sınıflandırılması
2	Gerilim çökmeleri için analizör olay kayıtları ve kesinti verisi eşleştirilerek gerilim çökmelerinin hangi tip arızalar tarafından nasıl tetiklendiğinin belirlenmesi
3	Gerilim çökmesi lokasyonları belirlenerek, gerilim çökmesinden etkilenen abone gruplarının oranlarının tespit edilmesi ve sanayi müşterilerine yönelik önlemler alınması konusundan farkındalık yaratılması
4	Gerilim çökmeleri lokasyonları belirlenmesi sonrasında, sık gerilim çökmesi yaşanan fiderler için müşteri sayısı ile ilişkisinin ortaya konulması

No:	Kullanım Alanı Açıklama
5	Meteorolojiden alınan veriler, arıza kayıtları ve gerilim çökmeleri olay kayıtları incelenerek, yıldırım düşmeleri ve gerilim çökmeleri (gerilim çökmesi sınıfı, etki alanı vb.) arasındaki ilişkinin ortaya konulması
6	Meteorolojiden alınan veriler, arıza kayıtları ve gerilim çökmeleri olay kayıtları incelenerek, şiddetli rüzgârların, ağaç dallarının havai hatta çarpması kaynaklı gerilim çökmelerine (gerilim çökmesi sınıfı, etki alanı, çoklu gerilim çökmesi durumu vb.) etkisinin incelenmesi
7	Nem kaynaklı ekipman bozulmaları ve ark patlamalarını önceden tespit etmek/önlemek amacıyla, telemetri verileri ve meteorolojik bilgilerin kullanılması
8	Kesinti bilgileri, telemetri verileri, varlık durum bilgisi (yaş, durum vb.), coğrafi özellikler (ormanlık alan, yükseklik bilgisi vb.), meteorolojik geçmiş veriler kullanılarak arıza/kesintinin olduğu an ve bölge ile hava durumu ve coğrafi koşullar arasında bir ilişki bulunarak <ul style="list-style-type: none"> - Saatlik olarak arıza alarmı - Geniş alanlı kesinti tahmini - Arıza tipine göre erken uyarı -YEDAŞ bölgesi için gerçek zamanlı risk haritasının oluşturulması
9	Arıza ve kesinti istatistikleri kullanılarak arıza ile ilgili farklı görsel raporların üretilmesi ve dashboard tasarımı
10	SCADA'ya gelen kesici açma alarmlarından sonra arıza sinyalini kaydederek arıza akımının RMS değeri üzerinden, CBS'den fider üzerindeki her hat tipi için uzunlukları, fazlar arası mesafeleri (kablo tesis) bilgileri ile birleştirilerek arıza lokasyonu tespit edilmesi
11	Arıza veya yük atma durumunda enerjisiz kalan transformatörlerin tedarik sürekliliği endeksleri ve potansiyel ceza oranlarına toleransı için alarm oluşturulması
12	IEEE'nin önerdiği Beta Method kullanılarak dağıtım şebekesindeki YEDAŞ'a özel «major event»ler ve major event kriterleri tespit edilmesi; meteorolojik verilerle eşleştirilerek erken «majör event» uyarısı oluşturulması
13	SAIDI, SAIFI ve diğer tedarik sürekliliği endekslerinin YEDAŞ, il ve işletme bazında hesaplanarak karşılaştırmalar ile yorumlanması
14	Ek muf yapılan kablolar belirlenerek arıza kayıtları öncesi ve sonrası olarak incelenmesi
15	Açık şalt merkezlerdeki geçici arıza kayıtları ve ortam koşulları incelenerek varlık yönetimine veri sağlayan sistemlerin belirlenmesi
16	Yatırım miktarı ile arıza sayısı ilişkisinin analiz edilmesi, aynı yatırımın yapıldığı farklı bölgelerin incelenerek ortam koşullarının da değerlendirilmesi yoluyla yatırım geri dönüşlerinin arıza oranlarına etkisinin tahmin edilmesi
17	Geçmiş arıza tipi/kesinti süresi ilişkisi, hava durumu tahmini, ekiplerin olay yerine uzaklığı, coğrafi koşullar vb. baz alınarak kesinti süresinin tahmin edilmesi

Aralık 2017- Ocak 2018 Dönemi Çalışmaları

Listelerin oluşturulmasından sonra ise Kullanım Alanı-Veri Matrisleri oluşturulmuştur, bu matrisler için gerekli veri başlıkları ve veri kaynakları belirlenmiş, analiz edilmiş, doğrulanmış ve düzeltme kuralları ortaya konmuştur.

Tablo 8: Merkezi Sayaç Karşılaştırma Veri Matrisi

Kullanım Alanı Adı	Kategori	IS-U DM	IS-U CRM	SAP PM	WFM	AGİS
Merkezi Sayaç Karşılaştırma	Tahmin	Müşteri Okuma ve Kaçak Verileri: 1) T1-T2-T3 kırılımında aylık endeks okuma verileri (sayaç takılmasından/abonelik başlangıcından itibaren) 2) Geçmiş kaçak tutanak bilgileri (varsa) <ul style="list-style-type: none"> a) Tutanak tarihi b) Kaçak tespit yöntemi c) Kaçak kullanım şekli d) Tutanağa girilen açıklama 	Müşteri Verileri: 1) Sözleşme bağlantı gücü 2) Abone grubu 3) Faaliyet alanı (varsa, ticarethane ve sanayi müşterileri için)			Genel Tüketim Verileri: 1) Seçilen bölgedeki aboneleri besleyen trafo çıkışındaki sayaç okuma verileri (sayaç takılmasından itibaren/beslenen müşterilerin okuma verisinin en yeni başlangıç tarihinden itibaren)

OSOS	SCADA	Analizör	CBS	Meteoroloji	Diğer/Harici
Müşteri Okuma Verileri: 1) 10 dakikalık kırılımda endeks okuma verileri (sayaç takılmasından/abonelik başlangıcından itibaren)			Müşteri Coğrafi Verileri: 1) Müşteri konumları <ul style="list-style-type: none"> a) Mahalle b) Sokak c) Bina no. 2) Genel Tüketim Sayacının takılı olduğu trafodan beslenen müşterilerin listesi		

Tablo 9: Teknik kayıp Matematiksel Modeli Veri Matrisi

Kullanım Alanı Adı	Kategori	IS-U DM	IS-U CRM	SAP PM	WFM	AGİS	
Teknik kayıp Matematiksel Modeli	Tahmin					Ölçüm verileri <i>Seçilecek pilot bölge trafoları için;</i> 1) 1 yıllık akım verisi 2) 1 yıllık gerilim verisi 3) 1 yıllık yük eğrisi vb.	
		OSOS	SCADA	Analizör	CBS	Meteoroloji	Diğer/Harici
			Ölçüm verileri <i>Seçilecek pilot bölge fiderleri için;</i> 1) 1 yıllık akım verisi 2) 1 yıllık gerilim verisi 3) 1 yıllık yük eğrisi vb.		Şebeke topolojisi: <i>Seçilecek pilot bölge için;</i> 1) OG havai hat uzunlukları a) Swallow b) Pigeon vb. 2) OG yeraltı kablo uzunlukları a) 3x1x50mm ² Cu b) 3x1x70mm ² Cu vb. 3) AG havai hat uzunlukları 4) AG yeraltı kablo uzunlukları 5) OG Şebeke bağlantısalılığı 6) AG şebeke bağlantısalılığı		DİGSİLENT: 1) OG Şebeke Modeli

Tablo 10: Arıza Sınıflandırma ve Meteorolojik Korelasyon Çalışması Veri Matrisi

Kullanım Alanı Adı	Kategori	IS-U DM	IS-U CRM	SAP PM	WFM	AGİS
Arıza Sınıflandırma, Meteorolojik Korelasyon Çalışması	Sınıflandırma			Arıza verileri: <i>Mevcut ve Geçmişe Yönelik</i> 1) Arıza başlangıç saati 2) Arıza bitiş saati 3) Arızadan etkilenen imar içi AG müşteri sayısı 4) Arızadan etkilenen imar dışı AG müşteri sayısı 5) Arızadan etkilenen imar içi OG müşteri sayısı 6) Arızadan etkilenen imar dışı OG müşteri sayısı 7) Kesinti süresi 8) Kesinti nedeni 9) Teknik birim kodu		Telemetri verileri: <i>Mevcut ve Geçmişe Yönelik</i> 1) Sıcaklık 2) Nem

OSOS	SCADA	Analizör	CBS	Meteoroloji	Diğer/Harici
	Arıza verileri <i>Mevcut ve Geçmişe Yönelik</i> 1) Arıza tipi bilgisi (Aşırı akım, toprak vb.) 2) Arızadan önceki ve sonra fiderdeki nominal akım 3) Arızadan etkilenen toplam yük 4) CBS varlık kodu		Şebeke topolojisi: 1) OG şebeke bağlantısallığı 2) AG şebeke bağlantısallığı	Hava durumu verileri: 1) Geçmişe yönelik - Sıcaklık - Nem - Yağış - Rüzgâr hızı	DigSILENT modeli: 1) OG şebeke bağlantısallığı

Şubat 2018- Mart 2018 Dönemi Çalışmaları

Veri gereksinimlerinin tanımlanmasının ardından, “Teknolojik Sistemler Arası Veri Akış Önerileri Raporu” yayımlanmış ve veri sahipliği matrisleri oluşturulmuştur. Süreçler, veri setleri ve BT/OT sistemlerinin eşleştirme çalışmaları tamamlanarak veri değişim matrisleri tanımlanmış, AGİS, OSOS, SCADA, DMS ve OMS sistemlerine yönelik iyileştirme önerileri geliştirilmiştir. İlgili raporda entegrasyon teknolojileri ve standartları hakkında (web servisler, Java ileti hizmetleri, XML veri formatı, IEC 61970, IEC 61968 standartları ve CIM) bilgi verilmiş, BT sistemlerinin entegrasyonlarında kullanılan mimariler, avantaj ve dezavantajları ile açıklanmıştır (Noktadan Noktaya (Point-to-Point), Topla-Dağıt (Hub and Spoke), Kurumsal Servis Veri Yolu (Enterprise Service Bus)). Sistemleri arasındaki veri akışlarına ilişkin veriler tanımlanmıştır. Söz konusu verileri “Sağlayan” ve “Alan” sistemler tanımlanarak veri akış matrisleri oluşturulmuştur.

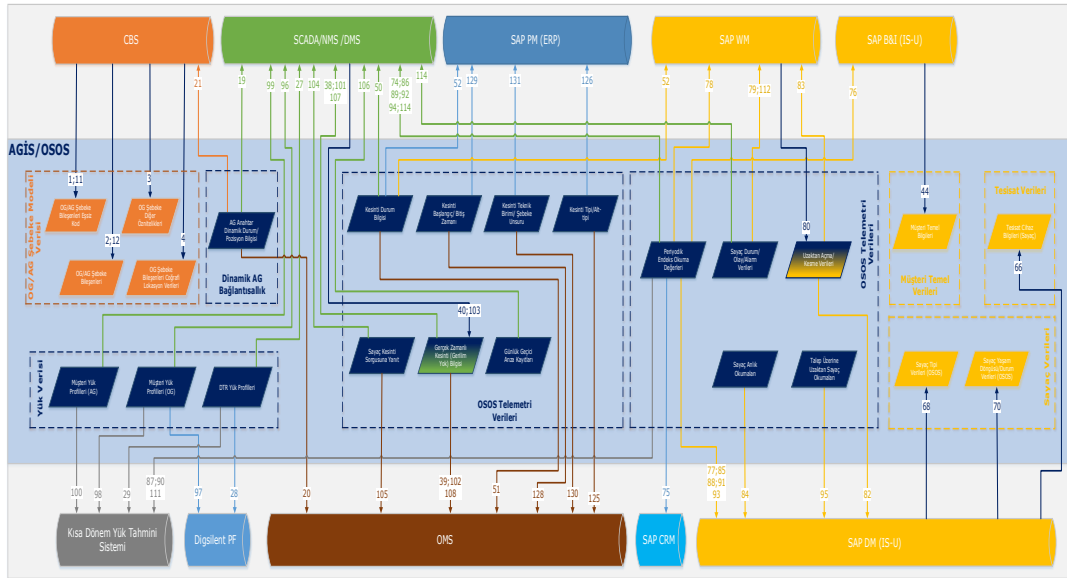
Tablo 11: Veri Akışı

Ana Veri Başlığı	Veri Alt Başlığı	SCADA NMS DMS	OMS	CBS	DigSILENT PF	INAVITAS	AGİS/ OSOS	SAP CRM	SAP (IS-U)	SAP (ERP)	Kısa Dönem Yük Tahmini Sistemi
OG Şebeke Modeli/Verisi	OG Şebeke Bileşenleri	A	A	S	A	A	A			A	
OG Şebeke Modeli/Verisi	OG Şebeke Bileşenleri Eşsiz Kod/Teknik Birim	A	A	S	A	A	A			A	

Sistemleri arasındaki veri akışlarına ilişkin veriler için veri öznitelikleri tabloları oluşturulmuştur ve veri değişim sıklığı (gerçek zamanlı, periyodik, on-demand) ve entegrasyon tetikleyici (event driven, push/istem-yanıt, zaman planlayıcı) yöntemleri tanımlanmıştır.

Tablo 12: Veri Öznitelikleri Tabloları

#	Ana Veri Başlığı	Veri Alt Başlığı	Veri Sağlayıcı Sistem	Veriyi Alan Sistem	İlgili Veri Açıklaması	Veri Değişim Sıklığı	Tetikleyici
1	Dinamik AG Bağlıntısallık	AG Anahtar Dinamik Durum/Pozisyon Bilgisi	SAP PM (ERP)	SCADA NMS DMS	AG çıkış kollarındaki Enerji Var/Yok Bilgisi	Gerçek zamanlı	Event-driven
2	Dinamik AG Bağlıntısallık	AG Anahtar Dinamik Durum/Pozisyon Bilgisi	SAP PM (ERP)	OMS	AG çıkış kollarındaki Enerji Var/Yok Bilgisi	Gerçek zamanlı	Event-driven



Şekil 3: Veri Akış Önerileri

“Veri Seti Önerileri ve Açıklama Raporu”nda ise farklı BT/OT sistemlerinin veri ihtiyacı ve kullanımının ortaya konularak iyileştirme önerileri geliştirilmesi işlenmiştir. YEDAŞ’ta farklı süreçlerde kullanılmakta olan operasyonel ve bilişim teknolojileri (IT ve OT) altyapısı incelenerek, sistemler özelinde veri seti önerileri paylaşılmıştır.

Veri Yönetim Stratejileri Önerilerinde ise Faz II kapsamında gerçekleştirilmiş olan olgunluk modeli değerlendirmelerinden hareketle sistemler özelinde veri yönetim stratejileri oluşturulmuştur. Veri yönetimi ve analitiği süreçlerini destekleyen teknolojik trendler hakkında bilgi verilmiştir (Bulut Teknolojisi (Cloud), “In memory (RAM) Processing” Teknolojisi vb.). Veri yönetim stratejilerinin hayata geçirilmesi için yapılması gereken aksiyonlar projelendirilerek rapor paylaşılmıştır, toplam 62 proje önerisi geliştirilmiştir ve projeler 16 başlıkta ve 4 kategoride sınıflandırılmıştır. Örnekler aşağıda sunulmuştur:

- İş Süreçleri, Organizasyon ve İnsan Kaynağı
- Şebeke Verisi, Şebeke Yönetimi
- Kesinti Yönetimi, BT-OT Yakınsaması
- Kurumsal Uygulama Entegrasyonu, Ortak Bilgi Modeli

- Entegrasyon Mimarisi, Kurumsal BT Sistemleri
- İyileştirme Çalışması, Tasarım Çalışması, Ar-Ge/Pilot Projesi, Uygulama Projesi.

Tablo 13: Proje Önerileri Şablonu

Aksiyon Tipi	İyileştirme Çalışması
Proje/Aksiyon Kapsamı	<p>Akıllı Şebeke dönüşüm süreçlerinde; kurumsal sistemlerde (BT ve OT) saklanan verilerin yönetilmesi ve kalitesinin sağlanması için gerekli organizasyon yapısının oluşturulması önemlidir.</p> <p>Kurumsal verilerin yönetimi disiplinler arası bir konudur, verilerin yönetimi ve kalitesinin tesisi için görevler şirketin farklı birimleri arasında koordine bir şekilde tanımlanmalıdır. Birçok şirkette kurumsal verinin yönetimi sanal bir organizasyon olup, çalışanların kendi birimlerindeki esas komuta zincirinin yanı sıra, ek bir teknik komuta zinciri ile veri kalitesi yönetimi görevlerinin ilişkilendirilmesi mümkündür.</p> <p>Bu aksiyon kapsamında ele alınması önerilen temel aktiviteler aşağıda sıralanmıştır:• Veri Yönetim ve Kalite Kontrol/Güvence süreçlerinin etkili ve etkin bir şekilde yürütülebilmesi için organizasyon yapısının belirlenmesi• Rollerin Tanımlanması: Veri yönetimi organizasyonundaki tüm roller tanımlanması ve atanması ve bu rollerden sorumlu kişilerin performans hedeflerinin içerisinde yer alması•</p>
Amaç/Hedef/Faydalar	<ul style="list-style-type: none"> • Şirket veri kalitesi yönetimi için etkin bir organizasyonun oluşturulması • Veri kalitesi yönetimi için rol, sorumluluk ve görevlerin tanımlanması
Teknoloji ve Çözümler	Kurumsal Veri Kalitesi Yönetim Çerçeve Çalışmaları
YEDAŞ Mevcut Durum	YEDAŞ'ta, mevcut durumda kurumsal veri kalitesinin yönetimine ilişkin kapsayıcı bir organizasyon bulunmamaktadır. Verinin kalitesinin temini, her birim/sistem için ayrı ekipler tarafından yönetilmeye çalışılmaktadır.
Öncül Aksiyon No	Yok
Tahmini Proje Süresi	6 ay

Tablo 14: Veri Analitiği ile İlgili Geliştirilen Proje/İyileştirme Aksiyonları Özet Listesi

No	Veri Analitiği ile İlgili Geliştirilen Proje/İyileştirme Aksiyonları Özet Listesi
1	Veri Yönetimi ve Kalite Kontrol/ Güvence Organizasyonunun Oluşturulması
2	Büyük Veri Analitiği Organizasyonunun Oluşturulması
3	Büyük Veri Analitiği için Veri Yönetimi Süreçlerinin Kurgulanması
4	Şebeke Veri Modeli Tasarımı

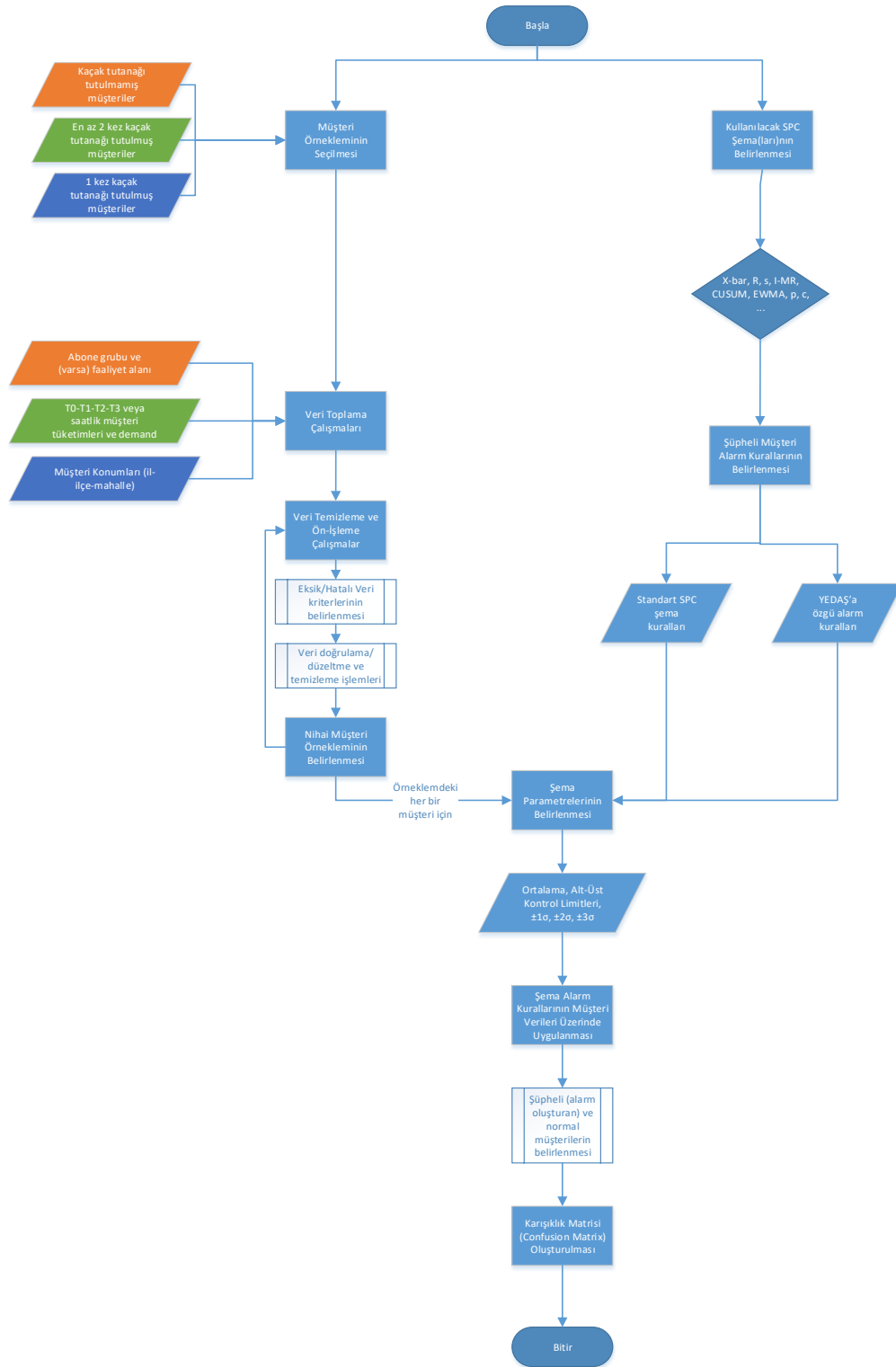
No	Veri Analitiği ile İlgili Geliştirilen Proje/İyileştirme Aksiyonları Özet Listesi
5	Şebeke Verisi Yönetim ve KK&KG Takip Sistemi Tasarımı
6	Kesinti Yönetimi için Gerçek Zamanlı Veri Entegrasyon Tasarımı ve uygulaması
7	Sayaç Veri Yönetim Sistemi Entegrasyon Tasarımı
8	Kurumsal BT Sistemleri Entegrasyon Tasarımı
9	CIM Tabanlı (IEC 61970-453) Şebeke Modeli Entegrasyon Tasarımı
10	BT ve OT Sistemleri Entegrasyon Veri Akış Modelinin CIM Tabanlı (IEC 61968) olarak Tasarlanması
11	Kurumsal BT Altyapıları Dijitalleşme Yol Haritası Çalışması
12	Kurumsal BT Sistemleri Gereksinim Tespit Çalışmaları ve Uygulama Planlaması
13	Şebeke Varlık Yönetimi Tasarım ve Planlama Çalışmaları
14	Şebeke Analitiği Kavram Kanıtlama ve Pilot Uygulama Projesi
15	Akıllı Sayaç Verilerinin Şebeke Yönetim Sistemlerine Gerçek Zamanlı Veri Akışı için Entegrasyonu Pilot Uygulaması
16	CIM Tabanlı (IEC 61970-453) Şebeke Modeli Entegrasyonu Pilot Uygulaması
17	CIM tabanlı (IEC 61968) Veri Akış Modeli Pilot Uygulaması
18	Farklı Entegrasyon Topoloji ve Teknolojilerinin Değerlendirilerek EDAŞ Kurumsal BT Entegrasyon Mimarisinin Tasarlanması
19	Satın alınacak yeni sistemlerin şirketin tanımlı BT mimarisine uyumu ile ilgili teknik kriterlerin tanımlanması
20	Süreç Analitiği Kavram Kanıtlama ve Pilot Uygulaması
21	Veri Analitiği Kurumsal Yol Haritası Çalışması
22	EDVARS için Ortak Model, Değişim Yöntemleri ve Protokol/Standartların Geliştirilmesi
23	Akıllı Şebeke Gereksinimleri Doğrultusunda CBS Veri Modeli Tasarımı Güncelleme Çalışmaları
24	Şebeke Bileşenleri Operasyonel Durum/Performans ve Faydalı Ömür Modellerinin Geliştirilmesi
25	Varlık Operasyonel Durum ve Performans Takibi Saha Çözümleri Pilot Uygulama Projesi
26	Risk Esaslı ve Güvenilirlik Tabanlı Bakım Planlama Metodolojilerinin Geliştirilmesi
27	Varlık Yönetim Sistemlerinin Operasyonel Ömür Kestirimi için Geliştirilmesi

No	Veri Analitiği ile İlgili Geliştirilen Proje/İyileştirme Aksiyonları Özet Listesi
28	ENH varlıklarının havadan fotoğraflanması ve termografik analiz uygulamaları
29	Varlık Performans Analitiği Tasarım ve Kavram Kanıtlama Çalışmaları
30	Sayaç Analitiği Kavram Kanıtlama ve Pilot Projesi
31	Şebeke Bağlantı Modelinin İyileştirilmesi/Doğrulanması
32	Şebeke Verisi Yönetim ve KK&KG Takip Sistemi Kurulumu
33	Şebeke Analitiği Uygulama ve Yaygınlaştırma Projesi
34	Kesinti Yönetimi Sistemi - Sosyal Medya Entegrasyonu
35	Mobil OMS (Saha) Projesi
36	Şebeke İzleme/Yönetim Sistemleri Gerçek Zamanlı (Durumsal Farkındalık) Ölçüm/Veri Entegrasyonu
37	Akıllı Sayaç Verilerinin Şebeke Yönetim Sistemlerine Gerçek Zamanlı Veri Akışı için Entegrasyonunun Yaygınlaştırılması
38	CBS Entegrasyonu
39	Varlık Yönetim Sistemi Entegrasyonu
40	Sayaç Veri Yönetim Sistemi Entegrasyonu
41	OG ve AG Şebeke Modeli Senkronizasyonu
42	Diğer Kurumsal BT Sistemleri Entegrasyonu
43	WFM Entegrasyon Projesi
44	CIM Tabanlı (IEC 61970-453) Şebeke Modeli Entegrasyonunun Yaygınlaştırılması
45	CIM tabanlı (IEC 61968) Veri Akış Modeli Yaygınlaştırması
46	Sayaç Analitiği Uygulaması ve Yaygınlaştırılması
47	Kurumsal Servis Veri Yolu Tabanlı Entegrasyon Platformunun Kurulum ve Yaygınlaştırma Projesi
48	Gelişmiş Kurumsal Uygulamaların Kurulumu
49	Çağrı Merkezi ve Müşteri İlişkileri Yönetim Sistemi İyileştirme/Geliştirme Çalışmaları
50	Süreç Analitiği Uygulama ve Yaygınlaştırma Projesi

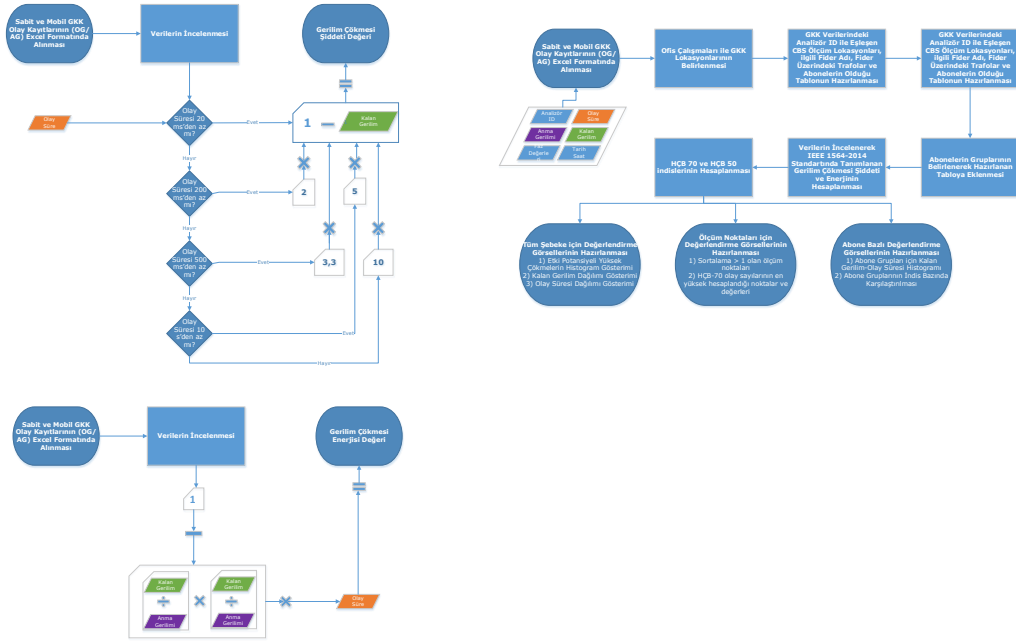
No	Veri Analitiği ile İlgili Geliştirilen Proje/İyileştirme Aksiyonları Özet Listesi
51	Analitik Kullanım Alanları Geliştirme Projesi
52	Büyük Veri Analitiği Yazılım Platformu Kurulum Projesi
53	Akıllı Şebeke CBS Veri İhtiyaçlarının Sahadan Toplanması
54	CBS Altlık Güncelleme Projesi ve Diğer İlgili Akıllı Şebeke Sistemleriyle Altlık Entegrasyonu
55	Varlık Yönetim ve Performans Takip Sistemi Kurulumu
56	EDAŞ Teknolojik Sistem Unsurları (BT/OT) Varlık Yönetimi Uygulaması
57	Varlık Operasyonel Durum ve Performans İzleme için Saha İzleme Çözümlerinin (IoT, Sensör Ağı) Şebeke Bileşenlerine Yaygınlaştırılması
58	Güvenilirlik Tabanlı Bakım Planlama Uygulaması için Yaygınlaştırma Çalışmaları
59	ENH varlıklarının havadan fotoğraflanması ve termografik analiz uygulamalarının yaygınlaştırılması
60	Varlık Analitiği Uygulama ve Yaygınlaştırılması
61	AMI - Müşteri Etkileşimi Uygulamaları
62	Tüketiciye Kıyaslanabilir ve Daha Detaylı Bir Fatura Bilgisinin Sunulması, Ölçüm Bilgisinin Akıllı Yönetimi için Enerji Veri Platformunun Oluşturulması

Nisan - Mayıs 2018 Dönemi Çalışmaları

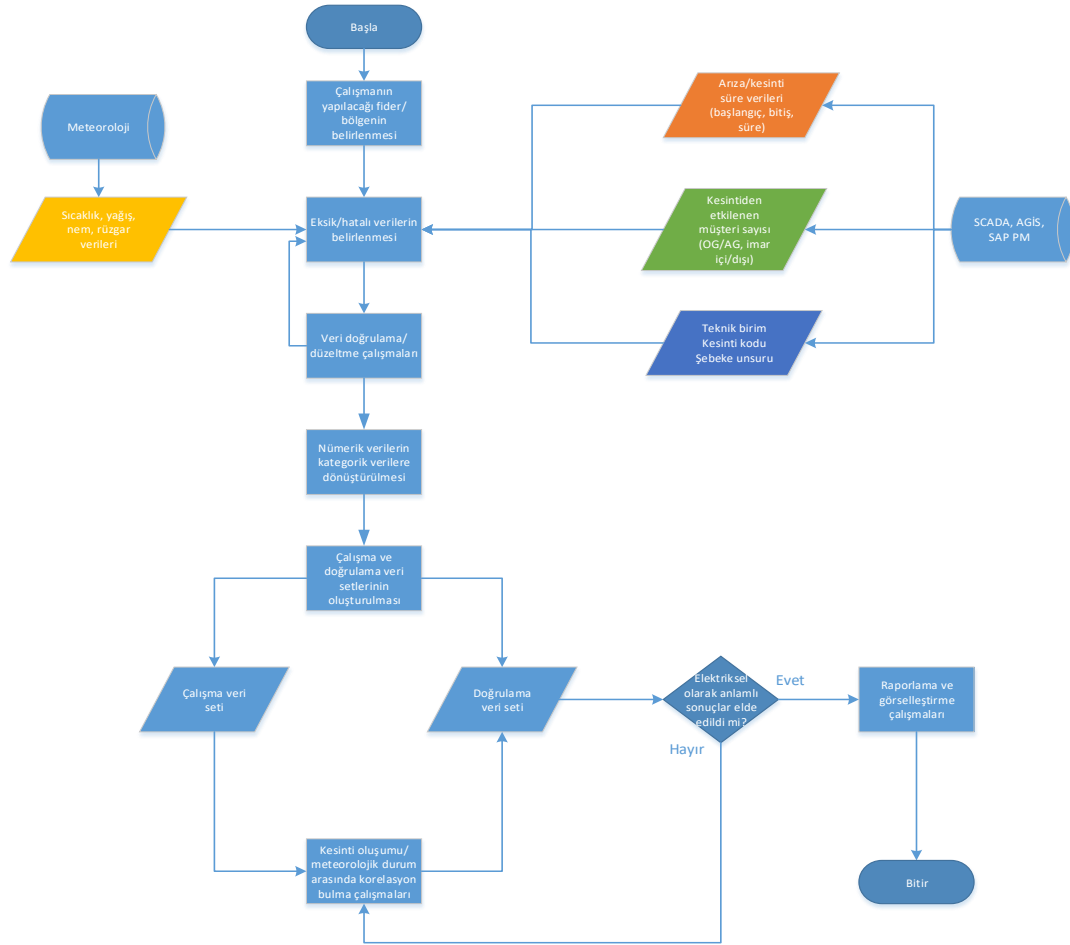
Bütün bu çalışmalardan ve analizlerden sonra belirlenen Kullanım Alanlarına yönelik Veri Analitiği algoritma geliştirme çalışmalarına başlanmıştır. Akademik danışmanın da desteğiyle veri analizlerinin yapılmış, veri temizleme ve dönüşümü (transformasyonu) adımları tanımlanmış, ilişkisellikler ortaya konulmuştur. Algoritmalar için ön metodoloji/akış diyagramı oluşturulmuştur.



Şekil 4: İPK Şemaları ile Kaçak Tespiti Akış Şeması



Şekil 5: Gerilim Çökmeleri Sınıflandırma ve Abone İlişkisi Akış Şeması



Şekil 6: Arıza-Meteorolojik Veri Korelasyonu Akış Şeması

Haziran - Aralık 2018 Dönemi Çalışmaları

Belirlenen algoritmalar veri üzerinde uygulanmış ve sonuçların değerlendirilmesinin ardından en iyi algoritmalar belirlenmiştir.

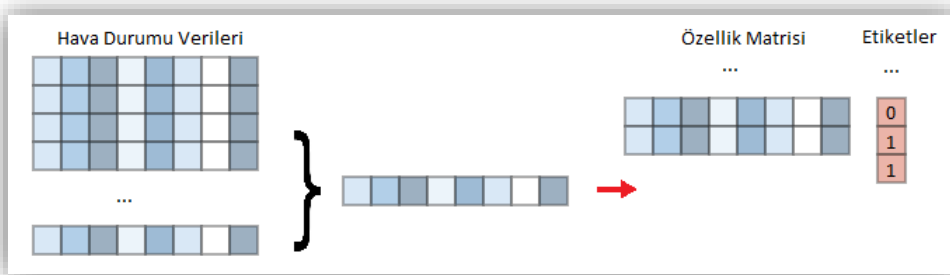
Arıza süreçlerinde olay-veri ilişkiselliğinin belirlenmesi için geliştirilen algoritmalar aşağıdaki gibidir:

- Gerilim Çökmesi
- Arızaların Birbiri ile İlişkisi
- AOB Ekipleri - Arıza İlişkisi
- Arıza ve Kesinti Görselleştirme
- Arıza Sınıflandırma ve Meteorolojik Korelasyon Çalışması
- Arıza Tahmini ve Arıza Risk Haritası Oluşturulması
- Ceza Toleransı Hesaplaması
- Kesinti Süresi Tahmini

Meteoroloji verileri ile arıza tipleri arasındaki ilişkinin örüntüsünün analiz edilmesi için makine öğrenimi algoritmaları belirlenmiştir. Destek Vektör Algoritmaları (Doğrusal Çekirdek ve Radial Basis), En Yakın k-komşuluğu (K parametresi 2-20 arasında) algoritmaları uygulanmış, 10 kat çapraz doğrulama yapılmıştır. Şebeke unsuru kodlarının tekrarlama sıklığı kontrol edilmiş ve yeni bir özellik olarak algoritmalara eklenmiştir.

Sonuçlar, unsurların arıza verme örüntülerinin kendine münhasır olduğunu ve tüm unsurlar için genelleştirme meteoroloji bilgisinden çok daha farklı ve fazla bilgiye ihtiyaç olduğunu göstermektedir. Hepsini tek bir havuzda güncellemek yerine, gerekli bilgiler toplandıktan sonra, örneğin; coğrafi veri, unsur öz bilgisi vb. benzer yapıya sahip olan, benzer zamanlarda ve birbirine yakın olan (hatta bağlantısı olan) arıza vermiş unsurları gruplanarak, her grup için ayrı sınıflandırıcılar geliştirilmesinin gerektiği sonucuna varılmıştır.

SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI	AY	KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI AG	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI İÇİ OG	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI İÇİ AG	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI DIŞI OG	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI DIŞI AG	MAHALLE (İhbar verilen)	SOKAK (İhbar verer)
31.12.2017	ARALIK	0,5	0	0	0	0	10,00	0,00	0,00	5,00	KIZILELMA MH.	ALÇAK
31.12.2017	ARALIK	0,183333	0	1	0	0	0,00	0,18	0,00	0,00	GÖLKÖY MH.	DİPKÖY KÖME EVLERİ
31.12.2017	ARALIK	0,1	0	0	0	0	10,00	0,00	0,00	1,00	ÇATALPINAR MH.	KALE MH. -1
31.12.2017	ARALIK	0,75	0	0	0	0	66,00	0,00	0,00	49,50	YÖRÜKLER MH.	BALIKÇILAR
31.12.2017	ARALIK	1,066667	0	0	0	0	1,00	0,00	0,00	1,07	AKÇALI MH.	KIRAN
31.12.2017	ARALIK	0,05	0	0	0	0	27,00	0,00	0,00	1,35	BUDAK MH.	
31.12.2017	ARALIK	0,266667	0	125	0	0	0,00	33,33	0,00	0,00	GELİNCİK MAHALLESİ	PERVANE DAHLİ TRAFİO
31.12.2017	ARALIK	0,85	0	0	0	0	31,00	0,00	0,00	26,35	YESİLKÖY MH.	



MAHALLE	SOKAK CADDE	Diğer Notlar	ŞEBEKE TİPİ	ŞEBEKE YA	ŞEBEKE DURUM
KALEYAKA MAH	Vonakent Trafo Bölgesi	AG şebeke çürük direkler mevcut	AG	25 ve üstü	KÖTÜ
RAMAZAN MAH	Haliöğlü trafosu	Vonali Celal kolunda abone yoğunlu ve voltaj düşümü oluyor.	AG	25 ve üstü	KÖTÜ
KURTULUŞ MAH	Merkez trafo	AG şebeke çürük direkler mevcut	AG	10-15	ORTA
AZİZİYE MAH	1 trafo		AG	20-25	KÖTÜ
ÇAYTEPE MAH	Düvel Sokak	yeni yapım	AG	0-5	İYİ
KOVANLI MAH	tamamı	hat eski	OG AG	20-25	KÖTÜ
ÇAYTEPE MAH	Merkez, Kavra ve tepe	Voltaj düşüklüğü, hat eski	OG AG	20-25	KÖTÜ
OKÇULU MAH	Dere sokak ve mescit yanı bölgesi	AG hat kötü	AG	20-25	KÖTÜ
MEDRESEÖNÜ MAH	tamamı	AG-OG kötü	OG AG	25 ve üstü	KÖTÜ
KAZANCI MAH	tamamı	OG kötü (AG güzel 10 yıl üstü)	OG	25 ve üstü	KÖTÜ
YAZLIK MAH	tamamı	OG kötü (AG güzel 10 yıl üstü)	OG	25 ve üstü	KÖTÜ

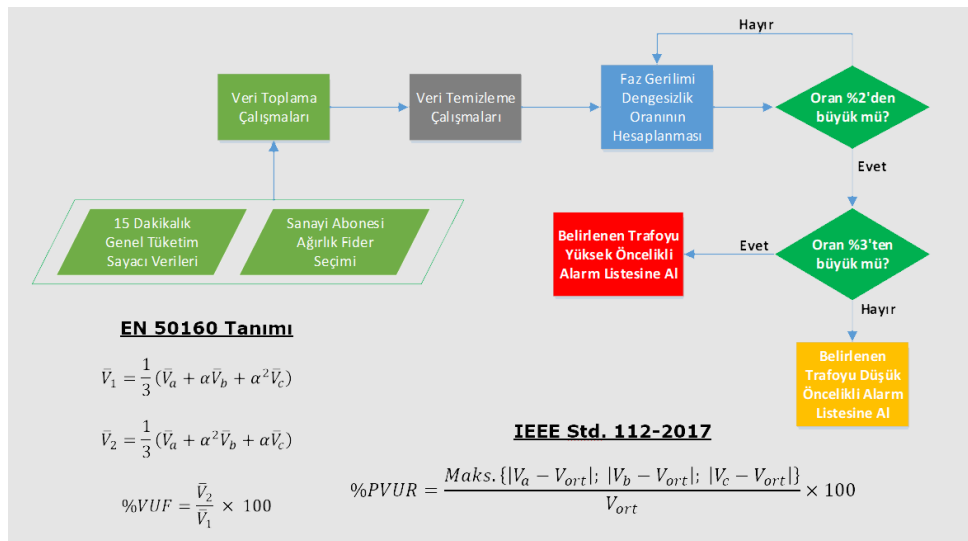
Şekil 7: Arıza-Meteoroloji İlişkisi

Kayıp kaçakla mücadelede tespit oranını iyileştirilmesi için ise aşağıdaki algoritmalar geliştirilmiştir:

- İstatistiksel Proses Kontrol (SPC) Şemaları
- Şüpheli Müşteri Belirleme
- Merkezi Saya Karşılaştırma
- Teknik kayıp Matematiksel Modeli
- Faz Dengesizliği

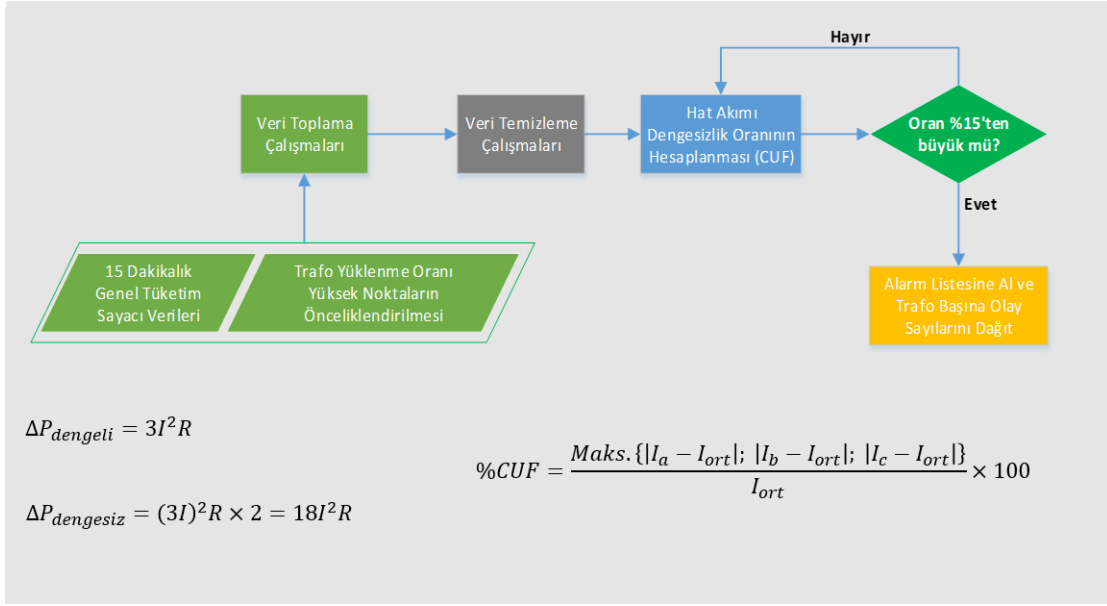
Faz dengesizliği; "gerilim" ve "akım" dengesizliği başlıkları altında ayrı olarak ele alınmıştır.

- Gerilim dengesizliği:
 - Sanayide kullanılan 3-fazlı dönelere sahip makinelerde verimlilik ve ömür kayıpları oluşturmaktadır.
 - AGİS'ten alınan gerilim genliği değerleri kullanılarak IEEE Std. 112-2017'ye göre hesaplanmıştır.
 - %2 ve %3 eşik değerlerine göre alarm sinyali üretecek metodoloji geliştirilmiştir.



Şekil 8: Gerilim Dengesizliği

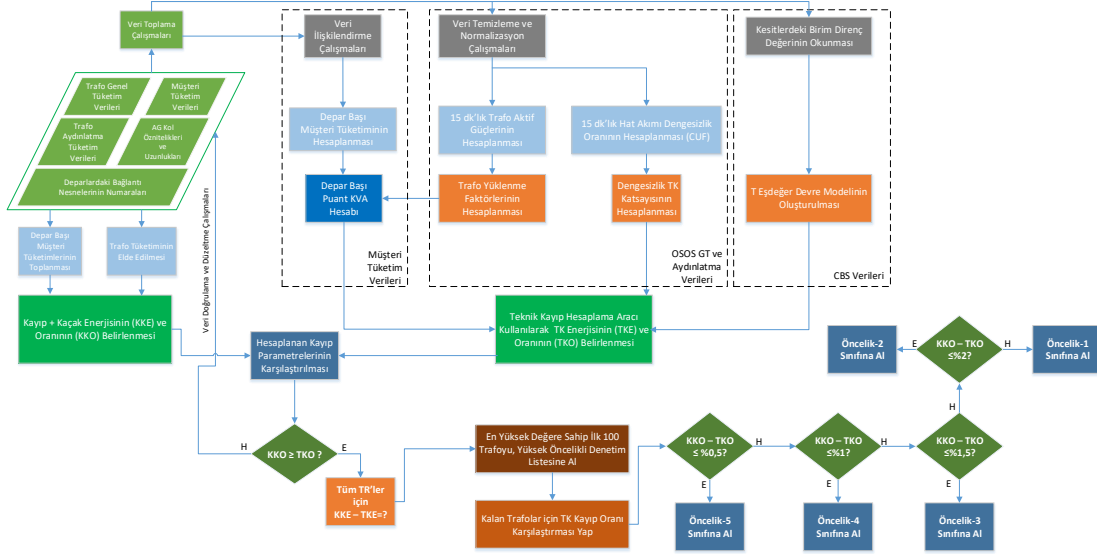
- Akım dengesizliği:
 - Teknik kayıpları artırmakta, nötr iletkenin ısınarak kopmasına sebebiyet vermekte ve koruma elemanlarında gereksiz açmalara neden olmaktadır.
 - AGİS'ten alınan akım genliği değerleri kullanılarak IEEE Std. 112-2017'ye göre hesaplanmıştır.
 - %15 eşik değerine göre alarm sinyali üretecek metodoloji geliştirilmiştir.



