

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**ARAÇ ŞARJ İSTASYONLARININ DAĞITIM ŞEBEKESİNE
ENTEGRASYONUyla MEYDANA GELEN OLUMSUZLUKLARIN
BELİRLENMESİ**

DORUK GÜNEŞ

KOCAELİ 2017

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ARAÇ ŞARJ İSTASYONLARININ DAĞITIM ŞEBEKESİNE
ENTEGRASYONUyla MEYDANA GELEN
OLUMSUZLUKLARIN BELİRLENMESİ

DORUK GÜNEŞ

Doç.Dr. Bora ALBOYACI
Danışman, Kocaeli Üniv.

Doç.Dr. Nuran YÖRÜKEREN
Jüri Üyesi, Kocaeli Üniv.

Prof.Dr. Mehmet BAYRAK
Jüri Üyesi, Sakarya Üniv.


.....

.....

.....

Tezin Savunulduğu Tarih: 27.12.2017

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında, gün geçtikçe artan elektrikli araç sayıları ile birlikte yaygınlaşan araç şarj istasyonlarının, dağıtım şebekelerine entegrasyonu sonrasında şebeke içerisinde meydana gelebilecek olumsuzluklar incelenmiştir. İncelemede gerçek bir dağıtım şebekesine ait veriler kullanılmış ve olasılıksal yöntemlerden faydalanılmıştır.

115E411 no'lu "Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekesine Entegrasyonu ile Meydana Gelen Olumsuzlukların Belirlenmesi" projesi kapsamında sağladığı desteklerden dolayı Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu (TÜBİTAK)'teşekkürlerimi sunarım.

Çalışmalarım süresince sağladıkları destek ve rehberlik için değerli hocalarım Doç. Dr. Bora ALBOYACI, Yrd. Doç. Dr. Mehlika ŞENGÜL, Dr. İbrahim G. TEKDEMİR'e ve değerli meslektaşlarım Mert KESİCİ ve Rauf YAPICI'ya teşekkürlerimi sunarım.

Çalışma içerisinde kullanılan gerçek şebeke verileri sağlayan Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. şirketine ve şirket çalışanlarına teşekkürlerimi sunarım.

Ayrıca, tezin oluşumu esnasında karşılaşmış olduğum problemlerde bana destek olan tüm GENETEK şirketi çalışanlarına teşekkürlerimi sunarım.

Son olarak hayatımın her adımında sağladıkları destek ve karşılıksız verdikleri sevgi, hoşgörü ve cesaret için ailemin değerli fertlerine en içten sevgilerimi sunarım.

Aralık – 2017

Doruk GÜNEŞ

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR	i
İÇİNDEKİLER	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iii
TABLolar DİZİNİ	vi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	vii
ÖZET.....	viii
ABSTRACT.....	ix
GİRİŞ	1
1. GENEL BİLGİLER.....	4
2. ANALİZ MODELİNİN OLUŞTURULMASI.....	9
2.1 Mevcut Dağıtım Transformatörlerinin Yük Profillerinin Belirlenmesi.....	10
2.2. Elektrikli Araç Yüklerinin Belirlenmesi	18
2.3. HLA Yöntemi ile Mevcut Transformatör ve Elektrikli Araç Yükleri Arasındaki Korelasyon Değerlerinin Analiz Değerleri Üzerinde Elde Edilmesi	25
2.3.1. Transformatör yük eğrilerinin ve olasılıksal modellerin oluşturulması	26
2.3.2. Elektrikli araç şarj istasyonu yük eğrilerinin ve olasılıksal modellerin oluşturulması	31
2.3.3. Yüklenme senaryolarının LHÖ ve TSA yöntemleri kullanılarak üretilmesi	32
3. ANALİZ MODELİNİN OLUŞTURULMASI.....	35
3.1 Güvenilirlik İndislerinin İncelenmesi	38
3.2 Sistemin Gerilim Profillerinin İncelenmesi	43
3.3 Dağıtık Üretim Santrallerinin Boyutlandırılması ve Sisteme Etkisinin Belirlenmesi	46
4. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	68
KAYNAKLAR	76
KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER	80
ÖZGEÇMİŞ	81

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1.	İncelenen dağıtım fiderinin topolojisi	9
Şekil 2.2.	Merinos fideri prensip tek hat gösterimi	10
Şekil 2.3.	TR1 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	11
Şekil 2.4.	TR2 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	11
Şekil 2.5.	TR3 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	12
Şekil 2.6.	TR4 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	12
Şekil 2.7.	TR5 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	13
Şekil 2.8.	TR6 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	13
Şekil 2.9.	TR32 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	14
Şekil 2.10.	TR97 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	14
Şekil 2.11.	TR272 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	15
Şekil 2.12.	TR348 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	15
Şekil 2.13.	TR421 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	16
Şekil 2.14.	TR428 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	16
Şekil 2.15.	TR580 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	17
Şekil 2.16.	TR442 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri	17
Şekil 2.17.	Yirmi dakikalık bazda otoparka giren ve çıkan araç sayısı.....	19
Şekil 2.18.	Bir günlük dilimde otoparka giren araçlara ait giriş ve otoparkta kalış sürelerinin gesterimi	19
Şekil 2.19.	Araç şarj otoparkına ait günlük yük eğrisi	21
Şekil 2.20.	Otoparkların mevcut dağıtım şebekesi üzerindeki yerleşimi	23
Şekil 2.21.	Elektrikli araç otoparklarının yük profilleri	24
Şekil 2.22.	Gruplandırılmış yük bölgeleri	25
Şekil 2.23.	TR532'nin dört farklı durum için ortalama günlük yüklenme eğrileri	28
Şekil 2.24.	TR1, 1. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi	29
Şekil 2.25.	TR2, 2. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi	29
Şekil 2.26.	TR3, 3. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi	30
Şekil 2.27.	TR4, 4. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi	30
Şekil 2.28.	EA-1'in dört farklı durum için ortalama günlük yüklenme eğrileri	31
Şekil 2.29.	Mevcut transformatör ve elektrikli araç şarj istasyonu yüklerine ait örneklemelerin uygun korelasyon değerlerini sağlayacak şekilde eşleştirilmesi	34
Şekil 3.1.	TR-1 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları.....	36
Şekil 3.2.	TR-580 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları.....	37