Şekil 9: Akım Dengesizliği

Teknik kayıp hesaplamasında ise aşağıdaki varsayımlar kullanılmış ve algoritma oluşturulmuştur:

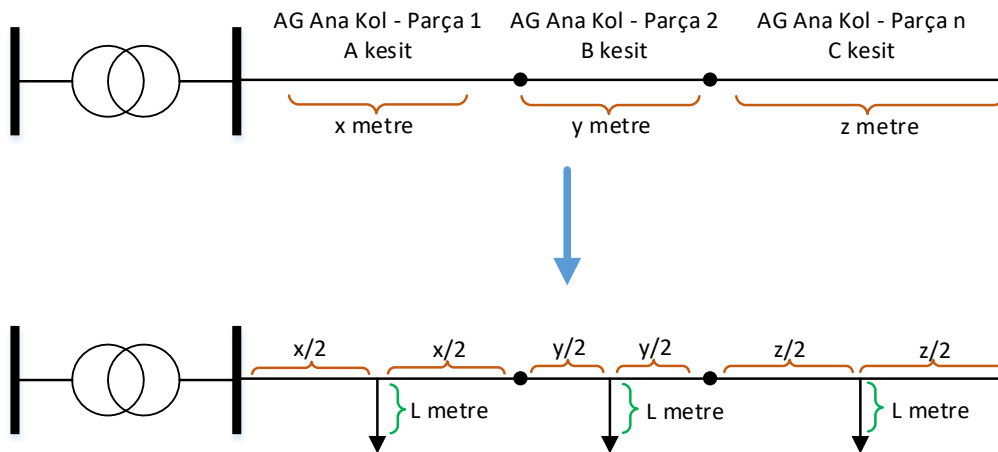
- OG/AG transformatörlerin sekonder çıkışlarındaki sayaçlardan alınan tüketim değerleri hat başı güç tüketimini ifade etmektedir.
- Müşterilere faturalanan tüketim değerleri toplamı ise uç noktadaki talep gücünü vermektedir.
- Yukarıdaki iki ifadenin birbirinden çıkarılmasıyla elde edilen güç farkı, iletkenler üzerinde meydana gelen teknik kayıp miktarı ile usulsüz elektrik tüketimi toplamına eşit olmaktadır.
- Dolayısıyla, devredeki teknik kayıpların yüksek doğrulukla kestirilmesi ile kaçak tüketimlerin yoğunlaştığı trafo noktalarının belirlenmesi mümkün kılınmaktadır.
- Bu çalışmada, şebeke bölgesindeki teknik kayıpları hesaplamak için bir metodoloji geliştirilmiştir. Metodolojide kullanılan veri kaynakları genel olarak:
 - Trafo genel tüketim ile aydınlatma tüketim verileri
 - Müşterilerin elektrik tüketimi verileri
 - AG kol öznelikleri ve uzunlukları
 - Trafo deparları ile eşleştirilmiş bağlantı nesnelere



Şekil 10: Teknik Kayıp Algoritması

Hesaplama ise aşağıdaki şekilde yapılmıştır:

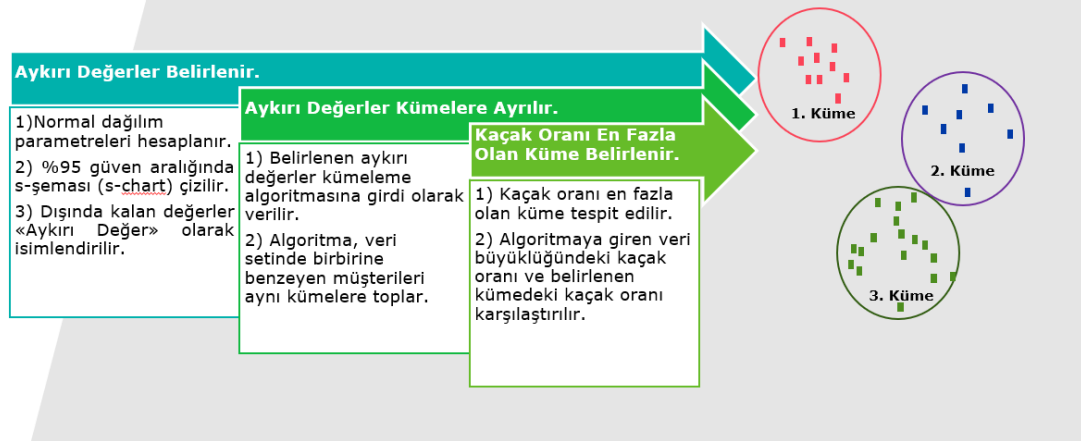
- Karmaşık şebeke modeli, T eş değer devre modeline indirgenmektedir.
- Böylece hesaplama yükü azaltılarak kararlı çalışan bir yapı oluşturulmaktadır.
- Devrenin ana hattı uç uca eklenmektedir.
- Ardından eş değer yükler ana hattın ortasına bağlanmaktadır.
- Yükler ve ana hat arasındaki bağlantıda eş değer branşman R ve L değerleri kullanılmaktadır.
- Bu topoloji kullanılarak teknik kayıplar hesaplanabilmektedir.



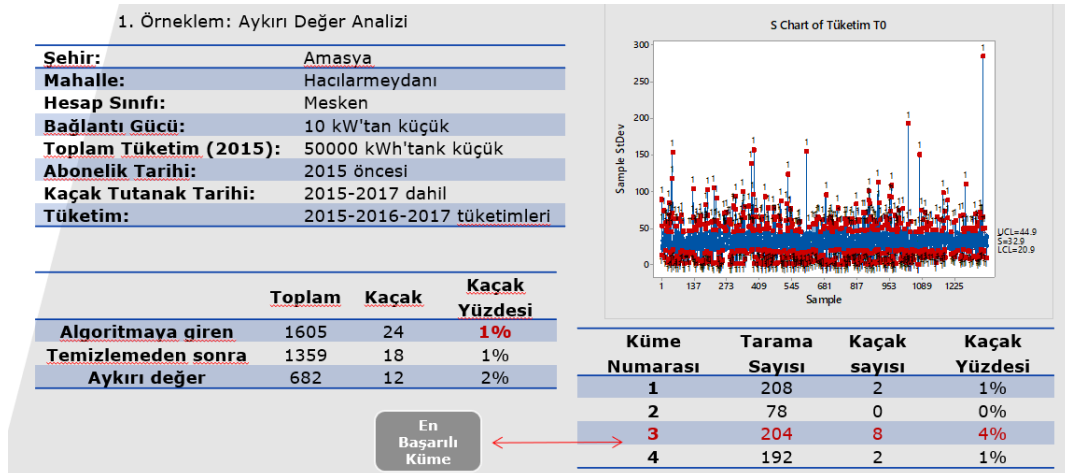
Şekil 11: T Eşdeğer Devre Modeli

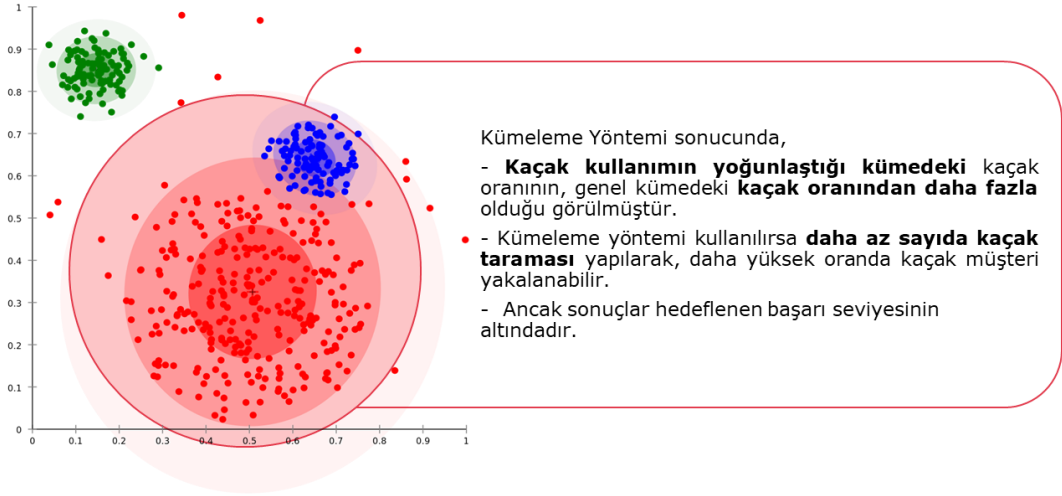
Şüpheli müşteriler için hem kümeleme (müşteri tüketimindeki olağan dışı değerlerin tespit edilmesi ve sahada tarama yapılması önerilen müşteri listesi oluşturulması) hem de sınıflandırma yöntemleri kullanılmıştır (tüketim ve müşteri verisindeki farklı özneliklerin kullanılarak algoritmanın çalıştırılması ve yeni veri ile veri etiketinin tahmin edilmesi).

Kümeleme çalışmalarında aşağıdaki metodoloji takip edilmiştir:



Örnek sonuç aşağıdaki gibidir:





Sınıflandırmada ise aşağıdaki algoritmalar kullanılmıştır:

- Karar Ağacı (Decision Tree)
- Rastgele Orman (Random Forest)
- Destek Vektör Makinası (Support Vector Machine)
- 1 En Yakın Komşu (1-Nearest Neighbor)
- Naif Bayes (Naive Bayes)
- Yapay Sinir Ağları (Artificial Neural Networks)
- Lojistik Regresyon (Logistic Regression)

Sınıflandırma yönteminin sonuçları incelendiğinde ise Karar Ağacı ve Naif Bayes algoritmaları Şüpheli Müşteri Sınıflandırmada kullanılmak üzere umut vaat eden algoritmalar olarak görülmektedir.

Bütün algoritmalar ayrıntılarıyla “Veri Analitiği Algoritmaları Açıklamaları Raporu” paylaşılmıştır.

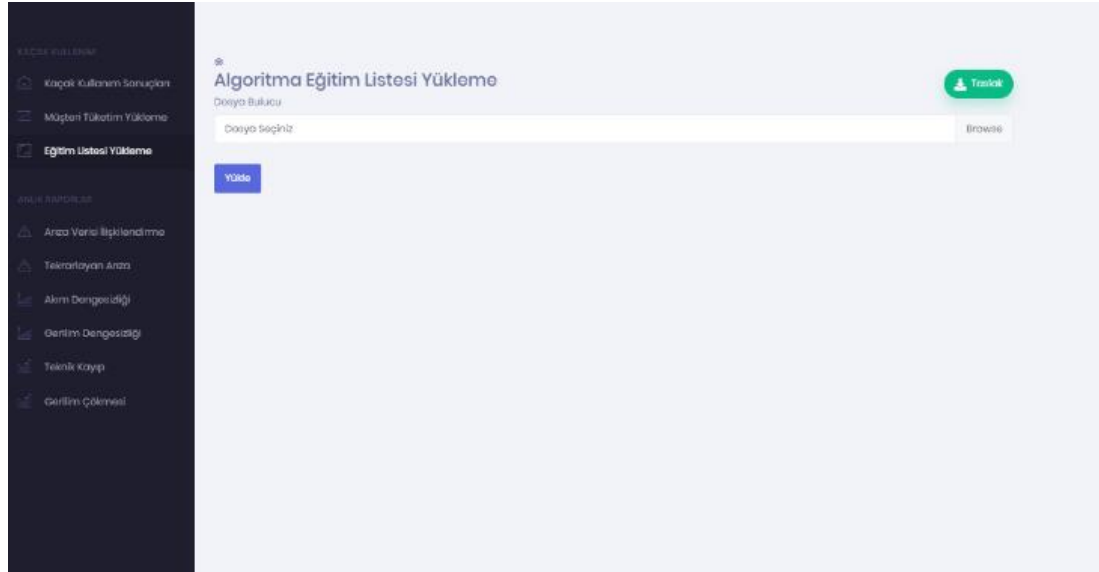
Faz-VIII kapsamında ise geliştirilen algoritmalarının örnek İş Zekâsı Platformu (D-ANA) üzerinde uygulanması gerçekleştirilmiştir. Daha sonrasında ise geçerlilik ve doğruluk testleri yürütülmüştür ve proje tamamlanmıştır.

Ocak 2019 – Mayıs 2019 Dönemi Çalışmaları

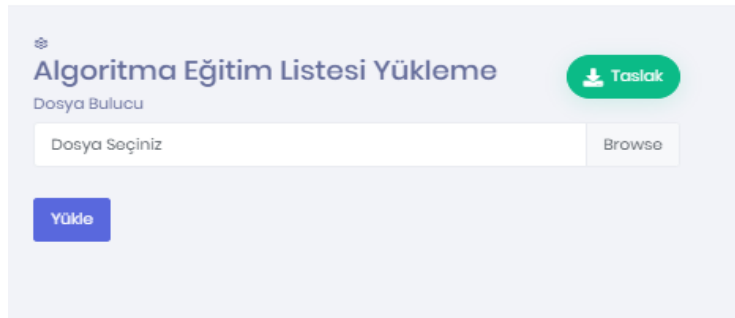
Algoritma geliştirme ve en iyileştirme çalışmalarının ardından, seçili kullanım alanları için yazılım geliştirme çalışmaları gerçekleştirilmiş ve web platformu üzerinden kullanıma açılmıştır.

Kaçak Kullanım Tespit Yazılımı

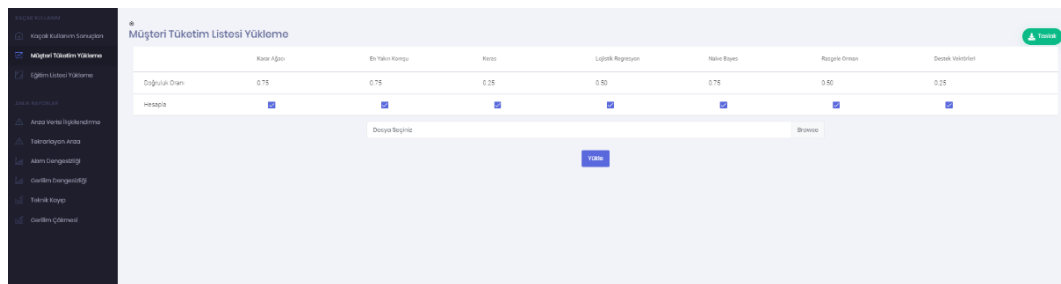
Tüketicilerin kaçak kullarımlarının tespiti için, makine öğrenme algoritmalarının kullanıldığı bir yazılım geliştirilmiştir.



Şekil 12: Eğitim Listesi Yükleme Sekmesi



Şekil 13: Algoritma Eğitim Listesi Yükleme Ekranı



Şekil 14: Müşteri Tüketim Yükleme Sekmesi

Müşteri Tüketim Listesi Yükleme

Taslaık

	Karar Ağacı	En Yakın Komşu	Keras	Lojistik Regresyon	Naive Bayes	Rasgele Orman	Destek Vektörleri
Doğruluk Oranı	0.75	0.75	0.25	0.50	0.75	0.50	0.25
Hesapla	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Browse

Yükle

Şekil 15: Müşteri Tüketim Listesi Yükleme Ekranı

CSV

ID	Hata	Karar Ağacı Sonucu	En Yakın Komşu Sonucu	Lojistik Regresyon Sonucu	Naive Bayes Sonucu	Rasgele Orman Sonucu	Destek Vektörleri Sonucu	Keras Sonucu	Toplam Kaçık Sonucu
4100010209-5000064779		Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	5
4100019488-5006371452		Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	0
4100004814-5003223321		Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	5
4100004217-5000012989		Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100016322-5000102564		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	2
4100014881-5004106077		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100036092-5001699445		Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	1
4100005265-5003881539		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100012729-5003433020		Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	2
4100033118-5001401580		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3

Items per page: 10 | 1 - 10 of 22 | < > >> <<

Şekil 16: Kaçık Kullanım Sonuçları Sekmesi

Müşteri Listesi

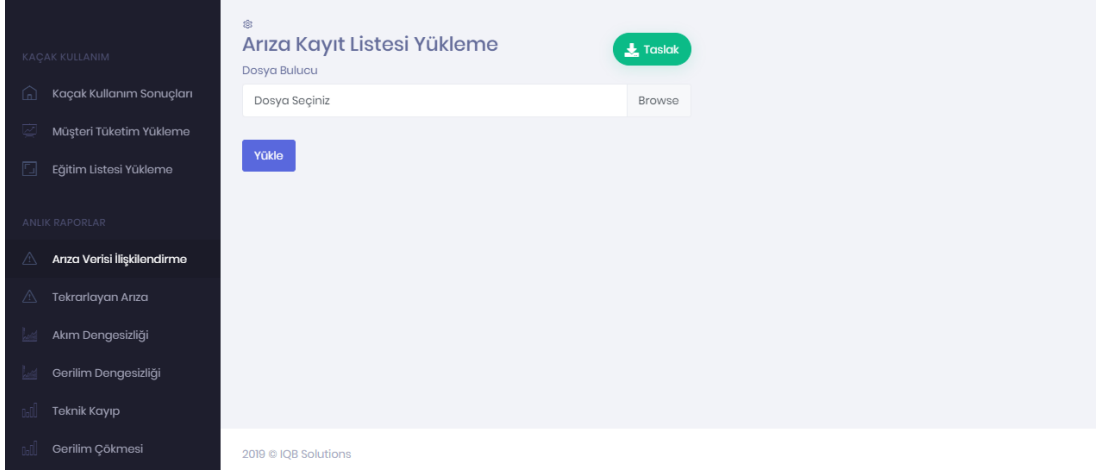
CSV

ID	Hatalı	Karar Ağacı Sonucu	En Yakın Komşu Sonucu	Lojistik Regresyon Sonucu	Naive Bayes Sonucu	Rastgele Orman Sonucu	Destek Vektörleri Sonucu	Keras Sonucu	Toplam Kaçık Sonucu
4100010209-5000064779		Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	5
4100019488-5006371452		Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	0
4100004814-5003223321		Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	5
4100004217-5000012989		Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100016322-5000102564		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	2
4100014881-5004106077		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100036092-5001699445		Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	1
4100005265-5003881539		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3
4100012729-5003433020		Kaçık	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	Kaçık Değil	2
4100033118-5001401580		Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık	Kaçık Değil	Kaçık Değil	3

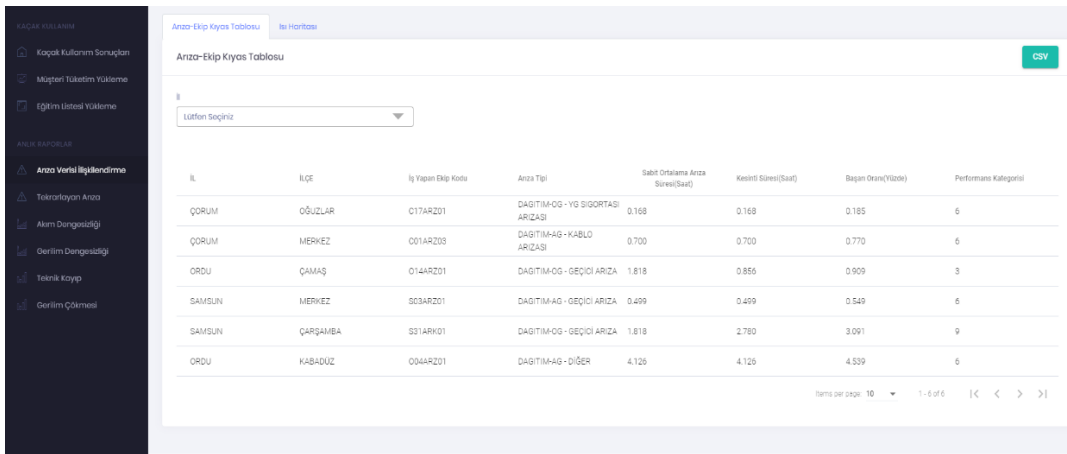
Items per page: 10 | 1 - 10 of 22 | < > >> <<

Şekil 17: Algoritma Sonuçları

AOB Ekipleri- Arıza İlişkisi



Şekil 18: Arıza Kayıt Listesi Yükleme Sekmesi



İl	İlçe	İş Yapan Ekip Kodu	Arıza Tipi	Sabit Ortalama Arıza Süresi(Saat)	Kesinti Süresi(Saat)	Başarı Oranı(Yüzde)	Performans Kategorisi
ÇORUM	ÖĞÜZLAR	C17ARZ01	DAGITIMOG - YG SİGORTASI ARIZASI	0.168	0.168	0.185	6
ÇORUM	MERKEZ	O01ARZ08	DAGITIMAG - KABLO ARIZASI	0.700	0.700	0.770	6
ORDU	ÇAMAŞ	O14ARZ01	DAGITIMOG - GEÇİCİ ARIZA	1.818	0.856	0.909	3
SAMSUN	MERKEZ	S03ARZ01	DAGITIMAG - GEÇİCİ ARIZA	0.499	0.499	0.549	6
SAMSUN	ÇARŞAMBA	S31ARX01	DAGITIMOG - GEÇİCİ ARIZA	1.818	2.780	3.091	9
ORDU	KABADUZ	O04ARZ01	DAGITIMAG - DİĞER	4.126	4.126	4.539	6

Şekil 19: Arıza Tipi-Ekip Kıyas Tablosu

Akım-Gerilim Dengesizliği

Şekil 22: Akım Dengesizliği Sekmesi

Şekil 23: Gerilim Dengesizliği Sekmesi

Akım Dengesizliği Tablosu CSV

Filtre
Araçım detayları

Trafik Barkod No	Profil Yıkama Tarihi	Faz A Akım [A]	Faz B Akım [A]	Faz C Akım [A]	Akım Dengesizliği Faktörü
500118	2015-11-18T23:15:00.000+0000	29.96	22.41	16.79	29.959
500118	2015-12-20T04:00:00.000+0000	24.22	31.75	16.88	32.241
500118	2015-11-09T17:30:00.000+0000	26.95	27.3	15.71	32.633
500118	2015-11-13T18:00:00.000+0000	34.37	31.77	16.15	32.978
500118	2015-11-19T16:30:00.000+0000	27.11	30.06	16.39	33.157
500118	2015-11-18T16:45:00.000+0000	23.83	31.02	15.72	33.173
500118	2015-11-08T20:00:00.000+0000	26.67	30.84	16.41	33.401
500118	2015-11-21T19:45:00.000+0000	26.68	26.92	15.28	33.449
500118	2015-12-02T04:15:00.000+0000	29.99	32.4	17.78	33.466
500118	2015-12-02T14:45:00.000+0000	27.21	30.5	16.44	33.486

Items per page: 10 1 - 10 of 2483 | < > >>

Şekil 24: Akım Dengesizliği Sonuçları

Trafik Barkod No	Faz A Gerilim [V]	Faz B Gerilim [V]	Faz C Gerilim [V]	Faz Gerilim Dengesizlik Oranı	Akım Tazisi
500112	238.79	221.81	215.86	8.9584	Yüksek
500112	225.22	226.4	216.91	2.66256	Düşük
500112	226.19	226.43	216.91	2.80213	Düşük
500112	234.15	227.73	217.39	3.98958	Yüksek
500005	193.45	205	217.84	6.04098	Yüksek
500112	233.81	233.64	223.67	2.90977	Düşük
500118	234.09	233.59	224.76	2.62261	Düşük
500005	209.46	216.32	225.78	3.95665	Yüksek
500097	243.27	241.28	225.81	4.63568	Yüksek
500118	243.18	241.7	225.96	4.63428	Yüksek
500097	236.49	237.83	238.03	2.47274	Düşük
500112	228.68	229.06	229.31	2.73434	Düşük
500118	228.23	236.26	229.33	2.15618	Düşük
500118	236.13	250.56	230.28	4.68725	Yüksek
500112	234.05	241.34	230.89	3.98403	Yüksek
500188	229.98	239.31	231.01	2.81749	Düşük
500118	238.74	238.09	231.25	2.02378	Düşük

Şekil 25: Gerilim Dengesizliği Sonuçları

AG Teknik Kayıp Hesaplama

Teknik Kayıp Listesi Yükleme

Trafik Barkod Numarası Giriniz

Yükle

Döşeyi Bulukçu

Aydaletme verisi seçiniz Browse

Genel Tüketim verisi seçiniz Browse

Dışarı verisi seçiniz Browse

Tüketim verisi seçiniz Browse

Bağırsatı hesnesi verisi seçiniz Browse

Yükle

2019 © IQB Solutions

Şekil 26: Teknik Kayıp Sekmesi

D-ANA

KAÇAK KULLANIM

Kaçak Kullanım Sonuçları

Müşteri Tüketim Yükleme

Eğitim Listesi Yükleme

ANLIK RAPORLAR

Arıza Verisi İlişkilendirme

Tekrarlayan Arıza

Akım Dengesizliği

Gerilim Dengesizliği

Teknik Kayıp

Gerilim Çökmesi

Teknik Kayıp

Trafik Barkod Numarası	Teknik Kayıp	Kayıp-Kaçak Oranı
1904447	%1.18	%7.21

Şekil 27: Teknik Kayıp Sonuçları

Gerilim Çökmesi

KAÇAK KULLANIM

- Kaçak Kullanım Sonuçları
- Müşteri Tüketim Yükleme
- Eğitim Listesi Yükleme

ANLIK RAPORLAR

- Anıza Verisi İhtiklendirme
- Tekrarlayan Anıza
- Akım Dengesizliği
- Gerilim Dengesizliği
- Teknik Kayıp
- Gerilim Çökmesi**

Gerilim Çökmesi Listesi Yükleme

Dosya Bulucu

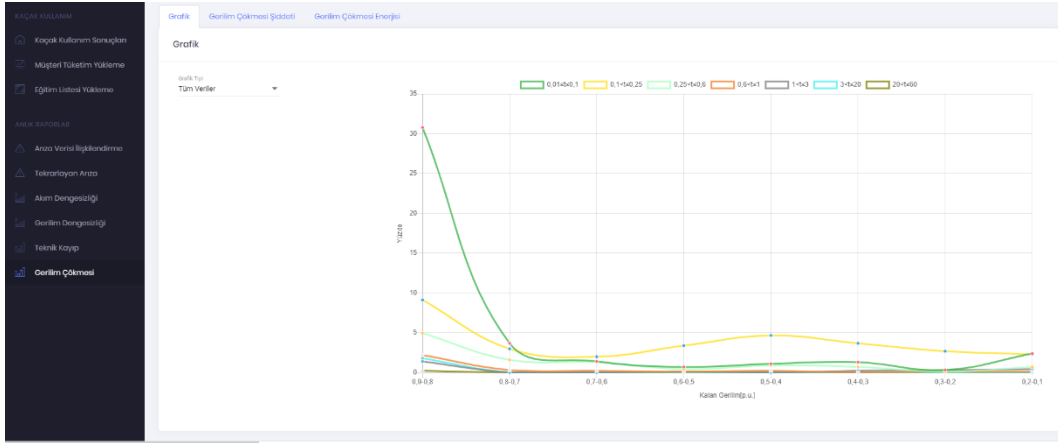
Dosya Seçiniz

2019 © İKİB Solutions

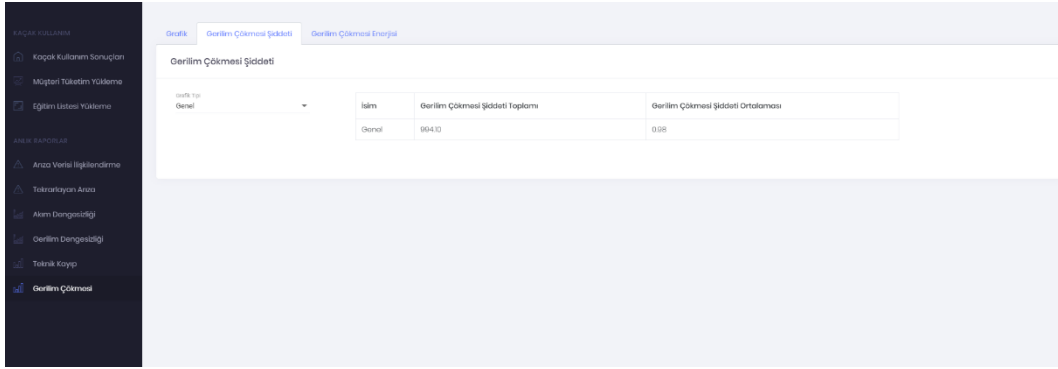
Şekil 28: Gerilim Çökmesi Sekmesi

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
Çihaz ID	Çihaz Adı	Olay Adı	Nominal Değer	Tarih	Süre	Depth	Phase	Va Min	Va Maks	Vb Min	Vb Maks	Vc Min	Vc Maks	Eğrilğinde?	Anıza Yönlü	Anıza Tipi	Ağırıklık	Abruz Grubu
1	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-16 19:54:15.850	0.07	1.119	A	111.042	111.894	95.385	96.349	99.037	100.771	1	Hayır	Upstream	Mesken
2	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 03:01:04.340	0.092	0.412	B	124.894	146.164	41.18	77.666	111.091	124.07	0	Hayır	Upstream	Mesken
4	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 04:57:17.977	0.138	1.233	B	99.927	105.167	110.539	123.346	85.126	99.655	0	Hayır	Upstream	Mesken
5	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 05:40:51.143	0.07	1.148	A	105.428	114.823	94.812	99.334	100.583	103.275	1	Hayır	Upstream	Mesken
6	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 05:41:24.777	0.258	1.205	B	100.795	104.111	110.046	120.505	88.865	100.241	0	Hayır	Upstream	Mesken
7	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 06:13:10.413	0.058	1.15	C	94.191	103.874	100.732	102.62	109.446	114.963	1	Hayır	Upstream	Mesken
8	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 06:20:51.297	0.542	1.173	A	111.081	117.32	94.242	99.103	98.983	103.235	1	Hayır	Upstream	Mesken
9	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 06:55:36.353	0.061	1.139	C	93.997	103.932	100.335	102.2	108.721	113.936	1	Hayır	Upstream	Mesken
10	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 07:38:54.427	0.179	1.159	A	109.697	115.906	91.332	96.999	99.012	102.991	1	Hayır	Upstream	Mesken
11	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 07:56:56.317	0.251	1.159	C	89.763	102.214	98.87	102.597	108.909	115.87	1	Hayır	Upstream	Mesken
12	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 08:30:45.933	0.139	1.19	C	86.687	101.367	96.918	110.094	110.257	119.035	1	Hayır	Upstream	Mesken
13	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 09:29:53.383	0.089	0.458	C	103.207	118.94	106.327	113.857	45.782	92.086	0	Hayır	Upstream	Mesken
14	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 09:32:13.267	0.13	1.168	C	86.527	100.986	97.175	100.517	108.971	116.767	1	Hayır	Upstream	Mesken
15	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 11:08:24.000	0.169	0.653	B	114.857	127.525	65.285	85.078	104.283	111.633	0	Hayır	Upstream	Mesken
16	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 11:14:53.847	0.07	1.142	A	112.034	114.222	89.157	92.505	97.463	100.012	1	Hayır	Upstream	Mesken
17	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 13:40:45.227	0.338	0.767	A	76.691	83.627	99.455	112.699	93.158	120.231	1	Hayır	Upstream	Mesken
18	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-17 14:53:51.793	0.048	1.104	A	110.274	110.435	89.996	90.265	98.956	100.643	1	Hayır	Upstream	Mesken
19	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 16:26:54.963	0.049	1.114	B	99.572	100.46	111.041	111.361	92.85	93.17	1	Hayır	Upstream	Mesken
20	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 18:33:18.267	0.05	1.127	C	90.942	96.125	98.728	100.107	112.514	112.723	1	Hayır	Upstream	Mesken
21	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-17 19:01:03.230	0.089	1.117	A	110.081	111.671	93.643	96.013	99.088	101.245	1	Hayır	Upstream	Mesken
22	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag	18.208	2017-06-17 21:34:27.273	0.028	0.897	B	97.191	98.033	89.736	91.867	97.597	97.763	1	Hayır	Upstream	Mesken
23	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-18 04:06:24.577	0.02	1.11	C	93.573	98.53	100.557	101.11	108.198	110.36	1	Hayır	Upstream	Mesken
24	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-18 05:44:11.280	0.069	1.105	A	109.36	116.509	92.479	97.969	96.747	103.048	1	Hayır	Upstream	Mesken
25	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-18 08:00:06.097	0.071	1.168	A	109.834	116.8	90.458	96.493	98.751	102.979	1	Hayır	Upstream	Mesken
26	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-18 08:11:25.140	0.859	1.284	A	110.402	128.352	82.551	98.4	93.995	102.266	0	Hayır	Upstream	Mesken
27	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Swell	18.208	2017-06-18 08:17:51.800	0.089	1.138	A	108.115	113.823	90.938	96.502	99.673	101.8	1	Hayır	Upstream	Mesken
28	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	18.208	2017-06-18 08:38:57.187	0.07	1.218	B	95.778	100.345	112.217	121.769	86.149	94.236	0	Hayır	Upstream	Mesken
29	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	19.075	2017-05-10 14:13:20.077	0.589	0.773	A	77.26	87.61	98.208	104.53	88.4	112.074	1	Hayır	Upstream	Mesken
30	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	19.075	2017-05-10 14:14:06.637	0.589	0.773	A	77.276	88.022	95.536	98.776	102.744	111.833	1	Hayır	Upstream	Mesken
31	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag	19.075	2017-05-10 15:23:36.330	0.06	0.888	B	107.172	108.901	88.825	90.853	90.74	93.846	1	Hayır	Upstream	Mesken
32	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag	19.075	2017-05-10 17:53:10.323	0.069	0.875	A	87.508	88.122	102.522	103.025	100.198	101.421	1	Hayır	Upstream	Mesken
33	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	19.075	2017-05-11 06:15:47.390	0.192	0.783	A	78.295	87.881	89.907	96.794	102.284	116.642	1	Hayır	Upstream	Mesken
34	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag	19.075	2017-05-11 06:48:10.717	1091	0	C	0.001	94.6	0.001	96.24	0.001	91.926	0	Hayır	Upstream	Mesken
35	100639	SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK	Sag&Swell	19.075	2017-05-11 17:50:18.410	39533.906	0	C	0.001	116.496	0.001	97.586	0.001	135.222	0	Hayır	Upstream	Mesken

Şekil 29: Gerilim Çökmesi Kayıt Dosyası



Şekil 30: Gerilim Çökmesi Grafik Sonucu

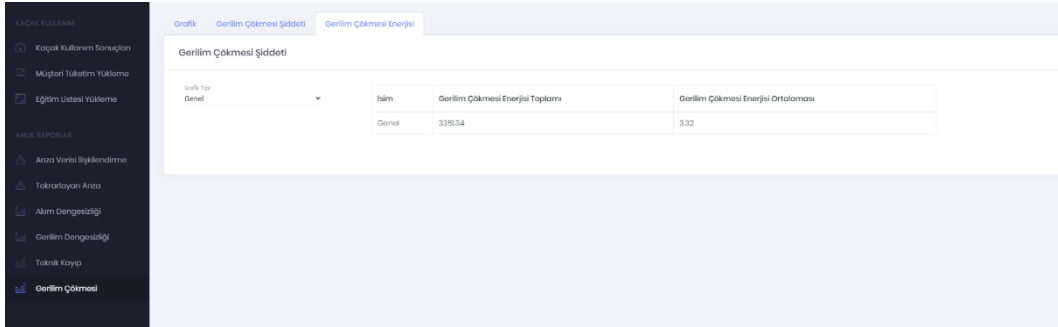


Gerilim Çökmesi Şiddeti

Gerilim Tipi: Genel

İsim	Gerilim Çökmesi Şiddeti Toplamı	Gerilim Çökmesi Şiddeti Ortalaması
Genel	904,0	0,98

Şekil 31: Gerilim Çökmesi Şiddeti



Gerilim Çökmesi Enerjisi

Gerilim Tipi: Genel

İsim	Gerilim Çökmesi Enerjisi Toplamı	Gerilim Çökmesi Enerjisi Ortalaması
Genel	338,34	3,32

Şekil 32: Gerilim Çökmesi Enerjisi

C.3 Kaynak Kullanımı ve Bütçe Gerçekleşmeleri

Proje kapsamında gerçekleştirilen harcamalar ve proje başvuru aşamasında sunulan maliyet öngörülere karşılaştırmalı olarak aşağıdaki tabloda sunulmaktadır.

PROJE YAKLAŞIK MALİYET TABLOSU			
PROJENİN KABUL EDİLEN BÜTÇESİ			GERÇEKLEŞEN BÜTÇE HARCAMALARI (TL)
NO	GİDER KALEMLERİ	TOPLAM (TL)	
1	ARGE Hizmet Alımı		
1.1	AR-GE Hizmet Alım Maliyetleri ve Büyük Veri Analitiği Uyarlama Çalışmaları	675.000	580.000
2	YAZILIM DONANIM EĞİTİM SARF MALZEME		
2.1	Makine/Donanım/Yazılım/Lisans	340.000	340.000
2.2	Muhtelif Sarf Malzeme ve Diğer Ekipmanlar	5.000	750
2.3	Belgelendirme Giderleri	5.000	-
3	Seyahat		
3.1	Yurtiçi & Yurtdışı Seyahatler/Ziyaretler	50.000	-
4	İŞ PAKETİNE AİT EDAŞ PERSONEL GİDERLERİ		
4.1	Personel TOPLAM Maliyet	200.000	204.351,16
GENEL TOPLAM		1.275.000	1.125.101,16

D. Projeden Elde Edilen Katma Değer:

Her sektörde olduğu gibi Enerji Sektöründe de kurulmuş ve gelecekte kurulacak olan operasyonel sistemlerdeki veri büyüklüğü Büyük Veri konseptine uygun olarak muazzam düzeyde artış göstermektedir. Özellikle Dağıtım Sektörü için şaşırtıcı olmayan bu artış, Yenilenebilir Enerji Teknolojilerinin hızla yaygınlaşmasıyla Dağıtım Sektöründeki dönüşümü kaçınılmaz hale getirmektedir.

Bu dönüşüm, pek çok veri kaynağından terabaytlarca veri toplayan şirketleri bilişim stratejilerini, operasyonel yapılarını, müşteriye karşı yükümlülüklerini ve diğer süreçlerini gözden geçirmeye ve revize etmeye zorlamaktadır. Bir zamanların, yalnızca anlık verileri değerlendiren, eldeki mevcut yapılarla hareket etmeye çalışan, her yapıyı tek başına kullanmaya çalışan bakış açısı, artık daha açık ve kalıcı analizlerle iş yapan, karmaşık, tarihsel ve anlık verileri inceleyerek daha hızlı analiz eden yapılara dönüşmektedir. Böylece dağıtım şirketleri, eldeki tarihsel ve anlık verileri kullanarak potansiyel operasyonel problemleri öngören, bu problemler gerçekleşmeden proaktif aksiyonlar alarak değer yaratmaya ve geleceği kurgulamaya başlamışlardır.

Elektrik Dağıtım Şebekeleri de birkaç on yıldır büyük bir dönüşüme uğramaktadır. Bu dönüşümün temel nedeni de enerji üretimindeki radikal değişimden kaynaklanmaktadır. Türkiye’de/Dünyada Enerji sektörü ve özellikle Elektrik Dağıtım Şirketleri trend değişiminin farkında olup buna ayak uydurmak için pek çok AR-GE projeleri ve pilot uygulamalar hayata geçmiş durumdadır. Bununla birlikte Dağıtım Şirketleri, operasyonel faaliyetlerini düzenlemek, süreçlerini iyileştirmek ve mevzuatsal nedenlerle kurdukları operasyonel ve bilişsel sistemleri (OT & IT) kullanarak tüketicilere kesintisiz, güvenilir ve kaliteli bir elektrik dağıtım hizmeti sunmaya çalışmaktadır. Akıllı Şebeke sistemleri için de vazgeçilmez olan bu temel yapılar hem ciddi IT altyapılarına ihtiyaç duymakta, hem kurulumları için büyük yatırım bütçeleri ayrılmakta, hem de geometrik bir şekilde artan muazzam hacimde veriler toplayarak dağıtım şirketlerini veri-yoğun (data-intensive) şirketler haline getirmektedir.

Toplanan büyük hacimli verileri birlikte değerlendirerek, her bir veriyi farklı amaçlarla sistemin yeniden ve yeniden kullanımına sokmak ve veri madenciliği ile ilgili süreçler için gerekli verilere ulaşarak saha çalışmalarından üst yönetim raporlarına kadar büyük yelpazede verimliliği maksimize etmek “Büyük Veri” konseptinin ilk hedefleri arasında yer alır. Büyük Veri konseptinde çalışmalar 5 adımda yürütülmektedir; (i) veri kaynakları, (ii) veri edinimi, (iii) veri depolama süreçlerinden geçirilerek (iv) veri analizi ile işlenen veriler (v) izleme, raporlama ve aksiyon adımlarında bir çıktıya dönüşür. Bu çıktı yeni bir tarife, yeni bir iş emri olabileceği gibi sahadaki bir kesicinin kapatılması ile ilgili bir manevra komutu da olabilir. Tüm veri kaynaklarından edinilen veriler “Büyük Veri Ekosistemi”nde bulunan bileşenler üzerinden Analitik Uygulamalar içinde değerlendirilir ve çıktılara dönüştürülür. Çıktılar, İş Zekâsı Analizleri, Karar Destek Sistemleri, Öngörülebilirlik Analizleri ve Analitik Uygulamalar sistemlerinde oluşturulur.

Projenin katma değeri olarak aşağıdaki maddeler sıralanabilir.

- Büyük Veri Envanteri yoğun olan Dağıtım Şirketlerinin şu an için kullanılmayan datalarını kullanıma sokacaktır.
- Tek bir bilginin birden çok alanda kullanılabilmesi görülecek böylece sistemlerin verimlilikleri artacaktır
- Dağıtım Şirketlerinin en büyük sorunu olan kayıp-kaçak tespiti ve arıza analizlerine hız kazandıracaktır ve öngörülebilirliklerini artırılacaktır.

- Datanın verimli kullanımı ile müşteri beklentileri müşteriden önce tespit edilerek, müşteri memnuniyeti ve dağıtım şirketlerinin hizmet kalitesine duyulan güven artacaktır.
- Örnek yazılım uygulaması ile soyut kalan Büyük Veri konseptinin somut olarak uygulanabilirliği konusunda tecrübe oluşturulmuştur.
- Dağıtım Şirketlerinin vizyonlarına ve teknolojik bakış açılarına katkıda bulunacak, diğer büyük projelerin önünü açacaktır.
- Proje kapsamında hazırlanacak sonuç raporunun EPDK aracılığı ile diğer dağıtım şirketleri ile paylaşılması halinde projenin oluşturduğu katma değer ülke geneline yaygınlaşacak, sektör içi iş birliği çalışmaları pekiştirilecektir.

E. Projede Yaşanılan Sorunlara Karşılaşılan Riskler ve Bunlardan Elde Edilen Deneyimler:

- Veri Analitiği Konsepti ve Enerji Sektörü İnceleme Raporu'nun tamamlanmasının gecikmesi risk olarak görülmüş ve konunun özünden sapmadan, çözüm/sonuç odaklı çalışılması hedeflenmesinin yanında akademik danışmanlardan destek alınmıştır.
- Kullanım alanı listelerinin belirlenip, ilgili veri ihtiyaçlarının ortaya konulmasından sonra bu verilerin toplanmasında gecikmeler yaşanmıştır. Bu gecikmeler, dağıtım şirketlerinin doğrudan analitik uygulamalarının geliştirilmeden önce, veri envanterinin kalitesi (güncellik, güvenilirlik, eksiksizlik, vb.) ile ilgili kapsamlı bir analiz çalışmasının gerçekleştirilmesinin yararlı olacağı değerlendirilmiştir.
- Doğrudan kurumsal BT ve OT sistemleri (yazılımları) üzerinde geliştirilmeyen ve harici yazılımlar kullanılan Ar-Ge çalışmalarında; bulk (yığın) verinin mevcut sistemlerden çekilmesi ve versiyonlarının yönetilmesi önemli bir zorluk olarak ön plana çıkmıştır.

F. Proje Kazanımlarının Diğer Dağıtım Şirketleri ile Paylaşılmasına Yönelik Öneriler:

Oluşturulan algoritmalar, kayıp-kaçak ve arıza analizleri süreçlerinin iyileştirilmesi ve geliştirilmesinde dağıtım şirketinde mevcut durumda depolanan/depolanması önerilen veriler üzerinden coğrafi farklılıklar, meteorolojik etmenler gibi dış faktörlerin de dikkate alındığı uygulamalardır. Proje kapsamında, söz konusu algoritma/modelin simülasyonlarının yapılacağı bir yazılım geliştirilmiştir. Bu yazılım Dağıtım Şirketlerinde yüksek hacimli verilerin algoritmaları beslemesini sağlamaktadır. Veri analitiği, dağıtım şirketlerine ayrıca veri-tabanlı (data-driven) karar verme mekanizmalarında katkılar sunmaktadır. Tüketim değerlerine göre tüketici profillemesi yaparak, tüketici davranışlarını analiz ederek, iletişim planlarını buna göre revize ederek; müşteri memnuniyetini artırabilmekte, operasyonel güvenilirliklerini iyileştirebilmektedirler.