Şekil 3.3.	TR-348 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları.....	37
Şekil 3.4.	TR-348 trafosu için gelecek yıllara dönük en yüksek yüklenme değerinin seçilmesi.....	39
Şekil 3.5.	Trafolar için gelecek yıllara dönük en yüksek yüklenme değerinin seçilmesi.....	40
Şekil 3.6.	2025 yılı için elektrikli araç yükü ile oluşturulan yeni senaryoların sınır değerler ile karşılaştırılması.....	40
Şekil 3.7.	2030 yılı için elektrikli araç yükü ile oluşturulan yeni senaryoların sınır değerler ile karşılaştırılması.....	41
Şekil 3.8.	SAIDI ve SAIFI indislerinin incelenen yıllar için öngörülen değişimi.....	41
Şekil 3.9.	2020 yılına ait dağıtım şebekesi gerilim profili.....	43
Şekil 3.10.	2020 yılına ait dağıtım şebekesindeki EA'lı transformatörlerin yüklenmeleri.....	44
Şekil 3.11.	2020, 2025, 2030 ve 2035 yılları için dağıtım sistemindeki konvansiyonel yükler için trafo yüklenme değerleri.....	45
Şekil 3.12.	2020, 2025, 2030 ve 2035 yılları için dağıtım sistemindeki EA ve konvansiyonel yükler için trafo yüklenme değerleri.....	45
Şekil 3.13.	Güneş enerjisi potansiyeli atlasına göre Bursa ilinin toplam güneş radyasyonu haritası.....	46
Şekil 3.14.	Güneş enerjisi potansiyeli atlasına göre İstanbul ilinin toplam güneş radyasyonu haritası.....	47
Şekil 3.15.	İstanbul'da ortalama ışınım değerleri.....	48
Şekil 3.16.	Bursa iline ait aylık bazda global radyasyon değerleri.....	48
Şekil 3.17.	TR1 bölgesi için hesaplanan besleme alanı.....	50
Şekil 3.18.	TR2 bölgesi için hesaplanan besleme alanı.....	50
Şekil 3.19.	Toki (TR4) bölgesi için hesaplanan besleme alanı.....	51
Şekil 3.20.	Bursa ilinin yıllık güneşlenmesine ilişkin istatistiksel veri.....	52
Şekil 3.21.	Bursa ili için yaz ve kış döneminde üretilebilecek ortalama elektrik enerjisi eğrileri.....	53
Şekil 3.22.	İncelenen bölgedeki güneş paneli ile enerji üretimine ilişkin olasılık yoğunluk fonksiyonu.....	53
Şekil 3.23.	TR-272 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi.....	58
Şekil 3.24.	TR-421 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi.....	58
Şekil 3.25.	TR-97 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi.....	59
Şekil 3.26.	TR-348 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi.....	60
Şekil 3.27.	TR-442 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi.....	60

Şekil 3.28. TR-428 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	61
Şekil 3.29. TR-580 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	62
Şekil 3.30. TR-532 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	62
Şekil 3.31. TR-1 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	63
Şekil 3.32. TR-2 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	64
Şekil 3.33. TR-3 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	64
Şekil 3.34. TR-4 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	65
Şekil 3.35. TR-5 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	66
Şekil 3.36. TR-6 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi	66
Şekil 4.1. TR-3 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimin birlikte gösterilmesi	68
Şekil 4.2. Güneş panelleri eklenmeden önce ve sonra TR-3 transformatörünün şebekeden talep ettiği enerji miktarının günlük yük eğrileri olarak bir arada gösterilmesi.....	69
Şekil 4.3. Şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi.....	69
Şekil 4.4. 2025 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi.....	70
Şekil 4.5. 2030 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi.....	70
Şekil 4.6. 2035 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi.....	71

TABLULAR DİZİNİ

Tablo 1.1.	Elektrikli araç şarj istasyonu karakteristik değerleri.....	8
Tablo 2.1.	Araç şarj otoparkında bulunan araç sayıları	23
Tablo 2.2.	Araç şarj otoparkında bulunan araç sayıları	24
Tablo 2.3.	Transformatör yük gruplarına ait Weibull fonksiyonu parametreleri	28
Tablo 2.4.	Elektrikli araç yük gruplarına ait Weibull fonksiyonu parametreleri	32
Tablo 3.1.	İncelenen yıllar için yük artış katsayıları	35
Tablo 3.2.	Merinos fiderinin beslediği bölgedeki elektrikli araç sayısının artışı	36
Tablo 3.3.	Energex şirketinin SAIDI performansı	42
Tablo 3.4.	Energex şirketinin SAIFI performansı.....	42
Tablo 3.5.	Bölgedeki tüm güneş panellerinin dört farklı durum için elde edilen yüklenme senaryoları (kW).....	54
Tablo 3.6.	Her bir bölge için hesaplanan çarpan değerleri	55
Tablo 3.7.	Güneş panellerinin ocak hafta içi durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)	55
Tablo 3.8.	Güneş panellerinin ocak hafta sonu durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)	56
Tablo 3.9.	Güneş panellerinin temmuz hafta içi durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)	56
Tablo 3.10.	Güneş panellerinin temmuz hafta sonu durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)	57

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

B_x	: x aracının %100 şarj durumuna ulaşabilmesi için gereken şarj süresi(dk)
E	: Beklenen değer
C_x	: i. dilimde otoparka giren x aracın otoparkta kalacağı süre
i	: Süre dilimi (dk)
R_x	: Referans süre (dk)
SOC_x	: Otoparka giren x aracının şarj durumu
x	: Değişken sayı
y	: Değişken sayı
σ	: Standart sapma

KISALTMALAR

BDF	: Birikimli dağılım fonksiyonu
EV	: Elektrikli araç (Electric vehicle)
HEA	: Hibrit elektrikli araçlar
HLA	: Huntington-Lyrantzis algoritması
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	: The Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
LHÖ	: Latin hiperküp örnekleme
ÖYF	: Olasılık yoğunluk fonksiyonu
PHEV	: Plug-in electric vehicle (şarj olabilen elektrikli araç)
SAIDI	: Sistem ortalama kesinti süresi (System average interruption duration index)
SAIFI	: Sistem ortalama kesinti sıklığı (System average interruption frequency index)
TEA	: Tam elektrikli araçlar
TSA	: Tekrar sıralama algoritması

ARAÇ ŞARJ İSTASYONLARININ DAĞITIM ŞEBEKESİNE ENTEGRASYONU İLE MEYDANA GELEN OLUMSUZLUKLARIN BELİRLENMESİ

ÖZET

Dünya üzerinde artan nüfus ve gelişen teknoloji ile sınırlı miktarda bulunan fosil yakıtlara bağımlı geleneksel ulaşım araçlarının yerini elektrikli araçlar almaktadır. Hızla artan elektrikli araç sayısı ve buna bağlı olarak artan elektrikli araç şarj istasyonu yükleri özellikle dağıtım şebekelerinin yeterliliğini ve güvenilirliğini tehdit etmektedir. Elektrikli araç şarj istasyonlarının saatlik veya mevsimsel bazda talep güçlerini tam olarak kestirmek mümkün olmadığı için bu çalışmada, mevcut yüklerin geçmiş yıllara ait yüklenme verileri göz önüne alınarak olasılıksal bir gelecek projeksiyonu oluşturulabileceği gösterilmiş ve oluşturulan bu gelecek projeksiyonları için elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesinin güvenilirlik indislerine (SAIDI, SAIFI) olan etkileri incelenmiştir. Kullanılan veriler yerel bir dağıtım şebekesinin istatistiksel verileri ile bir fiderinden alınan ölçüm değerlerine dayandırılmıştır. Bu çalışma içerisinde kullanılan olasılıksal modelleme yaklaşımı; Weibull dağılımına ait Olasılık Yoğunluk Fonksiyonunun (OYF) kullanımını, Latin Hiperküp Örnekleme (LHÖ) yöntemini ve yükler arasındaki korelasyon değerlerinin hesaplanarak Tekrar Sıralama Algoritması (TSA) ile optimum senaryonun uygun korelasyon ilişkisi dahilinde tekrar düzenlenmesini içermektedir. Belirtilen yöntemler kullanılarak gelecek yıllara yönelik senaryolar oluşturulmuş ve bu senaryolar kullanılarak elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekelerinin güvenilirlik indislerine olan etkileri olasılıksal modelleme yöntemlerinden faydalanılarak gerçek bir dağıtım sisteminde gösterilmiştir. Elde edilen sonuçlar çalışma içerisinde paylaşılmıştır.

Anahtar kelimeler: Araç Şarj İstasyonları, Elektrikli Araçlar, Güç Sistemlerinde Güvenilirlik, Latin Hiperküp Örnekleme.

DETERMINING DETRIMENTAL EFFECTS OF ELECTRIC VEHICLE CHARGE STATION INTEGRATION ON POWER DISTRIBUTION NETWORKS

ABSTRACT

With increasing population and developing technology in the world, electric vehicles are taking the place of traditional transportation vehicles dependent on limited fossil fuels. Rapid increase in the number of electric vehicles and charging station loads challenges the adequacy and reliability of distribution networks. Since it is not possible to estimate demanding power of electric vehicle charging stations on an hourly or seasonal basis, it has been shown in this study that probabilistic future projections can be made taking into account the measurements of the past years and effects of electric vehicle charging stations on the distribution network's reliability indices (SAIDI, SAIFI) are investigated for these future projections. Topology of distribution system and measurement data used is based on a local distribution network's statistics and measurements. Probabilistic modelling approach used in this study includes usage of the Probability Density Function (PDF) of Weibull distribution, Latin Hypercube Sampling (LHS) method, correlation between the loads and generation of optimum scenarios by applying re-ordering algorithm (ROA) in the context of suitable correlation between loads.

Key words: Vehicle Charge Stations, Electric Vehicles, Power System Reliability, Latin Hypercube Sampling.

GİRİŞ

Petrol ürünlerin fiyatlarındaki dalgalanmalar, sınırlı fosil yakıt kaynakları, fosil yakıt alanındaki dışa bağımlılık ve çevresel endişeler özellikle ulaşım alanında alternatif taşıtlara olan ilgiyi arttırmıştır. [1] Alternatif taşıt teknolojileri arasında öne çıkan hibrit elektrikli araç (HEA) ve tam elektrikli araç (TEA) modelleri günümüzde hali hazırda otomobil üreticileri tarafından üretilmektedir. Literatürde yapılmış araştırmalarda 2030 yılına kadar elektrikli araçların pazar payının %25-30 oranına yükseleceği öngörülmüştür [2]. Dünya üzerinde kullanımı gün geçtikçe artan elektrikli araçların teknolojik gelişmeleri hızla devam etmekte, yasal düzenleme ve standartlaşma çalışmaları bugün de sürmektedir.

Bu tez çalışmasında, elektrikli araç şarj istasyonlarının elektrik dağıtım şebekesine yapacağı olumsuz etkilerin incelenmesi amaçlanmıştır. Elektrikli araç teknolojilerinin dağıtım şebekesi üzerine etkilerinin ülkemizde de araştırılması, özellikle yasal mevzuat ve ulusal standartlaşma çalışmalarının hız kazanması anlamında da önemli olduğu düşünülmüştür.

Önümüzdeki yıllarda elektrikli araçların ve araç şarj istasyonlarının yaygınlaşarak şebekeye olumsuz etkilerinin artacağı düşüncesi konunun farklı açılardan incelenmesi gereğini doğurmuştur. Bu sistemlerin şebekede yaratacağı öngörülen olumsuz etkileri en aza indirmek için dağıtık üretim birimleri de bu konuya dahil edilmiştir. Dağıtık üretim sistemleri elektrik enerjisi üretiminde gün geçtikçe daha fazla önem kazanmaktadır. Fakat bu sistemler, sürekli güç kaynakları olmadıklarından dolayı güç sisteminde en uygun lokasyonda ve en verimli şekilde yer almaları gerekmektedir. Bu amaçla, günümüzde önemi gün geçtikçe artan araç şarj istasyonlarının şebekede oluşturacakları ilave kayıpları ve gerilim değişimlerini en aza indirmek için dağıtık üretim birimleriyle entegrasyonunun sağlanması her iki sistemin de daha verimli işletilmesini sağlayacaktır.

Bu tez çalışmasında, elektrikli araçların yapısına bağlı olarak, şarj istasyonlarının şebekeye etkisi pek çok açıdan değerlendirilmiştir. Elektrikli araçların sayısı,

yaygınlığı, güçleri, şarjda kalma süreleri, hangi saatlerde şarj oldukları, şebekeye hangi noktalardan bağlandıkları gibi pek çok parametre problemin tanımlanmasında kullanılmıştır. Bu gibi parametreler göz önünde bulundurularak, Türkiye'deki mevcut dağıtım transformatörlerinin yüklenmelerine, gerilim seviyelerine ve kayıp güç miktarlarına etkileri açısından incelenmiştir.