Dağıtım şirketleri açısından Büyük Veri başlığı altındaki bazı faydalar aşağıda listelenmiştir:

- Şebeke yönetiminin hata toleransı düşük, matematiksel model ve algoritmalar üzerinden gerçekleştirilerek verimliliğin artırılması.
- Veri çözünürlüğünün artması ile tüketiciler bazında iyileştirme çalışmaları yapabilmek. Sayaçlardan alınacak yapısal (structured) veri ile yapısal olmayan tüketici verisi birlikte değerlendirilerek kişisel ihtiyaçlara karşılık gelebilecek özel çözümler üretilebilir.
- Perakende şirketleri açısından mevzuat elverdiği ölçüde tüketici özelinde tarifeler

Hizmete Özel

38

oluşturulabilir. Telekomünikasyon sektöründe çok fazla örneği görülen bu yaklaşım enerji sektöründe de hızla uygulanabilir olacaktır.

- Yine akıllı şebekeler başlığı altında önemli yer tutan Talep tarafı yönetimi için Büyük Veri konsepti çok uygun çözümler sunabilecektir.
- Dağıtım şirketleri, dağıtım varlıklarının doğru bir şekilde yönetimi, proaktif-bakım süreçlerinin iyileştirilmesi için tarihsel ve anlık verileri kullanarak Veri Analitiği algoritmaları oluşturabilecektir. Böylece, bakım maliyetleri ve arıza maliyetleri azaltılmış olacak tedarik sürekliliğinde iyileştirmeler gözlemlenecektir.
- Meteorolojik bilgiler, tarihsel verilerin trend grafiklerine dönüştürülerek kullanılması talep tahmini çalışmalarının doğruluk payının artırılması.
- Veriler ve olaylar arasında ilişkilerin ortaya çıkartılarak gizli kalmış faydalı bilgilerin açığa çıkartılması, bu bilgiler doğrultusunda kural ve stratejilerin geliştirilmesi.
- Yakın gelecekte hızla artması beklenen dağıtık-üretim sistemlerine ait verilerin dağıtım verileri ile birlikte kullanılması sağlanarak dağıtık üretim sistemlerinin dağıtım şebekesine olumsuz etkileri minimize edilebilecek, yeni kurulacak sistemler için planlamalar yapılabilecektir.
- Dağıtım şirketlerinin en çok ilgilendiği alanlardan olan teknik ve teknik olmayan kayıpların önüne geçmek için Büyük Veri konsepti ile çalışmalar yürütülmektedir. Dağıtım şirketlerinin karşı karşıya olduğu enerji kaybı sorununun teknik olmayan kayıplar kısmı çok farklı potansiyel nedenleri olan, önemli bir sorundur. Büyük Veri Analitiği algoritmaları kullanılarak, sayaçlardan ve diğer veri kaynaklarından veriler kullanılarak nerelerde potansiyel bir uygunsuz kullanımın olduğu ve teknik olmayan kayıplarla ilgili sorunlardan hangisini içerdiği keşfedilebilecektir.
- Dağıtım sistemlerinde meydana gelen arızaların genel olarak mercer altına alınması, bu arızaların kök-sebep analizlerinin yapılması, arızalarla verilerin ilişkilendirilmesi ve sonrasında ilgili arızaların yeniden oluşmaması için önleyici aksiyonlar alınması yine Büyük Veri Algoritmaları ile birlikte düşünülmesi gereken çalışmalardır. Bu çalışmaların sonucunda, arıza istatistiklerinde düzelmeler yaşanacak, dağıtım şirketlerinin en önemli performans kriterlerinden olan tedarik sürekliliği süreçleri iyileşecek ve tüketici memnuniyeti sağlanacaktır.

Sonuç olarak, tasarlanan yazılım bölge bağımsız olduğu için, dağıtım şirketleri, mevzuat gereği temin ettikleri bilişim sistemlerinin çıktısı olarak toplanan büyük hacimdeki verileri birlikte değerlendirme yeteneği kazanacaklar ve hem süreçlerini verimli hale getirebilmeleri hem de kayıp-kaçak tespiti ve arıza kök-sebep analizlerinde başarı oranlarını yazılıma gömülü ilgili algoritmaları çalıştırarak yükseltebileceklerdir.

G. Ek-1: Uygulanan Veri Analitiği Algoritmalarına İlişkin Detaylar

1 Arıza Süreçlerinde Olay-Veri İlişkiselliğinin Belirlenmesi için Veri Analitik Algoritmalarının Geliştirilmesi

1.1 AOB Ekipleri- Arıza İlişkisi

1.1.1 Arıza Tipleri ile Arıza Ekiplerinin Arıza Giderme Süreleri Üzerinden Karşılaştırılması ve Arıza Ekibi Performans Değerlendirmesi

Her bir arıza ekibinin farklı arıza tiplerine karşı gösterdikleri arıza giderme performanslarının değerlendirilmesi ve arıza ekiplerinin YEDAŞ ve bölge ortalamalarına göre ne kadar performans gösterdiklerinin tespit edilmesi için aşağıda açıklamaları verilen veri setleri, algoritmalar ve elde edilen çıktılar kullanılmıştır.

a) Girdi

Bu çalışma için aşağıda kaynak veri setinin ilgili veri alanları kullanılmıştır.

Veri Seti: Bildirimli ve Bildirimsiz 2017 kesinti verileri (SON HALİ-2017 YILI TEKNİK BİRİM ANALİZ)
KOD NO (1) (Sipariş Numarası) Her bir kesinti için sistemde oluşturulan eşsiz kesinti numarasıdır.
İL Kesintinin gerçekleştiği il adıdır.
İLÇE Kesintini gerçekleştiği ilçe adıdır.
KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA Arızanın tipini belirten açıklama alanı. (Kablo Arızası, Klemens Arızası, vb.)
Kesinti Kaynağı Arızanın gerçekleştiği şebeke unsurunun bağlı olduğu gerilim seviyesi (OG-AG)
Kesinti Sebebi Kesintinin ne sebep ile gerçekleştiğini belirten alan. Şebeke işletiminden kaynaklanan arızalar filtrelenmektedir.
Kesinti Türü Kesintinin Bildirimli ya da bildirimsiz olduğunu kodlayan alandır. Bildirimsiz kesintiler filtrelenmektedir.
BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin başlama tarih ve saatidir. <u>Ancak bu alan arıza ekibinin arızalı şebeke bölümünü izole ettikten sonra arızayı gidermek için çalışmaya başladığı tarih ve saat olarak alınmalıdır.</u>
SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin bitiş tarihi ve saatidir. <u>Arızalı şebeke bölümünde çalışmanın bitmesi ve geri enerjilendirmenin gerçekleştirildiği tarih ve saat olarak alınmalıdır.</u>
KESİNTİ SÜRESİ (SAAT) Arızalı şebeke kısmının onarımının tamamlanma süresi olarak alınmalıdır.
İşi yapan ekip kodu Arızalı şebeke kısmının onarımında çalışan ekip kodu alınmalıdır. Eğer birden fazla ekip arıza onarımında çalışmış ise her ekip için ayrı kayıt alınmalıdır ve başlama/bitiş tarih ve zamanları kaydedilmelidir.

b) Algoritma

Aşağıdaki tabloda sunulan algoritma adımları, öncelikle arıza tiplerinin farklı tarih ve bölgelerdeki ortalama, maksimum ve minimum giderilme sürelerinin hesaplanmasını sağlarken, akabinde bu referans değerler kullanılarak, her bölgedeki arıza ekibinin kendi ya da başka bölgedeki referans değerlerle kıyaslanmasını ve bu referans değerlere göre nasıl bir performans gösterdiğini ortaya koymaktadır.

Filtre
<p>İL: Çoktan seçmeli İLÇE: Çoktan seçmeli</p> <ul style="list-style-type: none">İL, İLÇE nested lookup lardan oluşacak ve İL seçimi olmadan İLÇE seçimi yapılamayacaktır.İL seçiminin yapılması ile o İl'e ait ilçeler listelenecektir.İL, İLÇE alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır.İL alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir. <p>İLÇE alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İL geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.</p>
Fonksiyon
<p>Kaynak Veri Seti üzerinde aşağıdaki temizleme işlemleri uygulanır;</p> <ul style="list-style-type: none">- "Kesinti Kaynağı" alanındaki "Dağıtım-AG" ve "Dağıtım-OG" kayıtları alınır, diğer kayıtlar alınmaz.- "Kesinti Sebebi" alanındaki "ŞEBEKEİŞ" kayıtları alınır, diğer kayıtlar alınmaz.- "Kesinti Türü" alanındaki "Bildirimsiz" kayıtlar alınır, diğer kayıtlar alınmaz. <p>- Ara Veri Seti olarak "Arıza Tipleri Referans Süreler" (A) tablosu oluşturulur:</p> <p>[A.01] Tarih (Aylık ve Yıllık değerlendirme aralığını göstermektedir. Ör: Ocak 2017, Şubat 2017, ..., 2016 Yılı, 2017 yılı, ...)</p> <p>[A.02] İL (Kaynak Tablodan)</p> <p>[A.03] İLÇE (Kaynak Tablodan)</p> <p>[A.04] Arıza Tipi Kodu (Eşsiz olarak üretilir)</p> <p>[A.05] Arıza Tipi (Eşsiz olarak kaynak tablodan üretilir)</p> <p>[A.06] Toplam Arıza Sayısı (Tarih aralığında, arıza tipine karşılık gelen "KOD NO (1) (Sipariş Numarası)" alanındaki verilerin sayılması ile elde edilir)</p> <p>[A. 07] Toplam Arıza Süresi (Tarih aralığında, arıza tipine karşılık gelen "KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)" alanındaki verilerin toplanması ile elde edilir)</p> <p>[A.08] Ortalama Arıza Süresi ("Toplam Arıza Süresi"/"Toplam Arıza Sayısı")</p> <p>[A.09] Mak Arıza Süresi (Tarih aralığında, arıza tipine karşılık gelen "KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)" alanındaki maksimum sayısal değerdir)</p> <p>[A.10] Min Arıza Süresi (Tarih aralığında, arıza tipine karşılık gelen "KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)" alanındaki minimum sayısal değerdir)</p> <p>[A.04] ve [A.05] için açıklama: Kaynak Veri Setindeki "Kesinti Kaynağı" ve "KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA" alanlarındaki veriler eşsiz olarak birleştirilir ve Arıza Tipleri Referans Süreler tablosundaki "Arıza Tipi" alanına yazılırken, Arıza tiplerine karşılık gelen eşsiz kodlar "Arıza Tipi Kodu" alanına yazılır.</p> <p>- Kaynak veri setine eklenen her yeni kayıt için uygun tarih aralığındaki ve arıza tipi ile eşleşen ("Kesinti Kaynağı" ve "KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA") kayıtlar "Arıza Tipleri Referans Süreler" tablosunda günlük olarak güncellenir.</p>

Ekiplerin arıza giderme performanslarının farklı tarih ve bölgeler için kıyaslanarak değerlendirileceği ve bir ısı haritası matrisine aktarılması için gerçekleştirilecek adımlar şunlardır:

1. İL, İLÇE ve bu alanlara karşılık gelen Kaynak Veri Setindeki "İşi yapan ekip kodu" alanındaki ekip kodlarının matrisin satır alanını oluşturması.
2. "Arıza Tipleri Referans Süreler" tablosundaki "Arıza Tipi Kodu" alanının matrisin sütun alanını oluşturması.
3. Belirlenen tarih aralığında her bir İL, İLÇE, İşi yapan ekip kodu alanlarına karşılık gelen Arıza Tipleri, Kaynak veri setinden kontrol edilerek, "Ortalama Arıza Süresinin" hesaplanması ve "Arıza Tipleri Referans Süreler" tablosundaki "Ortalama Arıza Süresi" değeri ile ilgili tarih aralığı için kıyaslanması.
4. Kıyaslama sonucu ısı haritasının aşağıdaki gibi oluşturulması:

Eğer ilgili arıza tipinde arıza gerçekleşmediyse; 0
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %10 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %30 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %50 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %70 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %90 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %110 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %130 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %150 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %170 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi \leq %190 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)
Eğer Ortalama Kesinti Süresi $>$ %190 * (Arıza Tipleri Referans Tablosu: Ortalama Kesinti Süresi)

c) Çıktı

Yukarıda belirtilen fonksiyonların uygulanması sonucu aşağıdaki örnek ısı haritası matrisine benzer bir çıktı elde edilmesi beklenmektedir. Bu sayede, her bir arıza ekibinin farklı tarih aralıklarında, hesaplanan bölge referans değerlerine göre nasıl performans sergiledikleri görselleştirilmiş ve bu görsel üzerinden hızlıca hangi ekibin hangi arıza tipinde düşük ya da yüksek performans sağladığı ortaya koyulabilmektedir.

edilmektedir.

1.1.2 Arıza Ekiplerinin Müdahale Ettikleri Ekipmanlarda Tekrarlayan Arıza ile Arıza Ekibi Çalışması Arasında İlişki Kurulması

Tekrarlayan Arıza - Arıza Ekibi ilişkisi Puanlaması; arıza ekiplerinin müdahale ettikleri her şebeke ekipmanı üzerinde, arıza tipi göz önünde bulundurularak arıza ekiplerinin gerçekleştirdikleri çalışmanın kalitesini ve dolayısıyla arıza ekiplerinin performansını ortaya koymak için kullanılması düşünülmüştür. Müdahale edilen arızanın, bir süre sonra tekrar etmesi arıza ekipleri tarafından yapılan işlemin kalitesini gösteren kriterlerden en belirgin olanıdır. Bu çalışmada da bu kriter temel alınarak, arıza ekiplerinin müdahale ettikleri arıza tekrar etme süresi üzerinden bir puanlama çalışması yapılmıştır.

Bu çalışmada, her bir şebeke ekipmanı üzerinde gerçekleşen çalışma; ekip, arıza tipi ve daha önce gerçekleşen aynı arıza tipi ilişkilendirilerek bir tablo altında toplanacaktır. Bu işlem gerçekleştirilirken, belirlenen kriterler üzerinden, her müdahale için bir puan değeri oluşturularak bu puan üzerinden, arıza ekibinin müdahale ettiği her bir ekipmanda arıza tipine göre toplam puan ortaya çıkacaktır. Bu puanlama yapısı arıza ekiplerinin genel, arıza tipi ve ekipman bazı puanlamalarını da oluşturarak, bir arıza ekibinin farklı açılardan değerlendirilmesini sağlayacaktır.

Not: Bu çalışmada ayrıca ekiplerde çalışan personellerin ayrıca değerlendirilmesi önemlidir. Saha personellerinin, eğitim düzeyi, tecrübesi, yaş, partner bilgisi, gibi kriterlerinde bu puanlama çalışmasında kullanılması bu çalışmadan daha fazla verim alınmasını sağlayacaktır. YEDAŞ'ın bu verileri tutacak yapıya geçişini sağlamasının akabinde, bu kriterler de bu çalışma altında değerlendirilebilir.

a) Girdi

Bu çalışmada girdi olarak YEDAŞ'ın sağladığı aşağıda belirtilen veri alanları kullanılmıştır.

Veri Seti: Bildirimli ve Bildirimsiz 2017 kesinti verileri (SON HALİ-2017 YILI TEKNİK BİRİM ANALİZ)
KOD NO (1) (Sipariş Numarası) Her bir kesinti için sistemde oluşturulan eşsiz kesinti numarasıdır.
İL Kesintinin gerçekleştiği il adıdır.
İLÇE Kesintini gerçekleştirdiği ilçe adıdır.
Şebeke Unsuru Kodu Şebekede kesintinin gerçekleştiği şebeke unsurunun kodudur. Ancak, şebekede arızalanan şebeke ekipmanının kodu alınmalıdır. Eğer geçici arıza ise kesintinin gerçekleştiği şebeke unsurunun kodu alınmalıdır.
KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA Arızanın tipini belirten açıklama alanı. (Kablo Arızası, Klemens Arızası, vb.)
Kesinti Kaynağı Arızanın gerçekleştiği şebeke unsurunun bağlı olduğu gerilim seviyesi (OG-AG)
Kesinti Sebebi Kesintinin ne sebep ile gerçekleştiğini belirten alan. Şebeke işletiminden kaynaklanan arızalar filtrelenmektedir.
Kesinti Türü Kesintinin Bildirimli ya da bildirimsiz olduğunu kodlayan alandır. Bildirimsiz kesintiler filtrelenmektedir.

BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI

Kesintinin başlama tarih ve saatidir.

Ancak bu alan arıza ekibinin arızalı şebeke bölümünü izole ettikten sonra arızayı gidermek için çalışmaya başladığı tarih ve saat olarak alınmalıdır.

SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI

Kesintinin bitiş tarihi ve saatidir.

Arızalı şebeke bölümünde çalışmanın bitmesi ve geri enerjilendirmenin gerçekleştirildiği tarih ve saat olarak alınmalıdır.

KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)

Arızalı şebeke kısmının onarımının tamamlanma süresi olarak alınmalıdır.

İşi yapan ekip kodu

Arızalı şebeke kısmının onarımında çalışan ekip kodu alınmalıdır. Eğer birden fazla ekip arıza onarımında çalışmış ise her ekip için ayrı kayıt alınmalıdır ve başlama/bitiş tarih ve zamanları kaydedilmelidir.

b) Algoritma

Aşağıda belirtilen algoritma adımları uygulanarak, ekiplerin sahada gerçekleştirdikleri çalışmaların kalitesinin ölçümlenebilmesi için saha çalışmaları kalite tabloları elde edilir:

- Tekrarlayan Arıza - Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu
- Arıza Tipi – Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu
- Şebeke Unsuru – Arıza Ekibi Puanlama Tablosu
- Arıza Tipi Puanlama Tablosu

Filtre

İL: Çoktan seçmeli

İLÇE: Çoktan seçmeli

- İL, İLÇE nested lookup lardan oluşacak ve İL seçimi olmadan İLÇE seçimi yapılamayacaktır.
- İL seçiminin yapılması ile o il'e ait ilçeler listelenecektir.
- İL, İLÇE alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır.
- İL alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.

İLÇE alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İL geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.

Fonksiyon

Kaynak Veri Seti üzerinde aşağıdaki temizleme işlemleri uygulanır;

- "Kesinti Kaynağı" alanındaki "Dağıtım-AG" ve "Dağıtım-OG" kayıtları alınır, diğer kayıtlar alınmaz.

- "Kesinti Sebebi" alanındaki "ŞEBEKEİŞ" kayıtları alınır, diğer kayıtlar alınmaz.

- "Kesinti Türü" alanındaki "Bildirimsiz" kayıtlar alınır, diğer kayıtlar alınmaz.

- "Tekrarlayan Arıza - Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu " (A) oluşturulur:

[A.01] Şebeke Unsuru Kodu (Kaynak Tablodan)

[A.02] İL (Kaynak Tablodan)

[A.03] İLÇE (Kaynak Tablodan)

[A.04] Arıza Tipi Kodu (İlk Arızanın Tip Kodu)

[A.05] Arıza Tipi

[A.06] Ekip Kodu (ilk arızaya müdahale eden "İşi yapan ekip kodu")

<p>[A.07] İlk Arıza Tarihi (Aynı ekipmanda aynı tip bir önce gerçekleşen arızanın tarihi) [A.08] Son Arıza Tarihi (kaynak tabloda aynı ekipman üzerinde aynı tipte oluşturulan kayıt) [A.09] Arıza Tekrar Etme Süresi ("Son Arıza Tarihi" - "İlk Arıza Tarihi", Gün) [A.10] Puan (İlgili ekip tarafından gerçekleştirilen ilk çalışma için kalite puanı verilir)</p>
<p>- Kaynak veri setine eklenen yeni kayıt için " Tekrarlayan Arıza - Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu" güncellenir. Bunun için; - Kaynak tabloya girilen yeni kaydın hangi ekipman ve hangi arıza tipinde gerçekleştiğine bakılarak, yine aynı ekipman üzerinde aynı tipte gerçekleşen kayıtlara bakılır. - Eğer son bir yıl içerisinde gerçekleşen kayıt yoksa, tablo güncellenmez. - Bir yıldan az sürede bulunan kayıt tabloda güncellenir.</p>
<p>[A.04] ve [A.05] için açıklama: Kaynak Veri Setindeki "Kesinti Kaynağı" ve "KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA" alanlarındaki veriler eşsiz olarak birleştirilir ve tablodaki "Arıza Tipi" alanına yazılır, Arıza tiplerine karşılık gelen eşsiz kodlar "Arıza Tipi Kodu" alanına yazılır.</p>
<p>[A.10] Puanının hesaplanması;</p> <ul style="list-style-type: none">• Eğer [A.07] <> "" veya [A.09] < 360 ise; (tabloda kayıt oluşturulur)<ul style="list-style-type: none">○ Durum Seçimi [A.09]<ul style="list-style-type: none">▪ Durum > 270; [A.10]=1▪ Durum > 180; [A.10]=2▪ Durum > 90; [A.10]=4▪ Durum > 30; [A.10]=8▪ Durum > 15; [A.10]=16▪ Durum > 7; [A.10]=32▪ Durum > 3; [A.10]=64▪ Durum > 0; [A.10]=128• değilse; tabloda kayıt oluşturulmaz.
<p>- Her ekip için "Puan" [A.10] "Arıza Tipi"ne [A.04] göre gruplanarak (istenilen tarih aralığı için) ortalama puanı hesaplanır ve "Arıza Tipi – Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu " (B) elde edilir.</p> <p>[B.01] Ekip Kodu [B.02] Arıza Tipi Kodu [B.03] Arıza Tipi [B.04] Ortalama Puanı (grup içerisindeki [A.10] Puanların ortalaması) [B.05] Başlangıç Tarihi [B.06] Bitiş Tarihi [B.07] İl [B.08] İlçe</p>
<p>- Her ekip için "Çalışma Kalite Puanı" [A.10] "Şebeke Unsuruna" [A.01] göre gruplanarak (istenilen tarih aralığı için) toplanır ve "Şebeke Unsuru – Arıza Ekibi Puanlama Tablosu" (C) elde edilir.</p> <p>[C.01] Ekip Kodu [C.02] Şebeke Unsuru Kodu [C.03] Toplam Puanı (Grup içerisindeki [A.10] Puanların toplamı) [C.04] Başlangıç Tarihi [C.05] Bitiş Tarihi [C.06] İl [C.07] İlçe</p>

- Her Arıza Tipi için "Çalışma Kalite Puanı" [A.10] "Arıza Tipi Kodu" [A.04] göre gruplanarak (istenilen tarih aralığı için) ortalama puan hesaplanır ve "Arıza Tipi Puanlama Tablosu " (D) elde edilir.

[D.01] Arıza Tipi Kodu

[D.02] Arıza Tipi

[D.03] Ortalama Puanı (Grup içerisindeki [A.10] Puanların ortalaması)

[D.04] Başlangıç Tarihi

[D.05] Bitiş Tarihi

[D.06] İl

[D.07] İlçe

c) Çıktı

Bu çalışmada elde edilen çıktılar aşağıda verilmiştir.

Tablo A: Tekrarlayan Arıza - Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu
[A.01] Şebeke Unsuru Kodu
[A.02] İL
[A.03] İLÇE
[A.04] Arıza Tipi Kodu
[A.05] Arıza Tipi
[A.06] Ekip Kodu
[A.07] İlk Arıza Tarihi
[A.08] Son Arıza Tarihi
[A.09] Arıza Tekrar Etme Süresi
[A.10] Puan

İlgili algoritmaların koşulması sonucu elde edilen Tablo A'da, her bir şebeke ekipmanı üzerinde gerçekleşen arızanın tekrar etme süresi, yapılan işin kalitesini gösteren bir kriter olarak alınmış ve tekrar etme süresine göre her arıza için bir puan verilmektedir. Burada alınan yüksek puan aslında olumsuz yönlüdür. İdeal olarak puanın sıfır olması çalışmanın kaliteli yapıldığı anlamına gelmektedir. Ayrıca puanı sıfır olarak hesaplanan kayıtlar bu tabloya işlenmez.

Tablo A ile ekiplerin her ekipman üzerinde ne ölçüde kaliteli iş yaptıkları kayıt altına alınmaktadır.

Tablo B: Arıza Tipi – Arıza Ekibi İlişkisi Puanlama Tablosu
[B.01] Ekip Kodu
[B.02] Arıza Tipi Kodu
[B.03] Arıza Tipi
[B.04] Ortalama Puan
[B.05] Başlangıç Tarihi
[B.06] Bitiş Tarihi
[B.07] İl
[B.08] İlçe

Bu çalışmanın bir diğer çıktısı olan Tablo B'de, Ekiplerin arıza tiplerine karşı elde ettikleri çalışma puanlarını göstermektedir. Bu sayede, her bir ekibin hangi arıza tipinde daha başarısız olduğu değerlendirilmektedir.

Tablo C: Şebeke Unsuru – Arıza Ekibi Puanlama Tablosu
[C.01] Ekip Kodu
[C.02] Şebeke Unsuru Kodu
[C.03] Toplam Puan
[C.04] Başlangıç Tarihi
[C.05] Bitiş Tarihi
[C.06] İl
[C.07] İlçe

Bu çalışmada elde edilen üçüncü çıktı Tablo C’de, her ekibin şebeke unsuru üzerinde yaptıkları çalışma değerlendirilmektedir. Bu sayede, spesifik olarak bir ekipman değerlendirilebilirken, bir ekibin ekipman tipi bazlı çalışmaları da değerlendirilebilir.

Tablo D: Arıza Tipi Puanlama Tablosu
[D.01] Arıza Tipi Kodu
[D.02] Arıza Tipi
[D.03] Ortalama Puan
[D.04] Başlangıç Tarihi
[D.05] Bitiş Tarihi
[D.06] İl
[D.07] İlçe

Bu çalışma son çıktı olarak elde edilen Tablo D’de, arıza tiplerine göre en az performans sağlanan Arıza tipi belirlenmektedir. Bu sayede, ekiplerin en çok hangi alanda eğitim ihtiyacı olduğu gibi sonuçları elde etmek mümkün olmaktadır.

Bu çıktılar doğrultusunda, ekip bazlı arıza çalışmaları değerlendirilirken, bölge bazlı arıza çalışmaları da değerlendirilebilmektedir.

Not: YEDAŞ 2017 arıza verileri incelendiğinde, Arıza tiplerinin %50’sine yakınının “Geçici” ve “Diğer Arızalar”dan oluştuğu tespit edilmiştir. Yukarıda belirtilen çalışmaların daha sağlıklı sonuçlar vermesi, doğru sınıflandırma ve tanımlama yapılabilmesi için bu arıza tipleri için alt kırımlarının oluşturulması tavsiye edilmektedir ve mümkün olduğunca arıza/kesintiler için doğru tanımlamanın yapılması faydalı olacaktır.

1.2 Arıza ve Kesinti Görselleştirme ve Raporlama

1.2.1 SAIDI, SAIFI ve MAIFI Endekslerinin Hesaplanması ve Görselleştirilmesi

Kesinti verilerinin kullanılarak SAIDI, SAIFI ve MAIFI endeks değerlerinin hesaplanması ve bu değerlerin görselleştirilmesi için aşağıda verilen girdi ve algoritmalar kullanılmıştır. Bu çalışmada geçmiş dönemlere ait endeks değerleri hesaplanırken, içerisinde bulunan yıl içinde endeks değerleri hesaplanmakta ve aylık ve yıllık dilimler halinde takip edilmesi için görselleştirilmiştir. Bu sayede, mevcut yıl içerisinde bir önceki dönemlere göre ilerleyişin karşılaştırılması takibi yapılabilmektedir.

a) Girdi

Veri Seti 1: Bildirimli ve Bildirimsiz 2017 kesinti verileri (SON HALİ-2017 YILI TEKNİK BİRİM ANALİZ)
KOD NO (1) (Sipariş Numarası) Her bir kesinti için sistemde oluşturulan eşsiz kesinti numarasıdır.
*Kademe No: Eğer kesintide farklı kademelerde besleme yapıldıysa, her kademe yeniden enerjilendirilen müşteriler ayrı bir kayıt olarak (yani yeni bir kademe no verilerek) yine aynı "KOD NO (1) (Sipariş Numarası)" altında tutulur. Kademe no bulunduğu kesinti altında eşsiz olarak verilen numaradır.
Kesinti Türü Kesintinin Bildirimli ya da bildirimsiz olduğunu kodlayan alandır. Bildirimsiz kesintiler filtrelenmektedir.
İL Kesintinin gerçekleştiği il adıdır.
İLÇE Kesintini gerçekleştiği ilçe adıdır.
*Mahalle Kesintinin gerçekleştiği mahalle adıdır.
BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin başlama tarih ve saatidir.
SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin bitiş tarihi ve saatidir. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonundaki tarih ve saati bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI AG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
*Veri Seti 2: Takvim Yılı Başında Dondurulmuş Veriler
*Takvim Yılı Her takvim yılı başlangıcı: 01.01.YYYY
*İl il
*İlçe ilçe

*Mahalle Mahalle
*İmar Alanı İçi OG Müşteri Sayısı Takvim yılı başında İl, İlçe ve Mahalle kırımında müşteri bölgesine ve tipine göre hesaplanan toplam müşteri sayısı
*İmar Alanı Dışı OG Müşteri Sayısı Takvim yılı başında İl, İlçe ve Mahalle kırımında müşteri bölgesine ve tipine göre hesaplanan toplam müşteri sayısı
*İmar Alanı İçi AG Müşteri Sayısı Takvim yılı başında İl, İlçe ve Mahalle kırımında müşteri bölgesine ve tipine göre hesaplanan toplam müşteri sayısı
*İmar Alanı Dışı AG Müşteri Sayısı Takvim yılı başında İl, İlçe ve Mahalle kırımında müşteri bölgesine ve tipine göre hesaplanan toplam müşteri sayısı

* Bu veriler YEDAŞ'ın SAIDI, SAIFI ve MAIFI hesaplamasını gerçekleştirmek için veri tabanında saklaması gereken verilerdir. Bu çalışma YEDAŞ'ın bu verileri sağladığı varsayımıyla gerçekleştirilmiştir.

b) Algoritma

Bu çalışmada, aşağıda adımları verilen algoritmalar kullanılarak, SAIDI, SAIFI ve MAIFI değerleri bir tablo üzerinde farklı dönemler için hesaplanarak tutulması sağlanmaktadır. Bu sayede, farklı dönemlere ait kalite endeks değerleri tek bir görsel üzerinde karşılaştırmalı olarak gösterilecektir.

Filtreleme, tasarlanacak olan yazılımın ara yüzü üzerinden kullanıcıların seçimi ile sağlanacaktır.

Filtre
İL: Çoktan seçmeli İLÇE: Çoktan seçmeli Mahalle: Çoktan seçmeli
<ul style="list-style-type: none">İL, İLÇE, MAHALLE nested lookup lardan oluşacak ve İL seçimi olmadan İLÇE, İLÇE seçimi olmadan MAHALLE seçimi yapılamayacaktır.İL seçiminin yapılması ile o il'e ait ilçeler, İLÇE Seçiminin yapılması ile o ilçeye ait Mahalleler listelenecektir.İL, İLÇE ve MAHALLE alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır.İL alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.İLÇE alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İL geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.Mahalle alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İLÇE geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.
Kesinti Türü: "Bildirimli" ve "Bildirimsiz" olarak seçilebilir olacaktır.
Tarih Aralığı: Ekranda raporlanmak ve gösterilmek istenen Ayların seçimini sağlayacaktır. (Ocak, Şubat, Mart, vb.)
Geriye dönük dâhil edilecek yıl sayısı: Mevcut yılın üzerinde geçmiş kaç yıllık verinin raporlanması veya gösterimi seçilebilir olacaktır. (1, 2, 3, ...)

Girdi olarak verilen Veri Setlerine yukarıda belirtilen filtreler uygulanabilir olmalıdır. Bu filtreler kullanılarak, SAIDI, SAIFI ve MAIFI değerleri fonksiyon tablosunda belirtildiği şekilde hesaplanır. Bir sonraki bölümde bu algoritmaların girdi veri setleri üzerinde koşulması sonucu elde edilen çıktılar verilmektedir.

Fonksiyon
<p>SAIDI, SAIFI ve MAIFI değerleri verilen tarih aralığında Yıllık ve Aylık periyodlar için YEDAŞ geneli, il ve ilçe kırımlarında hesaplanır;</p> <p>Genel tanımlamalar, Uzun Kesinti: “SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI” – “BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI” > 3 dakika Kısa Kesinti: 1 saniye > “SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI” – “BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI” <= 3 dakika Kesinti Süresi: “SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI” – “BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI” (saat) Dağıtım Bölgesi: YEDAŞ Dağıtım Bölgesi, İL Dağıtım Bölgesi ve İLÇE Dağıtım Bölgesi kırımlarında seçilen bölge. Dağıtım Bölgesindeki Toplam Kullanıcı Sayıları: İmar Alanı İçi OG Müşteri Sayısı, İmar Alanı İçi AG Müşteri Sayısı, İmar Alanı Dışı OG Müşteri Sayısı, İmar Alanı Dışı AG Müşteri Sayısı alanları kullanılır. Kesinti Bölgesinde Etkilenen Kullanıcı Sayıları: “ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG”, “ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG”, “ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG”, “ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI AG” alanları kullanılır.</p> $SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot t_i}{U_{top}}$ <p>n: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen tüm uzun kesintilerin sayısı. t_i: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen i inci kesintinin süresi U_i: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısı U_{top}: Seçilen dağıtım bölgesi için her takvim yılı başında dağıtım şirketi tarafından belirlenen toplam kullanıcı sayısı</p> $SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}}$ <p>n: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen tüm uzun kesintilerin sayısı. U_i: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısı U_{top}: Seçilen dağıtım bölgesi için her takvim yılı başında dağıtım şirketi tarafından belirlenen toplam kullanıcı sayısı</p>

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}}$$

n: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen tüm kısa kesintilerin sayısı

U_i: Seçilen dağıtım bölgesi ve verilen tarih aralığında meydana gelen i inci kesintiden etkilenen kullanıcı sayısı

U_{top}: Seçilen dağıtım bölgesi için her takvim yılı başında dağıtım şirketi tarafından belirlenen toplam kullanıcı sayısı

Hesaplama Sonuçlarının Karşılaştırılması:

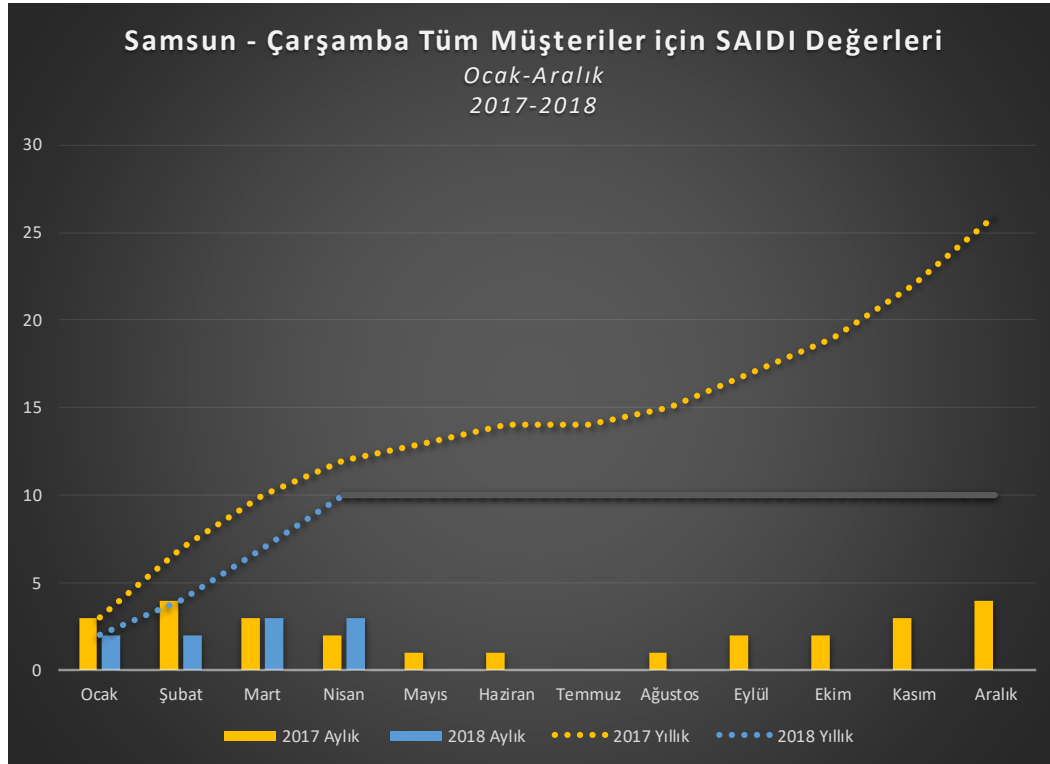
- Hesaplanan SAIDI, SAIFI ve MAIFI değerleri, İL, İLÇE ve Mahalle bazında sıralanıp, en iyi ve/veya en kötü değere sahip bölgeler program ara yüzünde tanımlı butonlar ile çağrılabilir, dolayısıyla raporlanabilir veya gösterilebilir olacaktır.
- Ayrıca, Ara yüze tanımlı olan karşılaştırma alanında, SAIDI, SAIFI veya MAIFI değerleri karşılaştırılmak istenen bölgeler (İL ile İLLER, İLÇE ile İLÇELER ve Mahalle ile Mahalleler) seçimi yapılarak karşılaştırılabilir olacaktır. Grafik üzerindeki gösterimleri, farklı bölgeleri ayırt edebilecek şekilde farklı renk kodları ile gösterilecektir.

c) Çıktı

Oluşturulan Rapor Tablosu: SAIDI, SAIFI ve MAIFI Tablosu
Tarih Aralığı Filtre seçimi ile belirlenen tarih aralığı
Hesaplama Tipi Endeks değerlerinin aylık ve yıllık mı olduğunu gösteren sütün
Takvim Yılı Hesaplama yapılan takvim yılı
Kesinti Türü Bildirimli, Bildirimsiz
İL
İLÇE
Mahalle
İmar Alanı İçi OG Müşteriler için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı Dışı OG Müşteri için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı İçi AG Müşteri için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı Dışı AG Müşteri için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.

OG Müşteriler için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
AG Müşteriler için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
Tüm Müşteriler için SAIDI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı İçi OG Müşteriler için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı Dışı OG Müşteri için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı İçi AG Müşteri için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
İmar Alanı Dışı AG Müşteri için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
OG Müşteriler için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
AG Müşteriler için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
Tüm Müşteriler için SAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.
Tüm Müşteriler için MAIFI: Fonksiyon sonucu elde edilen değer.

Yukarıda belirtilen fonksiyonlar ile Çıktı Veri Seti elde edilir ve aşağıdaki örnek görsel ile sunulur.



Şekil 33: Tedarik Sürekliliği Endekslerin Yıllara, Aya Göre Dağılımı ve Karşılaştırılması

Çıktı olarak elde edilen veri seti üzerinden, SAIDI, SAIFI ve MAIFI değerlerinin farklı tarih aralıkları ve farklı takvim yılı için karşılaştırılması sağlanır.

1.2.2 12 Saat Üzeri Kesintiler için Erken Uyarı ve Görselleştirme

Bu çalışmada amaç 12 saat aşan kesinti durumlarının erkenden uyarılarak cezayı müeyyide

Hizmete Özel

53

oluşmadan engellenmesini sağlamaktır. Bu maksatla, aşağıda belirtilen veri seti üzerinden kesinti kaydının oluşturulmasından itibaren kesinti durumunun takip edilerek, kesinti için risk seviyesi belirlenmesi sağlanmaktadır. Belirlenen risk seviyesi ile ilgili kesinti için alarm oluşturulması sağlanmaktadır.

a) Girdi

Veri Seti: Bildirimli ve Bildirimsiz 2017 kesinti verileri (SON HALİ-2017 YILI TEKNİK BİRİM ANALİZ)
KOD NO (1) (Sipariş Numarası) Her bir kesinti için sistemde oluşturulan eşsiz kesinti numarasıdır.
*Kademe No: Eğer kesintide farklı kademelerde besleme yapıldıysa, her kademe yeniden enerjilendirilen müşteriler ayrı bir kayıt olarak (yani yeni bir kademe no verilerek) yine aynı "KOD NO (1) (Sipariş Numarası)" altında tutulur. Kademe no bulunduğu kesinti altında eşsiz olarak verilen numaradır.
İL Kesintinin gerçekleştiği il adıdır.
İLÇE Kesintini gerçekleştirdiği ilçe adıdır.
BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin başlama tarih ve saatidir.
SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin bitiş tarihi ve saatidir. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonundaki tarih ve saati bu alana yazılır.
*Kesintiden Etkilenen Mesken Abone Sayısı Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi kontrol edilerek "Mesken Abone" sayısı bu alana kaydedilir. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen "Mesken Abonesi" sayısı bu alana yazılır.
*Kesintiden Etkilenen Diğer Tip Abone Sayısı Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi kontrol edilerek "Mesken Abonesi" dışında kalan abone sayısı bu alana kaydedilir. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen "Mesken Abonesi" dışındaki diğer abone sayısı bu alana yazılır.

* Bu çalışma YEDAŞ'ın bu verileri sağladığı varsayımıyla gerçekleştirilmiştir.

12 Saat üzeri kesintilerin süre aşımı olmadan önce dashboard üzerinden takip edilebilmesi için yukarı da belirtilen veri setinin belirli bir periyotta (Örneğin, saatte bir) güncellenmesi gerekmektedir.

b) Algoritma

Aşağıda 12 saat üzeri kesintilerin gerçekleşmeden önce uyarılması için aşağıdaki fonksiyonlar kullanılarak, dashboard üzerindeki görsellere veri sağlayacak çıktı veri setleri elde edilmektedir.

Filtre
<p>İL: Çoktan seçmeli İLÇE: Çoktan seçmeli</p> <ul style="list-style-type: none">İL, İLÇE nested lookup'lardan oluşacak ve İL seçimi olmadan İLÇE seçimi yapılamayacaktır.İL seçiminin yapılması ile o İl'e ait ilçeler listelenecektir.İL, İLÇE alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır.İL alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.İLÇE alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İL geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.
Fonksiyon
<p>Kesinti durumunun tespit edilmesi: <i>[Kesinti Durumu]</i> sütunu oluşturulur. Bunun için;</p> <ul style="list-style-type: none">Eğer <i>[SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI]</i> boş ise;<ul style="list-style-type: none"><i>[Kesinti Durumu]</i> = "Aktif Kesinti"Değilse;<ul style="list-style-type: none"><i>[Kesinti Durumu]</i> = "Sonlandırılmış Kesinti" <p>Olarak işaretlenir.</p>
<p>Risk seviyesi belirlenmeden önce kesinti süresinin hesaplanması için eğer kesinti halen aktifse <i>[Güncel Sistem Saati]</i>, sonlandırılmış kesinti ise <i>[SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI]</i> kullanılır. Bunun için;</p> <ul style="list-style-type: none">Eğer <i>[Kesinti Durumu]</i> = "Aktif Kesinti" ise;<ul style="list-style-type: none"><i>[Kesinti Süresi]</i> = <i>[Güncel Sistem Saati]</i> – <i>[BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI]</i>Değilse;<ul style="list-style-type: none"><i>[Kesinti Süresi]</i> = <i>[SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI]</i> – <i>[BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI]</i>
<p>Kesinti süresine göre kesintiler için Risk Seviyeleri belirlenir:</p> <ul style="list-style-type: none">Durum Seçimi <i>[Kesinti Süresi]</i><ul style="list-style-type: none">Durum > 12; <i>[Risk Seviyesi]</i> = "Limit Aşımı"Durum > 8; <i>[Risk Seviyesi]</i> = "Yüksek"Durum > 4; <i>[Risk Seviyesi]</i> = "Orta"Durum >= 0; <i>[Risk Seviyesi]</i> = "Normal"
<p>Kesinti Sayısının ve Kesintiden etkilenen toplam kullanıcı sayılarının <i>[Risk Seviyesi]</i> ve <i>[Kesinti Durumu]</i> na göre gruplandırılarak hesaplanması:</p> <ul style="list-style-type: none"><i>[Kesinti Sayısı]</i>; <i>[Risk Seviyesi]</i> ve <i>[Kesinti Durumu]</i> na göre gruplanan tüm kesintilerin sayısı<i>[Kesintilerden Etkilenen Toplam Müşteri Sayısı]</i>; <i>[Risk Seviyesi]</i> ve <i>[Kesinti Durumu]</i> na göre gruplanan tüm kesintilerde etkilenen kullanıcı sayılarının toplanması (<i>[Kesintiden Etkilenen Mesken Abone Sayısı]</i> + <i>[Kesintiden Etkilenen Diğer Tip Abone Sayısı]</i>) <p>Yukarıdaki fonksiyon istenilen filtreye göre <i>[İL]</i> ve <i>[İLÇE]</i> bazında da gruplanabilmelidir.</p>
<p>[Tazminat Miktarı]nın <i>[Risk Seviyesi]</i> ve <i>[Kesinti Durumu]</i> na göre gruplandırılarak</p>

hesaplanması;

- Eğer $[Risk\ Seviyesi] = "Limit\ Aşımı"$ veya $([Risk\ Seviyesi] = "Yüksek"$ ve $[Kesinti\ Durumu] = "Aktif\ Kesinti")$ ise;
 - $[Tazminat\ Miktarı] = [Kesintiden\ Etkilenen\ Mesken\ Abone\ Sayısı] * 50 + [Kesintiden\ Etkilenen\ Diğer\ Tıp\ Abone\ Sayısı] * 100$
- Değilse tazminat hesaplanmaz

c) Çıktı

Alınan veri setine yukarıda belirtilen filtre ve fonksiyonun uygulanması ile aşağıdaki çıktı veri seti elde edilir.

Oluşturulan Rapor Tablosu
İL
İLÇE
Kesinti Durumu: Aktif, Sonlandırılmış
Risk Seviyesi: Normal, Orta, Yüksek, Limit Aşımı
Kesitin Sayısı: Risk seviyesine göre kesinti sayıları
Kesintilerden Etkilenen Toplam Müşteri Sayısı
Tazminat Miktarı: TL

*Müşteri sayıları risk seviyeleri altın gruplanarak toplam sayılar verilmektedir

Elde edilen veri seti ile aşağıdaki Dashboard görseli oluşturulur.



Şekil 34: 12 Saat Üzeri Kesintiler için Görseller

1.2.3 Kesintilerin Yönetmel ve Operasyonel Süreçler için Görselleştirilmesi

Bu çalışmada, kesintilerin hem operasyon süreçlerinde hem de yönetmel süreçlerde hızlı ve proaktif bir şekilde değerlendirilmesini sağlayan kesinti görselleri oluşturulmaktadır. Bu bağlamda kesinti yoğunluğunun dağıtım bölgelerindeki seviyesini anlamak için sayısal göstergeler üzerinden dashboardlara yansıtılması gerçekleştirilecektir. Ayrıca, harita altlıklarının farklı uygulamalar ile kullanılarak, dağıtım bölgesinde kesinti yaygınlık seviyesinin hızlıca değerlendirilmesi sağlanmaktadır.

a) Girdi

Aşağıdaki girdi veri setleri kullanılarak, ilgili dashboard çıktıları elde edilmektedir.