Çalışmayı şimdiye kadar yapılanlardan ayıran özgün değerlerinden biri, modelleme için kullanılan olasılık dağılımlarına uygun rastsal değişkenlerin örneklenmesi ve çıkış parametrelerinin hesaplanması için klasik Monte Carlo Örnekleme (MCÖ) yerine, Latin Hiperküp Örnekleme (LHÖ) yönteminin kullanılmasıdır. MCÖ yöntemini kullanarak başarılı sonuç alabilmek için çok sayıda örnekleme yapılması gerekmektedir ve bu da analiz süresini arttırdığı için olumsuz bir durumdur. LHÖ yöntemi ise çok daha az sayıda örnek değeri üreterek başarılı bir olasılıksal modelleme yapılmasını sağlamaktadır. Üstelik bu çalışmada, farklı olasılık dağılımındaki mevcut elektrik yükleri ile sisteme katılacak elektrikli araç şarj istasyonlarının ve dağıtık üretim birimlerinin beraber bulunma istatistikleri yani korelasyonları da göz önünde bulundurularak modelleme ve örnekleme yapılmıştır. Bu amaçla kullanılacak algoritma ile çok daha az sayıda hesap yapılarak çok daha gerçekçi sonuçlar elde edilmiştir.

Çalışması kapsamında elde edilen sonuçların doğruluğu arttırmak amacı ile Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. (UEDAŞ) bünyesinde bulunan dağıtım merkezlerinden gerekli ölçüm değerleri alınarak mevcut şebeke modeli ve yüklenme değerleri belirlenmiştir.

Bu tez çalışması ile elektrikli araçların ulusal şebekeye şarj istasyonları üzerinden katılması ve dağıtık üretim sistemleri ile entegrasyonunun sağlanması açısından sağlıklı bir altyapı oluşturulması amaçlanmıştır. Bunun için elektrikli araçlara ilişkin gelecek durum tahminleri yapılmış ve olası senaryolar istatistiksel ve olasılıksal olarak modellenmiştir. Oluşturulacak modellere ilişkin analizler ve ortaya konulacak istatistiksel ve olasılıksal indeksler sayesinde, hem elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekelerine yapacağı olumsuz etkiler ortaya konulmuş hem de belirlenecek bu olumsuzlukların giderilmesi için yapılacak düzenleme ve çözüm önerileri sunulmuştur.

Bu tez çalışması kapsamında yapılan çalışmalar, Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu'nun (TÜBİTAK'ın), 115E411 no'lu "Araç Şarj İstasyonlarının Dağıtım Şebekesine Entegrasyonu ile Meydana Gelen Olumsuzlukların Belirlenmesi" projesi kapsamında sağladığı destekler ile gerçekleştirilmiştir.



1. GENEL BİLGİLER

Hem Dünya atmosferinde artan sera gazı oranları, hem de fosil kökenli mevcut yakıtların hızla tükenmekte olması, ulaşım sektöründe elektrikli araçları gündemde ön sıralara getirmiştir. Dünya üzerinde kullanımı gün geçtikçe artan elektrikli araçların teknolojik gelişmeleri hızla devam etmekte, yasal düzenleme ve standartlaşma çalışmaları bugün de sürmektedir. Elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkilerini belirlemek için; şarj karakteristikleri, şarj olma zamanları ve elektrikli araç yaygınlığı gibi kavramlar göz önünde bulundurulmalıdır [3]. Bu çalışmada, elektrikli araçların şarj istasyonları üzerinden dağıtım şebekesine bağlanmasının doğurabileceği olumsuz etkiler bu gibi kıstaslar göz önünde bulundurularak araştırılacaktır. Çalışma kapsamında; Türkiye'nin mevcut enerji dağıtım şebeke yapıları göz önünde bulundurulmuştur. Elektrikli araç yaygınlığına ilişkin bir gelecek tahmini gerçekleştirilmiş, söz konusu şarj istasyonu bağlantısının meydana getirebileceği olumsuz durumlar; güç kalitesi, enerji güvenliği ve enerji sürekliliğine dayanan çeşitli mühendislik indeksleri ve ekonomik parametreler kullanılarak belirlenmiştir. Günlük koşullar, söz konusu parametreler ve ekonomik sınırlamalar altında, elektrikli araçların varlığında dahi enerji dağıtımının kaldığı yerden sağlıklı bir şekilde devam etmesi için alınacak tedbirler, daha genel bir ifadeyle çözüm önerileri ortaya konulmuştur.

Konu temel olarak, çeşitli açılardan incelenirken, gün geçtikçe yaygınlığı artmakta olan dağıtık üretim birimlerinin yaratacağı etkilerin ve elektrikli araç şarj istasyonlarının enerji ihtiyacının karşılanmasında üstlenebilecekleri rolün incelenmesi de anlamlı olacaktır. Dağıtık üretim birimlerinin mevcut şebekeye entegrasyonu konusu literatürde çeşitli açılardan incelenmiş durumdadır [4, 5]. [6] çalışmada güç kaybının azaltılmasına değinilmiş, [7] çalışmada güvenilirlik analizi yapılmış, [8] çalışmada güç kayıplarının azaltılması, güvenilirlik ve gerilim iyileştirmesi konuları incelenmiştir. [9, 10] çalışmalarında ise dağıtık üretimin genel değerlendirmeleri yapılmıştır.

Konuyla ilgili olarak, literatürde yapılan çalışmalardan yola çıkılarak, elektrikli araçların dağıtım şebekesine bağlanmasının sistemde oluşturacağı olumsuz etkiler; dağıtım transformatörlerinin aşırı yüklenmesi ve kullanım ömürlerinin azalması, gerilimde yaşanacak bozulmalar, kayıp güç, aşırı ısınma, faz dengesizlikleri, güç kalitesi sorunları (özel olarak harmonik etkiler) ve güç faktöründeki bozulmalar olarak özetlenmiştir. Şimdiye kadar yapılan çalışmalarda, sisteme ilişkin bu parametrelerin elektrikli araç şarj istasyonlarının bağlantısı sonrasında nasıl etkilendiği incelenmiştir. Çalışmaları birbirinden ayıran temel unsurlar; hangi olumsuz etki veya etkilerin odak noktasına alındığı ve bu etkilerin varlığını veya miktarını belirleyebilmek için hangi analiz, çözüm için ise hangi iyileştirme yöntemlerinin kullanıldığıdır. Bunun yanında, çalışmalarda gerçek sistemlere ait farklı istatistiksel veriler kullanılmış veya farklı test sistemleri göz önünde bulundurulmuştur, farklı tipte elektrikli araç şarj istasyonu yapıları değerlendirilmiştir [11].

Elektrikli araç şarj istasyonlarının herhangi bir dağıtım şebekesinde meydana getireceği etkileri inceleyebilmek için probleme özgü yöntem ve yaklaşımların kullanılması gerekmektedir. Çalışmalarda kullanılan analiz yöntemlerinin birbirinden farklılıklar gösterdiği, kimi yöntemlerin deterministik, kimi yöntemlerin ise olasılıksal yapıda olduğu görülmektedir. Son yıllarda yapılan pek çok çalışmanın olasılıksal bir nitelik gösterdiği dikkat çekmektedir. İster elektrikli araçların kullanımda olduğu süre, ister şarj edilmeye başlanan zaman dilimi, ister bataryanın doluluk oranı, isterse herhangi bir dağıtım transformatörünün elektrikli araç şarj yüzünden aşırı yüklenmesi olasılığı söz konusu olsun, olasılık yoğunluk fonksiyonlarına başvurulduğu gözlenmektedir. Çeşitli çalışmalarda, normal dağılıma [12, 13], tekdüze (uniform) dağılıma [11] veya binom dağılımına [14] başvurulmuştur.

[15, 16] çalışmalarında, dağıtım şebekesine ilişkin parametrelerin istenen sınırlar içerisinde kalması için çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Çalışmalarda olasılıksal güç akışına başvurulduğu [17], çeşitli olasılıksal modellerin kullanıldığı [18], stokastik analizlerin yapıldığı [19] görülmektedir. Genel anlamda elektrikli araçların dağıtım şebekelerine etkisi; transformatörlerin yüklenmesi, ısınması ve yaşlanması gibi olumsuz etkiler [18, 20], sistemdeki toplam güç kaybı [19, 21, 22, 23], şebeke

geriliminin istenen sınırlar içerisinde kalıp kalmayacağı [18, 20, 22, 24], gerilim dengesizliği [24, 25], gerilim kararlılığı [26] açısından değerlendirilmiş durumdadır. Ayrıca [22] çalışmasında, optimal elektrikli araç şarj istasyonu tasarımı yapılırken güç sistemlerindeki harmonikler de göz önünde bulundurulmuş, [15] çalışmasında ise transformatör yüklenmelerinin yanı sıra kabloların ısıl yüklenmeleri de dikkate alınarak analizler yapılmıştır.

Yapılan çalışmalarda, dağıtım transformatörlerinin elektrikli araçların varlığından nasıl etkileneceği yaygın olarak ve çeşitli açılardan incelenmiştir. [27] çalışmasında, elektrikli araçların şarj algoritmalarının transformatörün ömrünü etkilediği gösterilmiş ve bu doğrultuda analizler gerçekleştirilmiş. Böylesi bir durumda, aşırı yüklenme sonucu transformatörlerde fazla ısınma olacağı ve fazladan kayıp güçlerin oluşacağı aktarılmıştır. [28] çalışmasına göre, elektrikli araçların şarj hızlarının transformatörlerin yüklenmesine etkisi olacak, hızlı şarjda trafo aşırı yüklenebilecektir. [29] çalışmasında, elektrikli araç sayısı ile dağıtım transformatörünün yaşlanması arasındaki ilişki gösterilmiştir. [1] çalışmasında, yine elektrikli araçların eklenmesinin dağıtım transformatörlerinin yaşlanmasına etkisi incelenmiş, bunun için elektrikli araçların transformatör sargılarının ısınmasına etkisi üzerinden gidilmiş, böylece hem ısınma hem de yaşlanmaya ilişkin çıkarımlar yapılmıştır.

Çeşitli çalışmalarda, dağıtım şebekelerinde, gerilim düzeyinin içinde tutulması gereken sınırlar üzerinden yola çıkılarak elektrikli araç şarj istasyonlarının şebekeye bağlandığı durumda, bu sınırların aşılmaması için incelenmiştir [11, 13, 30]. Elektrikli araçların gerilim profiline etkisi, [2] çalışmasında IEEE 34 baralı test sistemi üzerinde, [31] çalışmasında ise rüzgar üretimi eklenmiş bir Danimarka sistemi üzerinde incelenmiştir. [29] çalışmasında elektrikli araçların şarj olayının gerilime etkisinden söz edilmiş, [30] çalışmasında ise elektrikli araçların yaygın olarak tek fazlı bağlantı üzerinden şarj edilmelerinden yola çıkılarak faz dengesizliğine etkileri incelenmiştir. Elektrikli araç şarj istasyonlarının en belirgin etkilerinden birinin, şebeke gerilimindeki bozulmalar ve düzensizlikler olacağı, yapılan çalışmalardan çıkarılabilecek sonuçlardandır.

Elektrikli araçların sistemde yaratacağı diğer bir önemli etkinin de kayıp güçler olacağı, çeşitli çalışmalarda söz konusu edilmiş ve incelenmiştir [13, 29]. [32] çalışmasında, farklı elektrikli araç yaygınlık değerleri için güç kaybı değerleri hesapları yapılmış, [33] çalışmasında, güç kayıplarını azaltmak için optimizasyon tekniğine başvurulmuştur. [2] çalışmasında da benzer şekilde, elektrikli araçların sistemde yaratacağı güç kayıplarının azaltılması sorunu üzerinde durulmuştur. Bu konunun da elektrikli araç şarj istasyonlarının şebekemize yapacağı etkiler içerisinde incelenmesi gereken önemli unsurlardan biri olduğu anlaşılmaktadır.

Yapılan çalışmalar göstermektedir ki iyileştirme yöntemleri arasında, akıllı şarj yöntemleri ön plana çıkmaktadır. [3, 29] çalışmalarında, şarj karakteristik ve stratejilerinin öneminden söz edilmiş, [13] çalışmasında akıllı şarj yöntemleri kullanılarak dağıtım şebekesinde gerçekleşmesi olası olumsuz etkilerin azaltılmasının veya yok edilmesinin mümkün olacağı gösterilmiştir. Bunun dışında, [14, 28] çalışmalarında tüketici tarafı denetimi ile de benzer iyileşmelerin yapılabileceği açıklanmaktadır.

Dünya genelinde elektrikli araç şarj istasyonları ile ilgili farklı standartlar ortaya konulmuştur. Japonya CHAdeMO standardını benimsemiş olup araçları doğru akım ile şarj eden üniteler geliştirmektedir. Burada alternatif akımı doğrultma işlemi şarj istasyonunun içerisinde yapılarak doğru akım elde edilir ve buradan doğru akımla şarj edilir. Bu şekilde araçlara 62.5 kW'a kadar enerji aktarımı yapabilmektedir. Avrupa'da benimsenen IEC 62196 standardı ise AC şarj ile 3 faz 43.5 kW'a kadar enerji aktarımı yapabilmektedir. Burada da alternatif akımı doğrultma işlemi ve elektrikli aracın üzerinde yapılmaktadır. Amerika ise SAE J1772 standardı ile 19.2kW'a kadar şarj yapabilmektedir [34]. Bu standartlardan yola çıkarak şarj karakteristikleri diye nitelendirilen güç değerleri, akım değerleri ve şarj süreleri Tablo 1.1 içerisinde açıklanmaktadır.