Veri Seti 1: Bildirimli ve Bildirimsiz 2017 kesinti verileri (SON HALİ-2017 YILI TEKNİK BİRİM ANALİZ.xlsx)
KOD NO (1) (Sipariş Numarası) Her bir kesinti için sistemde oluşturulan eşsiz kesinti numarasıdır.

*Kademe No: Eğer kesintide farklı kademelerde besleme yapıldıysa, her kademe yeniden enerjilendirilen müşteriler ayrı bir kayıt olarak (yani yeni bir kademe no verilerek) yine aynı "KOD NO (1) (Sipariş Numarası)" altında tutulur. Kademe no bulunduğu kesinti altında eşsiz olarak verilen numaradır.
Kesinti Türü Kesintinin Bildirimli ya da bildirmsiz olduğunu kodlayan alandır. Bildirmsiz kesintiler filtrelenmektedir.
İL Kesintinin gerçekleştiği il adıdır.
İLÇE Kesintini gerçekleştiği ilçe adıdır.
*Mahalle Kesintinin gerçekleştiği mahalle adıdır.
BAŞLAMA TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin başlama tarih ve saatidir.
SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI Kesintinin bitiş tarihi ve saatidir. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonundaki tarih ve saati bu alana yazılır.
Şebeke Unsuru Kodu Şebekede kesintinin gerçekleştiği şebeke unsurunun kodudur.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI AG Kesinti kapsamı içerisinde bulunan abonelerin tespitinden sonra, abone tipi ve abone bölgesine uygun olarak etkilenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır. Eğer kesintide kademeli enerjilendirme yapıldıysa, her kademe sonunda o kademe kapsamında geri beslenen kullanıcı sayısı bu alana yazılır.
Veri Seti 2: Carsamba Teknik Birim Koord.xlsx
*il Şebeke unsurunun bulunduğu il adıdır.
*ilçe Şebeke unsurunun bulunduğu ilçe adıdır.
*Mahalle Şebeke unsurunun bulunduğu mahalle adıdır.
FL Şebeke Unsurunun Kodu
X_Koord Şebeke unsuru X koordinatı

Y_Koord Şebeke unsuru Y koordinatı
*Şebeke Unsurundan Beslenen Toplam Müşteri Sayısı Şebeke unsurundan başlayarak yüke doğru topolojini takip edilmesi ile belirlenen müşterilerin toplam sayısıdır. (Bu veri CBS topolojisi kullanılarak elde edilebilir.)
* Bu çalışma YEDAŞ'ın bu verileri sağladığı varsayımıyla gerçekleştirilmiştir.

b) Algoritma

Filtre
<p>İL: Çoktan seçmeli İLÇE: Çoktan seçmeli Mahalle: Çoktan seçmeli</p> <ul style="list-style-type: none"> İL, İLÇE, MAHALLE nested lookup lardan oluşacak ve İL seçimi olmadan İLÇE, İLÇE seçimi olmadan MAHALLE seçimi yapılamayacaktır. İL seçiminin yapılması ile o İl'e ait İlçeler, İLÇE Seçiminin yapılması ile o İlçeye ait Mahalleler listelenecektir. İL, İLÇE ve MAHALLE alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır. İL alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir. İLÇE alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İL geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir. <p>Mahalle alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Seçili İLÇE geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.</p>
Tarih Aralığı Kullanıcı tarafından görüntülenmek istenilen tarih aralığı
Fonksiyon
<p>Kesinti durumunun tespit edilmesi: [Kesinti Durumu] sütunu oluşturulur. Bunun için;</p> <ul style="list-style-type: none"> Eğer [SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI] boş ise; <ul style="list-style-type: none"> [Kesinti Durumu] = "Aktif Kesinti" Değilse; <ul style="list-style-type: none"> [Kesinti Durumu] = "Sonlandırılmış Kesinti" <p>Olarak işaretlenir.</p>
<p>Kesinti Sayısının ve Kesintiden etkilenen toplam kullanıcı sayılarının [Kesinti Türü] ve [Kesinti Durumu] na göre gruplandırılarak hesaplanması:</p> <ul style="list-style-type: none"> [Kesinti Sayısı]; [Kesinti Türü] ve [Kesinti Durumu] na göre gruplanan tüm kesintilerin sayısı [Kesintilerden Etkilenen Toplam Müşteri Sayısı]; [Kesinti Türü] ve [Kesinti Durumu] na göre gruplanan tüm kesintilerde etkilenen kullanıcı sayılarının toplanması ([ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG] + [ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG] + [ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG] + [ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI AG]) <p>Bu hesaplamalar Uygulanan filtreye göre gruplandırılarak gerçekleştirilir.</p> <p>Not: Kesintiden etkilenen müşterilerin harita üzerinde gösteriminin, şebeke unsuru bazında veya idari harita bazında gerçekleştirilmesi durumuna göre; yukarıdaki fonksiyon [Mahalle], [İL], [İLÇE] bazlı olarak gruplandırılabilir.</p>

[Bölgedeki Toplam Müşteri Sayısı];

1. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi şebeke unsuru bazında gerçekleştirilecek ise, Kesintinin gerçekleştiği [Şebeke Unsurundan Beslenen Toplam Müşteri Sayısı] alınır.
2. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi idari harita üzerinde gerçekleştirilecek ise, Kesintinin gerçekleştiği dağıtım bölgesindeki (İL, İLÇE, Mahalle) şebeke unsurlarından beslenen toplam müşteri sayılarının ([Şebeke Unsurundan Beslenen Toplam Müşteri Sayısı]) toplamı alınır.

Not: 2. Durumda hesaplanan müşteri sayılarında dikkat edilmesi gereken husus, eğer bir müşteri aktif kesinti durumunda ise, şebekenin upstream'inde oluşacak ikinci bir kesintiden dolayı kesintiden etkilenen toplam müşteri sayısı aynı müşteri için 1 olarak alınır.

Şebeke Unsuru Koordinatı;

1. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi şebeke unsuru bazında gerçekleştirilecek ise, Kesintinin gerçekleştiği şebeke unsurunun koordinatları alınır. {[X_Koord], [Y_Koord]}
2. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi idari harita üzerinde gerçekleştirilecek ise, bu alan boş bırakılır.

Dağıtım Bölgesi Kesinti Yaygınlık Seviyesinin hesaplanması;

1. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi şebeke unsuru bazında gerçekleştirilecek ise, bu alan boş bırakılır.
 2. Kesintilerin harita üzerinde görselleştirmesi idari harita üzerinde gerçekleştirilecek ise;
- Durum Seçimi [*Kesintilerden Etkilenen Toplam Müşteri Sayısı*] / [*Bölgedeki Toplam Müşteri Sayısı*]
 - Durum > %50; [*Dağıtım Bölgesi Kesinti Yaygınlık Seviyesi*] = "Yüksek"
 - Durum > %25; [*Dağıtım Bölgesi Kesinti Yaygınlık Seviyesi*] = "Orta"
 - Durum > %0; [*Dağıtım Bölgesi Kesinti Yaygınlık Seviyesi*] = "Düşük"
 - Durum = %0; [*Dağıtım Bölgesi Kesinti Yaygınlık Seviyesi*] = "Normal"

Girdi olarak verilen veri setlerine yukarıda belirtilen filtre ve fonksiyonlar uygulanır ve aşağıdaki çıktı veri setleri elde edilir.

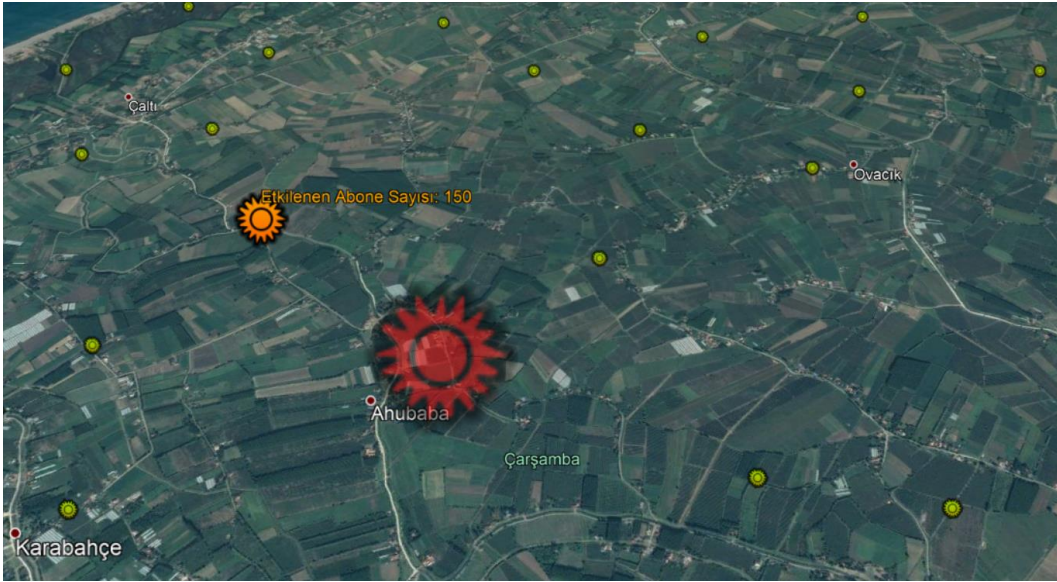
c) Çıktı

Oluşturulan Veri Seti
İL
İLÇE
Mahalle
Kesinti Durumu
Kesinti Türü
Kesinti Sayısı
Kesintilerden Etkilenen Toplam Müşteri Sayısı
Bölgedeki Toplam Müşteri Sayısı
Şebeke Unsuru Koordinatı

Uygulanan filtre çerçevesinde bölgedeki genel durumun sayısal olarak değerlendirilmesini sağlayacak şekil 35 teki görsel kullanılır. Şebeke unsurları bazında, coğrafik harita üzerinde arızalan şebeke unsuru ve kesintiden etkilenen toplam kullanıcı sayısının gösterilmesini sağlayan görsel şekil 36 da gösterilmiştir.

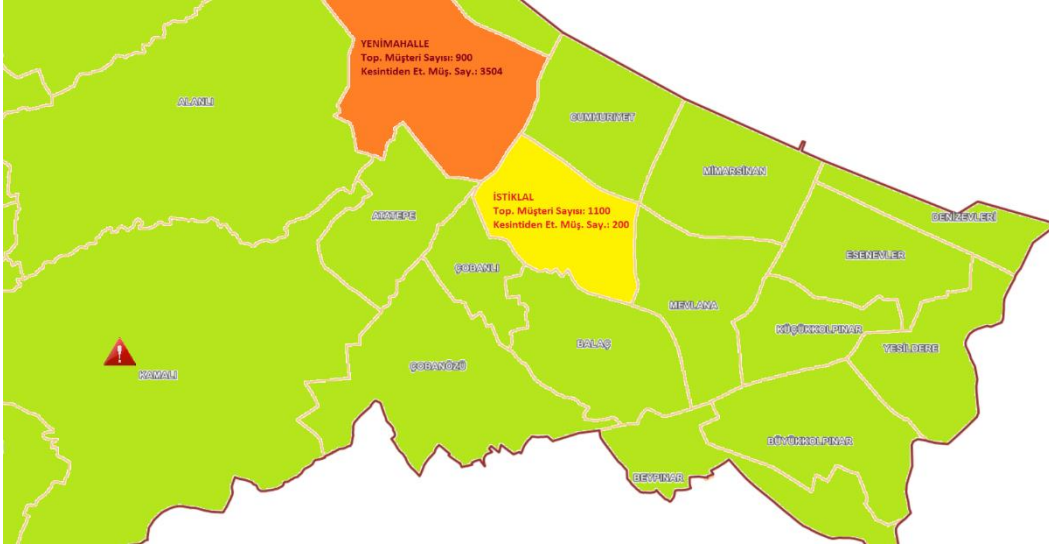


Şekil 35: Dashboard üzerinde Aktif ve Sonlandırılmış Kesinti Durumlarının Görüntülenmesi

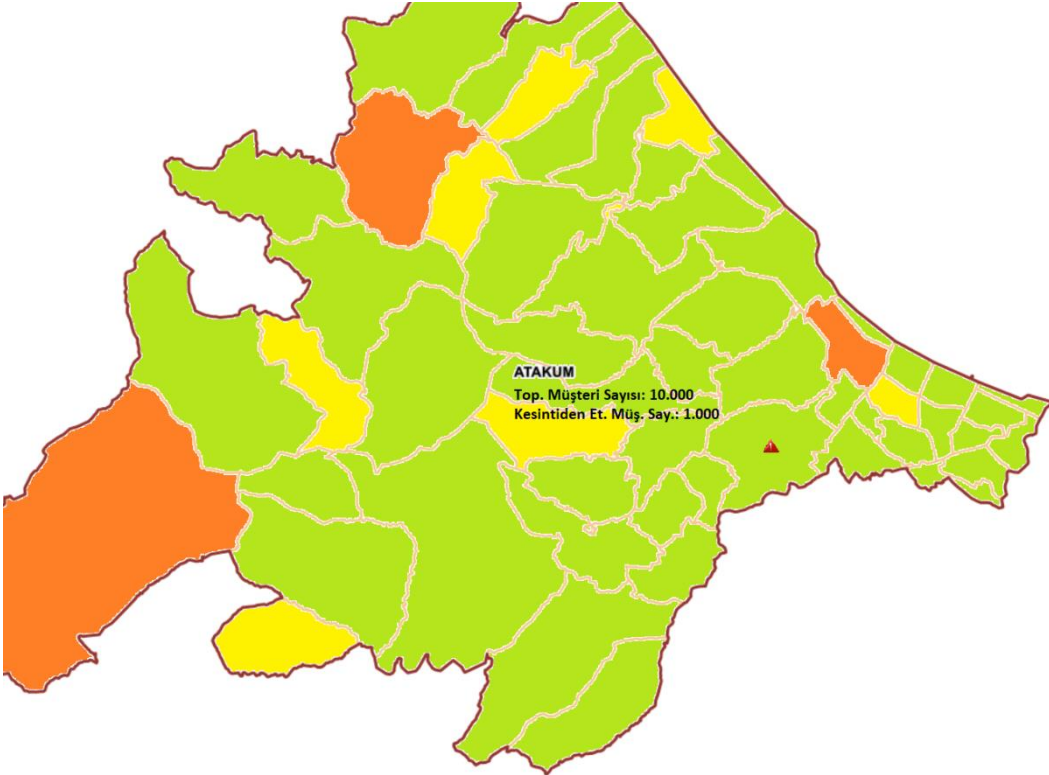


Şekil 36: Şebeke Unsuru Üzerinde gerçekleşen Kesintinin Coğrafik olarak Gösterilmesi

Kesintiye ilişkin durumların idari harita düzleminde gösterilmesi için Şekil 37 ve Şekil 38 verilmiştir. Kesintinin yaygınlık seviyesi mahalle, ilçe, il bazında gösterilmektedir. Kesintinin olmadığı bölgeler yeşil, Kesintinin mevcut ancak belirlenen seviyenin altında (örneğin bölgede kesintiden etkilenen müşteri sayısının bölgedeki toplam müşteri sayısından %20 az olması durumunda: “Düşük”) olması durumunda yeşil alan üzerine ünlem işareti konulabilir. Kesinti seviyesi daha yüksek olması (örneğin bölgede kesintiden etkilenen müşteri sayısının bölgedeki toplam müşteri sayısının %20 den fazla %50 den az olması durumunda: “Orta”) zemin alanın sarı ile işaretlenebilir. Kesinti seviyesinin kritik bir noktaya ulaşması durumunda (örneğin bölgede kesintiden etkilenen müşteri sayısının bölgedeki toplam müşteri sayısının %50 inden daha fazla olması durumunda: “Yüksek”) bölgenin zemin alanı Kırmızı tonla renklendirilebilir. Ayrıca, Kesinti olan bölgelerde, toplam müşteri sayısı ve aktif kesintilerden etkilenen müşteri sayıları da ekran üzerinde gösterilebilir.



Şekil 37: Kesintilerin Mahalle Bazında Gösterilmesi



Şekil 38: Kesintilerin İlçe Bazında Gösterilmesi

1.3 Ceza Toleransı Hesabı, Gösterim ve Raporlama

a) Girdi

Veri Seti 1: Müşteri Bazlı Kesinti Verileri *
İl Müşterinin bulunduğu ilin adıdır.
İlçe Müşterinin bulunduğu ilçenin adıdır.
Mahalle Müşterinin bulunduğu mahalle adıdır.
Müşteri No Müşterinin tazminatının eşsiz bir şekilde hesaplanması için kullanılacak numaradır. Bu numara, YEDAŞ SAP sisteminde kullanılan Sözleşme No ve Tesisat No nun birleşimi olabilir.
Müşteri Bağlantı Tipi Müşterinin bağlantı noktası gerilim seviyesi: AG, OG
İmar Alanı İçi/Dışı Müşterinin bağlantı bölgesi
Kesinti No Kesinti ile müşterinin ilişkilendirildiği kesinti numarası
Kademe No Kesinti kaydı içerisinde hangi kademede müşterinin yeniden enerjilendirildiğini gösteren numara
Şebeke Unsuru Kodu Kesintinin hangi şebeke unsurunda gerçekleştiğini belirten şebeke unsuru kodu
Kesinti Türü Kesintinin türü: Bildirimli, Bildirimsiz
Kesinti Başlangıç Tarihi ve Saati Müşterinin maruz kaldığı kesinti başlangıç tarihi ve saati
Kesinti Bitiş Tarihi ve Saati Müşterinin maruz kaldığı kesinti bitiş tarihi ve saati
Abone Bağlı Olduğu Trafo Teknik Birimi Abonenin enerji aldığı dağıtım transformatörün eşsiz kodu (Bu çalışma Trafo bölgesi ve upstreamde gerçekleştirilecek planlı kesintiler için oluşturulmuştur. Eğer alçak gerilimdeki planlı kesintiler dâhil edilmesi isteniyorsa, AG bağlantı modelinde abonenin şebekeye bağlandığı ilk şebeke ekipman kodu kullanılmalıdır.)
Veri Seti 2: Tüketim Miktarı *
Müşteri No Müşterinin tazminatının eşsiz bir şekilde hesaplanması için kullanılacak numaradır. Bu numara, YEDAŞ SAP sisteminde kullanılan Sözleşme No ve Tesisat No nun birleşimi olabilir.
Aylık Ortalama Tüketim Müşterinin aylık ortalama tüketimi
Veri Seti 3: Şebeke Bağlantısallığı *
Upstream Şebeke Unsuru Kodu Şebeke unsurunun topolojik olarak bağlı olduğu ve kaynağa daha yakın noktada bulunan şebeke unsurudur.
Şebeke Unsuru Kodu Şebekede bulunan ve şebeke bağlantısallığını sağlayan her tür şebeke unsurudur. (Abone de dâhil, yani rekortmen)
Şebeke Unsuru Türü Şebeke unsurunun türünü belirten açıklama

Veri Seti 4: Eşik Tablosu ^
Kesinti Türü Bildirimli/Bildirimsiz kesinti
İmar Alanı Durumu İmar Alanı İçi, İmar Alanı Dışı
Bağlantı Tipi AG, OG bağlantı noktası
Eşik Süre (ESÜRE) Hizmet kalitesi yönetmeliğinde belirtilen ve cezai müeyyide oluşmadan müşteri başına oluşabilecek maksimum tolerans kesinti süresi
Eşik Sayı (ESAYI) Hizmet kalitesi yönetmeliğinde belirtilen ve cezai müeyyide oluşmadan müşteri başına oluşabilecek maksimum tolerans kesinti sayısı

* Bu çalışma YEDAŞ'ın bu verileri sağladığı varsayımıyla gerçekleştirilmiştir.

^Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliğinde belirtilen değerler kullanılmalıdır.

Yukarıda verilen veri setleri ile ceza toleransı hesaplanarak, erken uyarı sistemi oluşturulmaktadır.

b) Algoritma

Filtre
<p>İl: Çoktan seçmeli İlçe: Çoktan seçmeli Mahalle: Çoktan seçmeli</p> <ul style="list-style-type: none"> İl, ilçe, Mahalle nested lookup lardan oluşacak ve İl seçimi olmadan İlçe, İlçe seçimi olmadan MAHALLE seçimi yapılamayacaktır. İl seçiminin yapılması ile o İl'e ait İlçeler, İlçe seçiminin yapılması ile o İlçeye ait Mahalleler listelenecektir. İl, ilçe ve Mahalle alanlarında "Hepsi" seçeneği mevcut olacaktır. İl alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, Tüm YEDAŞ geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir. İlçe alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, seçili İl geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir. <p>Mahalle alanında "Hepsi" seçeneğinin seçilmesi, seçili İlçe geneli sonuçları raporlayacak veya gösterecektir.</p>
Trafo Teknik Birimi
Abonelerin bağlı olduğu Trafo Teknik Birime göre de filtre uygulanabilir olmalıdır. İl, İlçe ve Mahalle kırımına göre Trafo Teknik Birim seçilebilmelidir.
Tarih Aralığı
Kullanıcı tarafından görüntülenmek istenilen tarih aralığı
Fonksiyon
<p>Abone bazlı toplam kesinti süresinin ve sayısının hesaplanması</p> <p>{Uzun Kesinti}: [Kesinti Bitiş Tarihi]– [Kesinti Başlangıç Tarihi] > 3 dakika {Kısa Kesinti}: 1 saniye > [Kesinti Bitiş Tarihi]– [Kesinti Başlangıç Tarihi] <= 3 dakika {Kesinti Süresi}: [Kesinti Bitiş Tarihi]– [Kesinti Başlangıç Tarihi] (saat) {Kesinti Sayısı}: Belirlenen süre içerisinde her bir abone için açılan kayıt sayısı ([Kesinti No] ve [Kademe No] 'nun sayılması)</p> <p>Toplam kesinti süresi {TKSÜRE}; Kullanıcının yılbaşından sonra uğradığı uzun kesinti sürelerinin toplamı.</p> <p>Toplam kesinti sayısı {TKSAYI}; Kullanıcının yılbaşından sonra uğradığı uzun ve kısa kesinti sayısının toplamı</p> <p>** TKSÜRE ve TKSAYI Bildirimli ve Bildirimsiz ([Bildirim Türü]) kesintiler için ayrı ayrı hesaplanır ve tutulur. *** 12 saat ve üzeri kesintiler hesaba dâhil edilmemelidir.</p> <p>Yılsonuna kadar lineer ortalama yöntemi ile kesinti süre (TKSÜRE Tahmin) ve sayısının (TKSAYI Tahmin) tahmini yapılır.</p> <p>Abonelerin reel ve tahmini kesinti süre ve sayılarının kesinti eşik süre ve sayıları açısından değerlendirilmesi:</p>

{Toplam Bildirimli Kesinti Süre Aşımı} hesaplanması:

- Eğer $[\text{Bildirimli TKSÜRE}] - [\text{Bildirimli ESÜRE}] * > 0$ ise;
 - $\{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Süre Aşımı} \} = [\text{Bildirimli TKSÜRE}] - [\text{Bildirimli ESÜRE}]$
- Değilse;
 - $\{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Süre Aşımı} \} = 0$

[Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu] hesaplanması:

- Durum Seçimi $([\text{ESÜRE}] * - \{ \text{Bildirimsiz TKSÜRE} \} - \{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Süre Aşımı} \}) / [\text{ESÜRE}] *$
 - Durum $> \%50$; [Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Normal"
 - Durum $> \%25$; [Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Orta"
 - Durum $\geq \%0$; [Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Yüksek"
 - Durum $< \%0$; [Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Eşik Aşımı"

[Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi] hesaplanması:

$[\text{Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi}] = [\text{Bildirimli ESÜRE}] * - [\text{Bildirimli TKSÜRE}] *$

[Bildirimsiz Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi] hesaplanması:

$[\text{Bildirimsiz Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi}] = [\text{Bildirimsiz ESÜRE}] * - [\text{Bildirimsiz TKSÜRE}] *$

{Toplam Bildirimli Kesinti Sayısı Aşımı} hesaplanması:

- Eğer $[\text{Bildirimli TKSAYI}] - [\text{Bildirimli ESAYI}] * > 0$ ise;
 - $\{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Sayısı Aşımı} \} = [\text{Bildirimli TKSAYI}] - [\text{Bildirimli ESAYI}]$
- Değilse;
 - $\{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Sayısı Aşımı} \} = 0$

[Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu] hesaplanması:

- Durum Seçimi $([\text{ESAYI}] * - \{ \text{Bildirimsiz TKSAYI} \} - \{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Sayısı Aşımı} \}) / [\text{ESAYI}] *$
 - Durum $> \%50$; [Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Normal"
 - Durum $> \%25$; [Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Orta"
 - Durum $\geq \%0$; [Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Yüksek"
 - Durum $< \%0$; [Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Eşik Aşımı"

[Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı] hesaplanması:

$[\text{Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı}] = [\text{Bildirimli ESAYI}] * - [\text{Bildirimli TKSAYI}]$

[Bildirimsiz Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı] hesaplanması:

$[\text{Bildirimsiz Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı}] = [\text{Bildirimsiz ESAYI}] * - [\text{Bildirimsiz TKSAYI}]$

{Tahmini Bildirimsiz TKSÜRE} hesaplaması:

Son üç yıl içerisinde gerçekleşen [Bildirimsiz TKSÜRE] ortalaması

[Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu] hesaplanması:

- Durum Seçimi $([\text{ESÜRE}] * - \{ \text{Tahmini Bildirimsiz TKSÜRE} \} - \{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Süre Aşımı} \}) / [\text{ESÜRE}] *$
 - Durum $> \%50$; [Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Normal"
 - Durum $> \%25$; [Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Orta"
 - Durum $\geq \%0$; [Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Yüksek"
 - Durum $< \%0$; [Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu] = "Eşik Aşımı"

{Tahmini Bildirimsiz TKSAYI} hesaplaması:

Son üç yıl içerisinde gerçekleşen [Bildirimsiz TKSAYI] ortalaması

[Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu] hesaplanması:

- Durum Seçimi $([\text{ESAYI}] * - \{ \text{Tahmini Bildirimsiz TKSAYI} \} - \{ \text{Toplam Bildirimli Kesinti Sayı Aşımı} \}) / [\text{ESAYI}] *$
 - Durum $> \%50$; [Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Normal"
 - Durum $> \%25$; [Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Orta"
 - Durum $\geq \%0$; [Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Yüksek"
 - Durum $< \%0$; [Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu] = "Eşik Aşımı"

* [ESÜRE] seçimi Abone Bağlantı Tipi (AG veya OG), İmar Alanı Tipi (İmar Alanı içi/dışı) ve Bildirim Türüne (Bildirimli Bildirimsiz) göre yapılır.

Eşik aşımı olan müşteriler için reel ve tahmini tazminatın hesaplanması:

- Eğer $[\text{Tahmini/Reel Eşik Sayısı Durumu}] = \text{"Eşik Aşımı"}$ ise;
 - $\{ \text{ÖTMSAYI} \} * = [\text{SBSAYI}] + ([\text{TKSAYI}] * - [\text{ESAYI}]) \times ([\text{TKSÜRE}] * / [\text{TKSAYI}] *) \times \{ K \} \times \{ DB \} \times \{ OT \}$

{SBSAYI}: 0 TL tutarındaki sabit bedel

{ÖTMSAYI}: Kesinti sayısı sebebiyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarı (TL)
 {DB}: Kullanıcının tabi olduğu tarife grubu için, ödemenin başlatıldığı aydan önceki ayda geçerli olan Dağıtım Bedeli
 {OT} [Aylık Ortalama Tüketim]: Tüketicilerde, ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak saatlik ortalama talebini, üreticilerde ise ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak şebekeye verdiği saatlik ortalama enerji miktarı
 {K}: Değeri 2'ye eşit olan katsayı

- Eğer [Tahmini/Reel Eşik Süresi Durumu] = "Eşik Aşımı" ise;
 - $\{ÖTMSÜRE\}^* = \{SBSÜRE\} + (\{TKSÜRE\}^* - \{ESÜRE\}) \times \{K\} \times \{DB\} \times \{OT\}$

{SBSÜRE}: 24 TL tutarındaki sabit bedel

{ÖTMSÜRE}: Kesinti süresi sebebiyle kullanıcıya ödenecek tazminat miktarı (TL)

{DB}: Kullanıcının tabi olduğu tarife grubu için, ödemenin başlatıldığı aydan önceki ayda geçerli olan Dağıtım Bedeli

{OT} [Aylık Ortalama Tüketim]: Tüketicilerde, ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak saatlik ortalama talebini, üreticilerde ise ilgili kullanıcının tazminata esas takvim yılı için (aboneliğin 1 yıldan kısa olması durumunda abonelik süresi için) hesaplanan kWh/saat olarak şebekeye verdiği saatlik ortalama enerji miktarı

{K}: Değeri 2'ye eşit olan katsayı

[Reel Tazminat] = {Reel ÖTMSAYI} + {Reel ÖTMSÜRE}

[Tahmini Tazminat] = {Tahmini ÖTMSAYI} + {Tahmini ÖTMSÜRE}

* Tahmini ya da Reel değerler kullanılmalıdır.

[Eşik Süre ve Sayısı Aşan Reel Abone Sayısı] hesaplanması:

{i} = 0

- Her bir [Reel Eşik Süresi Durumu] ve [Reel Eşik Sayısı Durumu] alanındaki kayıtlar için;
 - Eğer [Reel Eşik Süresi Durumu] veya [Reel Eşik Sayısı Durumu] = "Eşik Aşımı" ise;
 - $\{i\} = \{i\} + 1$
- [Eşik Süre ve Sayısı Aşan Reel Abone Sayısı] = {i}

[Eşik Süre ve Sayısı Aşan Tahmini Abone Sayısı] hesaplanması:

{i} = 0

- Her bir [Tahmini Eşik Süresi Durumu] ve [Tahmini Eşik Sayısı Durumu] alanındaki kayıtlar için;
 - Eğer [Tahmini Eşik Süresi Durumu] veya [Tahmini Eşik Sayısı Durumu] = "Eşik Aşımı" ise;
 - $\{i\} = \{i\} + 1$
- [Eşik Süre ve Sayısı Aşan Tahmini Abone Sayısı] = i

[Toplam Reel Tazminat] hesaplanması:

{Toplam} = 0

- Her bir [Reel Tazminat] alanındaki kayıt için;
 - $\{Toplam\} = \{Toplam\} + [Reel Tazminat]$
- [Toplam Reel Tazminat] = {Toplam}

[Toplam Tahmini Tazminat] hesaplanması:

{Toplam} = 0

- Her bir [Tahmini Tazminat] alanındaki kayıt için;
 - $\{Toplam\} = \{Toplam\} + [Tahmini Tazminat]$
- [Toplam Tahmini Tazminat] = {Toplam}

Her bir abone için hesaplanan bildirimli ve bildirimli tolerans kesinti süresi, bağlı olduğu upstream şebeke ekipmanında planlı kesintinin süresine bağlı olarak her abonenin kesinti süresi sonunda cezaya girip girmediği değerlendirilir ve eğer planlı kesinti süresi sonunda cezayı müeyyide oluşuyorsa ilgili counter bir artırılır.

Planlı Kesinti Durumunun Kesinti Süresi için Değerlendirilmesi;

- Eğer [Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi] – {Planlı Kesinti Süresi} >= 0 ise;
 - ilgili counter artırılmaz.
- değilse ise;
 - Eğer [Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi] + [Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi] – {Planlı Kesinti Süresi} >= 0 ise;
 - ilgili counter artırılmaz.
 - Değilse;
 - ilgili counter 1 artırılır.

{Planlı Kesinti Süresi}: 2, 4, 8 ve 16 Saatlik ön tanımlı kesinti süreleridir.
{ilgili counter}: 2, 4, 8 ve 16 saatli kesintilerden etkilenen kullanıcı sayılarının tutulduğu counter alanları

Bu işlem tüm aboneler için tekrar edilir.

Sonraki adımlarda, abonelerin bağlı olduğu ilk şebeke ekipmanlarından başlayarak, bu ekipmanların counterları bağlı oldukları upstream ekipmanın counter değerlerine toplanarak kümülatif olarak aktarılır.

Bu işlem, kaynağa kadar tekrar edilir. Böylelikle belirlenen kesinti saatleri üzerinden planlı kesinti yapılması durumunda ne kadar abonenin cezaya gireceği ya da girmeyeceği tespit edilebilir. Görsel anlatım ve detaylar için Şekil 40 bakınız.

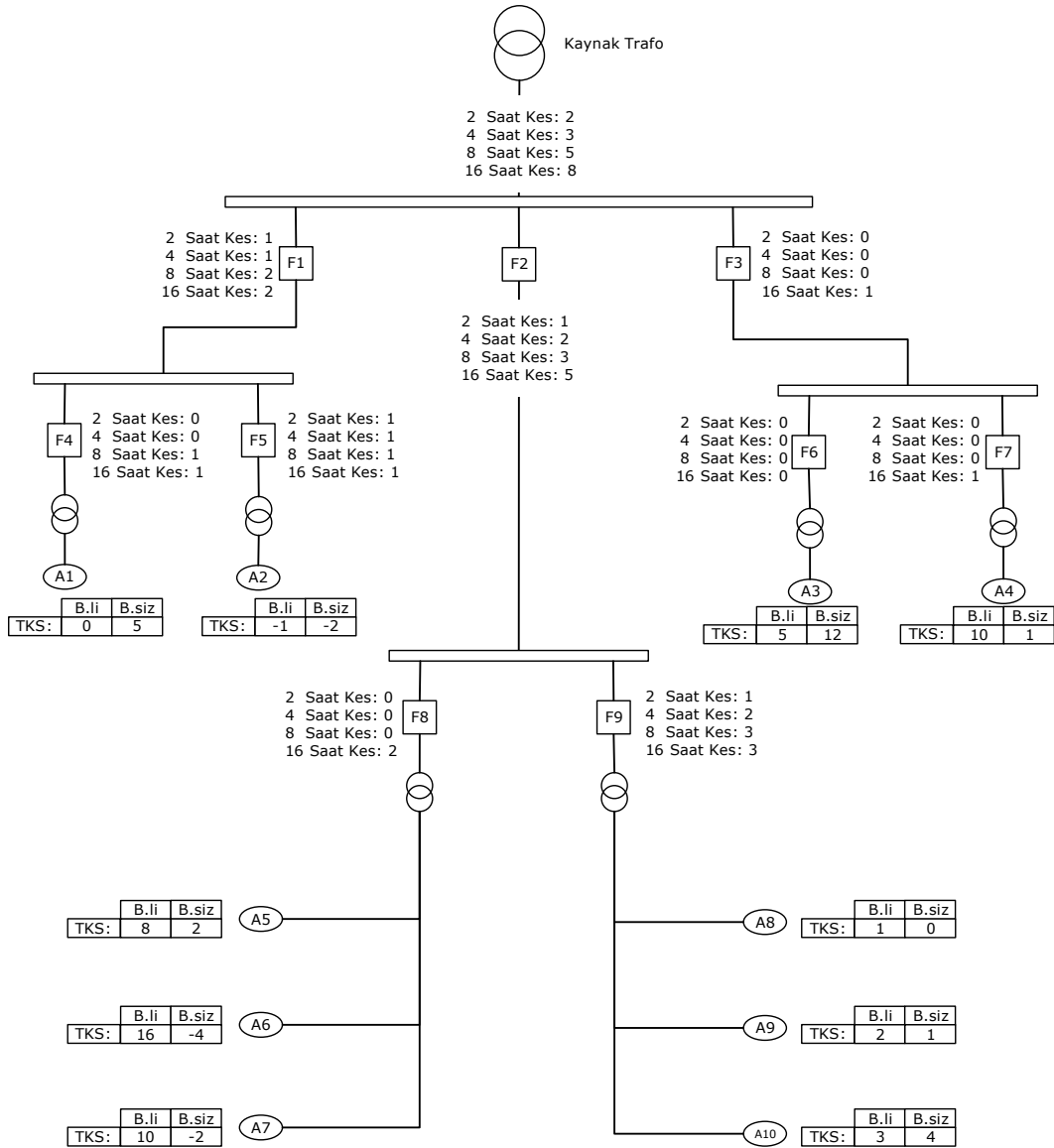
Aynı yapı, Tolerans kesinti sayıları içinde uygulanır. Planlı kesintiler için counterların 1 kez, 2 kez, 3 kez ve 4 kez yapılacak olan kesintiler için değerlendirilmesi tavsiye edilmektedir.

Planlı Kesinti Durumunun Kesinti Süresi için Değerlendirilmesi;

- Eğer [Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı] – {Planlı Kesinti Sayısı} ≥ 0 ise;
 - ilgili counter artırılmaz.
- değilse ise;
 - Eğer [Bildirimsiz Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı] + [Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı] – {Planlı Kesinti Sayısı} ≥ 0 ise;
 - ilgili counter artırılmaz.
 - Değilse;
 - ilgili counter 1 artırılır.

{Planlı Kesinti Sayısı}: 1, 2, 3 ve 4 kez ön tanımlı kesinti sayılarıdır.

{ilgili counter}: 1, 2, 3 ve 4 kez kesintiden etkilenen kullanıcı sayılarının tutulduğu counter alanları



2 Saat Kes: Şebeke ekipmanı üzerinde 2 saatlik kesinti yapılması durumunda cezaya girecek müşteri sayısı
4 Saat Kes: Şebeke ekipmanı üzerinde 4 saatlik kesinti yapılması durumunda cezaya girecek müşteri sayısı
8 Saat Kes: Şebeke ekipmanı üzerinde 8 saatlik kesinti yapılması durumunda cezaya girecek müşteri sayısı
16 Saat Kes: Şebeke ekipmanı üzerinde 16 saatlik kesinti yapılması durumunda cezaya girecek müşteri sayısı
TKS: Abone başına hesaplanan Tolerans Kesinti Süresi (Eşik Süre aşımına kalan süre)

Şekil 39: Ceza Toleransının Hiyerarşik Diyagramda Gösterimi

Yukarıda verilen örnekte, Planlı kesinti yapılması durumunda şebeke bileşeninden beslenen kaç adet müşterinin tazminat ödenmesi gerektiği gösterilmektedir. A5 abonesinin bildirimli tolerans kesinti süresi 8 saat ve bildirimsiz tolerans kesinti süresi 2 saat olarak hesaplanmıştır. Bu abone için upstreamde olan şebeke ekipmanında (F8) 2, 4, 8 ve 16 saatlik planlı kesinti yapılması durumunda;

2 Saatlik Kesinti için: planlı kesinti sonunda 6 saatlik bildirimli tolerans süresi kalacağı için counter artırılmaz

4 saatlik kesinti için: planlı kesinti sonunda 4 saatlik bildirimli tolerans süresi kalacağı için counter artırılmaz

8 saatlik kesinti için: planlı kesinti sonunda 0 saatlik bildirimli tolerans süresi kalacağı için counter

Hizmete Özel

artırılmaz.

16 saatlik kesinti için: planlı kesinti sonunda -8 saatlik bildirimli tolerans süresi kalacaktır ve bu süre 2 saatlik bildirimli tolerans süresine eklenecektir. Bu durumda -5 saatlik bildirimli tolerans süresi kalacağı için 16 saatlik counter 1 artırılır.

Şekil üzerinde diğer counter durumları incelendiğinde, algoritma doğrultusunda tüm saat aralıkları için cezaya düşecek müşteri sayılarının belirlenmiş olduğu görülmektedir.

c) Çıktı

Tablo 1: Rapor
il
ilçe
Mahalle
Müşteri No
Abone Bağlı Olduğu Trafo Teknik Birimi
Reel Kesinti Eşik Süresi Durumu
Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi
Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Süresi
Reel Kesinti Eşik Sayısı Durumu
Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı
Bildirimli Reel Kesintiler için Tolerans Kesinti Sayısı
Tahmini Kesinti Eşik Süresi Durumu
Tahmini Kesinti Eşik Sayısı Durumu
Reel Tazminat
Tahmini Tazminat
Tablo 2: Dashboard Görselleri
il
ilçe
Mahalle
Eşik Süre ve Sayısı Aşan Reel Abone Sayısı
Eşik Süre ve Sayısı Aşan Tahmini Abone Sayısı
Toplam Reel Tazminat
Toplam Tahmini Tazminat
Tablo 3: Tolerans Gösterimi
Upstream Şebeke Ekipmanı
Şebeke Ekipmanı (Abone de dâhil)
Şebeke Ekipmanı Türü
2 Saatlik Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
4 Saatlik Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
8 Saatlik Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
16 Saatlik Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
1 Kez Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
2 Kez Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
3 Kez Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı
4 Kez Planlı Kesinti Durumunda Cezaya Düşen Müşteri Sayısı

Yukarıda elde edilen çıktı veri setleri ile aşağıdaki görseller oluşturulur.



Şekil 40: Eşik Süre ve Sayısı Aşan Tahmini ve Reel Abone Sayısı ve Tazminat Tutarları

1.4 Kesinti Süresi Tahmini

Kesinti Süresi tahmininde gerçek verilere dayanan istatistiksel tahmin etme yöntemi kullanılmıştır. Bu çalışmada istatistiksel verilerin YEDAŞ tarafından güncellenmesi doğruya yakın kesinti sürelerinin tahmin edilmesi için elzemdir.

Bu yöntem üç adet hesaplama yöntemini içermektedir;

1. Sırada Bekleme Süresi
2. Arıza Bölgesine Erişim Süresi
3. Arızanın Giderilme Süresi

Bu durumda;

$$\{\text{Tahmini Kesinti Süresi}\} = \{\text{Sırada Bekleme Süresi}\} + \{\text{Arıza Bölgesine Erişim Süresi}\} + \{\text{Arızanın}$$

Giderilme Süresi} olarak hesaplanmaktadır.

Tahmini kesinti süresi her adımda tekrar hesaplanmalıdır. Sahada olası bir değişiklik durumunda tahmini kesinti süresi tekrar hesaplanmalı ve güncellenmelidir.

1.4.1 Sırada Bekleme Süresinin Hesaplanması

Bu süre, kesinti kaydının oluşturulması ile saha ekibinin işe atanması arasında geçen süredir. Bölgedeki iş yoğunluğuna, arızanın önceliğine ve vardiya zamanına bağlı olarak değişmektedir. Aşağıdaki istatistiksel veri seti ile verilen alanlar doğrultusunda istatistiksel veri tablosu oluşturulur.

İstatistiksel Veri Seti: Sırada Bekleme İstatistiksel Veri Tablosu *
Operasyonel Bölge
Aylık Dilim: Ocak, Şubat, ...
Bu alan mevsimsel olarak da alınabilir. (Yaz, Kış, ...)
Zaman Dilimi: Hafta içi, Hafta sonu, Tatil
Vardiya Dilimi: Gündüz (08:00-16:00), Akşam (16:00-00:00), Gece (00:00-08:00)
Ortalama Bekleme Süresi Kesinti kaydının sistemde oluşturulması ile iş emrinin saha ekipleri tarafından kabul edilmesi arasında geçen süredir. YEDAŞ MWFM kayıtları kullanılarak, Operasyonel bölge içerisinde ekip başına düşen ortalama bekleme süresi hesaplanmalıdır. $[Ortalama Bekleme Süresi] = \{Operasyonel Bölgede; Aylık, Zaman ve Vardiya Dilimindeki her bir ekibin bekleme sürelerinin toplamı\} / \{Bölgedeki Ekiplere Atanan Toplam Arıza Sayısı\}$
İş Önceliği: Kritik, Yüksek, Normal Arıza tipine göre veya acil bir durum olup olmadığına göre önceliklendirilmesi MWFM üzerinde iş atanırken kullanılan önceliklendirme alanı bu kısımda kullanılabilir. İşin önceliğine göre eğer, anında ekip yönlendirmesi ya da işin sırada bekleyen işin önüne alınması gibi durumlar için kullanılması ön görülmüştür. Bu tip durumlar için Bekleme süresi 0 ya da ortalama olarak hesaplanan bekleme süresinden daha kısa bir süre seçilebilir. Örneğin %50 daha kısa kabul edilebilir. <ul style="list-style-type: none">• Durum Seçimi [İş Önceliği]<ul style="list-style-type: none">○ Durum > "Kritik"; [Ortalama Bekleme Süresi] = 0○ Durum > "Yüksek"; [Ortalama Bekleme Süresi] = 0,5 x [Ortalama Bekleme Süresi]○ Durum > "Normal"; [Ortalama Bekleme Süresi] = [Ortalama Bekleme Süresi]

* Bu veri seti YEDAŞ'ın veri tabanında otomatik güncellenmesi sağlanacak şekilde tasarlanabileceken, manuel periyodik güncelleme ile de güncel tutulabilir.

Fonksiyon
Sırada Bekleme süresinin tespit edilmesi: Arıza kaydının sistemde oluşturulması ile arıza kaydı bilgilerinden; Operasyonel Bölge, Aylık Dilim, Zaman Dilimi, Vardiya Dilimi ve İş Önceliği tespit edilir ve İstatistiksel Veri Seti Tablosunda bu verilere karşılık gelen Ortalama bekleme süresi Sırada Bekleme Süresi olarak alınır. Not: Verilerin karşılığının Sırada Bekleme İstatistiksel Veri Tablosunda olmaması durumu için sistemde varsayılan bir Sırada Bekleme Süresi atanmalıdır.

1.4.2 Arıza Bölgesine Erişim Süresinin Hesaplanması

Bu süre, bekleme süresinin bitmesi yani saha ekibinin işe atanması ile arıza bölgesine erişimi aşamasında geçen süreye karşılık gelmektedir. Burada en büyük etkenin trafik yoğunluğu olduğu göz önünde bulundurulursa, bu süre Google Directions API gibi trafik bilgisi sunan web servisleri ile temin edilebilir. Bu kısımda Google Directions API üzerinde bu sürenin nasıl hesaplanacağı anlatılmaktadır. (YEDAŞ isteğe bağlı olarak bu servisi başka şirketler üzerinden temin edebilir.)