Tablo 1.1. Elektrikli araç şarj istasyonu karakteristik değerleri

	Gerilim	Faz Sayısı	Akım (A)	Güç (kW)	Şarj Tipi	Süre
1	208-240V AC	Tek faz	15-20	2.8-3.8	Yavaş şarj	5-12 saat
2	208-240V AC	Üç faz	20-80	3.8-15	Orta şarj	1-4 saat
3	208-240V AC	Üç faz	>85A	15-96	Hızlı şarj	0-1 saat
4	600V DC	DC	32-250A	15-240	Hızlı şarj	0-1 saat

Literatürde, şimdiye kadar yapılmış olan çalışmalardan yola çıkılarak, iki temel konunun eksik kaldığı ve tamamlanması gerektiği sonucu çıkarılabilmektedir. Bunlardan ilki, literatürdeki çalışmalar genellikle farklı şebekeler için ve incelenen şebekeler özelinde yapılmıştır; bu noktada, Türkiye'deki dağıtım şebekelerini inceleyen çalışmalar yok denecek kadar azdır ve yetersiz kalmaktadır. İkinci olarak, konunun teknolojik altyapı kazandırma özelliği bulunduğundan dolayı, gerçek istatistiksel verilerin olasılıksal modellere indirgenmesi önem kazanmaktadır. Yapılan pek çok çalışmada, bu yönde bir yaklaşımla olasılık yoğunluk fonksiyonlarına başvurulmuş, fakat olasılıksal örnekler üretmek için konvansiyonel yöntemler ile yetinilmiş ve farklı elektriksel yükler ile elektrikli araç şarj istasyonu yükleri arasında bulunacak korelasyon değerleri göz önünde bulundurulmamıştır.



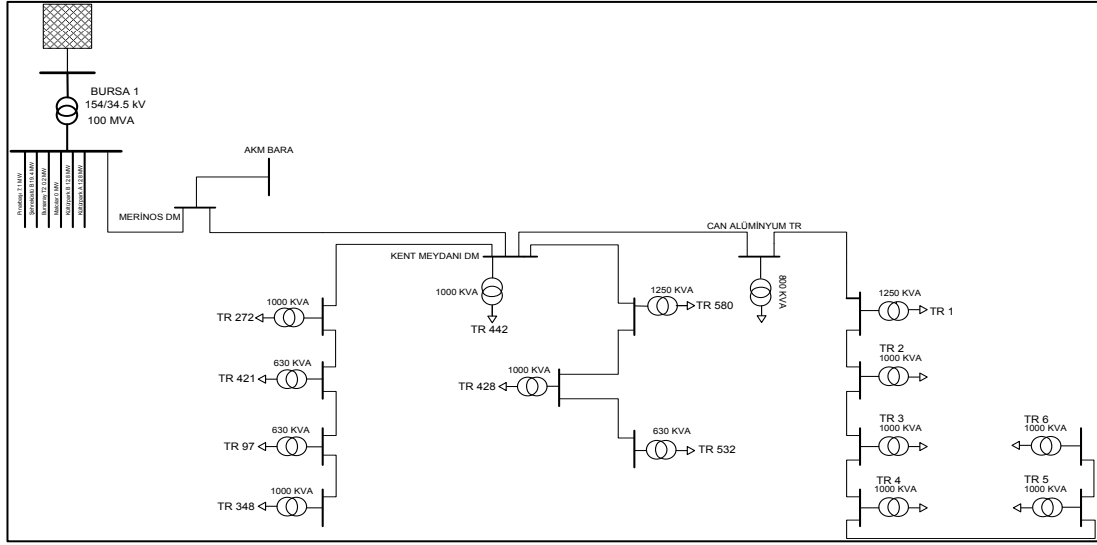
2. ANALİZ MODELİNİN OLUŞTURULMASI

Çalışma kapsamında yapılan çalışmalarda Bursa bölgesine ait dağıtım sisteminde yer alan Merinos Fideri'ne ait gerçek ölçüm verileri kullanılmıştır. Merinos Transformatör Merkezi (TM)'den beslenen Merinos Fideri'nde toplam 6960 abone, 14 dağıtım transformatörü üzerinden enerjilendirilmektedir. Bölge şehir ve konut bölgesi olduğu için 240 mm² ve 95 mm² kesitli yer altı kabloları ile beslenmektedir. Sistemin topolojisi Şekil 2.1 üzerinde gösterilmektedir.



Şekil 2.1. İncelenen dağıtım fiderinin topolojisi

Türkiye mevcut dağıtım şebekesinde bulunan 'Merinos TM' isimli transformatör merkezinin OG ve AG sayısal modeli gerçek verilere dayalı olarak PSS Sincal güç sistemleri analiz programında oluşturulmuştur. Oluşturulan dağıtım şebekesi sayısal modeline ait detaylı veriler daha önceden hazırlanmış ilerleme raporlarında verilmiştir. Merinos fiderine ait tek hat gösterimi Şekil 2.2 üzerinde verilmiştir.



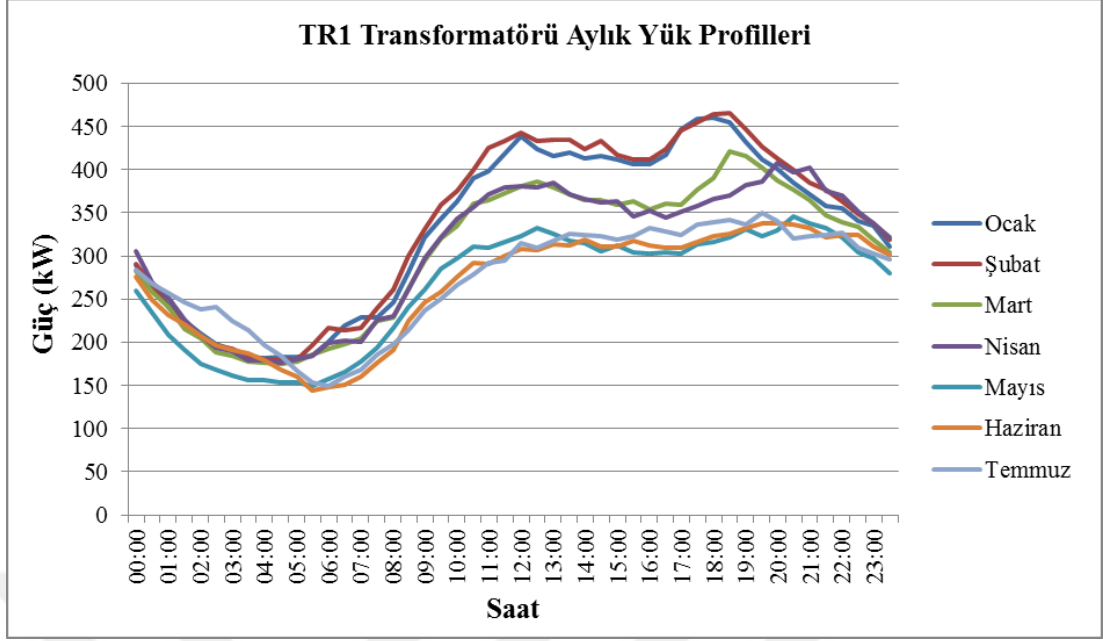
Şekil 2.2. Merinos fideri prensip tek hat gösterimi

2.1. Mevcut Dağıtım Transformatörlerinin Yük Profillerinin Belirlenmesi

Bu kısımda, ‘Bursa 1 TM’ isimli transformatör merkezinden çıkan Merinos Fideri üzerinde bulunan 14 adet dağıtım transformatörüne ait yük profili çıkarılmıştır. Bu çalışma sırasında ilgili dağıtım transformatörlerinin 30 dakikalık aralıklarla 2015 yılına ait tüketim verileri alınmıştır. (EPDK’nın Ek-18 kapsamında uyguladığı bütün dağıtım şirketleri trafo merkezi (TM) ana fidelerine kalite kaydediciler ve alçak gerilim (AG) kısmına mobil kalite kaydedicilerin monte edilmiştir.)

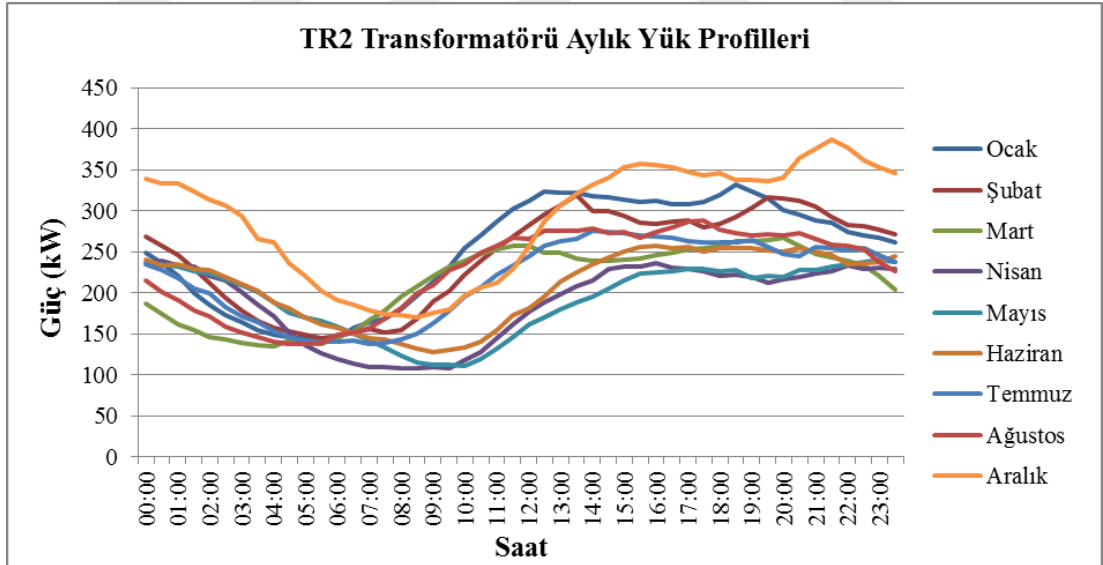
İşlenen verilerin her yarım saatlik durum için ortalamaları alınıp dağıtım transformatörünün yük profilleri elde edilmiş ve gerçek verilere dayalı olarak yaz/kış – hafta içi / hafta sonu dönemlerine göre dakikalık bazda görebilme imkanı sağlanmıştır. Aşağıda, mevcut transformatörler için elde edilen yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili görülebilmektedir.

TR1 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.3 üzerinde verilmiştir.



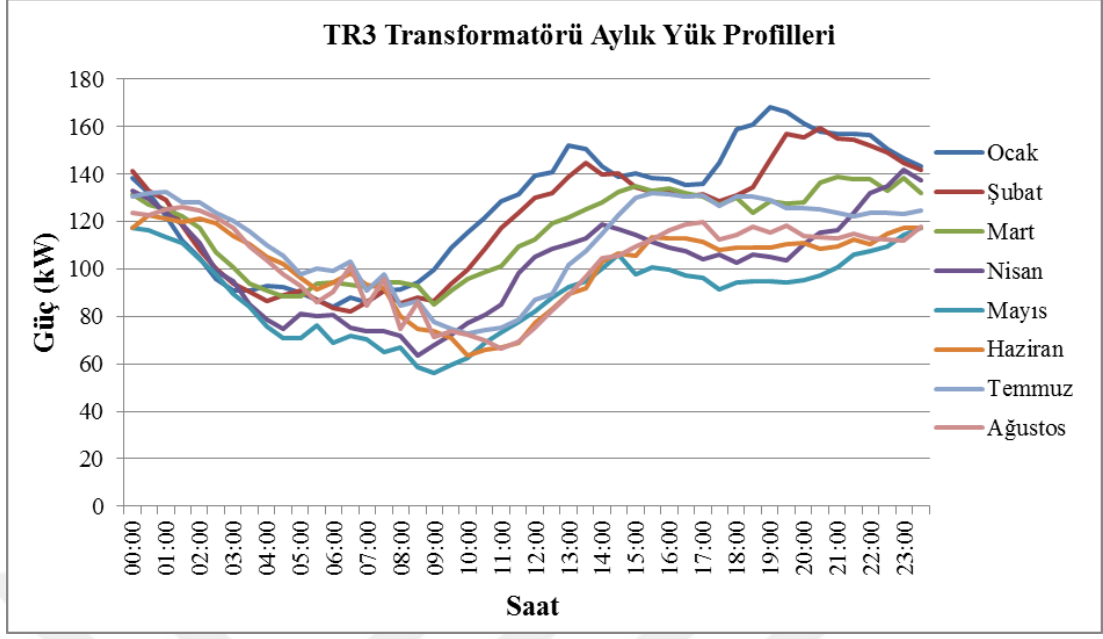
Şekil 2.3. TR1 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR2 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.4 üzerinde verilmiştir.