Örnek API Sorgusu:

<https://maps.googleapis.com/maps/api/directions/outputFormat?parameters>

outputFormat: xml veya json olarak seçilebilir.

parameters:

origin: Başlangıç koordinatı. MWFM sistemi üzerinden iş emri atanan arıza ekibinin koordinat bilgisi alınmalıdır.

destination: Bitiş koordinatı. Arıza kaydı üzerinden tahmini arıza lokasyon koordinatı elde edilmelidir.

departure_time: seyahat başlangıç zamanı. Sistem zamanı ile bekleme süresinin toplanması ile seyahat başlangıç zamanı elde edilir.

Key: Google dan hizmetin alınabilmesi için verilen anahtar.

Parametrelerin girilmesi ile sorgu yapılarak, alınan cevapta ulaşılmak istenen arıza bölgesine tahmini varış süresi trafik yoğunluğuna bağlı olarak verilmektedir. Yukarıda verilen parametrelerin nasıl oluşturulduğu ve cevap (response) olarak alınan xml ya da json mesajının detayları

<https://developers.google.com/maps/documentation/directions/intro>

web adresinden ulaşılabilir.

Bu API sorgusu ile elde edilen süre Arıza Bölgesine Erişim Süresinin vermektedir.

1.4.3 Arızanın Giderilme Süresi

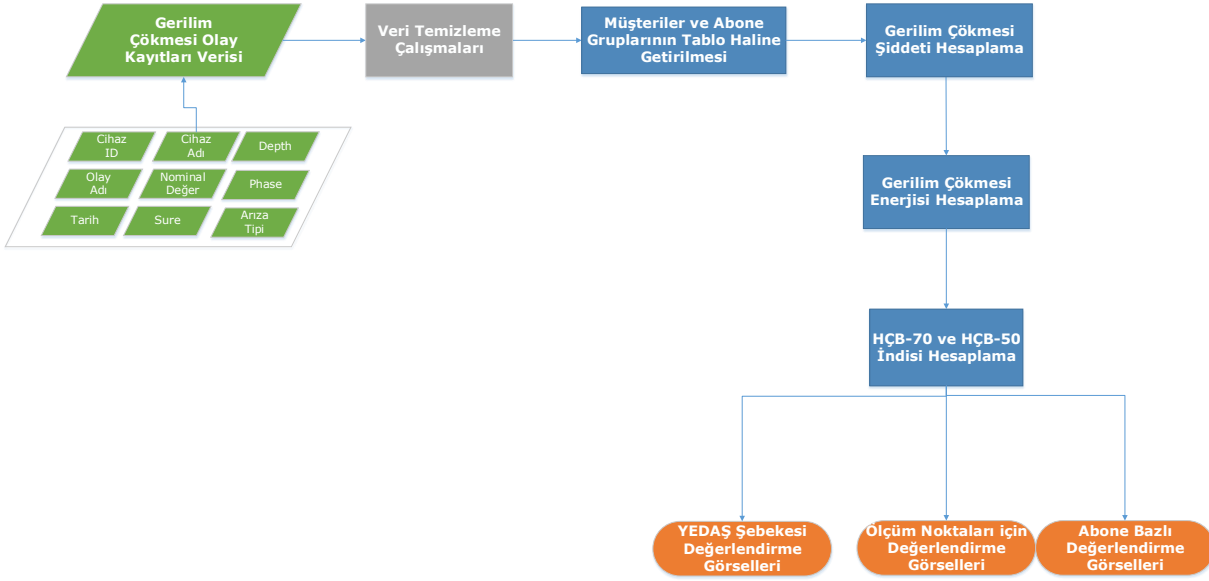
Bu süre, Arıza ekiplerinin arıza bölgesine varmasından arızanın giderilmesi ve enerji restorasyonunun tamamlanmasına kadar geçen süre olarak tanımlanmaktadır. Saha ekibinin arızayı gidermesini etkileyen arıza tipi, gece veya gündüz çalışması ve hava durumu bu sürenin hesaplanmasında etkili olan üç ana istatistiksel parametre olarak kullanılmaktadır.

İstatistiksel Veri Seti 1: Arıza Tipi
Arıza Tipi Arıza veri kayıtlarından arıza tipleri oluşturulmalıdır.
Ortalama Arıza Giderme Süresi Arıza tipine göre en az son bir yıl içerisindeki arızaların ortalama giderme süreleri hesaplanmalıdır. Arıza giderme süresi Arıza ekiplerinin arızayı tespit ettikten sonra arızayı giderene kadar geçen süre olarak hesaplanmalıdır.
Operasyonel Bölge Arıza ekiplerinin sorumlu olduğu çalışma alanıdır.

İstatiksel Veri Seti 2: Gece/Gündüz Çalışma Etkisi
Gece/Gündüz Çalışması: Örneğin 0 Gündüz, 1 Gece Çalışması
Gece/Gündüz Çalışma Çarpanı: Örneğin, Gündüz Çalışma 1, Gece Çalışması 1,5
İstatiksel Veri Seti 3: Hava Durumu Tahmini
Tarih
Saat Dilimi (mümkünse saatlik ya da Günlük tahmin girilebilir)
Hava Durumu Tipi: Örneğin; Normal, Yağışlı, Karlı, Sağanak, Tipi, vb.
Hava Durumu Çarpanı: Örneğin; Normal için 1; Yağışlı için 1,2; Karlı için 1,5; Sağanak için 1,8; Tipi için 1,9; Vb.
Fonksiyon
Tahmini Arıza Giderme Süresinin İstatiksel veri setlerinin kullanılması ile Hesaplanması: Saha ekibinin arızalı bölgeye varması ile <ol style="list-style-type: none">1. Arıza ekiplerinin arızalı bölgeye varmasının ardından, geri bildirim alınarak arıza tipinin öğrenilmesi ve "İstatiksel Veri Seti 1" deki [Arıza Tipi] ile eşleştirilerek, [Ortalama Arıza Giderme Süresi] tespit edilir2. Arıza ekibinin arıza bölgesine varış zamanı baz alınarak, "İstatiksel veri Seti 2" de [Gece/Gündüz Çalışması] alanına karşılık gelen [Gece/Gündüz Çalışma Çarpanı] tespit edilir.3. Arıza ekibinin arıza bölgesine varış zamanı baz alınarak, "İstatiksel veri Seti 3" de [Tarih] ve [Saat Dilimi] alanlarına karşılık gelen [Hava Durumu Çarpanı] tespit edilir.4. Son olarak, $\{\text{Tahmini Arıza Giderme Süresi}\} = [\text{Ortalama Arıza Giderme Süresi}] \times [\text{Gece/Gündüz Çalışma Çarpanı}] \times [\text{Hava Durumu Çarpanı}]$ yani "Arızanın Giderilme Süresi" hesaplanmış olur. <p>Bu hesaplama yöntemine alternatif olarak, saha ekibinin arızayı ortalama giderme süresini manuel olarak bildirmesi ile de bu süre girilebilir durumda olmalıdır.</p>

1.5 Gerilim Çökmesi Olayları

IEEE tarafından yayınlanan IEEE Std 1564™-2014 standardında güç sistemlerindeki yaşanan gerilim çökmesi olayı ve ilgili parametreleri tanımlanmaktadır. İlk aşamada YEDAŞ bölgesindeki gerilim çökmesi olay kayıtları analiz edilerek, IEEE 1159-2009 standardında hesaplama yöntemleri verilen gerilim çökme şiddeti ve enerjisine göre sınıflandırılarak betimsel analiz sonuçları görselleştirilmelidir. İkinci aşamada, gerilim çökmesi yaşanan lokasyonlardaki çökme şiddeti, gerilim çökmesine maruz kalan abone grubu ve sayısı üzerinden gruplama çalışması yapılmalıdır.



Şekil 41: SEMI F47 Referans Eğrisine göre Gerilim Çökmesi Şiddeti

GERİLİM ÇÖKMESİ OLAY KAYITLARI VERİSİ:

- Her biri cihaz adı verilerek isimlendirilen OG ve AG ölçüm noktaları kayıtları, gerilim seviyesine göre gruplandırılarak tek bir tablo haline getirilmeli ve “Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları Tablosu” olarak isimlendirilmelidir.

Örnek Tablo Adı: “SAMSUN-ÇARŞAMBA TM SALIPAZARI FİDERİ KARADERE KÖK”

VERİ TEMİZLEME ÇALIŞMALARI:

Girdi:

Tablo 15: Veri Temizleme Çalışmaları-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Sure»
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Depth»

İşlem:

- «Sure» sütununda 60'dan (saniye) fazla olan veriler veri setinden çıkartılır.
- «Depth» sütununda 1'den (p.u.) fazla olan veriler veri setinden çıkartılır.

Çıktı: Düzenlenmiş Veri Seti

MÜŞTERİLER VE ABONE GRUPLARININ TABLO HALİNE GETİRİLMESİGirdi:

Tablo 16: Müşteri Gruplarının Tablo Haline Getirilmesi-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Cihaz ID»
EPF-13 Teknik Kalite Cihazları Tesis Edilebilecek Yerler Listesi	«Kod Adı»
EPF-13 Teknik Kalite Cihazları Tesis Edilebilecek Yerler Listesi	«Ağırlıklı Abone Grubu»

İşlem:

- “EPF-13 Teknik Kalite Cihazları Tesis Edilebilecek Yerler Listesi” tablosundaki «Kod Adı» ve Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları «Cihaz ID» eşleştirilerek cihazların ağırlıklı abone grupları belirlenir.
- Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları tablosuna bir sütun olarak ağırlıklı abone grubu yazdırılır.

Çıktı:

- Abone gruplarının yer aldığı Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları Tablosu

GERİLİM ÇÖKMESİ ŞİDDETİ HESAPLAMA:Girdi:

Tablo 17: Gerilim Çökmesi Şiddeti Hesaplaması-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları (Düzenlenmiş)	«Sure»
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları (Düzenlenmiş)	«Depth»

İşlem:

- Her bir olay kaydı için gerilim şiddeti değeri aşağıdaki gibi hesaplanmalıdır:

Tablo 18: SEMI F47 Eğrisine Göre Çökme Şiddetinin Hesaplanması

Gerilim Çökmesi Süresi	Gerilim Çökmesi Şiddetinin Hesaplanması
$d \leq 20 \text{ ms}$	$S_e = (1 - V)$

Gerilim Çökmesi Süresi	Gerilim Çökmesi Şiddetinin Hesaplanması
$20 \text{ ms} < d \leq 200 \text{ ms}$	$S_e = 2 * (1 - V)$
$200 \text{ ms} < d \leq 500 \text{ ms}$	$S_e = 3,3 * (1 - V)$
$500 \text{ ms} < d \leq 10 \text{ s}$	$S_e = 5 * (1 - V)$
$d > 10 \text{ s}$	$S_e = 10 * (1 - V)$

Burada;

V : «Depth» sütunu
 d : «Sure» sütunu
 S_E : Gerilim Çökmesi Şiddeti

- OG ve AG toplam gerilim çökmesi şiddeti aşağıda sıralanan şebeke seviyeleri için hesaplanmalıdır:

$$S_{Atan} = \sum_{i=1}^N S_{e_i}$$

Burada;

S_{Atan} : Toplam gerilim çökmesi şiddeti
 N : İlgili alanda meydana gelen gerilim çökmesi olay sayısı
 S_E : Münferit gerilim çökme şiddeti

- Tüm YEDAŞ şebekesi için: Düzenlenmiş veri setindeki tüm satırlar üzerinden hesaplama yapılmalıdır.
 - İl bazında: «Cihaz Adı» sütunundaki ilk kelime cihazın konumlandırıldığı şehri tanımlamaktadır. Bu alan aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Ölçüm noktası: «Cihaz ID» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Abone grubu bazında: «Abone grubu» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
- OG ve AG ortalama gerilim çökmesi şiddeti aşağıdaki şebeke seviyeleri için hesaplanmalıdır:

- Tüm YEDAŞ şebekesi için: Düzenlenmiş veri setindeki tüm satırlar üzerinden hesaplama yapılmalıdır.
 - İl bazında: «Cihaz Adı» sütunundaki ilk kelime cihazın konumlandırıldığı şehri tanımlamaktadır. Bu alan aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Ölçüm noktası: «Cihaz ID» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.

yapılmalıdır.

- Abone grubu bazında: «Abone grubu» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.

$$S_{Ort.} = \frac{S_{Alan}}{N}$$

S_{Alan} : Toplam gerilim çökmesi şiddeti
 N : İlgili alanda meydana gelen gerilim çökmesi olay sayısı

Çıktı:

Tablo 19: Gerilim Çökmesi Şiddeti Hesaplaması-Çıktılar

Hesaplanan Veriler
Münferit Gerilim Çökmesi Şiddeti
Ölçüm Noktaları Bazında Toplam ve Ortalama Gerilim Çökme Şiddeti
İl Bazında Toplam ve Ortalama Gerilim Çökme Şiddeti
YEDAŞ Şebekesi Toplam ve Ortalama Gerilim Çökme Şiddeti

GERİLİM ÇÖKMESİ ENERJİSİ HESAPLAMA

Girdi:

Tablo 20: Gerilim Çökmesi Enerjisi Hesaplaması-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Sure»
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Depth»
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Nominal Değer»

İşlem:

- Her bir olay kaydı için gerilim çökmesi şiddeti değeri aşağıdaki gibi hesaplanmalıdır:

$$E_{VS} = \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] * T$$

Denklemdaki değişkenler:

V : «Depth» sütunu
 V_{nom} : Nominal sistem gerilim «Nominal Değer»
 T : Gerilim Çökme Süresi «Sure»

- OG ve AG toplam gerilim çökmesi enerjisi (Sag Energy Index-SEI) aşağıda sıralanan şebeke seviyeleri için hesaplanmalıdır:

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_{VS_i}$$

i : Gerilim çökme numarası

n : Gerilim çökme adedi

- Tüm YEDAŞ şebekesi için: Düzenlenmiş veri setindeki tüm satırlar üzerinden hesaplama yapılmalıdır.
 - İl bazında: «Cihaz Adı» sütunundaki ilk kelime cihazın konumlandırıldığı şehri tanımlamaktadır. Bu alan aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Ölçüm noktası: «Cihaz ID» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Abone grubu bazında: «Abone grubu» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
- OG ve AG ortalama gerilim çökmesi enerjisi (Average Sag Energy Index – ASEI) aşağıdaki şebeke seviyeleri için hesaplanmalıdır:

$$ASEI = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{VS_i}$$

i : Gerilim çökme numarası

n : Gerilim çökme adedi

- Tüm YEDAŞ şebekesi için: Düzenlenmiş veri setindeki tüm satırlar üzerinden hesaplama yapılmalıdır.
- İl bazında: «Cihaz Adı» sütunundaki ilk kelime cihazın konumlandırıldığı şehri tanımlamaktadır. Bu alan aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
- Ölçüm noktası: «Cihaz ID» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
- Abone grubu bazında: «Abone grubu» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.

Çıktı:

Tablo 21: Gerilim Çökmesi Enerjisi Hesaplaması-Çıktılar

Hesaplanan Veriler
Münferit Gerilim Çökmesi Enerjisi

Hesaplanan Veriler

Ölçüm Noktaları Bazında Toplam ve Ortalama Gerilim Çökmesi Enerjisi

İl Bazında Toplam ve Ortalama Gerilim Çökmesi Enerjisi

YEDAŞ Şebekesi Toplam ve Ortalama Gerilim Çökmesi Enerjisi

HÇB-70 ve HÇB-50 İNDİSİ HESAPLAMA

Girdi:

Tablo 22: HÇB-70 ve HÇB-50 İndisi Hesaplama-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Sure»
Gerilim Çökmesi Olay Kayıtları	«Depth»

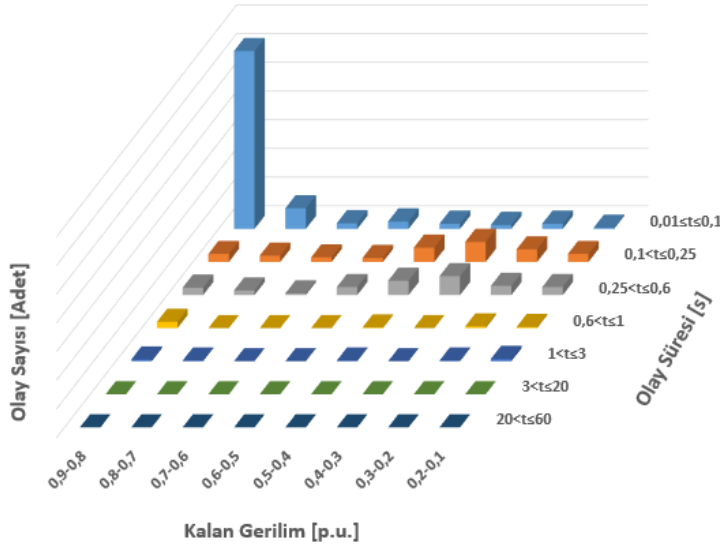
İşlem:

- HÇB-70: Kalan Gerilim Değeri $< 0,7$ p.u. ve Olay Süresi $> 0,1$ sn. olan kayıtlar filtrelendir.
- HÇB-50: Kalan Gerilim Değeri $< 0,5$ p.u. ve Olay Süresi > 1 sn. olan kayıtlar filtrenir.
 - Tüm YEDAŞ şebekesi için: Düzenlenmiş veri setindeki tüm satırlar üzerinden hesaplama yapılmalıdır.
 - İl bazında: «Cihaz Adı» sütunundaki ilk kelime cihazın konumlandırıldığı şehri tanımlamaktadır. Bu alan aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Ölçüm noktası: «Cihaz ID» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.
 - Abone grubu bazında: «Abone grubu» sütunu aynı olan veriler kategorize edilerek hesaplama yapılmalıdır.

YEDAŞ ŞEBEKESİ DEĞERLENDİRME GÖRSELLERİ

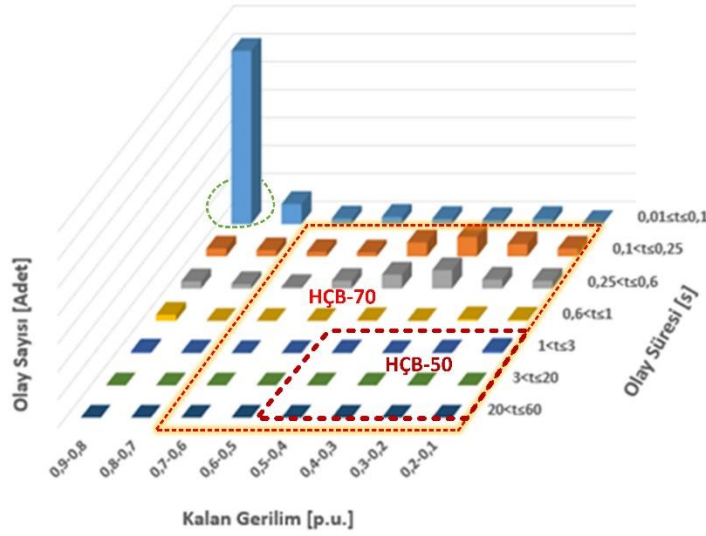
1) Kalan Gerilim – Olay Süresi Histogramının Üretilmesi:

- X Eksen: 0,1 p.u. Aralıklarla Kategorize Edilmiş «Depth» Verisi:
- Z Eksen: Aşağıdaki şekilde kategorize edilmiş «Sure» Verisi: 20-60 sn; 3-20 sn; 1-3 sn; 0,6-1 sn; 0,25-0,6 sn; 0,1-0,25 sn; 0,01-0,1 sn
- Y Eksen: Olayın sıklığı: Kategorideki Olay Sayısının Tüm Olay Sayısına Oranı



Şekil 42: Kalan Gerilim – Olay Süresi Histogramı

2) Histogram üzerinde HÇB-70 ve HÇB-50 sınıfının taranması



Şekil 43: HÇB-70 ve HÇB-50 Sınıfı

3) HÇB-70 ve HÇB-50 sınıfındaki olay kayıt sayılarının tablo haline getirilmesi

- Sütun adı: HÇB-70; Değeri: HÇB-70 sınıfındaki olay sayısı
- Sütun adı: HÇB-50; Değeri: HÇB-50 sınıfındaki olay sayısı

4) Toplam ve Ortalama Gerilim Çökmesi Şiddeti Değerlerinin tablo haline getirilmesi ve Ortalama Gerilim Çökmesi Şiddeti Değerlerinin 1'den büyük olması durumunda uyarı verilmesi

5) Toplam ve Ortalama Gerilim Çökmesi Enerjisi Bilgilerinin tablo haline getirilmesi

ÖLÇÜM NOKTALARI DEĞERLENDİRME GÖRSELLERİ

- OG ve AG Ölçüm Noktalarının İndis Bazında tablo haline getirilmesi:
 - Sütun adı: «Cihaz ID»
 - Sütun adı: «Ağırlıklı Abone Grubu»
 - Sütun adı: «ASEI [sn]» ; Değeri: Her bir cihaz için ortalama gerilim çökmesi enerjisi
 - Sütun adı: «Sortalama» ; Değeri: Ortalama gerilim çökmesi şiddeti
 - Sütun adı: HÇB-70 Olay Sayısı; Değeri: HÇB-70 Tanımına Uyan Olayların Sayısı
 - Sütun adı: HÇB-50 Olay Sayısı; Değeri: HÇB-50 Tanımına Uyan Olayların Sayısı
 - Sütun adı: Toplam Olay Sayısı; Değeri: Her bir cihaz için toplam olay kayıt sayısı

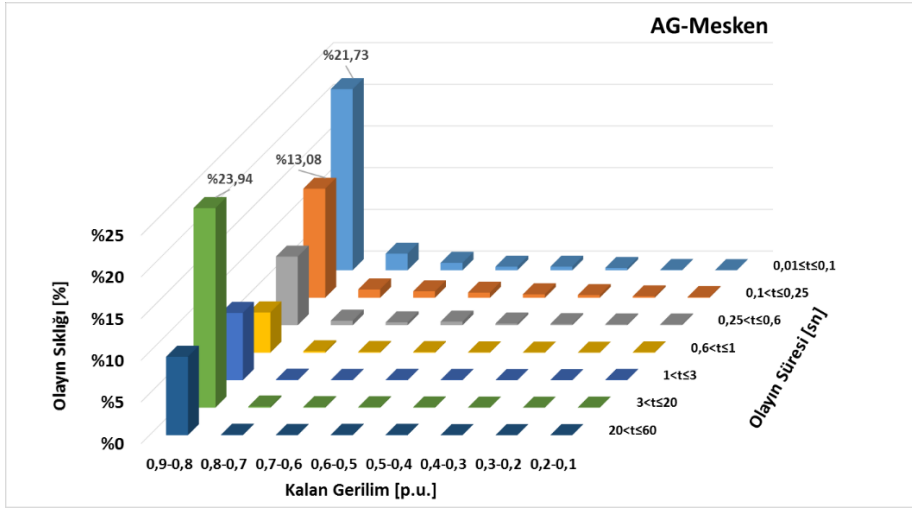
Tablo 23: OG ve AG Ölçüm Noktaları Tablosu

Cihaz ID	Ağırlıklı Abone Grubu	SARFI-70 [Aylık]	ASEI [sn]	Sortalama	HÇB Olay Say.		Top. Olay Say.
					HÇB-70	HÇB-50	
111111111	Tic. ve Diğer	21,98	0,08	0,62	192	2	868

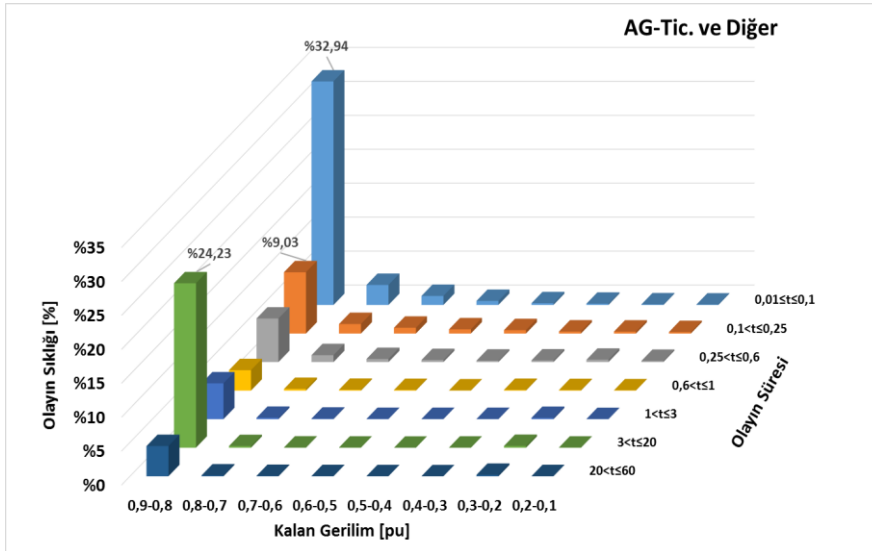
- Tablo üzerinde;
 - Toplam olay sayısı en fazla olan ölçüm noktası belirtilir.
 - ASEI [sn] en yüksek olan ölçüm noktası belirtilir.
 - Ortalama şiddet indisi en yüksek ölçüm noktası belirtilir.
 - Ortalama şiddet indisi 1'den büyük olan ölçüm noktaları belirtilir.
 - HÇB-70 ve HÇB-50 Olay Sayısı en yüksek olan ölçüm noktası belirlenir.

ABONE BAZLI DEĞERLENDİRME GÖRSELLERİ

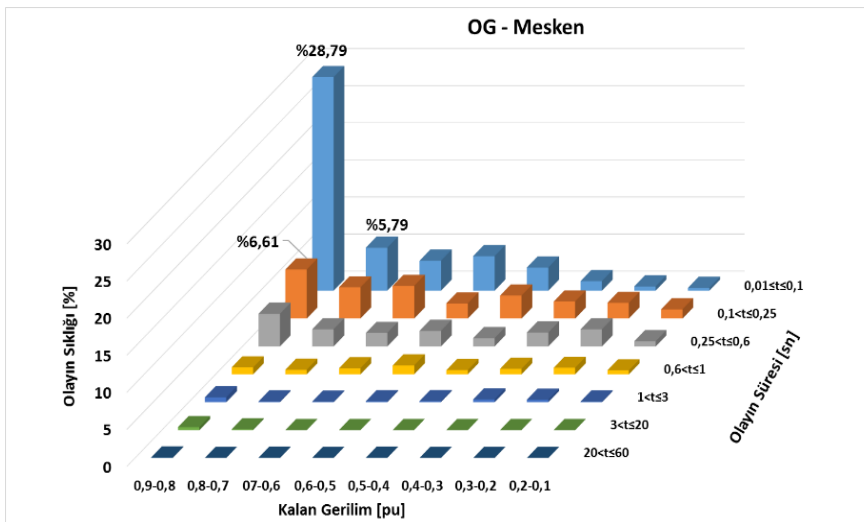
- Olay dağılımlarıyla ilgili abone bazlı aşağıdaki görsellerin üretilmesi:



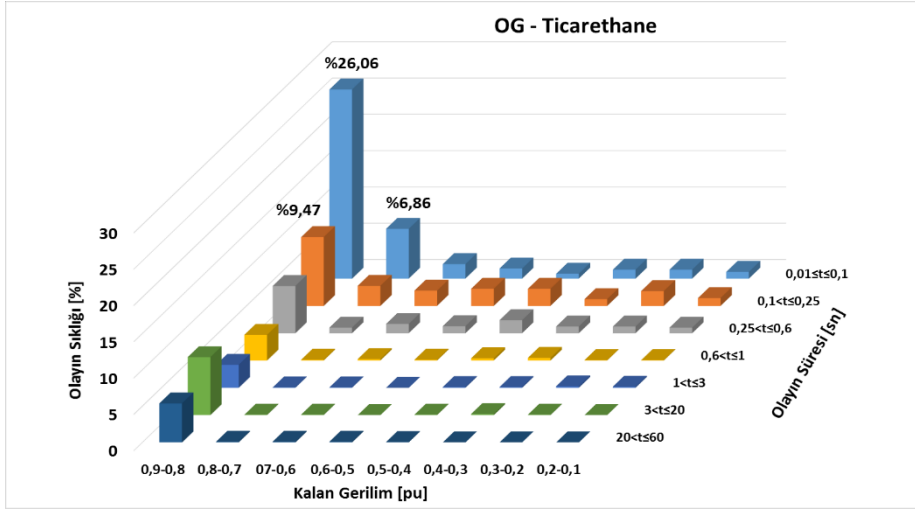
Şekil 44: AG Mesken Grubu Olay Dağılımı



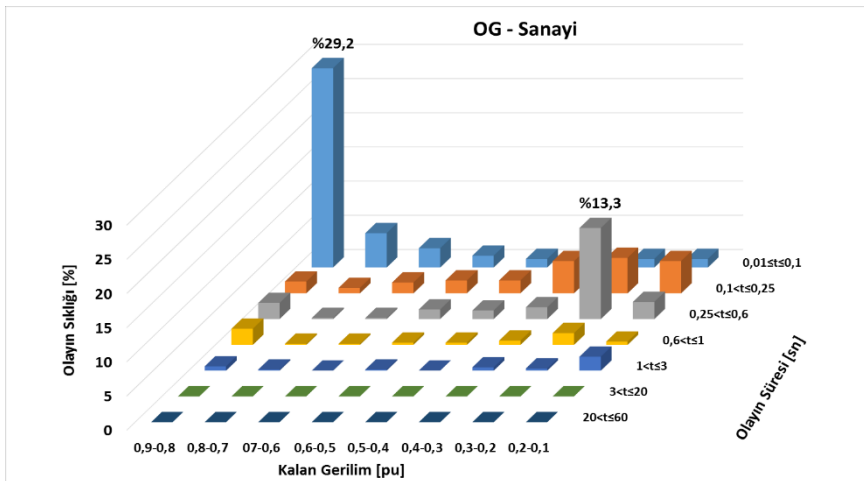
Şekil 45: AG Ticarethane ve Diğer Grubu Olay Dağılımı



Şekil 46: OG Mesken Grubu Olay Dağılımı



Şekil 47: OG Ticarethane Grubu Olay Dağılımı



Şekil 48: OG Sanayi Grubu Olay Dağılımı

2 Arıza Süreçlerinde Meteorolojik Korelasyon Çalışmaları için Veri Analitik Algoritmalarının Geliştirilmesi

Arıza süreçlerinde meteorolojik etmenlerin etkisini yakalamak amacı ile YEDAŞ arıza kaydı ve meteoroloji verileri kullanılmıştır. Çalışmanın ilk aşamasında arıza kayıtları üzerinde istatistiksel çalışmalar yürütülerek, kayıtlardaki hatalar ve/veya hata sayılabilecek biçimsel hatalı girdileri ayıklanmıştır. Daha sonra arıza kayıtları belirlenen farklı kriterlere göre alt kümelerle ayrılarak dağılımları incelenmiştir. Bir sonraki aşamada, meteoroloji verileri ile arıza tipleri arasındaki ilişki olup olmadığına ve varsa nasıl ilişkiler olduğu tanıma üzerine çalışmalar yapılarak örüntü tanıma ve makine öğrenimi algoritmaları ile deneyler yapılmıştır.

2.1 Arıza Kayıtları Üzerinde İstatistiksel Çalışmalar

İlk veri kümesinde Amasya, Ordu, Samsun, Sinop ve Çorum şehirlerinin 2017 yılı arıza kayıtları kullanılmıştır. Elde edilen arıza kayıt verileri her biri farklı zaman aralığını belirleyen (01/01 –

Hizmete Özel

84

15/04, 16/04 – 30/06, 01/07 – 15/08, 16/08 – 08/10, 09/10 – 14/12) 5 ayrı dosyadan oluşmaktadır. Veri kümesinde yaklaşık olarak 165,000'den fazla kayıt bulunmaktadır. Aşağıda verilen tabloda veri analizinde kullanılan sütunların isimleri yer almaktadır.

Tablo 24: İlk Veri Kümesinde Kullanılan Sütunlar

Arıza Başlangıcı	AG İmar Alanı İçi
Arıza bşl. saati	AG İmar Alanı Dışı
Arıza sonu	Kesinti Kaynağı Açıklama
Arıza bitiş saati	Kesinti Nedeni Açıklaması
Kesinti süresi	Kesinti Nedeni Kodu Açıklaması
OG İmar Alanı İçi	Kısa Metin
OG İmar Alanı Dışı	İl

Veri madenciliği çalışmalarında kullanılmak üzere veri kümesi sekme ayırıcı kullanarak "csv" uzantılı metin dosyalarına çevrilmiştir. Bu işlemlere ek olarak veri düzeltme çalışmaları yapılarak, örneğin; tarih ve zaman ile ilgili sütunlarda boşluklar giderilmiştir. Kesinti süreleri hesaplanırken, *Kesinti Süresi* sütununda fazla sayıda "0" değeri olması nedeniyle çalışmada *Kesinti Süresi* sütunu yerine arızaların başlangıç ve bitiş tarih zamanlarının arasındaki fark alınmıştır. Daha sonra Python dilinde hazırlanan kod ile veri kümesi okunarak aşağıda belirtilen parametreler üzerinden işlemler gerçekleştirilmiştir;²

- Kesinti sayısı,
- Kesinti süresi,
- 12 saatten uzun süren kesinti,
- Kesintiden etkilenen müşteri sayısı,
- Arıza tipleri (OG, AG ve alt başlıklar).

Örneğin; 12 saatten uzun süren kesintiler veri kümesinde mevcut olup bazılarının aylar sürdüğü bazılarının yıla yakın ve hatta daha uzun sürdüğü ortaya çıkmıştır. 12 saatten uzun süren arıza süreleri işaretlenerek, YEDAŞ çalışanları ile verinin gerçekliği sorgulanarak, ikinci bir veri seti oluşturulması kararı alınmıştır. Benzer veri temizleme çalışmalarının yapıldığı ikinci veri setinde yaklaşık 120.000 kayıt bulunmaktadır. İkinci veri setinde kullanılan sütunlar aşağıdaki tabloda verilmektedir.

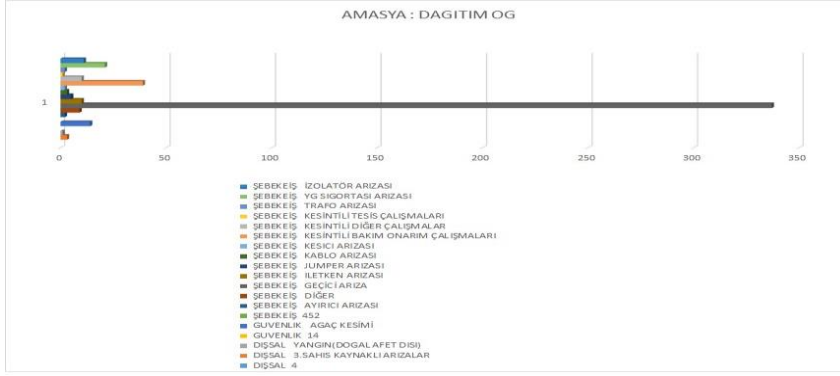
Tablo 25: İkinci Veri Kümesinde Kullanılan Sütunlar

İl	KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)
ŞEBEKE UNSURU Türü	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ OG
KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI İÇİ AG
Kesinti Kaynağı	ETKİLENEN KULLANICI SAYISI İMAR ALANI DIŞI OG
Kesinti Sebebi	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI İÇİ

² Bu tabloları okumak için Berkeley ünv.'nin Python programlama dili için geliştirdiği "data science" yazılım kütüphanesi kullanılmıştır.

	OG
BAŞLAMATARIHİ ZAMANI	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI İÇİ AG
SONA ERME TARİHİ VE ZAMANI	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI DIŞI OG
AY	TOPLAM ETKİLENME SÜRESİ İMAR ALANI DIŞI AG

İkinci veri setinde, “*KESİNTİ SÜRESİ (SAAT)*” sütunu kontrol edildiğinde arıza başlangıç ve bitiş sürelerinin farkını doğru bir şekilde yansıttığı değerlendirilmiştir. Böylece ilk veri setinde olduğu gibi düzeltme ihtiyacı ortaya çıkmamıştır. Sonuç olarak, kesinti süreleri doğrudan veriden kullanılmıştır, ayrıca türetilmemiştir. Kayıtlarda 12 saatten fazla süren kesintiye rastlanmamıştır. Aşağıda iller bazında verilen arıza tipi, arıza kodu ve arıza kodu açıklaması için elde ettiğimiz dağılımlardan örnek grafikler sunulmuştur.



Şekil 49: Haziran ayında Amasya ili için DAGITIM: OG arıza tipi ve alt başlıklarının dağılımı

Özetle, yukarıda il ve ay bazında yaptığımız çeşitli istatistiksel analizleri detaylandırılarak dağılımları incelenmiştir ve örnekler sağlanmıştır. Burada yapılan analizler için yazılan kodların tamamında Python3 ve çeşitli ilgili kütüphaneleri kullanılmıştır.

Bu analizler daha sonraki örüntü tanıma çalışmalarında, hangi arızaların seçileceği, seçilen arızaların kategorilere ayrılması vb. gibi işlemler için ciddi önem taşımaktadır.

2.2 Meteoroloji Verileri ile Arıza Kayıtları Arasındaki İlişkilerin Tanımlanması

Meteoroloji verileriyle yukarıda bahsedilen arıza kayıtları arasında bir örüntünün mevcut olup olmadığı, mevcutsa bu ilişkilerin ne olduğunu ortaya çıkarmak için örüntü tanıma ve makine öğrenimi algoritmalarıyla veri analitiği çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Araştırmamızda üç farklı kaynaktan elde edilen meteoroloji verisi ile arıza kayıtlarını (ikinci veri seti) kullanılmıştır.

Çarşamba, Sinop, Merzifon ve Ordu verileri *Weather Underground*³ kaynağından alınmıştır. Burada veriler karşılaştırılan diğer kaynaklara göre daha yapısal olup daha sık aralıklarla hava durum bilgisi sunmaktadır. Aynı zamanda, API (Uygulama İng: Application Programming Interface") mevcut olması nedeni ile geçmiş verilere dayanarak uyumlu tahminler yapmaktadır. Bu durum, gelecek çalışmalarda gerekli olduğunda meteorolojik veri seti genişletilme ihtiyacı doğduğunda avantaj olarak değerlendirilebilir. “*Wunderground*” verisinde, hava durumu verileri

³ www.wunderground.com

zaman aralıkları, bölgeler özelinde değişmekle birlikte yaklaşık olarak 30 dakika olup ve aşağıdaki hava durumu özelliklerini sunmaktadır;

Tablo 26: Çarşamba, Sinop, Merzifon ve Ordu verileri (Wunderground)

Date (YYMMDD): Tarih	Visibility: Görüş Uzaklığı
Time(+03): Saat	Wind Dir: Rüzgâr Yönü
Temp.: Sıcaklık	Wind Speed: Rüzgâr Hızı
Windchill: Hissedilen Sıcaklık	Gust Speed: Fırtına Hızı
Dew Point: Yoğunlaşma Noktası	Precip: Yağış
Humidity: Nem	Events: Hava Olayları
Pressure: Basınç	Condition: Hava Durum (Bulutlu, Açık vb.)

Veri incelendiğinde, Gust Speed, Events, Precip, Windchill, Dew Point ve Visibility özelliklerinin değerlerinin bulunmadığı gözlemlenmiştir.

Çarşamba ilçesinin meteorolojik verileri ise “NCDC NOAA” kaynağından alınmıştır. Veriler nispeten Merzifon verilerine göre daha dağınık olmakla birlikte 900 civarı özellik arasından anlamlı olanları bulmak için boyut küçültme veya özellik seçme algoritmaları çalıştırmak veya manuel işlemlerle veri ayıklama çalışmaları gerçekleştirmek gerekmektedir. Veriler saat başı sensör okumasını belirtip, aşağıdaki özellikleri içermektedir.

Tablo 27: Çarşamba verileri (NCDC NOAA)

LATITUDE: Enlem	(WIND) Spd: rüzgâr hızı
LONGITUDE: Boylam	(CEIL) Hgt: gökyüzü (görüş) yüksekliği
ELEVATION: Rakım	Visby: görüş mesafesi
Date: Tarih	Temp: Sıcaklık
HrMn: Saat/Dakika	Slp: Basınç
(WIND) Dir: rüzgâr yönü	RHX: Nem

Verideki kolonların hücreleri dolu olmakla beraber bazılarında çok fazla varsayılan değer olması nedeni ile söz konusu verilere düzeltme işlemleri uygulanmıştır.

2.3 Veri Setinin Oluşumu

Makine öğrenimi algoritmalarını kullanarak örüntü ve ilişkiler yakalamak için, önce arıza kayıtlarında uzman görüşü ile hedef etiketler belirlenmiştir. Daha sonra, meteorolojik verilerde, değer barındırmayan meteorolojik özellikleri ve uzman görüşü ile arızaları tetikleyen hava olaylarının bilgisi alınarak etkisi olmayan özellikler veri kümesinden çıkartılmıştır. Veriler temizlenip daha rafine hale gelince, arıza kayıtlarıyla meteoroloji verilerinin zaman ve tarihleri, yazılan kodlarla gerekli okuma ve dönüşüm işlemleri yaptıktan sonra eşleştirilerek, verilen herhangi bir arıza için geriye yönelik hava durumu özellikleri için farklı işlemler yapılmıştır. Sonuç olarak, her arıza kaydı için bir etiket ve arızanın meydana geldiği zamana dair hava şartları matrisi oluşturulmuştur. Elde edilen özellik/etiket matrisi matematiksel işlemlerden geçirildikten sonra makine öğrenimi algoritmalarına beslenerek sonuçlandırılmıştır.

İlk olarak, aşağıda verilen kolonları almak suretiyle veri seti Samsun, Çarşamba, Merzifon ve Ordu bölgelerine ayrılmıştır;

- il,

- ŞEBEKE UNSURU Türü,
- KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA,
- Kesinti Kaynağı,
- Kesinti Sebebi,
- BAŞLAMATARİHİ ZAMANI.

Burada öncelikle hava durumu verilerinden arıza tanımlayabilmek için hedef etiketleri belirlenmiştir. Etiketler, “KESİNTİ NEDENİNE İLİŞKİN AÇIKLAMA” kolonunu referans alınarak seçilmiştir. Bu seçilen kolondaki arıza tiplerinin tamamında hava durumu bilgisini tespit etmek yerine, önce aşağıdaki tabloda gösterildiği gibi, meteorolojiden etkilenenler ve etkilenmeyenler olarak iki gruba ayrılan kümeler üzerinden başlangıç çalışmaları yapılmıştır.

Tablo 28: Etiketleme İşlemleri

İLETKEN ARIZASI
JUMPER ARIZASI
KABLO ARIZASI
KLEMENS ARIZASI

Buradan hareketle hava durumundan etkilenen arızaların 1, etkilenmeyenlerin 0 olarak etiket vektörleri kaydedilmiştir. Bu işlem, arıza kestirimi yapılması istenen her il/ilçe için ayrı ayrı yapılmıştır. Bu çalışmalar sonucu anlamlı sonuçlar alınamayınca etiketleme işlemi YEDAŞ onayı da alınarak Daha sonra, “Şebeke Unsuru Türü” sütunu kullanılarak aşağıdaki gösterildiği gibi yapılmıştır.

Tablo 29: Etiketleme İşlemleri

0 Etiketliler	1 Etiketliler
Dagitim Transformatoru	AG Diregi
HUCRE	AG Fideri
KOK	Abone Tesisi
SDK Cikisi	Dagitim Panosu
Saha Dagitim Kutusu	OG_FIDER
TM	

Dolayısıyla, yeni hedef etiketleri göz önünde bulundurularak yukarıda bahsedilen vektörlerden bağımsız olarak her il/ilçe için yeni etiket vektörleri oluşturulmuştur. Ayrıca eğer belirtilen kolona herhangi bir satırda değer girilmemişse 0 etiketini alacak şekilde veri tamamlama çalışmaları yapılmıştır.

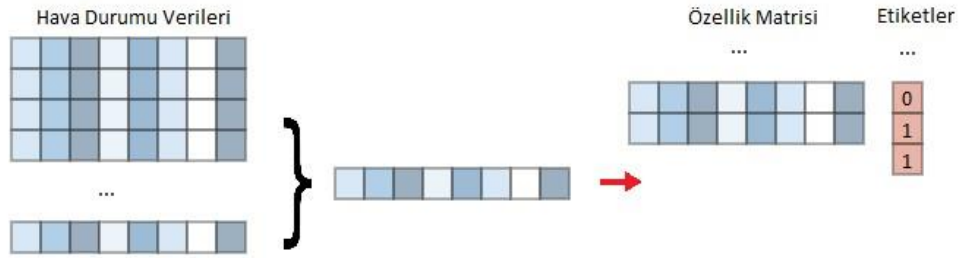
Arıza kayıtlarındaki etiketleme işleminden sonra, tespit yapılması planlanan her il/ilçe için etiketlere karşılık gelecek özellik matrisleri oluşturulmuştur. Başlangıç olarak, Çarşamba ilçesi için özellik matrisini oluştururken, ilgili hava durumu verisinde önce değer içermeyen/tümü varsayılan değer olan, eksik girilen veya veri kümesine etkisi olmayan (örn: elimizde elektriksel elemanların yönünün olmayışından ötürü rüzgâr yönü bilgisinin anlamlı olmayışı) bazı sütunlar veri setinden çıkartılarak aşağıdaki meteoroloji özellikleri kullanılmıştır;

- Temp
- Humidity

- *Pressure*

Belirtilen verileri bilgisayar programı ile beslenerek, programın öncelikle, hem arıza hem meteoroloji verisinde gerekli biçimsel dönüşümleri yapması sağlanmıştır. Bu dönüşümlerden sonra verilen herhangi bir arıza etiketi için, o arızanın zamanına denk gelen veya en yakın olan meteoroloji verisinden her özellik için 3 saat, 5 saat ve 10 saat ayrı ayrı geriye doğru ortalamaları alınarak, o anki etikete karşılık gelen özellik satırı oluşturulmuştur.

Dolayısıyla, her arızaya karşılık gelen o an kaydedilen hava durumu yerine, daha etkin analizler için farklı senaryolar kurgulanarak o andan itibaren yakın geçmişe yönelik ortalamalar alınmıştır. Sonuç olarak, Çarşamba ilçesindeki arıza kayıtları için üç farklı (3, 5 ve 10 saat geriye giden) ve bağımsız özellik/etiket matrisi oluşturulmuştur.



Şekil 50: Özellik/Etiket matrislerinin oluşumu.⁴

Satırların ortalaması alınırken, eğer herhangi bir değer girilmemişse veya varsayılan değer mevcutsa bunlar ortalama hesabının dışında tutulmuştur. Bunun haricinde, elektriksel elemanların nemden etkilendiği ve nemin geçmiş 3-5 saat değil belki haftalık yoğunluğun daha önemli olacağı görüşü üzerine, *RHX* (nem) kolonunu 1 hafta geriye gidecek şekilde düşünülmüştür. Çarşamba ilçesi haricinde, Samsun ilinin tamamındaki arıza kayıtları için yine yukarıdaki işlemlere benzer işlemlerle veri seti üretilmiştir. Oluşturulan bu veri seti de raporun bir sonraki kısmında detayları paylaşılacak deneylerde kullanılmıştır.

Merzifon ve Ordu için oluşturulan veri setinde aşağıdaki meteoroloji özellikleri kullanılmakla birlikte deneylerde bu özelliklere yeni özellikler eklenmiştir.

- *Temp*
- *Dew Point*
- *Humidity*
- *Pressure*
- *Condition*

Condition kolonunda sayısal olmayan verileri dönüştürmek üzere hava şartının ne kadar kötü olduğuna dair 1 den 10'a kadar olan bir metrikte her hava durumuna bir sayısal değer atanmıştır. Raporun Ek Bölümünde bu çevrimi yapan kod parçası verilmiştir. Eğer o anda hava şartı tabloya girilmemişse, ilgili arıza için aylık ortalama değer atanmıştır.

⁴ Parantez, 3, 5 veya 10 saat geriye doğru ortalamalar alındığını belirtir. O satırların ortalaması alındıktan sonra karşılık gelen etiketin yanına eklenir. Bütün arızalar için bu işlem yapılırca matris tamamlanmış olur.

2.4 Deneyler ve Sonuçlar

Meteoroloji verileri farklı kaynaklara göre yarım saatlik ve saatlik olduğu için arıza kayıtlarında verilen bir saat ya da yarım saat içinde farklı arızaların meydana gelmiş olması durumu, aynı zaman aralığına düşen farklı arızaların aynı ortalamalara sahip olmasına yol açmaktadır. Bu nedenle bu arızaların tespit edilmesi ve veri setinden çıkartılması gerekmektedir. Eğer aynı özelliklere sahip sadece 1 veya sadece 0 etiketi varsa, veri setinde bu durumu temsil etmek amacı ile bir örnek tutulmuştur, hem 0 hem 1 etiketi varsa, baskın olması nedeni ile bir tane 1 etiketi olan veri setinde tutularak diğerleri silinmiştir. Eleme işleminden sonra elde edilen veriler, eğitime ve test işlemleri için veri durumuna göre çoğunlukla 1:10 oranında ikiye bölünmüştür. Eğitim için ayrılan veriler ise ortalama ve standart deviasyon bilgileri ile normalize edilmiştir. Eğitim verisinden edinilen popülasyon bilgileriyle test verisi de normalize edilmiştir. Bunun haricinde eğer eksik veri varsa gerekli görülen yerlerde popülasyon bilgileriyle renkli Gaussian gürültü (İng: *Colorful Gaussian Noise*) oluşturup veri artırımı gerçekleştirilmiştir. Bu işlemlerden sonra, veri matrisleri makine öğrenimi algoritmalarına hazır hale gelmiştir.

Deneylerde;

- Destek Vektör Makinaları (Support Vector Machines (SVM))
- En Yakın k -Komşuluğu (k -Nearest Neighbour (k -NN)) algoritmaları kullanılmıştır.

SVM için hem doğrusal çekirdek (linear kernel) hem de Radial Basis çekirdeği yöntemleri denenmiştir (RBF kernel). İki çekirdek için C parametresi 2,4,8,16,32,64 listesindeki değerlerle, sadece RBF çekirdeği için γ parametresini [0.25,4] aralığında alınmıştır.

k -NN algoritmasında ise k parametresini 2-20 arasındaki değerlerle farklılaştırılarak iteratif olarak tekrarlanmıştır. En iyi parametreleri bulmak için iki algoritmada da 10-kat çapraz doğrulama (*10-fold cross validation*) yöntemleri ek olarak işletilmiştir.

Samsun için oluşturulan veri setinde deneyler sonuçları şans seviyesinden daha yüksek bir netice sunmamıştır. Çarşamba havaalanı civarından elde edilen veriler Samsun ilinin tamamına yayıldığına, ilin değişik bölgelerinde bulunan ve hava durumu haricinde farklı sebeplerden ötürü arıza veren elektriksel elemanların arıza verme örüntülerinin üst üste binmesi nedeni ile etiketlerin ayrılamaz hale geldiği gözlemlenmiştir.

Çarşamba için ise tüm ilçenin verisi algoritmalara girildiğinde, algoritmalar aynı şekilde şans seviyesinden daha iyi bir sonuç vermemiştir. Burada anlamlı sonuç yakalamak amacı ile veri matrisinin kolonlarından oluşabilecek tüm alt kümeler oluşturularak, tüm özellikleri farklı kombinasyonlarda algoritmalara tekrar sunulduğunda dahi daha iyi bir sonuç alınamamıştır.

Daha sonra, çözünürlüğü artırarak bölge spesifik çalışma amacı ile, Çarşamba meteorolojik verisini, verinin ölçümlendiği nokta olan Çarşamba havaalanına en yakın iki mahalle/köy'den (Dikbiyık ve Çınarlık) elde edilmiş arıza kayıtlarıyla birleştirilerek veri matrisi oluşturulmuştur. Bu yeni veri kümesiyle sınıflandırma işlemi gerçekleştirildiğinde, sonuçlarda şans seviyesinden daha yüksek netice gözlemlenmemiştir.

Bu noktada veri setinin daha fazla küçülmemesi nedeniyle, elektrik elemanı özelinde bilgiler özellik olarak matrise eklenmiştir. Hava durumu özelliklerine ek olarak, ilgili arıza kayıtlarında "*Şebeke Unsuru Kodu*" kolonunda olan tüm ekipmanların yılın başından arızanın olduğu zamana kadar olan tekrarlama sıklığını yeni bir kolon olarak veri matrisine eklenmiştir. Algoritmalar tekrar çalıştırıldığında, neticenin değişmediği gözlemlenmiştir.

Bu sonuçtan hareketle, alternatif olarak şebeke elemanlarının arıza dağılımı incelenmiştir. Dağılım incelendiğinde unsurların yaklaşık %95'inin yıl içinde tekrarlayan arıza yapmadığı gözlemlenmiştir. Bu sonuç aslında arızaları iyi bir başarıyla tespit etme hedefi için daha farklı

bilgilere ihtiyaç olduğunun ipucunu vermektedir.

Çarşamba için yapılan deneylerin aynıları Merzifon için de tekrar edilmiştir. Bunun yanı sıra, meteoroloji ölçüm noktasından yaklaşık 10 km yarıçap içine düşen köy ve mahallede elde edilen kayıtlar ile 6 km içine düşen kayıtlarla yeni veri kümeleri oluşturulmuştur.

6 km ve 10 km yarıçap içindeki alanda sırasıyla toplam 198 ve 569 tane örnek bulunmaktadır. Ön-işlem ve hedef kümeleri belirleme sonucunda örneklerin aidiyetleri sırasıyla sınıf 0'da 65, sınıf 1'de 113 ve sınıf 0'da 208, sınıf 1'de 285 şeklinde bulunmuştur. Matrise ekipmanların tekrar arızalanma bilgisi ve örnek sayısı eksik olan sınıfa renkli Gaussian gürültüsü eklenmiştir. Ancak elde edilen sonuçlar şans başarısından yüksek netice vermedi.

Ordu ili için ise daha fazla uç hava olayları olduğu uzman bilgisine dayanarak, Merzifon ili için yapılanlar haricinde farklı deneyler gerçekleştirilmiştir. Ordu Merkez, Perşembe ve Gülyalı ilçeleri/mahalleleri için girilen toplam 7068 arıza kaydı üzerinden, veri setleri oluşturulmuştur.

Ordu ili için belirlenen meteoroloji özelliklerine (*Temp, Dew Point, Humidity, Pressure, Condition*) ek olarak, matrise iki tane daha özellik eklenmiştir;

- *Temperature extreme*: Kaydın bulunduğu ay içinde kaç kere 35 dereceden yüksek veya -5 dereceden düşük sıcaklık gözlemlendiği bilgisi,
- *Condition extreme*: Kaydın bulunduğu günden geriye 1 haftalık süreç içindeki belirlenen metriğe göre 5'ten yüksek olan (ağır) hava durumlarının metriğe göre ortalamaları bilgisi.

Bunlarla beraber, Ordu ilinde "0" ve "1" sınıflarına ait örneklerin sayısında çok fazla dengesizlik olduğu gözlemlenmiştir. Ele alınan üç ilçe/mahalle için de "1" sınıfına sahip olan arıza kayıtlarının sayısı "0" a sınıfına sahip olanların sayısının kat kat fazlası olduğu gözlemlenmiştir. Bu durumun olumsuzluklarını önlemek için iki farklı yol izlenmiştir;

- Fazla olan sınıfın az olan sınıf ile örnek sayısı eşitlenecek şekilde değişik rastgele alt kümeleri alınmıştır.
- Az olan sınıfın örneklerine renkli Gaussian gürültü eklenerek fazla olan sınıfın sayısı ile eşitlenecek şekilde yeni veriler oluşturulmuştur.

Bahsedilen veri oluşturma teknikleri kullanılarak sadece PERŞEMBE (sınıf 0: 186, sınıf 1: 1303), sadece MERKEZ (sınıf 0: 374, sınıf 1: 1916) ve hepsi bir arada (sınıf 0: 332, sınıf 1: 2598) olacak şekilde 3 farklı veri seti oluşturulmuştur.

Yine 1 haftalık geriye giden özellikler haricindeki özellikler için, daha önce bahsedildiği gibi 3, 5 ve 10 saat geriye doğru gidilerek ortalamalar alınarak, sınıflandırma algoritmalarına verilmiştir. Yapılan tüm farklı deneylerde, şans başarısının üstünde sonuç alınamamıştır. 2016 yılı arıza kayıtlarıyla veri seti genişletilerek deneyler tekrarlanmıştır. Ancak sonuç değişmemiştir.

Sonraki deneyde ise, Ordu ili için 2017 arıza kayıtları ile hedef sınıf etiketlerimizi Tablo 29'da verilenlerin aksine "AG Fideri" ve "OG_FIDER" olacak şekilde değiştirilmiştir. Yine eksik veriler için gürültü ekleyerek yeni veriler oluşturulmasına rağmen yine sınıflandırma algoritmaları şans başarısından öteye geçmemiştir.

Bütün bu sonuçlar, şebeke unsurlarının arıza verme örüntülerinin farklı olduğunu açıkça göstermektedir. Buradan hareketle il, ilçe veya mahalle bazında deney yapmak yerine şebeke unsuru bazında deneylerle çalışmaların sürdürülmesi gerektiği değerlendirilmiştir.

Bu amaçla, Merzifon ilçesinin 2017 yılındaki arıza kayıtlarında bulunan toplam 300 tane şebeke unsurunun arıza dağılımları incelenmiştir. Bu veriler, yukarıda detaylandırılan önceki Merzifon çalışmalarında olduğu gibi, ilgili meteorolojik kayıtlardan gerekli özelliklerden geriye yönelik

ortalamalar elde edildikten sonra Tablo 29'daki hedef sınıflara göre birleştirilmiştir. Burada, en çok arıza kaydı olan "114TP-0500612" kodlu elemanın bir yıl içinde sadece 28 tane arıza verdiği gözlemlendi. Dolayısıyla Merzifon için veri azlığı sebebiyle deneylerde stabil ve istatistikî önemli sonuçlar elde edilememiştir. Benzer şekilde, Çarşamba için unsurların arıza dağılımı incelendiğinde yeterli miktarda arıza vermiş unsur bulunmadığı gözlemlenmiştir. Ordu'da ise Çarşamba ve Merzifon'un aksine yeterli miktarda arıza veren unsurun bulunduğu değerlendirilmiştir.



Şekil 51: Ordu'da bulunan şebeke unsurlarının 2017 yılı dağılımı. ⁵

Tablo 30: Ordu Şebeke Unsuru Kodları ve 2017 içindeki arıza sayıları

Trafo Kodu	Tekrarlanma Sıklığı
300TP-5200053	70
326TP-5201092	67
300TP-5200035	61
300TP-5200044	47
300TP-5200041	46

⁵ 40-80 kutusunda 5 tane unsur mevcut olduğu görülüyor.

Ordu'nun belirtilen 3 ilçesinde bulunan toplam 1072 tane şebeke unsurundan 40'tan fazla arıza kaydı bulunan elemanlar, verdikleri arızaların meteoroloji ile arasındaki örüntüleri tanımak için seçilmiştir. Ordu ili için meteoroloji verilerinde yine ilgili ortalamalar alındıktan sonra arıza kayıtlarıyla birleştirilmiştir. Her bir şebeke unsuru için detaylı sonuçlar karmaşıklık matrislerinde (*confusion matrix*) incelenmiştir.

Tablodaki ilk unsur, 300TP-5200053 için girilmiş 70 arıza kaydı için daha önce yapıldığı gibi bazı özellikler için 3, 5 ve 10 saat geriye, bazıları için 1 hafta geriye giderek ortalamalar alınarak veri kümesi oluşturulmuştur. Burada hedefi girilmeyen veya düzgün tanımlanmamış olanlar göz ardı edilerek 2 kayıt veri setinden çıkartılmıştır. Eğer aynı hedefe sahip veri varsa, sadece bir tanesi veri setine dâhil edilmiştir. Bu işlemi yapıldığında toplam 64 tane olmak üzere 9 tane sınıf 0'a, 55 tane sınıf 1'e ait veri oluşturulmuştur. Buradaki dengesizlik nedeniyle eldeki Ordu verisinden 300TP-5200053 kodlu elemanın hata vermediği rastgele noktalardan 9 tane örneği olan 0 etiketli sınıfını 55'e yükselterek hem veri azlığını hem de dengesizliği giderilmiştir. Toplam 110 örneğe yükseltilecek veri kümesinin %10'unu, yani 12 tanesini her sınıftan eşit örnek almak suretiyle sınıflandırıcıların performans testi için ayrılmıştır. Söz konusu veri setinde yukarıda detaylı anlatılan "*Temperature Extreme*" ve "*Condition Extreme*" özelliği mevcuttur. Bu veri seti üzerinde yapılan deneyler ve sonuçları aşağıda verilmektedir.

Aşağıdaki tabloda görüldüğü üzere, k-NN algoritması 12 tane test örneğinden 8 tanesini doğru bilmektedir ve %67 oranında doğru performans sergilemektedir.

Tablo 31: k-NN sınıflandırıcısının karmaşıklık matrisi, 300TP-5200053 (3 saat-1hafta)

Trafo Kodu	Tahmin Edilen sınıf 0	Tahmin Edilen sınıf 1
Doğru Sınıf 0	2	4
Doğru Sınıf 1	0	6

Aşağıdaki tabloda görüldüğü üzere farklı SVM algoritmaları da şans başarısının üstünde sonuçlar vermektedir. Bu sonuçlar tekil olarak şebeke unsurlarının arızalarının sebepleri arasında bazı sistematik meteorolojik faktörlerin de olduğunu göstermektedir. Burada düşülmesi gereken önemli bir not ise, veri çoğaltma işi rastgele yapıldığı için performansın değişkenliğidir. Eğer yeni seçilen veriler elde olan verilere yakın noktalardan seçilirse performans düşmektedir, eğer nispeten uzak seçilirse performans yükselmektedir. Ayrıca aynı unsurun arıza tespitlerinin ortalamalar 3-saat/1-haftadan 5 saat/1haftaya çıkınca performansın %58,33 oranında değişmektedir. 10 saat/1-hafta alındığında ise ortalama performans 5-saat/1-hafta ile benzer performans gösterdiği değerlendirilmiştir. Deneylerde 3saat/1-hafta ölçüsünün ortalama daha iyi netice verdiği sonucuna ulaşılmıştır.

Tablo 32: SVM (RBF çekirdek) sınıflandırıcısının karmaşıklık matrisi, 300TP-5200053 (3 saat-1hafta)

Trafo Kodu	Tahmin Edilen sınıf 0	Tahmin Edilen sınıf 1
Doğru Sınıf 0	1	5
Doğru Sınıf 1	0	6

Tablo 33: SVM (RBF çekirdek) sınıflandırıcısının karmaşıklık matrisi, 300TP-5200053 (5 saat-1hafta)

Trafo Kodu	Tahmin Edilen sınıf 0	Tahmin Edilen sınıf 1
Doğru Sınıf 0	1	5
Doğru Sınıf 1	0	6

İkinci olarak, 326TP-5201092 kodlu unsur için, çalışmalar tekrarlanarak eldeki 67 veri ön-ışlemden geçirip 63'e düşürülmüştür. Bunların 38'i sınıf 1, kalan 25'i sınıf 0'a aittir. İlk unsurdaki yapılan işlemler gibi sınıf 0'ı kalan verilerden ekleme suretiyle 38'e yükselttilerek sınıflar dengelenmiştir. Aşağıdaki tablolardan görüldüğü üzere, SVM (doğrusal çekirdek) bu unsur için çok başarılı sonuç (%75) vermiştir. Bu sonuçlar seçilen farklı verilere göre de benzer performans göstermiştir. İlk unsura kıyasla daha stabil sonuçlar elde edilmiştir. 5 ve 10 saat ortalamalarla oluşturulan veriler için de aynı şekilde SVM (doğrusal çekirdek) diğer sınıflandırıcılardan daha iyi performanslar sunmuştur.

Tablo 34: k-NN sınıflandırıcısının karmaşıklık matrisi, 326TP-5201092 (3 saat-1hafta)

Trafo Kodu	Tahmin Edilen sınıf 0	Tahmin Edilen sınıf 1
Doğru Sınıf 0	1	5
Doğru Sınıf 1	0	6

Tablo 35: SVM (RBF çekirdek) sınıflandırıcısının karmaşıklık matrisi, 326TP-5201092 (3 saat-1hafta)

Trafo Kodu	Tahmin Edilen sınıf 0	Tahmin Edilen sınıf 1
Doğru Sınıf 0	3	3
Doğru Sınıf 1	0	6

Diğer unsurlar içinde aynı deneyler yapılarak benzer başarı oranları elde edilmiştir. Deney sonuçlarında sistematik bir şekilde elde edilen en önemli nokta, eğer veri kümesinde *Temperature* ve/veya *Pressure* özellikleri eklenmişse 3,5 ve 10 saatlik ortalama ve algoritmaların hepsi için performans, deneylerin %99'unda şans başarısına (%50) denk olmasıdır. *Condition Extreme* özelliği ise genellikle eklendiği zaman sonuçlara az oranda pozitif yönde katkı sağlamıştır. Bunun haricinde iyi sonuçlar çoğunlukla *Dew Point*, *Humidity* ve *Condition* özellikleriyle alınmıştır.

Bu sonuçlar bize unsurların arıza verme örüntülerinin kendine münhasır olduğunu ve tüm unsurlar için genelleştirme meteoroloji bilgisinden çok daha farklı ve fazla bilgiye ihtiyaç olduğunu göstermektedir. Hepsini tek bir havuzda güncellemek yerine, gerekli bilgiler toplandıktan sonra, örneğin; coğrafi veri, unsur öz bilgisi vb. benzer yapıya sahip olan, benzer zamanlarda ve birbirine yakın olan (hatta bağlantısı olan) arıza vermiş unsurları gruplayıp, oluşturulan her grup için ayrı sınıflandırıcılar geliştirilmesi faydalı olacaktır.

3 Kayıp Kaçakla Mücadelede Tespit Oranını İyileştirecek Veri Analitiği Algoritmalarının Geliştirilmesi

3.1 Teknik Kayıp Matematiksel Modeli ve Merkezi Sayaç Karşılaştırma

Dağıtım transformatörlerinin AG fider kollarındaki teknik kayıp oranlarının hesaplanması için geliştirilen teknik kayıp hesaplama metodolojisi ve algoritması bu bölümün altında verilmektedir.

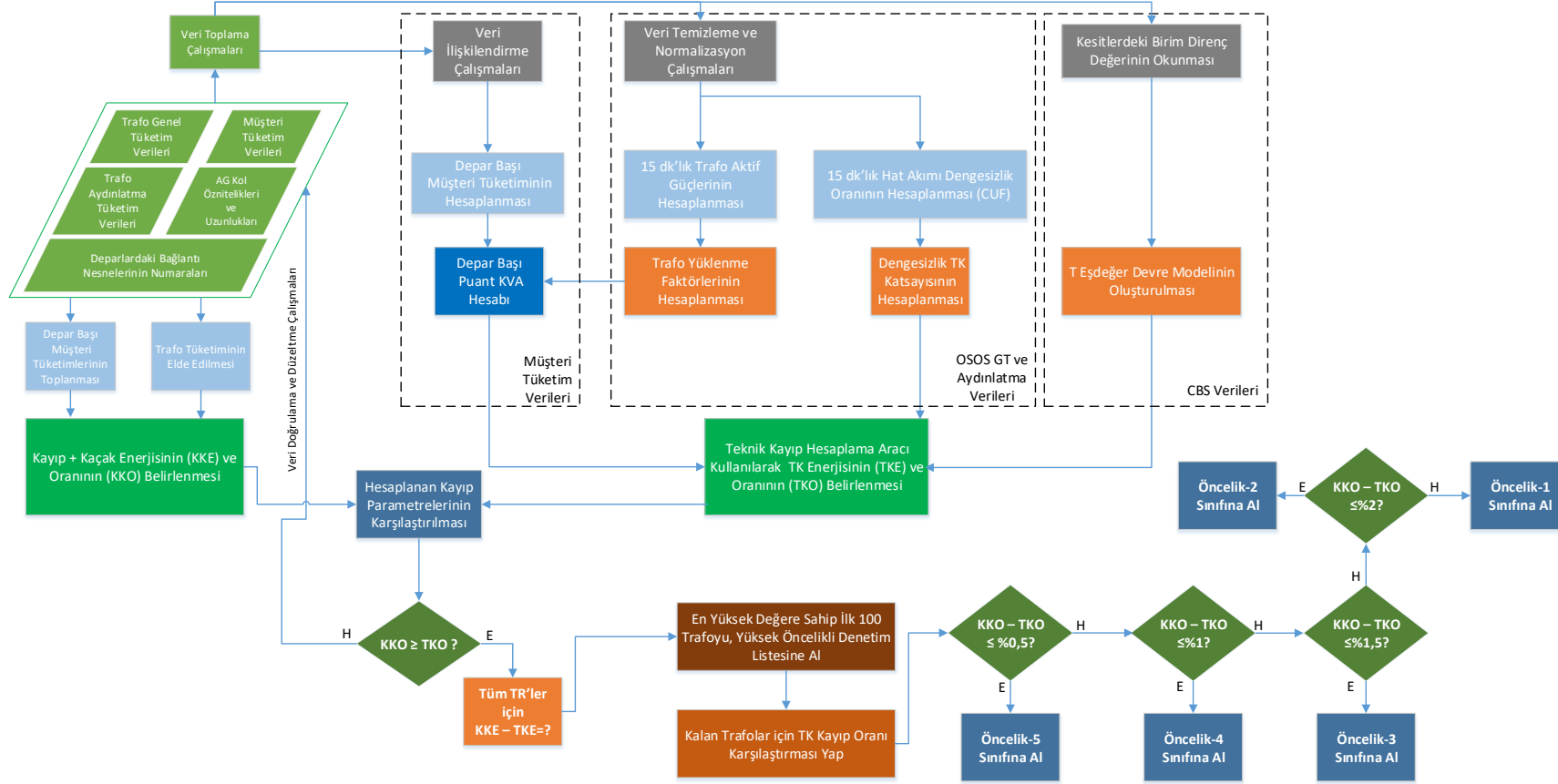
Teknik kayıplar temel olarak, devreden akan akımın genliği, akımın ilerlediği elektriksel yolun

uzunluğu, hat kesitleri, hat iletkenlerinin cinsi, yüklerin hat üzerindeki dağılımları, yüklerin faz sayısı, yüklerin zamana göre değişen talep profilleri, iletken/dış ortam sıcaklığı, güç faktörü, akım dengesizliği ve benzeri birçok parametreye bağlı olarak değişim göstermektedir. Dolayısıyla hem doğruluk oranı yüksek hem de değişken sayısı bakımından indirgenmiş kararlı bir model oluşturmak için farklı ölçüm kaynaklarından toplanan verilerin belirli mühendislik yaklaşımlarıyla işlenmesi gerekmektedir.

Bu bağlamda, YEDAŞ şebekesinden, AG şebeke varlıklarına dair statik ve dinamik veriler toplanarak, bu veriler üzerinde temizleme, düzenleme ve ilişkilendirme çalışmaları yapılmıştır. Çalışmaların ardından kullanıma hazır giriş verileri, geliştirilen matematiksel model üzerinde uygulanmış, böylece teknik kayıp parametreleri değer ve oran bazlarında hesaplanmıştır.

Teknik kayıp çalışmasının yapılmasındaki temel amaç, AG fiderlerindeki olası usulsüz elektrik kullanımını tespit etmek için nicel verilere dayanan bir saha denetimi önceliklendirme programının oluşturulmasıdır. Bu kapsamda, metodolojiden hesaplanan teknik kayıp değeri ile ölçüme dayanan kayıp-kaçak değeri arasında karşılaştırmalı analiz yöntemi geliştirilmiştir. Böylece alarm sinyallerinin üretilmesi ve potansiyel kaçak kullanımlarının tespiti mümkün olacaktır.

3.1.1 Algoritma



Şekil 52: Teknik Kayıp Modeli Akış Diyagramı

3.1.2 Hesaplama Metodolojisi

a) Veri Toplama Çalışmaları

Metodoloji kapsamında kullanılan veri kaynakları aşağıda listelenmektedir:

- OG/AG dağıtım trafolarının çıkış sayaçlarından alınan 15 dk ortalamalı genel tüketim verileri (Trafo AGİS GT Verileri)
- OG/AG dağıtım trafolarının çıkış sayaçlarından alınan 15 dk ortalamalı aydınlatma tüketim verileri (Trafo AGİS Aydınlatma Verileri)
- Müşterilerin bağlantı nesnesiyle ilişkili (ConnectedObject) aylık tüketim verileri
- CBS'den elde edilmiş, trafo deparlarındaki binaların bağlantı nesnesi numaraları
- CBS'den elde edilmiş, trafo deparlarındaki iletkenlerin tipleri, kesitleri ve uzunlukları

Trafo AGİS GT Verileri:

- Her bir OG/AG transformatör için AGİS'te 1 yıllık toplam aktif çekilen enerji (kWh, **OBIS kod: 1.8.0*12 - 1.8.0*12**) ve endüktif çekilen enerji (kVARh, **OBIS kod: 5.8.0*12 – 5.8.0*1**) verisi bulunmaktadır. Veriler 15 dk'lık ortalama ölçüm değeri ile kaydedilmektedir (Tablo 36).

Tablo 36: Trafo AGİS GT Verileri

TRAFO Barkod No	Yük Profili Zamanı	T0 (j) [Aktif Enerji Endeks Değeri (kWh)]	Q1 (j) [Reaktif Enerji Endeks Değeri (kVARh)]
1234	00:00	1	0,25
1234	00:15	2	0,5
1234	00:30	3	0,75
...	

- j: trafo numarasını göstermektedir

Trafo AGİS Aydınlatma Verileri:

- Trafo çıkışlarındaki aydınlatma yüklerinin tüketim değerleri, 15 dk'lık ortalama ölçümler ile tutulmaktadır.

Tablo 37: Trafo AGİS Aydınlatma Tüketimi Verileri

TRAFO Barkod No	Yük Profili Zamanı	T0 (j) [Yıllık Çekilen Aktif Enerji (kWh)]	Q1 (j) [Yıllık Çekilen Endüktif Enerji (kVARh)]
1234	00:00	1	0,25
1234	00:15	2	0,5
1234	00:30	3	0,75
..	

Müşterilerin Aylık Tüketim Verileri

- Binalarda bulunan müşterilerin bağlantı nesnesiyle ilişkili tüketimleri bu veride yer almaktadır. Tüketimler aylık ve aktif enerji bazlarında kayıt altına alınmaktadır. Veri ile yük noktalarında talep güçlerinin toplamı tespit edilebilmektedir.

Tablo 38: Bağlantı Nesnesi Tüketim İlişkisi

Bağlantı Nesnesi	Mali Yıl/Dönem	Tesisat No	Tüketilen Enerji (kWh)
1234	1	347	1
	1	348	2
	1	349	3
...			...

Trafo Deparlarındaki İletken Bilgileri

- Trafoaların AG çıkış kollarında bulunan iletken parçalarının tipleri, kesitleri, türleri ve uzunlukları CBS'den temin edilmektedir (Tablo 39).

Tablo 39: Deparlardaki İletken Öznitelikleri ve Uzunlukları

No	Alt Tip	Tip	Kesit	Tür	Uzunluk
Depar 1	AG Hat	Yer Altı	3x150+70	NY Y	80
	Rekortman	Yer Altı	4x16	NY Y	20
	Rekortman	Yer Altı	4x16	NAY Y	20
...			...		

Trafo Deparlarındaki Bağlantı Nesnesi Numaraları

- Depardan beslenen binaların kodları ve bu kodlara karşılık gelen bağlantı nesnesi numaraları CBS'den toplanmaktadır (Tablo 40).

Tablo 40: Trafo Deparlarındaki Bina Numaraları ve Bağlantı Nesneleri

No	Bina No	Bağlantı Nesnesi
Depar 2	1234567890	1234
	1234567891	1235
	1234567892	1236
...		

b) Veri Temizleme ve Normalizasyon

Trafo AGİS verileri üzerinde çalışma yapılırken öncelikle aşağıdaki veri temizleme ve normalizasyon çalışmaları yürütülmektedir:

- Analiz yapılan trafonun numarasını içerecek şekilde «TRAFO_BAKOD_NO»
- Bir yıldaki tüm 15 dk'lık zaman etiketleri eskiden yeniye doğru sıralanır.

- Trafo sayacının «AKIM ÇARPANI» verisi temin edilir, T0 ve Q1 değerleri bu katsayı ile çarpılarak tüketim verileri normalize edilir.
- Trafonun 15 dk'lık endeks değerlerinin zaman etiketini bulunduran «LOAD_PROFILE_DATE» sütununun sağ kısmına «ZAMAN_FARKI (t_f)» ve «BİRİM ZAMAN (t_u)» başlıklı iki sütun daha açılır. Bu kısımlar aktif güç hesaplama çalışmasında kullanılacaktır.
- Anormal veri içeren satırlar filtrelenerek silinir.
- İşlemlerin tamamı “Trafo AGİS GT Verileri” ve “Trafo AGİS Aydınlatma Tüketimi Verileri” için tekrarlanır.
- Aynı zaman dilimi içerisindeki Trafo AGİS GT ile Trafo Aydınlatma tüketimi değerleri örtüştürülür.

c) 15 Dk'lık Trafo Aktif Güç Değerlerinin Hesaplanması

- Teknik kayıp hesaplamasında trafonun AG çıkış kollarının tüketimi toplamları ile müşteri tüketimi toplamları arasındaki fark incelenmektedir.
- Ancak, GT verileri içerisinde aydınlatma yükünün değerleri bulunurken müşteri tüketimi verisi içerisinde aydınlatma yükü yer almamaktadır. Buradaki uyumsuzluğu önleme adına aydınlatma devresindeki teknik kayıp ihmal edilerek trafo çıkış tüketimlerinden aydınlatma tüketimi çıkarılmaktadır.
- Çıkarma işlemi yapılmadan önce GT ve aydınlatma tüketimi verilerinde aynı zaman aralığındaki aktif güç hesaplanmaktadır.
- Hesaplama formülasyonu aşağıda verilmektedir:

$$P_{ij} = (T0_{(j)} - T0_{(j-1)}) \times \frac{t_u}{t_f(j)}$$

Burada;

P	:	Aktif güç (kW)
T0	:	Endeks değeri (kWh)
t _u	:	Birim zaman = 01:00 (ss:dd)
t _f	:	Mevcut zaman değeri ile bir önceki arasındaki fark
i	:	i numaralı dağıtım trafosu
j	:	ölçüm değeri numarası

- Formülasyon ile bir süre kayıt almayan ve birden artış gösteren endeks değerleri normalize edilerek aktif güç değerleri doğru bir şekilde hesaplanabilmektedir.
- Trafo çıkışındaki aktif güç değerinden, o ölçüm değerine karşılık gelen aydınlatma devresinin aktif gücü çıkarılarak, devrenin net aktif çıkış gücü elde edilmektedir:

$$P_{Net(ij)} = P_{Genel Tüketim(ij)} - P_{Aydınlatma Tüketim(ij)}$$

- Alçak gerilim barasına bağlı dağıtık üretim tesisi var ise P_{net} değeri ile aktif üretim gücü toplanmaktadır.

d) Trafo Yük Faktörlerinin Hesaplanması

- 15 dk'lık aktif güç değerlerinin ortalaması alınarak dağıtım trafosunun ortalama güç değeri elde edilmektedir:

$$P_{ort} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k P_i$$

- Ölçüm değerlerinin arasından puant değer tespit edilmektedir:

$$P_{puant} = \max_{i=1 \rightarrow k} \{P_i\}$$

- Trafonun yük faktörünü (Load Factor - LF) hesaplamak için ortalama ve puant aktif gücü değerleri kullanılmaktadır:

$$TR_{LF} = \frac{P_{ort}}{P_{puant}}$$

- Trafonun AG kollarındaki teknik kayıp hesaplandığı için boşa ve bakır kayıplar dikkate alınmaz, böylece trafonun kayıp yük faktörü (Loss Load Factor - LLF) aşağıdaki formül ile hesaplanabilmektedir:

$$TR_{LLF} = (TR_{LF})^2$$

- Endeks değerleri kullanılarak trafonun güç faktörü hesaplanabilmektedir. Burada, aktif ve reaktif güç için son ve ilk endeks değerlerinin aynı zamanda gerçekleşmesi gerekmektedir.

$$pf = \frac{(T0_{son\ deger} - T0_{ilk\ deger})}{\sqrt{(T0_{son\ deger} - T0_{ilk\ deger})^2 + (Q1_{son\ deger} - Q1_{ilk\ deger})^2}}$$

e) 15 dk'lık Hat Akımı Dengesizlik Oranının Hesaplanması

“Akım Dengesizliği” başlığında işlenen veri temizleme, filtreleme, düzenleme adımları takip edilerek bölümde verilen hesaplama metodolojisi kullanılmaktadır:

$$I_{ort(ij)} = \frac{I_{a(ij)} + I_{b(ij)} + I_{c(ij)}}{3}$$

$$CUF(ij) = \frac{Maks.\{|I_{a(ij)} - I_{ort(ij)}|; |I_{b(ij)} - I_{ort(ij)}|; |I_{c(ij)} - I_{ort(ij)}|\}}{I_{ort(ij)}}$$

I_a, I_b, I_c	: Hat Akımı Genlikleri
I_{ort}	: Ortalama Akım Değeri
CUF	: Hat Akımı Dengesizlik Faktörü
j	: j numaralı ölçüm değeri

Verilen denklemde, her bir ölçüm anı için akımın dengesizlik indisi hesaplanmaktadır. Dağıtım trafosunun sekonder çıkışındaki dengesizlik oranı, ölçümlerin aritmetik ortalaması alınarak bulunmaktadır:

$$CUF_{TR} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k CUF_{ij}$$

f) Dengesizlik Kaynaklı Kayıp Katsayısının Hesaplanması

Akım dengesizliğinin AG şebekeye getirdiği ek teknik kayıpların oranı, yük noktalarının konumlarına, yüklerin faz sayılarına ve hangi faza bağlı oldukları ile yakinen ilişkili olsa da EPRI (Electric Power Research Institute) tarafından New

York şehrinde yapılan bir teknik kayıp hesaplama çalışmasında aşağıda verilen ampirik formülasyon elde edilmiştir:⁶

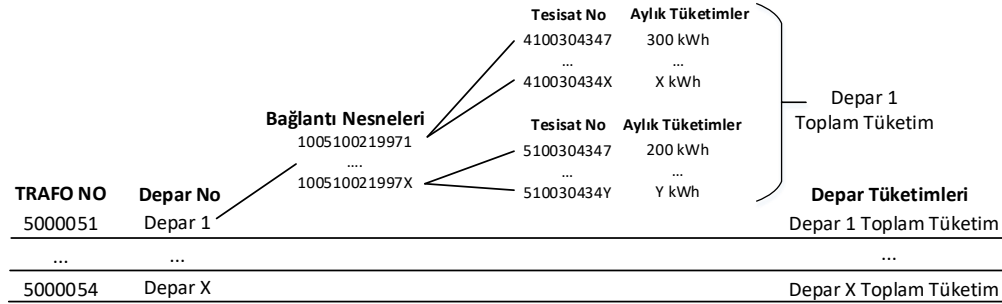
$$DTK_{Oranu} = 4,1967(CUF_{TR})^2 - 0,1424(CUF_{TR})$$

$$DTK_{\text{çarpın}} = 1 + DTK_{Oranu}$$

- DTK_{Oranu} : Dengesizlik kaynaklı ek teknik kayıp oranı
 CUF_{TR} : Dağıtım trafosunun akım dengesizliği oranı
 $DTK_{\text{çarpın}}$: Dengesizlik kaynaklı ek teknik kayıp çarpını

g) Veri İlişkilendirme Çalışmaları ve Depar Başlı Müşteri Tüketiminin Hesaplanması

- Deparların ortalama yüklenmelerini ve talep güçlerini hesaplamak için müşteri tüketimi verileri kullanılmaktadır.
- Tüketim verileri ile CBS verileri arasındaki ilişkinin kurulabilmesi için «CONNECTEDOBJECTID» veri alanlarından faydalanılmaktadır.
- Deparlara özgü olarak, AG çıkış kolundan enerjilendirilen bina kodları ve bu bina kodlarına karşılık gelen bağlantı nesnesi numaraları (CONNECTEDOBJECTID) bilinmektedir.
- Bunun yanında, müşterilerin aylık tüketim değerlerinin bulunduğu veri dosyasında, her bir tüketiciye ait tesisat numarası ile tesisatın ilişkili olduğu bağlantı nesnesi numarası verilmektedir.
- Dolayısıyla, aşağıda gösterilen ilişkilendirme diyagramı takip edilerek deparlara özgü yıllık tüketim değerleri hesaplanabilmektedir (Şekil 53).



Şekil 53: Veri İlişkilendirme Diyagramı

Trafoların deparlarındaki bina kodlarına adresli bağlantı nesnesi numaralarının veri kaynağı aşağıdaki tabloda verilmektedir. Trafo-Con Obj dosyasındaki «SAP_CONN_OBJ_NO», Müşteri Tüketim Verisi - Trafo tablosundaki «Bağlantı nesnesi» ile eşleştirilerek ilgili «Bağlantı nesnesi»'ne karşılık gelen «Trafo Varlık No», Müşteri Tüketim Verisi - Trafo tablosuna yeni açılacak «Trafo Numarası» alanına yazdırılmalıdır.

⁶ EPRI, Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York, Final Report, 2012.

Tablo 41: Müşteri Trafo Eşleşmesi-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Müşteri Tüketim Verisi - Trafo	«Bağlantı nesnesi»
Trafo-Con Obj	«SAP_CONN_OBJ_NO»
Trafo-Con Obj	«Trafo Varlık No»

h) Depar Başı Puant KVA Değerinin Hesaplanması

- Teknik kayıp hesabı için fiderlerin puant güç ve puant akım değerlerine ihtiyaç duyulduğu için depar tüketim verileri görünür güç verisine dönüştürülmektedir.

$$S_{ort}(Depar) = \frac{(E_{kWh}/t_{ölçüm})}{pf} \times 1.04$$

$$S_{puant}(Depar) = \frac{S_{ort}}{TR_{LF} \times Depar_{LF}} \times 1.04$$

$S_{ort}(Depar)$: Depardan talep edilen ortalama görünür güç
$S_{puant}(Depar)$: Depardan talep edilen puant görünür güç
E_{kWh}	: Deparın toplam tüketim değeri
$t_{ölçüm}$: Tüketimin gerçekleştiği süre (saat)
pf	: Güç faktörü
TR_{LF}	: Trafonun yük faktörü
$Depar_{LF}$: Depar yük faktörü (sabit=0,9 olarak alınmaktadır)

Puant S değeri hesaplanırken, trafonun yük faktörünün yanı sıra deparların da yük faktörü alınmaktadır. Bunun nedeni, kaynaktan yük noktasına doğru yaklaştıkça talep gücündeki değişkenliğin artış göstermesi ve puant değer ile ortalama değer arasındaki farkın açılmasıdır.

i) Kesitlerdeki Birim Direnç Değerinin Okunması

Teknik kayıp hesabında, iletkenlerin R (direnç) değerleri kritik önem arz etmektedir. Dolayısıyla bu değerlerin güvenilir kaynaklardan edinilmesi gerekmektedir. Diğer bir husus ise iletken türlerine göre aynı kesitteki varlıkların direnç değerlerinde görülen büyük sapmalardır. Bu sebeple, analizler ve hesaplamalar yapılırken iletken türlerinin dikkate alınması önerilmektedir. Üretici kataloglarından temin edilen verilere göre farklı kesit ve türe sahip iletkenlerin maksimum 20°deki DC direnç değerleri aşağıda verilmektedir (Tablo 42 ve Tablo 43).⁷

Tablo 42. AG Yer Altı İletkeni Direnci Değerleri

Hat Kesiti (mm²)	İletken Türü	İletken DC Direnci (ohm/km)
3x240+120	NYY	0,0754
3x240+120	NAYY	0,125
3x185+95	NYY	0,0991
3x185+95	NAYY	0,164
3x150+70	NYY	0,124
3x150+70	NAYY	0,206

⁷ HES Kablo, Enerji Kabloları Ürün Kataloğu.

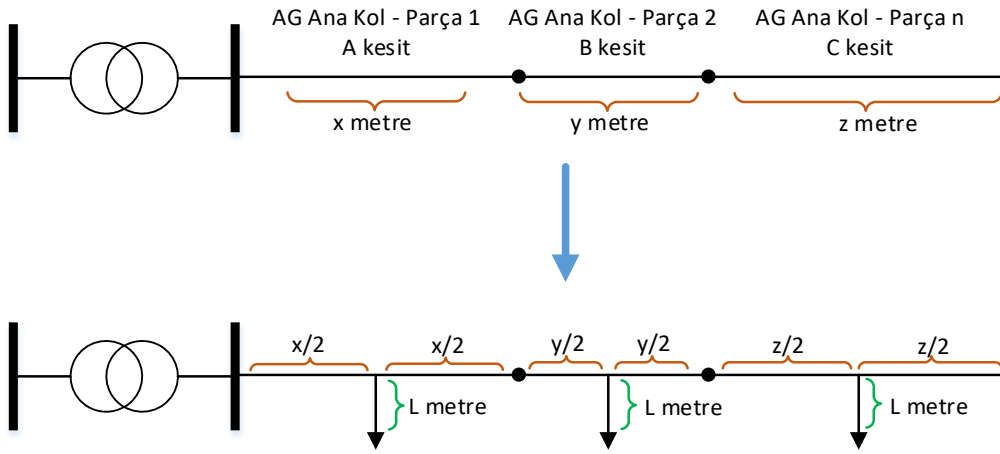
Hat Kesiti (mm ²)	İletken Türü	İletken DC Direnci (ohm/km)
3x120+70	NY Y	0,153
3x120+70	NAY Y	0,253
3x95+50	NY Y	0,193
3x95+50	NAY Y	0,320
3x70+35	NY Y	0,268
3x70+35	NAY Y	0,443
3x50+25	NY Y	0,387
3x50+25	NAY Y	0,641
3x35+16	NY Y	0,524
3x35+16	NAY Y	0,868
3x25+16	NY Y	0,727
3x25+16	NAY Y	1,2
4x16	NY Y	1,15
4x16	NAY Y	1,91
4x10	NY Y	1,83
4x6	NY Y	3,08
4x4	NY Y	4,61

Tablo 43. AG Havai Hat İletkeni Direnç Değerleri

Anma Adı veya Hat Kesiti	İletken Türü	İletken DC Direnci (ohm/km)
Rose (R)	Alüminyum	1,3540
Lilly (L)	Alüminyum	1,0740
Pansy (P)	Alüminyum	0,6752
Popy (Po)	Alüminyum	0,5351
Aster (A)	Alüminyum	0,4245
Phlox (Ph)	Alüminyum	0,3366
Oxlip (O)	Alüminyum	0,2671
10 mm ²	Bakır	1,915
16 mm ²	Bakır	1,154
25 mm ²	Bakır	0,742
35 mm ²	Bakır	0,534
50 mm ²	Bakır	0,369
70 mm ²	Bakır	0,275

j) T Eşdeğer Modelinin Kurulması

Mevcut şebeke bağlantı modelinden, teknik kayıp hesaplama için geliştirilen T eşdeğer devreye geçişte aşağıda gösterilen şema uygulanmaktadır (Şekil 54).



Şekil 54: T Eşdeğer Devre Modeli

Yöntemin açıklaması maddeler halinde sıralanmaktadır:

- İletkenlerin «ALTTİP» veri alanında tutulan «AG HAT» ve «REKORTMAN» niteliklerine göre hat parçaları ana kol veya rekortman olarak sınıflandırılmaktadır.
- Öncelikle, radyal ilerleyen fider üzerindeki AG ana hat parçaları, kesitleri büyükten küçüğe doğru ilerleyecek şekilde uç uca eklenmektedir.
- AG hat parçası sayısı kadar modele yük noktası eklenmektedir. Yükler hat parçasının ortasına gelecek biçimde konumlandırılmaktadır.
- Ana hattan yük noktalarına ayrılan rekortman hatlarının uzunlukları (L metre), her bir yük noktası için eşit olarak girilmektedir. Bu rekortman hatlarının uzunlukları aşağıdaki denklem üzerinden hesaplanmaktadır.

$$L_{eş,rek.} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k L_{rek.(i)}$$

- $L_{eş,rek.}$: Eşdeğer branşman hattı uzunluğu (m)
 $L_{rek.}$: Her bir rekortman parçasının uzunluğu (m)
i : Rekortman/ana hat parçasının numarası
k : Son hat parçasının numarası

- Rekortman hatlarının eşdeğer birim direnç değeri bulunurken uygulanan denklem:

$$R_{eş,rek.} = \left(\sum_{j=1}^k (r_{(j)} \times L_{rek.(j)}) \right) / \left(\sum_{j=1}^k l_{(j)} \right)$$

- r : Rekortman hat parçasının birim direnç değeri (ohm/km)
 $R_{eş,rek.}$: Rekortmanların tamamının eşdeğer birim direnç değeri (ohm/km)
J : Rekortman hat parçasının numarası

k) Teknik Kayıp Hesaplama Yöntemi

İlk aşamada, hat başından yük noktalarına doğru dağılacak toplam puant akım değeri hesap edilmektedir:

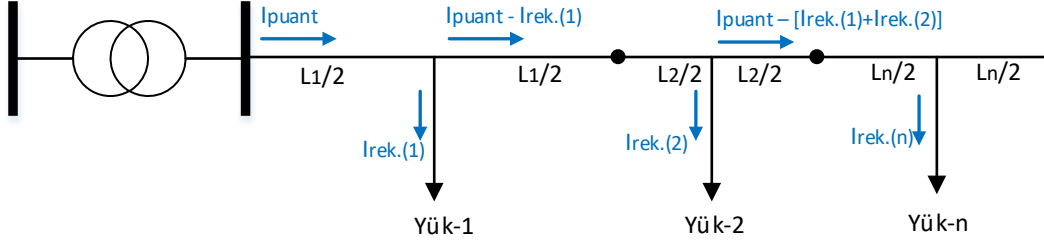
$$I_{puant}(Depar) = \frac{S_{puant}(Depar)}{\sqrt{3} \times 0,4}$$

T modele göre her bir rekortmandan geçen puant akım değeri, tekil yüklerin çektiği akım genliğine eşittir:

$$I_{rek.} = \frac{I_{puant}(Depar)}{n}$$

Buradaki “n” yük noktası sayısını ifade etmektedir.

Eşdeğer modeldeki akımın yük noktalarına dağılımı aşağıda incelenebilmektedir (Şekil 55).



Şekil 55: T Eşdeğer Modelde Akım Dağılımları

Teknik kayıp hesabı için iki aşamalı yöntem kullanılmakta olup; ilkinde rekortmanlardaki toplam puant güç kaybı hesaplanmaktadır:

$$P_{kayıp,rek.} = 3 \times (I_{rek.})^2 \times R_{eş,rek.} \times L_{eş,rek.} \times n$$

İkinci aşamada ise ana hat üzerindeki puant güç kayıpları hesaplanmaktadır.

$$P_{kayıp,ana\ hat} = 3 \times \left[I_{puant}^2 \times \frac{L_1}{2} \times R_1 + (I_{puant} - I_{rek.})^2 \times \frac{L_1}{2} \times R_1 \dots + (I_{puant} - n \times I_{rek.})^2 \times \frac{L_n}{2} \times R_n \right]$$

Depardaki toplam puant güç kaybı:

$$P_{dep,kayıp}(puant) = P_{kayıp,rek.} + P_{kayıp,ana\ hat}$$

Depardaki ortalama enerji kaybı aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır. $DTK_{çarpan}$ parametresi akım dengesizliği kaynaklı ek teknik kayıpları ifade etmek için kullanılmaktadır:

$$E_{dep,kayıp}(ort) = P_{dep,kayıp}(puant) \times TR_{LLF} \times DTK_{çarpan} \times t_{ölçüm}$$

Dağıtım trafosundaki toplam ortalama enerji kaybı:

$$TKE = E_{TR,kayıp}(ort) = \sum_{i=1}^k E_{dep,kayıp}(ort) (i)$$

Teknik kayıp oranı (TKO):

$$\%TKO = \frac{E_{TR,kayıp}(ort)}{E_{TR}(ort)} \times 100$$

3.1.3 Alarm Sinyali Üretme Yöntemi

Olası usulsüz elektrik kullanımlarının teknik kayıp karşılaştırmaları ile tespit edilebilmesi için bir referans değer hesaplanmasına gerek duyulmaktadır. Referans değer hesabı için aydınlatma tüketiminden arındırılmış trafo sekonder

sayaç verisi ile müşteri tüketimlerinin toplamı kullanılabilir.

Bu bağlamda, trafo çıkış tüketimi:

$$TR_{kWh} = (T0_{(son)} - T0_{(ilk)}) \times Akım \ Çarpanı$$

Müşterilerin aylık aktif enerji tüketim toplamları:

$$Müşteri_{kWh,top} = \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^k Müşteri_{kWh}(ij)$$

Kayıp ve kaçak oranı (KKO) aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır. Müşteri tüketiminin trafo çıkış tüketiminden büyük hesaplandığı durumlar için veri doğruluğunun kontrol edilmesi gerekmektedir.

$$\%KKO = \left(\frac{TR_{kWh} - Müşteri_{kWh,top}}{TR_{kWh}} \right) \times 100$$

Kayıp ve Kaçak Enerjisi (KKE):

$$KKE = TR_{kWh} - Müşteri_{kWh,top}$$

Alarm sinyali üretmek için belirlenen yöntem algoritma kısmında bulunmaktadır (Şekil 52). Yöntemde temel olarak yapılan işlemler:

- TKO ile KKO karşılaştırılmaktadır. Teorik olarak KKO parametresinin TKO'dan büyük değer alması beklenmektedir. Aksi durumda kullanılan verinin doğruluğu incelenmelidir.
- KKE'nin TKE'den farkı olası kaçak kullanım alanlarını belirlemektedir. Dolayısıyla kayıp enerjinin en yüksek olduğu 100 trafoda "yüksek öncelikli" olarak denetim yapılabileceği değerlendirilmektedir.
- KKO'nun TKO'dan büyük olduğu trafolar için, fark yüzdesine göre sınıflandırma ve önceliklendirme yapılmıştır. 5 adet öncelik sınıfı kullanılmıştır. Bu sınıfların tamamı hiyerarşik olarak "yüksek öncelikli" grubun altında kalmaktadır.

Özetle, alarm sinyali istenen zaman periyodunda haftalık, aylık veya yıllık olarak oluşturulabilmektedir. Ancak müşteri tüketimleri sayaçlardan aylık olarak alındığı ve veri kayıtlarında yıldızlı OBİS kullanılmadığı için bu noktadaki tüketim, bir takvim ayını yansıtmayabilmektedir. Dolayısıyla bu problemin çözümü ve doğruluğu daha yüksek kaçak kestirimi yapabilmek için sayaçlarda yıldızlı OBİS kodunun kullanılması önerilmektedir. Ayrıca söz konusu teknik kayıp algoritmasının tüm trafolarına uygulanması tavsiye edilmektedir. Böylece şebekeyi bütünsel olarak teknik kayıp açısından analiz etme, iyileştirici çözüm yöntemlerine yönelme ve kaçak kullanımları geniş alanlı analizler ile tayin etme imkânı doğacaktır.

3.2 Şüpheli Müşteri Sınıflandırması

3.2.1 Kümeleme Yöntemi

Literatür raporunda detayları paylaşıldığı üzere, müşteri tüketimindeki olağan dışı değerlerin tespit edilmesi ve sahada tarama yapılması önerilen müşteri listesi oluşturmak için kaçak kullanım yoğun olduğu bölgelerden seçilen 7 farklı örneklem üzerinde iki ayrı veri madenciliği çalışması yürütülmüştür. Her müşterinin tüketim noktasını belirlemek için tesisat+sözleşme ikilisi tekil anahtar olarak kullanılmıştır. Örneklerde bu tekil anahtarlar abonelik tarihi, lokasyon, bağlantı gücü, toplam tüketim, zaman serisi olarak kullanılacak tüketim bilgileri açısından farklılık gösterecek şekilde seçilmiştir.

İlk aşamada, aykırı değer madenciliği (outlier mining) adı verilen, veri setinin genelinden büyük oranda farklı ve/veya tutarsız veri noktalarının tespit edilip ayıklanmasını yöntemi analiz edilmiştir. Bu aşamada tekil anahtarlar ilk olarak aşağıdaki temizleme ve eksik değer doldurma ön işleme adımlarından geçirilmiştir.

- T0 tüketiminin T1+T2+T3 tüketim toplamalarının ± 10 kWh aralığında olmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- T0-T1-T2-T3 endeks okuma sayıları birbirine eşit olmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- Negatif tüketime sahip olan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- Sayaçları en az iki kere okunmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- İlk örnekte her ay okuması olmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmişken, diğer örneklerde okuması olmayan aylar 0 kWh tüketimi ile doldurulmuştur.
- İlk örnek için 2015 yılı toplam tüketimi 50000 kWh'ın üzerinde olan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.

Daha sonrasında ise aykırı değer analizi yapabilmek için gerekli olan tekil anahtar bazında elde edilen normal dağılım parametreleri hesaplanmış, standart sapma ortalamaları kullanılarak %95 güven aralığında s-şeması (s-chart) çizilmiştir. Bu şemada, %95'lik güven aralığını oluşturan üst kontrol limiti (UCL) ve alt kontrol limiti (LCL) dışında kalan veri noktaları, aykırı değerleri göstermektedir.

Aykırı değer analizi yapıldıktan sonra ise, ikinci aşama olarak bu aykırı değerler kümelenebilir çalışılmıştır. Kümeleme çalışmasında Öklid uzaklığı benzerlik ölçüsü olarak alınmış ve kümeler arasındaki uzaklık ise tekil anahtarlar arasındaki en büyük uzaklığa göre belirlenmiştir.

a) Kümeleme Yönteminin Örnek Üzerinde Çalıştırılması

Örneklem ayrıntıları ve sonuçlar aşağıda sunulmuştur:

- **Örneklem:**

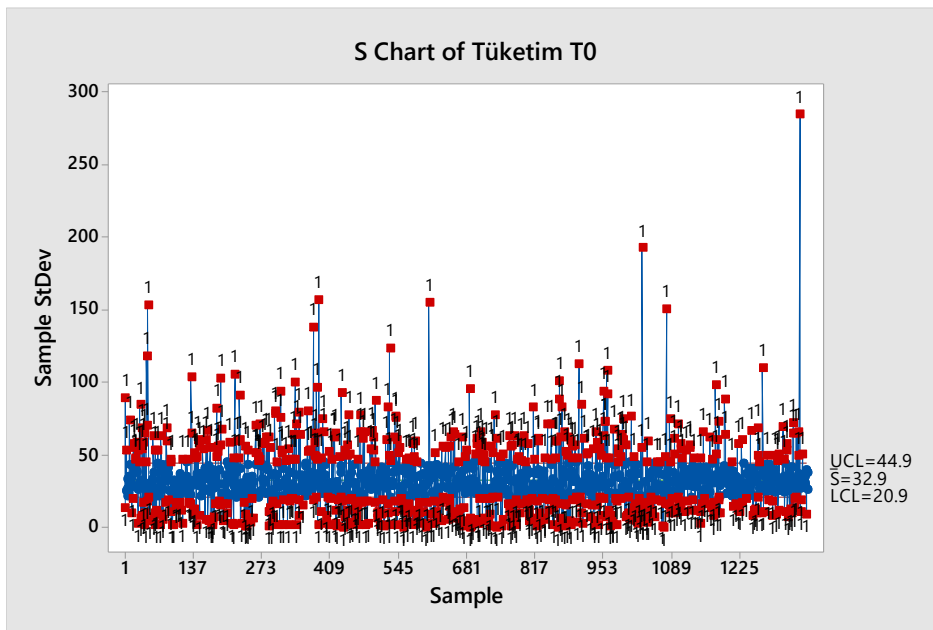
Tablo 44: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Amasya
Mahalle:	Hacıarmeydanı
Hesap Sınıfı:	Mesken
Bağlantı Gücü:	10 kW'tan küçük

Toplam Tüketim (2015):	50000 kWh'tank küçük
Abonelik Tarihi:	2015 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2015-2017 dâhil
Tüketim:	2015-2016-2017 tüketimleri

Tablo 45: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	1605	24	1%
Temizlemeden sonra	1359	18	1%
Aykırı değer	682	12	2%



Şekil 56: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 46: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	208	2	1%
2	78	0	0%
3	204	8	4%
4	192	2	1%

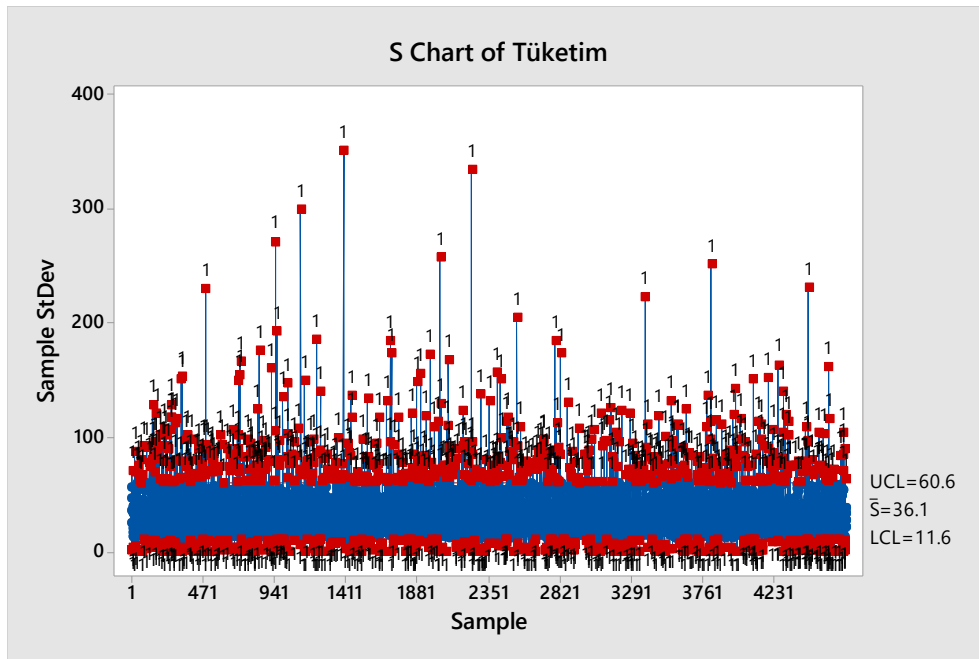
Örneklem:

Tablo 47: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Şahinciler
Hesap Sınıfı:	Mesken
Bağlantı Gücü:	5 kW'tan büyük
Abonelik Tarihi:	2015 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2018 öncesi
Tüketim:	2015-2016-2017 tüketimleri

Tablo 48: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	1150	113	10%
Temizlemeden sonra	800	91	11%
Aykırı değer	381	49	13%



Şekil 57: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 49: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	355	45	13%
2	23	3	13%
3	1	1	100%
4	2	0	0%

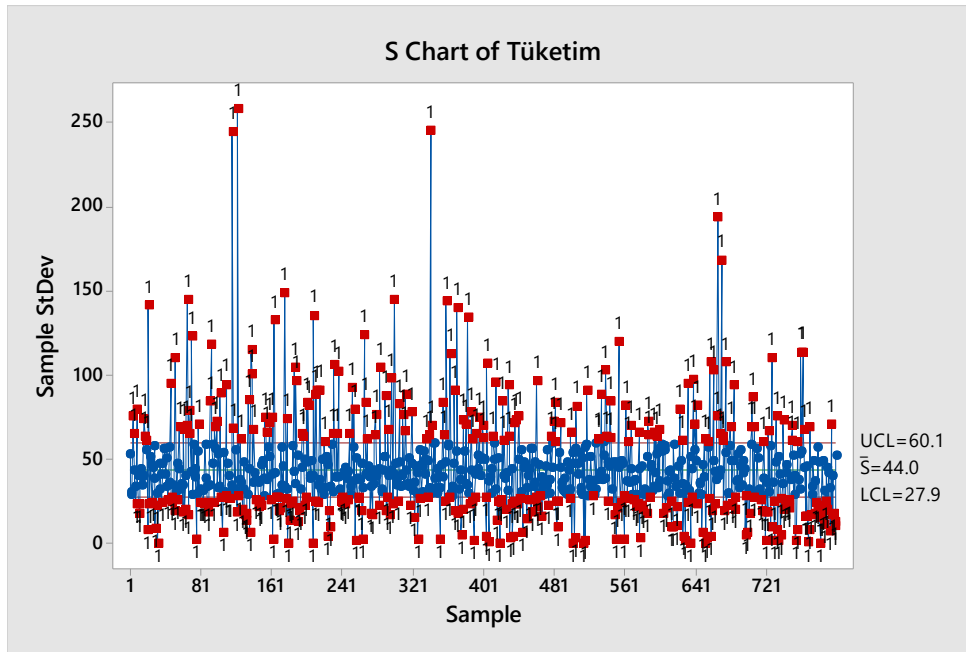
Örneklem:

Tablo 50: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Şahinciler
Hesap Sınıfı:	Mesken
Bağlantı Gücü:	5 kW'tan büyük
Abonelik Tarihi:	2015 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2018 öncesi
Tüketim:	2017 tüketimleri

Tablo 51: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	5111	113	2%
Temizlemeden sonra	4700	101	2%
Aykırı değer	975	28	3%



Şekil 58: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 52: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	949	26	3%
2	9	0	0%
3	2	0	0%
4	15	2	13%

Bu örneklem için bir de sadece 2017'de kaçak tutanağı tutulmuş müşteriler kaçak olarak değerlendirilerek k-means

kümeleme çalışması yapılmış ve aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

Tablo 53: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak
Algoritmaya giren	5111	6
Temizlemeden sonra	4700	6
Aykırı değer	975	3

Tablo 54: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı
1	466	3
2	399	0
3	107	0
4	3	0

Bundan sonraki örneklerde tekil anahtar sayısının az olmasından dolayı 2 küme olacak şekilde kümeleme çalışması yapılmıştır.

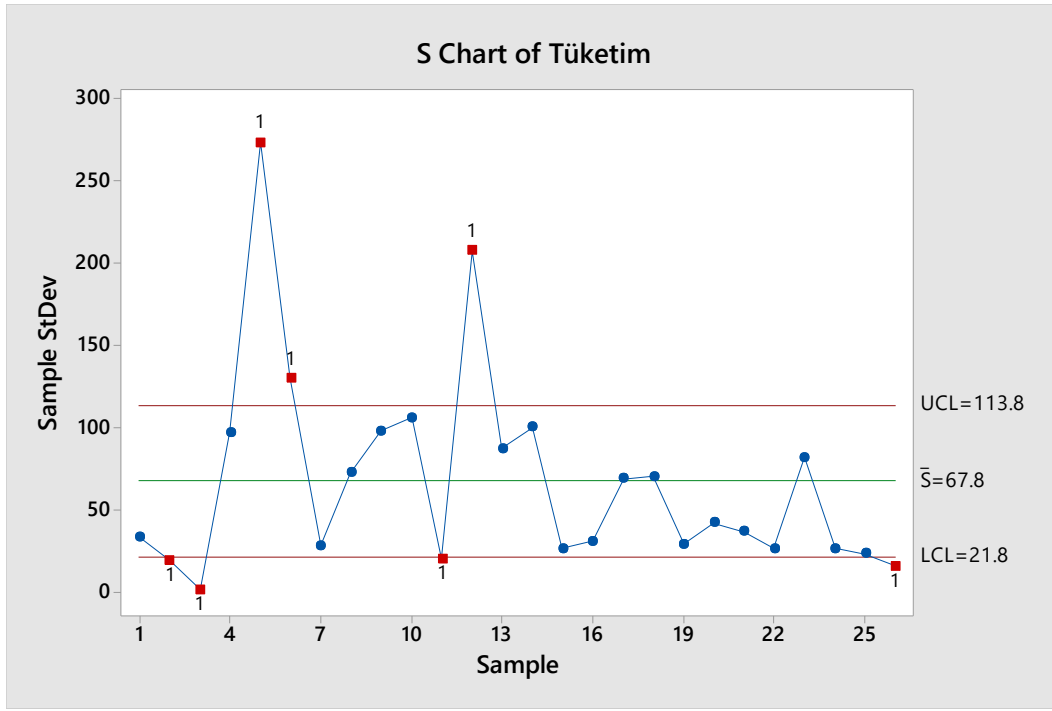
○ **Örneklem:**

Tablo 55: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Hepsi
Hesap Sınıfı:	Mesken + Ticarethane
Bağlantı Gücü:	Hepsi
Abonelik Tarihi:	2018 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2017 İlk Çeyrek
Tüketim:	2017 İlk Çeyrek Tüketimleri

Tablo 56: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	26	13	50%
Temizlemeden sonra	26	13	50%
Aykırı değer	7	6	86%



Şekil 59: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 57: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	6	5	83%
2	1	1	100%

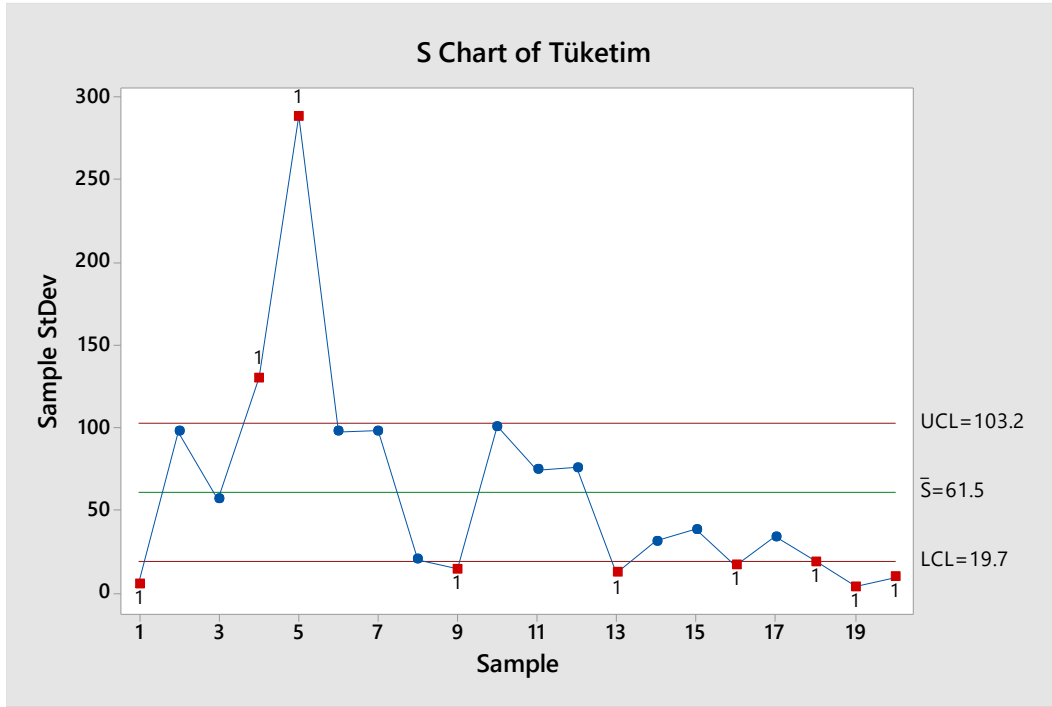
○ **Örnekleme:**

Tablo 58: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Hepsi
Hesap Sınıfı:	Mesken + Ticarethane
Bağlantı Gücü:	Hepsi
Abonelik Tarihi:	2018 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2017 İkinci Çeyrek
Tüketim:	2017 İkinci Çeyrek Tüketimleri

Tablo 59: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	24	12	50%
Temizlemeden sonra	20	10	50%
Aykırı değer	9	4	44%



Şekil 60: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 60: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	8	3	38%
2	1	1	100%

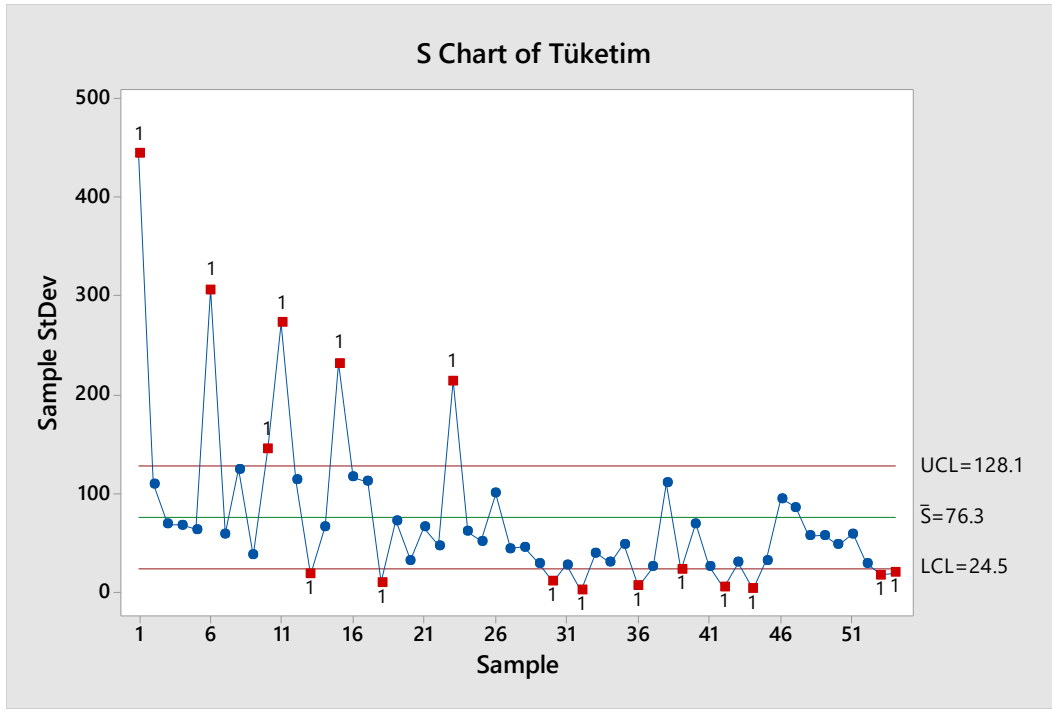
○ **Örnekleme:**

Tablo 61: Örnekleme Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Hepsi
Hesap Sınıfı:	Mesken + Ticarethane
Bağlantı Gücü:	Hepsi
Abonelik Tarihi:	2018 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2017 Üçüncü Çeyrek
Tüketim:	2017 Üçüncü Çeyrek Tüketimleri

Tablo 62: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	58	29	50%
Temizlemeden sonra	54	27	50%
Aykırı değer	16	8	50%



Şekil 61: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 63: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	15	7	47%
2	1	1	100%

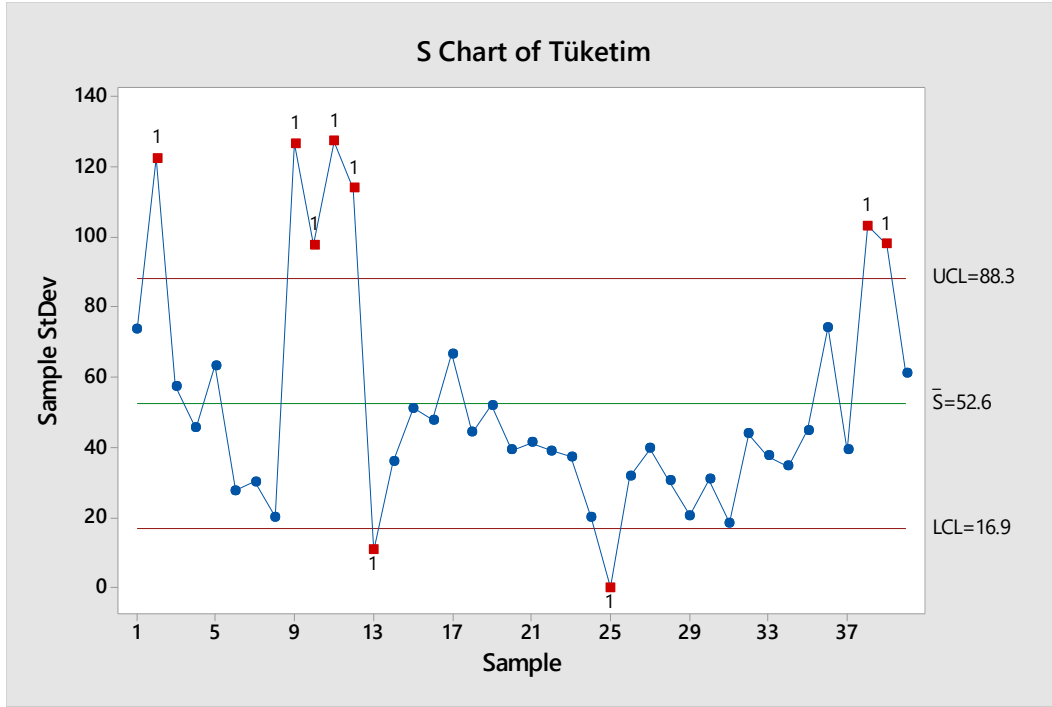
○ **Örneklem:**

Tablo 64: Örneklem Bilgileri

Şehir:	Ordu
Mahalle:	Hepsi
Hesap Sınıfı:	Mesken + Ticarethane
Bağlantı Gücü:	Hepsi
Abonelik Tarihi:	2018 öncesi
Kaçak Tutanak Tarihi:	2017 Son Çeyrek
Tüketim:	2017 Son Çeyrek Tüketimleri

Tablo 65: Aykırı Değer Analizi

	Toplam	Kaçak	Kaçak Yüzdesi
Algoritmaya giren	42	21	50%
Temizlemeden sonra	40	20	50%
Aykırı değer	9	6	67%



Şekil 62: Aykırı Değerler S-Şeması

Tablo 66: Aykırı Değer Kümeleme Sonuçları

Aykırı değer küme	Toplam	Kaçak sayısı	Kaçak Yüzdesi
1	4	2	50%
2	5	4	80%

3.2.2 Sınıflandırma Yöntemi

İkinci yöntem ise istatistiksel algoritmalar kullanarak sınıflandırma yöntemidir. Temel olarak bu algoritmalar veri öğelerinin farklı özelliklerini kullanarak, yine aynı veri öğesinin etiketini tahmin etmektedirler. Bu tahminin yapılabilmesi için algoritmalar örnek veri öğelerine ve etiketlerine ihtiyaç duymaktadır. Kaçak kullanımın tespiti için kullanılacak algoritmalarda müşterilerin geçmiş tüketimleri, veri öğelerinin özellikleri olarak kullanılması önerilmektedir, bu şekilde zaman serisi sınıflandırması yapılabilecektir. Etiket tahmin edilecek müşterinin, tüketim alışkanlıklarının kaçak kullanıma mı yoksa kaçak olmayan kullanıma mı işaret ettiğini tahmin edebilmek için, algoritmanın kaçak tüketim ve kaçak olmayan tüketimin nasıl davrandığını öğrenmesi gerekmektedir. Bunun için de kaçak taraması geçirmiş müşterilerin, geçmiş tüketimlerini ve tarama sonucunda kaçak tutanağı tutulup tutulmadığının etiketinin bilinmesi gerekmektedir. Daha sonrasında Yapay Sinir Ağları, Karar Ağacı, Rastgele Orman, Destek Vektör Makinası algoritmalarından birisi ya da birkaçı karma olarak kullanılarak müşterilerin tüketimlerinin kaçak tüketime benzeyip benzemediği tahmin edilebilir.

a) Sınıflandırma Yönteminin Örneklem Üzerinde Çalıştırılması

Samsun'dan seçilen 68 kaçak ve Ordu'dan seçilen 19 kaçak kullanımı olmayan tesisat+sözleşme örneklemi ile aşağıdaki çalışmalar yapılmış ve sınıflandırma algoritmalarından sonuçlar elde edilmiştir. Bu aşamada tekil anahtarlar ilk olarak aşağıdaki temizleme ve eksik değer doldurma ön işleme adımlarından geçirilmiştir.

- Üzerinde sözleşmesi olmayan tesisatlar veri setinden silinmiştir.

- Negatif tüketime sahip olan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- Sayaçları en az iki kere okunmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmiştir.
- Her ay okuması olmayan tekil anahtarlar veri setinden silinmişken, diğer örneklerde okuması olmayan aylar 0 kWh tüketimi ile doldurulmuştur.

Ön işleme adımından sonra Samsun'da 38, Ordu'da 17 kaçak kullanımı olmayan tekil anahtar elde edilmiştir. Bu tekil anahtarlara ek olarak aynı sayılarda kaçak tutanağı tutulmuş tekil anahtarlar eklenmiştir. Algoritmaları test etmek için ise her iki ilde 4 kaçak kullanımı olmayan, 4 kaçak tutanağı tutulmuş tekil anahtarlar ayrılmıştır. Çalışılan algoritmaların test kümeleri üzerinde elde edilen sonuçları aşağıdaki gibidir.

➤ Karar Ağacı (Decision Tree)

Tablo 67: Karar Ağacı Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	1
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	3

Tablo 68: Karar Ağacı Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	3
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	1

➤ Rastgele Orman (Random Forest)

Tablo 69: Rastgele Orman Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	2
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	2

Tablo 70: Rastgele Orman Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	3	2
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	1	2

➤ Destek Vektör Makinası (Support Vector Machine)

Tablo 71: Destek Vektör Makinası Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	3	3
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	1	1

Tablo 72: Destek Vektör Makinası Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	4
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	0

➤ 1 En Yakın Komşu (1-Nearest Neighbor)

Tablo 73: 1 En Yakın Komşu Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	3	2
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	1	2

Tablo 74: 1 En Yakın Komşu Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	1
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	3

➤ Naif Bayes (Naive Bayes)

Tablo 75: Naif Bayes Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	3
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	1

Tablo 76: Naif Bayes Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	2
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	2

➤ Yapay Sinir Ağları (Artificial Neural Networks)

Tablo 77: Yapay Sinir Ağları Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	1	4
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	3	0

Tablo 78: Yapay Sinir Ağları Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	3	2
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	1	2

➤ Lojistik Regresyon (Logistic Regression)

Tablo 79: Lojistik Regresyon Sınıflandırma Sonuçları - Samsun

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	3	3
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	1	1

Tablo 80: Lojistik Regresyon Sınıflandırma Sonuçları - Ordu

	Doğru Sınıf: Kaçak	Doğru Sınıf: Normal
Tahmin Edilen Sınıf: Kaçak	4	3
Tahmin Edilen Sınıf: Normal	0	1

3.2.3 Sonuçlar

Kümeleme yönteminin örneklem üzerinde çalıştırıldığında çıkan sonuçlar incelendiğinde; kaçak kümesi olarak düşünülebilecek kümeye düşen müşteri sayısının, örneklemdeki toplam müşteri sayısına oranı, bütün genel kümedeki kaçak oranını koruduğu görülmüştür. Başka bir deyişle, kümeleme yöntemi kullanılırsa daha az sayıda kaçak taraması yapılabilir, ancak yakalanacak kaçak oranı aynı kalacaktır.

Sınıflandırma yönteminin sonuçları incelendiğinde ise Karar Ağacı ve Naif Bayes algoritmaları Şüpheli Müşteri Sınıflandırmada kullanılmak üzere umut vaat eden algoritmalar olarak görülmektedir. Birkaç algoritma birlikte çalıştırılıp hepsinin sonuçları kullanılarak kaçak kullanım olasılığı olan müşterilere ağırlık ataması yapılabilir ve kaçak taraması yapılacak müşteriler önceliklendirilebilir.

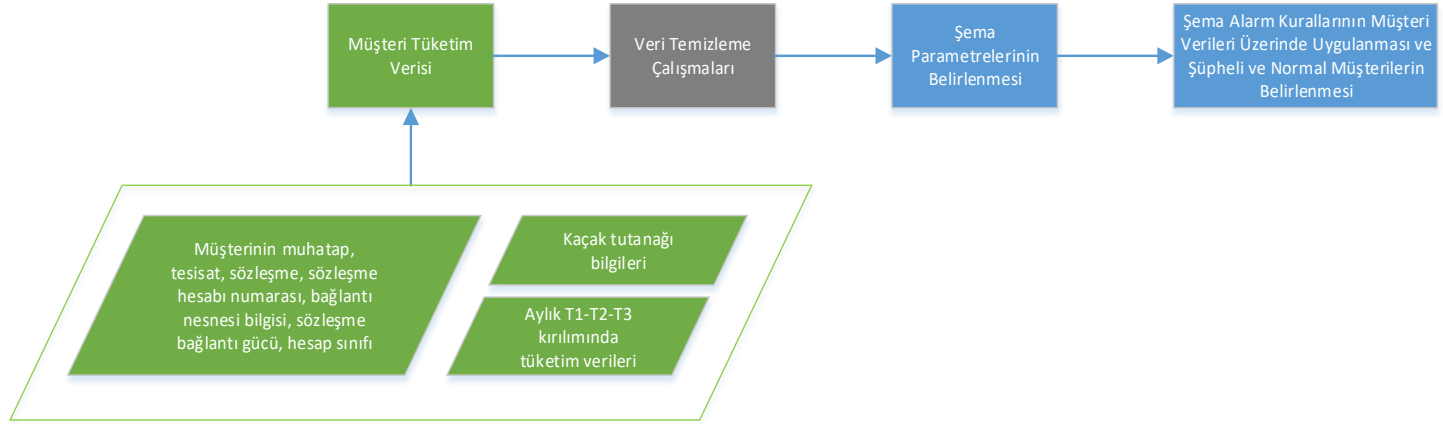
3.3 İstatistiksel Proses Kontrol (SPC) Şemaları

Bu yöntemde temel olarak bir müşterinin kendi geçmiş tüketimi baz alınarak, bu verilerden oluşturulan zaman serisindeki potansiyel anormallikler tespit edilecektir. Temel olarak müşteri bazlı bir ortalama ve standart sapma (σ) hesaplanmaktadır, bu ortalama ve standart sapma belirlenen baz yıl için hesaplanır. Bu değerlere bağlı olarak aşağıdaki kurallar işletilmektedir:

1. Alt veya üst kontrol limitlerinin ($\pm 3\sigma$ 'nın) ötesinde 1 ölçüm noktası olması,
2. Son 5 ölçüm noktasının 4'ünün $\pm 1\sigma$ 'nın ötesinde olması,
3. Son 3 ölçüm noktasının 2'sinin $\pm 2\sigma$ 'nın ötesinde olması,
4. Ortalamanın altında veya üstünde art arda 8 ölçüm noktası olması,
5. $\pm 1\sigma$ 'nın ötesinde art arda 8 ölçüm noktası olması,

6. Bir artan-bir azalan art arda 14 ölçüm noktası olması,
7. $\pm 1\sigma$ 'nın içinde (ortalamanın etrafında) art arda 15 ölçüm noktası,
8. Sürekli artan veya azalan art arda 6 ölçüm noktası olması

Bu kurallar sonucunda ise potansiyel kaçak kullanımı için bir alarm üretilmektedir.



Şekil 63: Kaçak Tespitine Yönelik İstatiksel Kontrol Şemaları Uygulaması

MÜŞTERİ TÜKETİM VERİSİ:

- Ham veri «Syç.okm.br», «Tesisat», «Sözleşme», «Cihaz», «VÖ», «OB», «Endeks tü.», «Plnl.SO tr», «SO tarihi», «SN», «ÇT», «ST», «SD», «Ok.syç.drm», «Okuma Türü», «SyçNt», «SO bl.dh.t», «BD», «BD», «S» alanlarından oluşur.
- Yukarıda belirtilen alanlardan algoritmalarda kullanılacak olan «Tesisat», «Sözleşme», «Endeks tü.», «SO tarihi», «Ok.syç.drm» alanları filtrelenir.
- «Tesisat» ve «Sözleşme» alanları birleştirilerek ekstra bir kolonda tekil bir anahtar oluşturulur ve bu tekil anahtara «ID» adı verilir.
- «SO tarihi» en güncel olan veri alanı ile eşleşen «Ok.syç.drm» alanından bir önceki güncel tarihli «SO tarihi» verisi ile eşleşen «Ok.syç.drm» alanındaki değer çıkarılır. Bu işlem «Endeks tü.» veri alanı aynı olan veriler kategorize edilerek yapılır ve elde edilen veri yeni bir isim ile adlandırılır. («Tüketim») Bu işlem en eski tarihli veri dâhil iteratif olarak uygulanır.
- En son «SO tarihi» satırındaki «Tüketim» alanı, bir önceki «SO tarihi» satırındaki «Tüketim» alanından «Endeks tü.» bazında çıkarılır ve «Fark» alanı oluşturulur. Bu işlem belirlenecek baz yıl için yapılır. Baz yıl çalışmalarda 2015 olarak belirlenmiştir.
- «Kaçak Tutanağı» kolonu oluşturulur ve «ID»'lere karşılık gelen kaçak tutanağı tutulmuş tesisat+sözleşme'ler için «Kaçak Tutanağı» kolonuna "X" yazılır.
- Bu işlemler yapıldıktan sonra oluşturulan yeni veri setine "Müşteri Tüketim Verisi" adı verilir.

VERİ TEMİZLEME ÇALIŞMALARI:

Girdi:

Tablo 81: Veri Temizleme Çalışmaları-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Müşteri Tüketim Verisi	«ID»
Müşteri Tüketim Verisi	«Endeks tü.»
Müşteri Tüketim Verisi	«SO tarihi»
Müşteri Tüketim Verisi	«Ok.syç.drm»
Müşteri Tüketim Verisi	«Kaçak Tutanağı»
Müşteri Tüketim Verisi	«Tüketim»
Müşteri Tüketim Verisi	«Fark»

İşlem:

- «Endeks tü.» T0, T1, T2, T3 olmayan satırlar veri setinden silinir.
- Belirlenen baz yılda «Kaçak Tutanağı» alanı “X” olan ID’ler veri setinden silinir.
- «Sözleşme» alanı boş olan ID’ler veri setinden silinir.
- «SO tarihi» alanı boş olan ID’ler veri setinden silinir.
- «Ok.syç.drm» alanı «SO tarihi» bazında her ay için dolu olmayan ID’ler silinir.
- Her ID için «SO tarihi» aynı olanların «Ok.syç.drm» alanı, «Endeks tü.» T1, T2, T3 olanlar toplanır ve aynı «SO tarihi»nin «Endeks tü.» T0 olan «Ok.syç.drm» ile karşılaştırılır. ± 10 aralığı dışında olan ID’ler veri setinden silinir.
- «Tüketim» alanı negatif olan ID’ler veri setinden silinir.
- «Fark» alanı negatif olan ID’ler veri setinden silinir.

Çıktı: Düzenlenmiş Veri Seti

ŞEMA PARAMETRELERİNİN BELİRLENMESİ

Girdi:

Tablo 82: Şema Parametrelerinin Belirlenmesi-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«ID»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Endeks tü.»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«SO tarihi»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Ok.syç.drm»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Kaçak Tutanağı»

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Tüketim»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Fark»

İşlem:

- Baz yıl için «ID» bazında «Endeks tü.» aynı olacak şekilde «Fark» alanının ortalaması alınır. Bu ortalama 1.128'e bölünerek standart sapma hesaplanır, her «ID» için 3 tane standart sapma hesaplanmış olur, yeni bir kolon olarak «Standart Sapma» alanına yazılır.
- Baz yıl için «ID» bazında «Endeks tü.» aynı olacak şekilde «Tüketim» alanının ortalaması alınır, «Ortalama Tüketim» alanına yazılır.
- «Ortalama Tüketim»±1*«Standart Sapma», «Ortalama Tüketim»±2*«Standart Sapma», «Ortalama Tüketim»±3*«Standart Sapma», değerleri hesaplanır. Her «ID» için «Endeks tü.» bazında bu değerler yeni açılacak ilgili kolonlara yazılır.

Çıktı: Her «ID» için «Endeks tü.» bazında bu değerleri

ŞEMA ALARM KURALLARININ MÜŞTERİ VERİLERİ ÜZERİNDE UYGULANMASI ve ŞÜPHELİ (ALARM OLUŞTURAN) VE NORMAL MÜŞTERİLERİN BELİRLENMESİ

Girdi:

Tablo 83: Şema Alarm Kurallarının Uygulanması-Girdiler

Tablo Adı	Veri Alanı Adı
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«ID»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Endeks tü.»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«SO tarihi»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Ok.syç.drm»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Kaçak Tutanağı»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Tüketim»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Fark»
Müşteri Tüketim Verisi (Düzenlemiş)	«Ortalama Tüketim»±1*«Standart Sapma», «Ortalama Tüketim»±2*«Standart Sapma», «Ortalama Tüketim»±3*«Standart Sapma» («Endeks tü.» bazında)

İşlem:

- Boş birer «Şüpheli», «Kural1», «Kural2», «Kural3», «Kural4», «Kural5», «Kural6», «Kural7», «Kural8» kolonu oluşturulur.

- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»+3*«Standart Sapma» dan yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»-3*«Standart Sapma»dan düşük olanlar «SO tarihi» satırı «Kural1» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»+1*«Standart Sapma» dan yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»-1*«Standart Sapma»dan düşük olanlar işaretlenir, «SO tarihi» en güncel olandan geriye doğru 5 tanesinden 4’nünün işaretlenip işaretlenmediği kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural2» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»+2*«Standart Sapma» dan yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»-2*«Standart Sapma»dan düşük olanlar işaretlenir, «SO tarihi» en güncel olandan geriye doğru 3 tanesinden 2’nünün işaretlenip işaretlenmediği kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural3» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»den yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»den düşük olanlar farklı farklı işaretlenir, 8 tane aynı işaret olup olmadığı kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural4» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»+1*«Standart Sapma» dan yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»-1*«Standart Sapma»dan düşük olanlar işaretlenir, 8 tane işaretleme olup olmadığı kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural5» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Endeks tü.» bazında en güncel «SO tarihi»nden bir önceki «SO tarihi» «Tüketim» alanı çıkartılır, bu farkların bir negatif bir pozitif olup olmadığı kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural6» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Tüketim» alanı «Endeks tü.» bazında «Ortalama Tüketim»+1*«Standart Sapma» dan yüksek olan veya «Ortalama Tüketim»-1*«Standart Sapma»dan düşük olanlar işaretlenir, 15 tane aynı işaret olup olmadığı kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural7» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Endeks tü.» bazında en güncel «SO tarihi»nden bir önceki «SO tarihi» «Tüketim» alanı çıkartılır, bu farkların sürekli negatif veya sürekli pozitif olup olmadığı kontrol edilir ve «SO tarihi» satırı «Kural8» kolonuna “X” yazılır. «Endeks tü.» T1, T2, T3 olan satılarda “X” olup olmadığına bakılır, «Endeks tü.» T0 olan satıra “X” yazılır.
- «Kural1», «Kural2», «Kural3», «Kural4», «Kural5», «Kural6», «Kural7», «Kural8» kolonlarında “X” olması kontrol edilir ve «ID» bazında «Şüpheli» kolonuna “X” yazılır.

Çıktı: Şüpheli ve normal müşteriler

Örneklem Üzerinde Yapılan Çalışma:

YEDAŞ verileri üzerinden 7489 adet tesisat+sözleşme ikilisinden, veri temizleme çalışmaları sonrası, verilerin bir kısmı veri setinden çıkartılarak 3097 adet tesisat+sözleşme ikilisi örneklem olarak alınmıştır ve algoritma çalıştırılmıştır.

2016-2017 yıllarında kaçak tutanağı tutulmuş 76 tesisat+sözleşme ikilisinden 16 tanesi, ham küme olan 7489

tesisat+sözleşme ikilisi içinde yer almamaktadır. Kalan 60 fiili kaçak tesisat+sözleşme ikilisinden ise 38'i, 36 aylık tüketimi olmaması sebebi ile algoritmaya girmemiştir. Kalan 22 tane fiili kaçak olduğu bilinen tesisat+sözleşme ikilisi de ayrıca algoritmaya sokulmuş ve aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

Tablo 84: İstatistiksel Proses Kontrol (SPC) Şemaları Örneklem Sonuçları

Kurallar	Kaçak Alarmı Üretme Oranı	Tespit Edilen Kaçak	Tespit Edilemeyen Kaçak	Tüm Örneklemde Başarı Oranı	Kaçak Olduğu Bilinen Örneklemde Başarı Oranı
Kural 1 - T1	72%	15	7	1%	68%
Kural 1 - T2	68%	16	6	1%	73%
Kural 1 - T3	70%	20	2	1%	91%
Kural 1 - T1,T2,T3	38%	12	10	1%	55%
Kural 2 - T1	84%	20	2	1%	91%
Kural 2 - T2	82%	21	1	1%	95%
Kural 2 - T3	84%	21	1	1%	95%
Kural 2 - T1,T2,T3	53%	18	4	1%	82%
Kural 3 - T1	63%	15	7	1%	68%
Kural 3 - T2	71%	18	4	1%	82%
Kural 3 - T3	73%	19	3	1%	86%
Kural 3 - T1,T2,T3	36%	10	12	1%	45%
Kural 4 - T1	51%	13	9	1%	59%
Kural 4 - T2	51%	16	6	1%	73%
Kural 4 - T3	52%	15	7	1%	68%
Kural 4 - T1,T2,T3	24%	8	14	1%	36%
Kural 5 - T1	28%	14	8	2%	64%
Kural 5 - T2	29%	11	11	1%	50%
Kural 5 - T3	30%	11	11	1%	50%
Kural 5 - T1,T2,T3	11%	6	16	2%	27%
Kural 6 - T1	0%	0	22	0%	0%
Kural 6 - T2	0%	0	22	0%	0%
Kural 6 - T3	0%	0	22	0%	0%

Kurallar	Kaçak Alarmı Üretme Oranı	Tespit Edilen Kaçak	Tespit Edilemeyen Kaçak	Tüm Örneklemde Başarı Oranı	Kaçak Olduğu Bilinen Örneklemde Başarı Oranı
Kural 6 - T1,T2,T3	0%	0	22	0%	0%
Kural 7 - T1	8%	2	20	1%	9%
Kural 7 - T2	8%	4	18	2%	18%
Kural 7 - T3	8%	5	17	2%	23%
Kural 7 - T1,T2,T3	3%	2	20	2%	9%
Kural 8 - T1	5%	2	20	1%	9%
Kural 8 - T2	6%	3	19	2%	14%
Kural 8 - T3	6%	0	22	0%	0%
Kural 8 - T1,T2,T3	0%	0	22	0%	0%

3.4 Faz Dengesizliği

Faz dengesizliği; temel olarak her bir faza ait akım ve gerilim vektörlerinin genlik bakımından birbirinden farklı büyüklükler aldığı ve üç faz arasındaki 120°'lik faz farkının yitirildiği durumu ifade etmektedir.

Dengesizlik kavramı, birbiri ile ilişkili olmasına rağmen etki itibarıyla ayrıışan gerilim ve akım işaretleri için ayrı olarak incelenmiştir. Gerilim dengesizliği, çoğunlukla dönel alana sahip elektrik makinelerinde, elektromanyetik alandaki sapmalar sebebiyle titreşim, sargı sıcaklığının artması ve verim düşmesi gibi olumsuzluklar ortaya çıkarmaktadır. Endüstrideki üretimin yaklaşık %70'inin üç fazlı asenkron motorlardan sağlandığı düşünüldüğünde gerilim sinyalindeki bozulmanın, ülke ekonomisinde önemli oranda finansal kayıp yaşanmasına yol açacağı söylenebilmektedir.

Akım dengesizliği ise, üç fazdaki dengesiz yüklenmenin sebebi olarak nötr iletkeninden geri dönüş akımının akmasıyla meydana gelmektedir. Bu durum normalde faz iletkenlerinden düşük kesitli seçilen nötr iletkeninde aşırı ısınmaya ve ek teknik kayıplar oluşmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla akım dengesizliğinin azaltılmasıyla teknik kayıplarda yüksek seviyede bir iyileşme sağlanabileceği öngörülmektedir.

Bu bağlamda, alt bölümlerde gerilim ve akım dengesizliğine ilişkin tanımlamalar, literatürde yapılan çalışmalar, hesaplama yöntemleri ve dengesizliğin tespiti için geliştirilen algoritmalar verilmektedir. Ayrıca, geliştirilen algoritmalar örneklem verisi üzerinde uygulanarak test sonuçları elde edilmiştir.

3.4.1 Gerilim Dengesizliği

Dağıtım şebekelerinde oluşan gerilim dengesizliği, özellikle motorlar başta olmak üzere 3-fazlı dönel alana sahip güç sistemi ekipmanlarında, verimlilik düşmesine ve ömür azalmasına sebebiyet verebilmektedir. Bu nedenle, EPDK tarafından yayınlanan "Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde" gerilim dengesizliği; EN50160:2010 standardı uyarınca dağıtım şirketlerinin sorumluluğu altında tutulmuş ve indise limit değerler atanmıştır. Bir hafta boyunca kaydedilen 10'ar dakikalık ortalama değerlerin %95'inin, %2 gerilim dengesizliği değerinin altında kalması şartı konulmuştur. Ayrıca tek ve iki fazlı yüklerin yoğun bulunduğu bölgelerde sınır değerlerin %3'e ulaşabileceği belirtilmiştir.

EN 50160 standardında bahsedilen gerilim dengesizliği tanımında, faz gerilimlerinin açı ve büyüklük değerleri dikkate alınarak negatif ve pozitif bileşen gerilimleri arasındaki oran hesaplanmış, böylece VUF (Voltage Unbalance Factor – Gerilim Dengesizliği Faktörü) indisi elde edilmiştir.⁸

$$\bar{V}_1 = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \alpha\bar{V}_b + \alpha^2\bar{V}_c)$$

$$\bar{V}_2 = \frac{1}{3}(\bar{V}_a + \alpha^2\bar{V}_b + \alpha\bar{V}_c)$$

$$\%VUF = \frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} \times 100$$

- $\bar{V}_a, \bar{V}_b, \bar{V}_c$: Faz Gerilimi Vektörleri
- \bar{V}_1 : Pozitif Bileşen Gerilimi
- \bar{V}_2 : Negatif Bileşen Gerilimi
- α : $1 \angle 120^\circ$
- VUF : Gerilim Dengesizliği Faktörü

VUF indisindeki dengesizlik hesabında, gerilim sinyallerinin açı bilgisine ihtiyaç duyulması yöntemin, yalnızca gerilim genliği içeren ölçüm verilerinde uygulanmasını engellemektedir. Bu kapsamda, IEEE Std. 112'de tanımlanan PVUR (Phase

⁸ Bollen, M., H., "Definitions of Voltage Unbalance", IEEE Power Engineering Review, 2002.

Voltages Unbalance Ratio – Faz Gerilimi Dengesizlik Oranı) indisi kullanılarak açılı bilgisi içermeyen ölçüm verileri için her faza ilişkin gerilim işaretlerinin genliğinden faydalanılarak dengesizlik hesabı yapılabilmektedir:⁹

$$V_{ort} = \frac{V_a + V_b + V_c}{3}$$

$$\%PVUR = \frac{\text{Maks.}\{|V_a - V_{ort}|; |V_b - V_{ort}|; |V_c - V_{ort}|\}}{V_{ort}} \times 100$$

V_a, V_b, V_c : Faz Gerilimi Genlikleri
 V_{ort} : Ortalama Gerilim Genliği
 $PVUR$: Faz Gerilimi Dengesizlik Oranı

ABD’de yer alan Ulusal Elektrik Ekipmanları ve Medikal Görüntüleme Üreticileri Birliği (NEMA), IEEE standardına benzer biçimde yalnızca gerilim genliklerini dikkate alan LVUR (Hat Gerilimi Dengesizlik Oranı - Line Voltages Unbalance Ratio) indisini önermiştir. LVUR indisin PVUR’dan farkı, faz-nötr gerilimleri yerine faz-faz gerilimlerinin kullanılmasıdır.

Hesaplanan gerilim dengesizliği değerlerinin, hangi noktada elektrik motorlarının nominal çalışma koşullarını bozucu etkiler meydana getirdiğini belirlemek adına birtakım çalışmalar yürütülmüştür. 1800 devir/dk hıza sahip 100 hp çıkış gücündeki üç fazlı bir asenkron motorun yüklenme durumuna ve gerilim dengesizliği oranına göre verimlilik ölçümü aşağıda verilmektedir. Tablo’dan görüldüğü üzere gerilim dengesizliğinin motor verimliliği üzerindeki etkisi %1 seviyesinden sonra önemli miktarda artış göstermektedir.

Tablo 85: Gerilim Dengesizliğinin Motor Verimliliğine Etkisi¹⁰

Motor Yüklenme Oranı [%]	Motor Verimliliği [%]		
	Gerilim Dengesizliği		
	%0	%1	%2,5
100	94,4	94,4	93
75	95,2	95,1	93,9
50	96,1	95,5	94,1

NEMA tarafından yapılan çalışmada ise %1 gerilim dengesizliği altında motorlarda verimlilik kaybı yaşanmadığı, %2 gerilim dengesizliği seviyesinde %5 ve %3 gerilim dengesizliği seviyesinde %12 oranında verimlilik kaybı meydana geldiği belirtilmiştir.¹¹

YEDAŞ şebekesinde oluşan gerilim dengesizliğinin, AGİS verileri kullanılarak izlenmesiyle bölgedeki sanayi tüketicilerinin etkilenmemesi için çeşitli önlemlerin geliştirilebileceği değerlendirilmektedir. Dengesizliğin yüksek olduğu noktalarda yapılan incelemeler ile dengesizliğin kök-nedenlerinin tespit edilmesi ve aşağıda örnekleri sıralanan olası uyumsuzlukların azaltılması sağlanabilmektedir:

- Tek fazlı yüklerin eşit dağıtılmaması
- Hat empedanslarının eşit dağıtılmaması
- Dağıtık enerji kaynaklarının homojen dağılması
- Elektrik araç şarj yüklerinin kontrolsüz entegrasyonu
- Transformatör kademe değiştiricilerindeki farklı pozisyonlar veya arızalar

⁹ IEEE Std. 112-2017, IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators

¹⁰ Akpınar, C., “Gerilim Dengesizliğinin Asenkron Motolara Etkisi”, Elektrik Mühendisleri Odası (EMO), 2009.

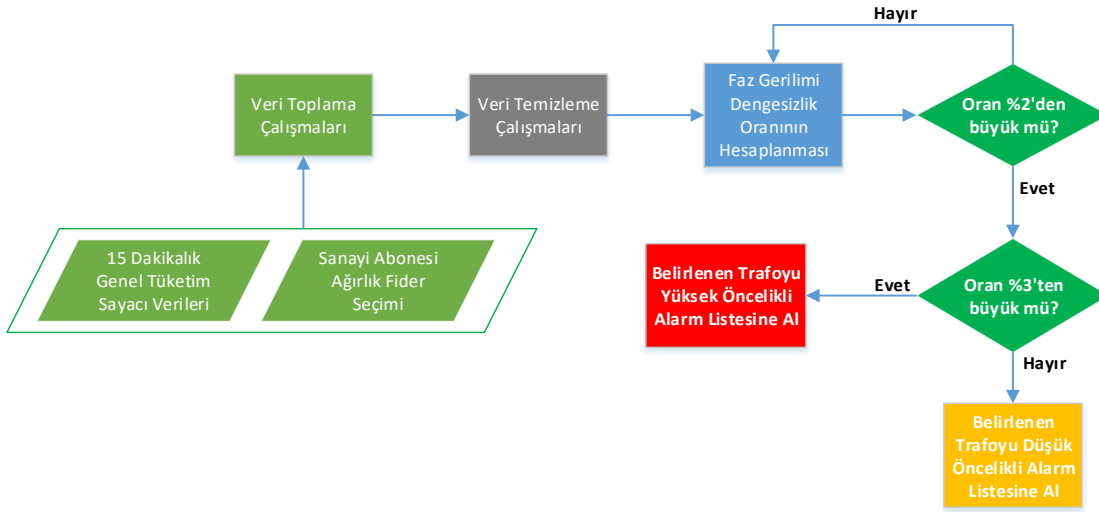
¹¹ Jouanne, A. ve Banerjee, B., “Assessment of Voltage Unbalance”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2

- Kapasitör gruplarında bir veya iki fazda atan sigortalar

Bahsedilen veriye dayalı eylemlerin gerçekleştirilebilmesi için genel tüketime dair AGİS verileri incelendiğinde, ölçümlerde faz gerilimi genliklerinin kayıt altına alındığı görülmüştür. Bu sebeple, VUF, PVUR ve LVUR arasında yapılan değerlendirmede PVUR indisi kullanılmıştır. Önümüzdeki dönemde, gerilim genliğiyle birlikte faz açısı kaydeden düşük maliyetli cihazların şebeke entegrasyonu halinde, kullanılan indis türünün değiştirilebileceği değerlendirilmektedir. YEDAŞ bölgesindeki gerilim dengesizliğinin tespiti için literatürdeki çalışmalar, Hizmet Kalitesi Yönetmeliği ve uluslararası standartlar dikkate alınarak %2 ve %3 olmak üzere iki ayrı alarm sınıfı tanımlanmıştır.

a) Algoritma

Gerilim dengesizliğinin, mevcut veriler kullanılarak tespit edilmesi ve alarm sinyallerinin oluşturulması için aşağıda gösterilen algoritma geliştirilmiştir.



Şekil 64: Gerilim Dengesizliği Algoritması

VERİ TOPLAMA ÇALIŞMALARI

- Gerilim dengesizliğinin en önemli etkisi üç fazlı elektrik motorları üzerinde görüldüğü için öncelikli olarak analizlerin sanayi yoğun tüketici fiderlerinde gerçekleştirilmesi önerilmektedir. Sanayi tüketicisi yoğun fiderlerin tespiti için analizör bulunan noktalarda EPF-13 ve EPF-14 raporlamaları kullanılabilmesi gibi diğer noktalar için CBS ve abone bilgilerinin eşleştirilerek fiderlere karakteristik atanabilmektedir.
- Genel Tüketim Sayacı Verisi - «YIL», «TRAFO_BARKOD_NO», «MODEM_SERI_NO», «SAYAC_SERI_NO», «SAYAC_FLAG_KOD», «SAYAC_TIPI», «SAYAC_TIPI_ID», «SAYAC_DURUMU», «LOAD_PROFILE_DATE», «L1_CURRENT», «L2_CURRENT», «L3_CURRENT», «L1_VOLTAGE», «L2_VOLTAGE», «L3_VOLTAGE», «METER_DATE», «METER_ID», «MODEM_INCOMING_DATA_ID» «NEGATIVE_T0», «T0», «Q1», «Q2», «Q3», «Q4» alanlarından oluşur.
- «YIL» alanından Blanks sekmesi kaldırılarak filtrelenir.
- «L1_VOLTAGE», «L2_VOLTAGE», «L3_VOLTAGE» alanlarının isimleri «FAZ A GERİLİM [V]», «FAZ B GERİLİM [V]» ve «FAZ C GERİLİM [V]» olarak değiştirilir.

VERİ TEMİZLEME ÇALIŞMALARI

- 0,7 pu'dan (160V) küçük faz gerilimlerine ait okuma değerleri (160 V) silinir.

- «L1_CURRENT», «L2_CURRENT» ve «L3_CURRENT» faz akımları alanları silinir.
- «Q1», «Q2», «Q3» ve «Q4» alanları silinerek temizlenir.

FAZ GERİLİMİ DENGESİZLİK ORANININ HESAPLANMASI

- «FAZ A GERİLİM [V]», «FAZ B GERİLİM [V]» ve «FAZ C GERİLİM [V]» alanlarının yan kolonuna «PVUR [%]» alanı açılır.
- Alana PVUR indisinin hesaplanmasında kullanılan formülasyon atanır:

$$\%PVUR = \frac{\text{Maks.}\{|V_a - V_{ort}|; |V_b - V_{ort}|; |V_c - V_{ort}|\}}{V_{ort}} \times 100$$

Burada;

Va: «FAZ A GERİLİM [V]»

Vb: «FAZ B GERİLİM [V]»

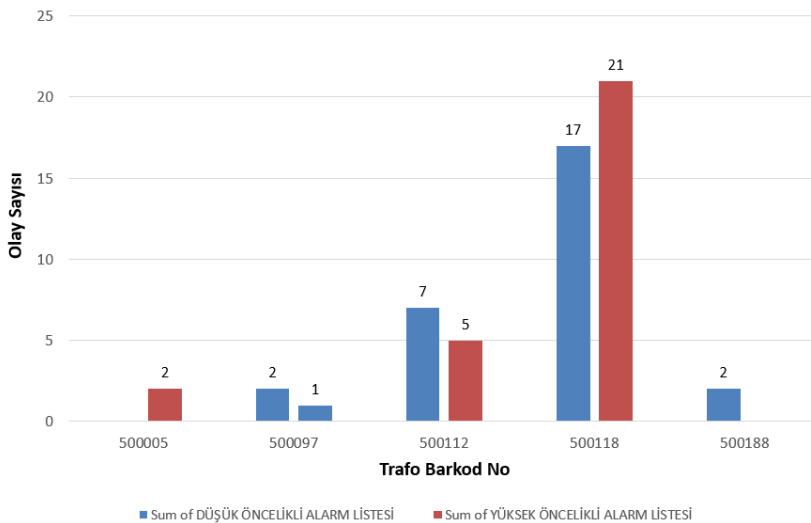
Vc: «FAZ C GERİLİM [V]»

Diğer matematiksel işlemler Excel yazılımının “Max”, “Abs” komutları ile gerçekleştirilir.

- 15 dk’lık ortalama ölçüm verilerine ait PVUR indisi değeri hesaplanır.
- «PVUR [%]» alanının yan kolonuna «YÜKSEK ÖNCELİKLİ ALARM LİSTESİ» ve «DÜŞÜK ÖNCELİKLİ ALARM LİSTESİ» alanları açılır.
- $\%2 \leq \%PVUR < \%3$ arasındaki değerler filtrelenir ve “Düşük Öncelikli Alarm Listesine” alınır.
- $\%PVUR \geq \%3$ değerleri “Yüksek Öncelikli Alarm Listesine” atanır.
- «TRAFO_BARKOD_NO» alanı ile alarm listesinde yer alan olay sayıları ilişkilendirilir ve görselleştirilir.

b) Örneklem

YEDAŞ AGİS ölçüm verilerinden “2015_GT” örneklem dosyası üzerinde, geliştirilen algoritma uygulanarak elde edilen sonuçlar bu bölüm altında paylaşılmıştır. 02/11/2015 ile 31/12/2015 arasındaki 15 dk’lık ölçüm verileri kullanılarak yapılan analizde 7745 ölçüm değeri içerisinde %2 gerilim dengesizliğinden büyük değer alan toplam 57 olay gerçekleşmiştir (Tablo 86). Trafo başına gerçekleşen olay sayılarının dağılımı aşağıda verilmektedir (Şekil 65). Bu olaylardan 29’u yüksek öncelikli alarm sınıfına dâhil olurken, kalanı alarm listesinde yer almıştır.



Şekil 65: Gerilim Dengesizliği Olay Sayıları

Tablo 86: PVUR İndis Hesaplaması

TRAFO_BARKOD_NO	FAZ A GERİLİM [V]	FAZ B GERİLİM [V]	FAZ C GERİLİM [V]	PVUR [%]	Alarm Türü
500118	248,14	225,87	253,17	6,82	Yüksek
500005	193,45	205	217,84	6,04	Yüksek
500112	238,79	221,81	215,86	5,90	Yüksek
500112	229,45	221,08	244,07	5,41	Yüksek
500118	256,63	235,99	255,04	5,31	Yüksek
500118	237,46	223,41	245,25	5,08	Yüksek
500118	249,7	232,75	250,66	4,76	Yüksek
500118	238,13	250,96	230,08	4,69	Yüksek
500097	243,27	241,28	225,81	4,64	Yüksek
500118	243,16	241,7	225,96	4,63	Yüksek
500118	247,44	232,43	248	4,20	Yüksek
500118	246,86	229,33	241,5	4,14	Yüksek
500112	234,15	227,73	217,39	3,99	Yüksek
500112	224,05	241,34	230,89	3,98	Yüksek
500005	209,46	216,32	225,78	3,96	Yüksek
500118	245,79	245,48	232,03	3,76	Yüksek
500118	229,9	233,82	244,62	3,60	Yüksek
500118	227,51	239,75	240,47	3,56	Yüksek
500118	247,44	234,53	235,07	3,53	Yüksek
500118	252,8	238,28	241,96	3,46	Yüksek
500118	243	230,99	243,37	3,40	Yüksek
500118	240,52	228,39	240,3	3,39	Yüksek
500112	241,65	226,74	234,73	3,26	Yüksek
500118	246,65	253,8	238,38	3,21	Yüksek
500118	245,1	243,55	232,78	3,20	Yüksek
500118	229,59	240,63	241,31	3,20	Yüksek
500118	239,33	253,54	245,11	3,07	Yüksek
500118	260,14	247,81	249,27	3,06	Yüksek
500118	240,5	236,24	249,4	3,04	Yüksek
500112	233,81	233,64	223,67	2,91	Düşük
500112	241,83	231,55	231,65	2,90	Düşük
500112	226,15	226,43	216,91	2,80	Düşük
500118	234,62	247,19	242,28	2,79	Düşük
500112	238,68	229,06	229,31	2,72	Düşük
500112	225,22	226,4	216,91	2,66	Düşük
500118	234,09	233,59	224,76	2,62	Düşük
500188	229,98	239,31	231,01	2,52	Düşük
500097	228,86	230,6	238,42	2,49	Düşük
500118	244,94	254,91	246,31	2,49	Düşük
500118	248,91	239,72	240,07	2,47	Düşük
500097	236,49	227,83	228,03	2,47	Düşük
500118	229,91	237,14	239,55	2,39	Düşük
500112	241,47	233	233,22	2,36	Düşük
500188	224,64	225,98	233,32	2,34	Düşük
500118	250,61	241,19	242,84	2,34	Düşük

TRAFO_BARKOD_NO	FAZ A GERİLİM [V]	FAZ B GERİLİM [V]	FAZ C GERİLİM [V]	PVUR [%]	Alarm Türü
500118	243,19	252,42	244,54	2,31	Düşük
500118	244,12	252,81	244,74	2,26	Düşük
500118	244,89	253,99	246,26	2,26	Düşük
500112	225,02	232,38	233,22	2,25	Düşük
500118	239,25	238,83	247,21	2,25	Düşük
500118	236,48	244,7	236,75	2,25	Düşük
500118	231,19	238,46	239,63	2,21	Düşük
500118	239,73	238,43	246,98	2,18	Düşük
500118	228,23	236,26	229,33	2,16	Düşük
500118	229,22	236,26	237,09	2,12	Düşük
500118	239,75	231,98	232,7	2,10	Düşük
500118	238,74	238,09	231,25	2,02	Düşük

3.4.2 Akım Dengesizliği

AG dağıtım sistemlerinde oluşan akım dengesizliği; gerilim dengesizliği veya yük tarafındaki değişimler (aralıklı çalışan tek fazlı yükler, motorların kalkış akımı vb.) nedeniyle ortaya çıkabilmektedir. Bu sebeple, Hizmet Kalitesi Yönetmeliği'nde dağıtım şirketlerine akım dengesizliği hususunda bir yükümlülük getirilmemiştir.

Buna rağmen, üç faz dört telli sistemlerdeki akım dengesizliği şebekede oluşan teknik kayıpları artırmaktadır. Kayıp artışının esas nedenleri; dengesizlik durumunda nötr iletkeninden dönüş akımının akması ve termal kayıpların akım genliğinin karesi ile değişmesidir. Aktif güç kaybının akım dengesizliği ile olan ilişkisini açıklamak adına aşağıda dengeli ve dengesiz senaryolara dair iki ayrı örnek verilmektedir:

Dengeli durum için: Her fazdan I genliğinde 120° faz farkına sahip akım akmakta bu nedenle nötr iletkeninde kayıp oluşmamaktadır. Faz dirençlerinin eş olduğu kabul edilirse buradaki toplam aktif güç kaybı:

$$\Delta P_{dengeli} = 3I^2R$$

En kötü dengesizlik koşulu: 3I genliğindeki akım yalnızca A fazından geçmekte, bu durum nötr iletkeninden de aynı genlikteki geri dönüş akımın geçmesine yol açmaktadır. Nötr kesiti ile faz kesitinin eş olması durumunda güç kaybı:

$$\Delta P_{dengesiz} = (3I)^2R \times 2 = 18I^2R$$

Örnek durum için AG iletkenler üzerinde oluşan aktif güç kaybının 6 katına çıktığı söylenebilmektedir.

Hat kayıplarının haricinde dengesizlik akımları tedarik sürekliliğini de olumsuz etkileyebilmektedir. Türkiye'deki mevcut AG şebekelerde nötr iletken kesiti genellikle faz iletkenlerin küçük seçilmektedir. Kesitin düşük olması, nötr iletkeninin daha fazla ısınmasına ve iletkende hasar oluşmasına sebebiyet verebilmektedir. Diğer bir deyişle, nötr iletkeninde oluşan dengesizlik akımı, şebeke güvenliğini ve güvenilirliğini azaltabilmektedir.

Son kullanıcı kısmında ise akım dengesizliği ile gerilim dengesizliği arasındaki etkileşimin önemi artmaktadır. Literatürde gerçekleştirilen çalışmalarda, motorun terminal uçlarındaki gerilim sinyalinin %1 dengesizliği, motor tarafından çekilen akımda %6 - %10 arasında dengesizlik oluşturabilmektedir. Akım ve gerilim dengesizliği arasındaki ilişki, 5 hp gücünde üç fazlı bir elektrik motorundan alınan deney sonuçları ile aşağıda paylaşılmaktadır (Tablo 87). Tablo'dan görüldüğü üzere motor giriş uçlarında oluşan %5,4'lük gerilim dengesizliği %40 akım dengesizliği oluşturmakta ve akımdaki değişim sargı sıcaklıklarını 40°C yükselterek ekipman ömrünü kısaltmaktadır.

Tablo 87: Motor Terminallerinde Gerilim-Akım Dengesizliği İlişkisi

Karakteristik	Performans Değerleri		
Ortalama Gerilim [V]	230	230	230
Gerilim Dengesizliği [%]	0,3	2,3	5,4
Akım Dengesizliği [%]	0,4	17,7	40
Sıcaklık Artışı [°C]	0	30	40

Dağıtım şebekelerindeki akım dengesizliği oranının belirlenmesi için çeşitli çalışmalar yürütülmüştür. IEEE Std. 1159-2009 dokümanında¹² tipik akım dengesizliği oranının %1-%30 arasında olduğu ifade edilmiştir. Çin’de yapılan bir çalışmada üç fazlı dağıtım trafosu çıkışındaki akım dengesizliğinin %10-%15 seviyesini aşmaması önerilmiştir.¹³

Kuzeybatı Enerji Verimliliği Birliği (Northwest Energy Efficiency Alliance - NEEA) tarafından gerçekleştirilen dağıtımda verimlilik çalışmasında, akım dengesizliğinin %25 seviyesinden %10 seviyesine indirilmesinin AG seviyesindeki teknik kayıpları %10-%15 arasında azaltabileceği belirtilmiştir.¹⁴ YEDAŞ şebekesindeki akım dengesizliği oranlarının AGİS üzerinden takip edilmesi ve fazlarda yapılacak bağlantı değişiklikleri ile dengesizliğin düşürülmesinin, teknik kayıpların azaltılmasında katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir. Dengesizliğin hesabı için, aşağıda tanımı verilen CUF (Hat Akımı Dengesizlik Faktörü – Current Unbalance Factor) indisi kullanılmıştır:

$$I_{ort} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}$$

$$\%CUF = \frac{Maks. \{|I_a - I_{ort}|; |I_b - I_{ort}|; |I_c - I_{ort}|\}}{I_{ort}} \times 100$$

I_a, I_b, I_c : Hat Akımı Genlikleri
 I_{ort} : Ortalama Akım Değeri
 CUF : Hat Akımı Dengesizlik Faktörü

Literatürdeki çalışmaların ışığında YEDAŞ bölgesindeki akım dengesizliği için limit değer olarak %15 oranı belirlenmiştir. Bu oranın üzerindeki noktalarda saha denetimlerinin yapılması ve müşterilerin faz bağlantıları ile ilgili değişik yapılmasının gündeme alınması tavsiye edilmektedir.

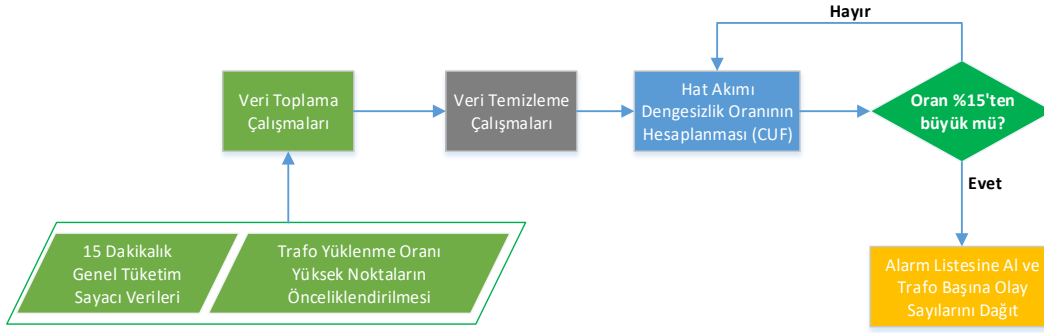
a) Algoritma

Akım dengesizliğinin tespiti için geliştirilen algoritma aşağıda verilmektedir (Şekil 66).

¹² IEEE Std. 1159-2009, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, IEEE Power & Energy Society, 2009.

¹³ Guang, Y. ve Tao, H., “Circuit Loss Analysis and Application Development Of Three-Phase Unbalanced Load Of Low Voltage Distribution Network”

¹⁴ EPRI, “Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York State”, 2012.



Şekil 66: Akım Dengesizliği Algoritması

VERİ TOPLAMA ÇALIŞMALARI

- Genel Tüketim Sayacı Verisi - «YIL», «TRAFO_BARKOD_NO», «MODEM_SERI_NO», «SAYAC_SERI_NO», «SAYAC_FLAG_KOD», «SAYAC_TIPI», «SAYAC_TIPI_ID», «SAYAC_DURUMU», «LOAD_PROFILE_DATE», «L1_CURRENT», «L2_CURRENT», «L3_CURRENT», «L1_VOLTAGE», «L2_VOLTAGE», «L3_VOLTAGE», «METER_DATE», «METER_ID», «MODEM_INCOMING_DATA_ID» «NEGATIVE_TO», «T0», «Q1», «Q2», «Q3», «Q4» alanlarından oluşur.
- «YIL» alanından Blanks sekmesi kaldırılarak filtrelenir.
- «L1_CURRENT», «L2_CURRENT », «L3_CURRENT » alanlarının isimleri «FAZ A AKIM [A]», «FAZ B AKIM [A]» ve «FAZ C AKIM [A]» olarak değiştirilir.
- Akım değerlerinin yan kolonuna «TOPLAM AKIM [A]» alanı açılır.
- Faz akımları toplanarak «TOPLAM AKIM [A]» alanına atanır.

VERİ TEMİZLEME ÇALIŞMALARI

- «TOPLAM AKIM [A]» değeri 63A'den küçük olan ölçüm değerleri filtrelenerek silinir.
- 0,7 pu'dan (160V) küçük faz gerilimlerine ait okuma değerleri (160 V) silinir.
- «Q1», «Q2», «Q3» ve «Q4» alanları silinerek temizlenir.

HAT AKIMI DENGESİZLİK ORANININ HESAPLANMASI

- «TOPLAM AKIM [A]» alanının yan kolonuna «CUF [%]» alanı açılır.
- Alana CUF indisinin hesaplanmasında kullanılan aşağıdaki formülasyon atanır.

$$\%CUF = \frac{Maks. \{|I_a - I_{ort}|; |I_b - I_{ort}|; |I_c - I_{ort}|\}}{I_{ort}} \times 100$$

Burada;

Ia: «FAZ A AKIM [A]»

Ib: «FAZ B AKIM [A]»

Ic: «FAZ C AKIM [A]»

Diğer matematiksel işlemler Excel yazılımının “Max” ve “Abs” komutları ile gerçekleştirilir.

- 15 dk'lık ortalama ölçüm verilerine ait CUF indisi değerleri hesaplanır.
- «CUF [%]» alanının yan kolonuna «ALARM LİSTESİ» kolonu açılır.
- $CUF [\%] \geq \%15$ olan ölçüm değerleri «ALARM LİSTESİ» alanına aktarılır.
- Trafo başına alarm listesine giren olay sayıları dağıtılarak önceliklendirme raporu oluşturulur.

b) Örneklem

YEDAŞ AGİS ölçüm verilerinden "2015_GT" örneklem dosyası üzerinde, geliştirilen algoritma uygulanarak elde edilen sonuçlar bu bölüm altında paylaşılmıştır. 02/11/2015 ile 31/12/2015 arasındaki 15 dk'lık ölçüm verileri kullanılarak yapılan analizde, veri temizlemeleri sonucunda oluşan 2483 ölçüm değerinin tamamı, %15 akım dengesizliğinden büyük değer almıştır. Ölçüm verileri içerisinde minimum nokta %29,9, maksimum nokta %46,4 ve verilerin ortalaması %37,6 değerini almıştır.

Sonuçlar göz önüne alındığında, örneklem verisindeki akım dengesizlik oranlarının oldukça yüksek olduğu değerlendirilmektedir. Tüm değerler %15'ten büyük olduğu için en yüksek değerli ilk 50 değer trafo başına dağılımları ve listesi aşağıda paylaşılmaktadır (Tablo 88).

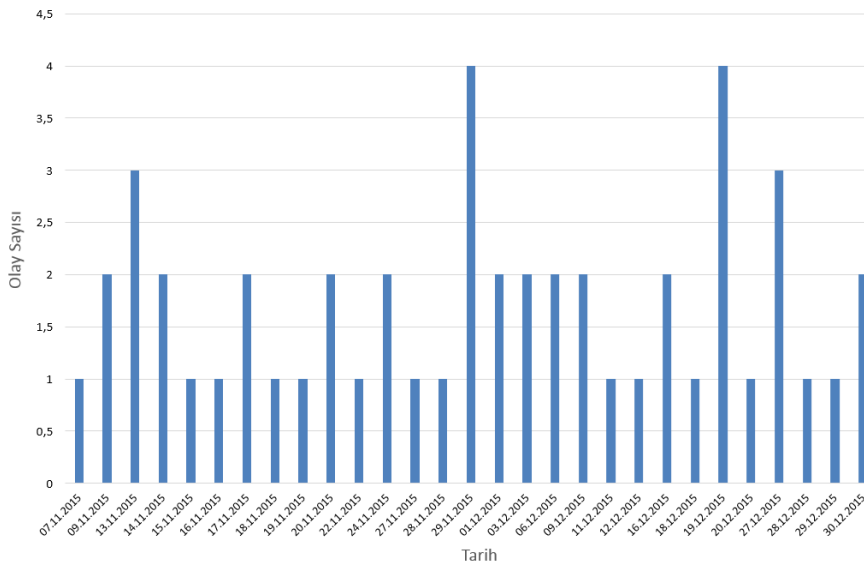
Üç faz toplamı 63A seviyesinden küçük (15 kW aktif güç) trafo çıkışları veri temizleme çalışmalarında filtrelediği için tüm olaylar 500118 barkod no'lu trafo için sıralanmıştır.

Tablo 88: CUF İndis Hesaplaması

TRAFO_BARKOD_NO	FAZ A GERİLİM [V]	FAZ B GERİLİM [V]	FAZ C GERİLİM [V]	CUF [%]
500118	28,2	40	14,83	46,42
500118	29,51	33,82	13,79	46,36
500118	28,25	29,96	12,75	46,10
500118	26,66	31,31	12,78	45,81
500118	28,97	29,61	12,99	45,55
500118	26,33	31,28	12,89	45,15
500118	27,88	30,69	13,22	44,76
500118	27,95	32,65	13,78	44,42
500118	27,88	40,4	15,66	44,39
500118	28,1	31,09	13,47	44,38
500118	26,61	32,47	13,48	44,27
500118	27,37	30,43	13,19	44,26
500118	29,18	31,27	13,83	44,14
500118	27,75	29,83	13,19	44,09
500118	29,58	31,66	14,05	44,02
500118	26,86	30,65	13,2	44,00
500118	29,31	31,15	13,89	43,95
500118	28,11	34,11	14,33	43,84
500118	29,33	33,49	14,52	43,68
500118	27	31,76	13,6	43,62
500118	27,22	31,05	13,5	43,57
500118	30,81	31,71	14,52	43,46
500118	29,33	32,43	14,41	43,25
500118	27,78	31,76	13,91	43,19

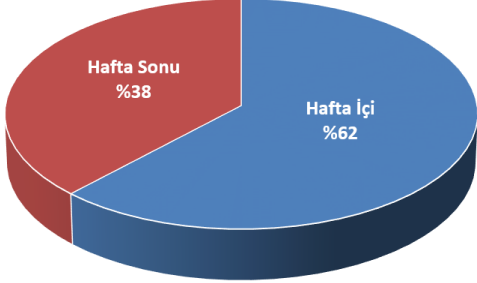
TRAFO_BARKOD_NO	FAZ A GERİLİM [V]	FAZ B GERİLİM [V]	FAZ C GERİLİM [V]	CUF [%]
500118	27,23	31,06	13,62	43,18
500118	27,94	32,04	14,03	43,13
500118	28,64	30,39	13,81	43,12
500118	30,41	31,13	14,4	43,11
500118	29,08	32,04	14,32	43,05
500118	28,04	30,28	13,67	43,03
500118	28,57	32,55	14,33	43,02
500118	28,72	31,96	14,24	42,98
500118	29,3	31,84	14,36	42,94
500118	29,45	32,33	14,53	42,88
500118	27,99	31,08	13,91	42,82
500118	27,99	30,83	13,91	42,62
500118	28,25	33,91	14,74	42,50
500118	28,01	32,42	14,34	42,46
500118	28,05	30,03	13,8	42,40
500118	27,66	30,44	13,81	42,39
500118	28,46	31,87	14,36	42,32
500118	29,2	31,96	14,56	42,31
500118	30,76	32,62	15,09	42,31
500118	27,91	30,05	13,8	42,31
500118	27,25	31,97	14,1	42,31
500118	27,16	32,37	14,18	42,29
500118	30,34	34,12	15,37	42,24
500118	33,31	34,82	16,25	42,23
500118	28,43	31,43	14,28	42,22
500118	27,77	32,17	14,3	42,21

En yüksek 50 dengesizlik olayının günlere göre dağılımı incelendiğinde, olayların 59 günlük ölçüm periyodu içerisinde 29 farklı günde meydana geldiği görülmektedir (Şekil 67). 29 Kasım ve 19 Aralık günleri 4'er olay ile dengesizlik ihlalinin en çok yaşandığı zamanları temsil etmektedir.



Şekil 67: Dengesizlik Olay Sayılarının Gün Bazlı Dağılımı

29 farklı günün hafta içi ve sonu bakımından ayrımı incelendiğinde, sırasıyla %62 ve %38'lik dağılım belirlenmektedir. İhlalin en çok yaşandığı 29 Kasım ve 19 Aralık tarihleri de Cumartesi ve Pazar günlerine karşılık düşmektedir. Homojen dağılımda hafta sonu günlerinin %28'lik orana sahip olması beklendiği göz önüne alınırsa, akım dengesizliğindeki %38'lik oranın yüksek olduğu söylenebilmektedir. Dolayısıyla, abonelerin iş günü haricindeki davranış değişikliklerinin akım dengesizliğini artırdığı ifade edilebilmektedir.



Şekil 68: Olayların Hafta İçi ve Sonuna Göre Dağılımı

4 Değerlendirmeler ve Gelecek Yönergeleri

Veri Analitiği Ar-Ge Projesi kapsamında gerçekleştirilen; şirket içerisinde mevcut durumda depolanan/depolanması önerilen veriler üzerinden bölgesel farklılıklar, meteorolojik etmenler ve arıza ekipleri gibi dış faktörlerin de dikkate alındığı, kayıp-kaçak ve arıza analizleri süreçlerinin iyileştirilmesi ve geliştirilmesini amaçlayan algoritmalar geliştirilmesi çalışmalarının sonuçları paylaşılmıştır.

Ayrıca, Türkiye'de elektrik dağıtım sektöründeki veri analitiği uygulamaları açısından ilk Ar-Ge projelerinden biri olarak, veri madenciliği/analitiği konularına sektör açısından bir giriş yapılarak, yaygınlaştırılması için gerekli aksiyonlar incelenmiştir.

Proje kapsamında en önemli değerlendirmelerden biri şüphesiz, veri oluşturma çalışmalarının veri analitiği için en önemli temeli oluşturmasıdır. Veri Analitiği yöntemlerinin her birinde (Sınıflandırma, Kümeleme, Regresyon) veri setinin çeşitli, doğru ve büyük hacimli verilerden oluşturulabilmesi amacı ile aşağıdaki iyileştirme çalışmalarının yapılması önerilmektedir;

- Büyük verinin tanımlanması,
- Büyük verinin depolanması,
- Büyük verinin erişimi,
- Büyük verinin işlenmesi ve analitiği,
- Büyük verinin idaresi ve güvenliği.

Bu çalışmaların bir sonraki faza aktararak yaygınlaştırılması, daha iyi sonuçlar elde edilmesi ve yapılacak çalışmalarda burada not edilen problemlerin yinelenmemesi adına YEDAŞ bünyesinde aşağıdaki aksiyonların alınması değerlendirilmelidir;

- Yeni veri oluşturma aşamasında, saha ekiplerinin ve ilgili kullanıcıların girdilere, gelen verinin son halini oluşturacak bilgi işlem ekiplerinin ise verilerin yapısal özelliklerinin kalitesinden sorumlu olmaları,
- Mevcut veri tabanlarında yer almakta olan verilerin tutarlılığı, eksiksizliği, güncelliği vb. parametreler doğrultusunda veri kalitesi gereksinimlerinin tanımlanmasına ve bu gereksinimlerin oluşturulacak veri kalitesi kontrol ve sağlama süreçleri doğrultusunda takip edilmesi,

- Otonom veri analiz programları geliştirilmesi için veri alanlarına standartların tanımlanması,
- “Sistemler Arası Veri Akış Önerileri Raporu’nda” detayları verilen entegrasyon yol haritasının detaylandırılması ve uygulanması için gerekli adımların atılması,
- “Veri Yönetim Stratejileri Raporu’nda” detayları paylaşılan öncül projelerin hayata geçirilmesi,
- Üzerinde sözleşme olmayan tesisatların sistemsel olarak endeks kontrolü yapılması,
- Trafo ve müşteri eşleşmesinin sistemlerde doğruluk oranının artırılması,
- Elektronik sayaç kullanan müşterilerin T0 tüketimlerinin T1+T2+T3 toplamına eşit olmadığı fatura ayları ile ilgili temizleme işlemi yapılması,
- Teknik kayıp çalışmalarında, müşteri tüketimlerinin ölçülmesinde ve kayıt altına alınmasında sayaçların yıldızlı OBİS kodlarının kullanılması, böylece trafo çıkış tüketimleri ile müşteri tüketimleri arasındaki yapılan karşılaştırma çalışmalarının doğruluğunun artırılması,
- Teknik kayıp çalışmalarında, ölçülen kayıp + kaçak değerleri ile hesaplanan teknik kayıp değerlerinin aylık bazda alarm üretecek şekilde karşılaştırılması ve analizlerin geniş sayıda örneklem grubunu içermesi böylece usulsüz elektrik kullanımı tespit olasılığının artırılması,
- Faz dengesizliği probleminin gerilim ve akım dengesizliği başlıklarında münferit olarak incelenmesi;
 - Gerilim dengesizliği problemlerine yönelik yapılan incelemelerde, endüstriyel tüketicilere odaklanması diğer bir ifade ile fider karakteristikleri ile ölçüm sonuçlarının ilişkilendirilmesi,
 - Akım dengesizliği için düşük yüklenme değerine sahip fiderlere “üç faz akımının toplamı” filtresinin uygulanması böylece teknik kayba etkisi az ancak dengesizlik oranı yüksek noktaların önceliklendirme listesinden çıkarılması,
- Arıza sürecinde saha ekiplerinin farklı çalışma durumlarının kayıt altına alınması (Ekibe arıza iş emrinin iletilmesi, ekibin işi kabul etmesi, işin yapılacağı alana varması, işe başlaması, işi bitirmesi, vb.)
- Saha personellerin yetkinliklerine, çalışma alanlarına, fiziksel özelliklerine, tecrübelerine, şimdiye kadar gerçekleştirdikleri iş tiplerine göre çalışma kartlarının oluşturulması ve bu tip verilerin iş performansı değerlendirmesinde kullanılması,
- Arıza tiplerinin girişlerinin mümkün olduğunca doğru girişinin sağlanması,
- Diğer arıza tipi olarak sınıflandırılan arızalar için yeni arıza tipleri oluşturulması,
- Arıza tipleri için birkaç kademe alt kırılımın oluşturulması.

Algoritmaların geliştirilmesi fazlarında veri kalitesi ve tutarlılığı ile ilgili kısmi problemlerle karşılaşılmasına rağmen yapılan deneyler ve sonuçlar, çalışmalarda ayrıştırıcı bilginin olduğunu göstererek ileriye yönelik olumlu sonuçlar vermiştir. Önerilen aksiyonların alınması, süreçlerin tanımlanması ve işletilmesi sonrasında yapılacak veri analitiği uygulamaları gelecek vadetmektedir.