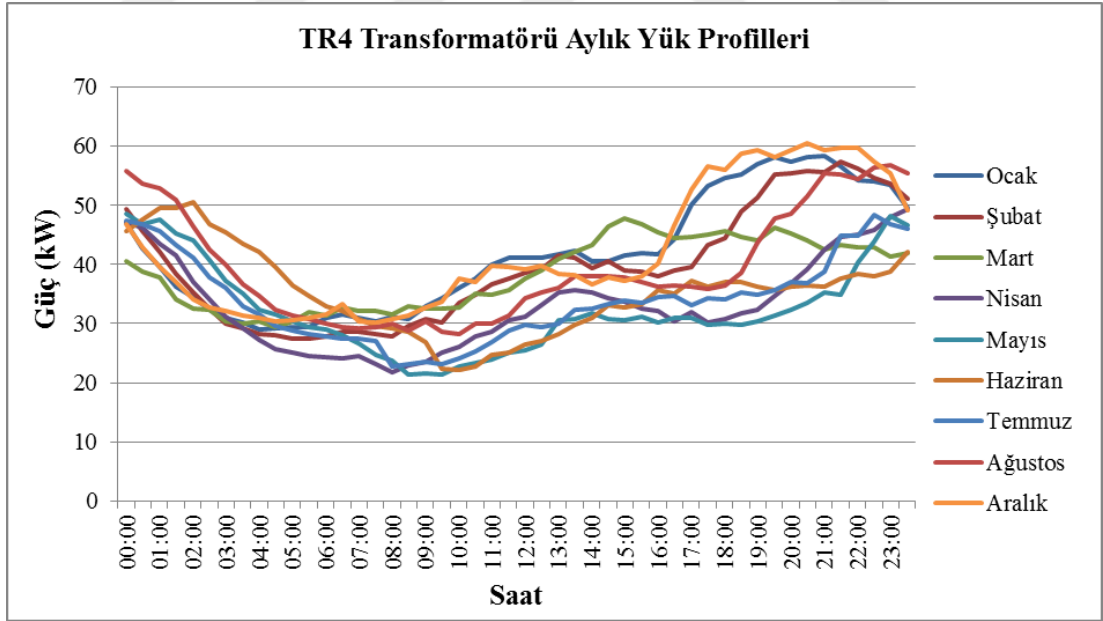
Şekil 2.4. TR2 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR3 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.5 üzerinde verilmiştir.



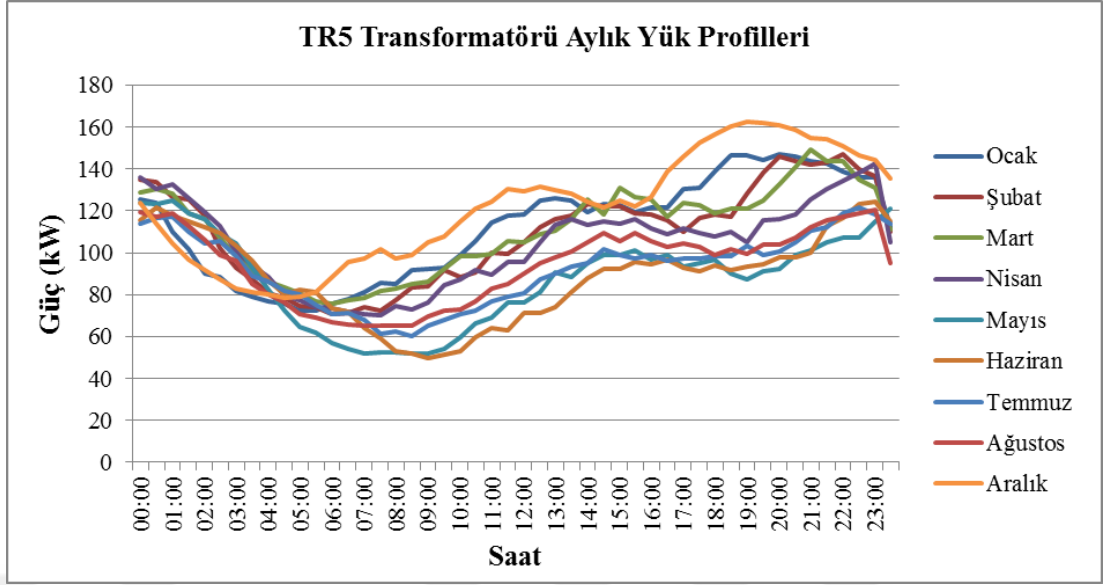
Şekil 2.5. TR3 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR4 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.6 üzerinde verilmiştir.



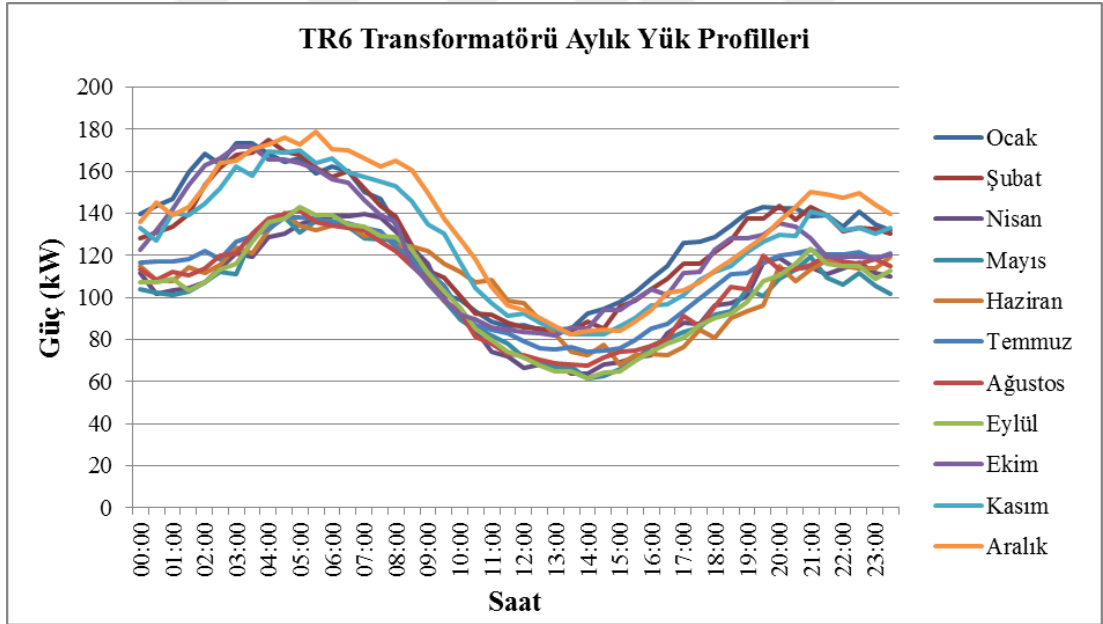
Şekil 2.6. TR4 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR5 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.7 üzerinde verilmiştir.



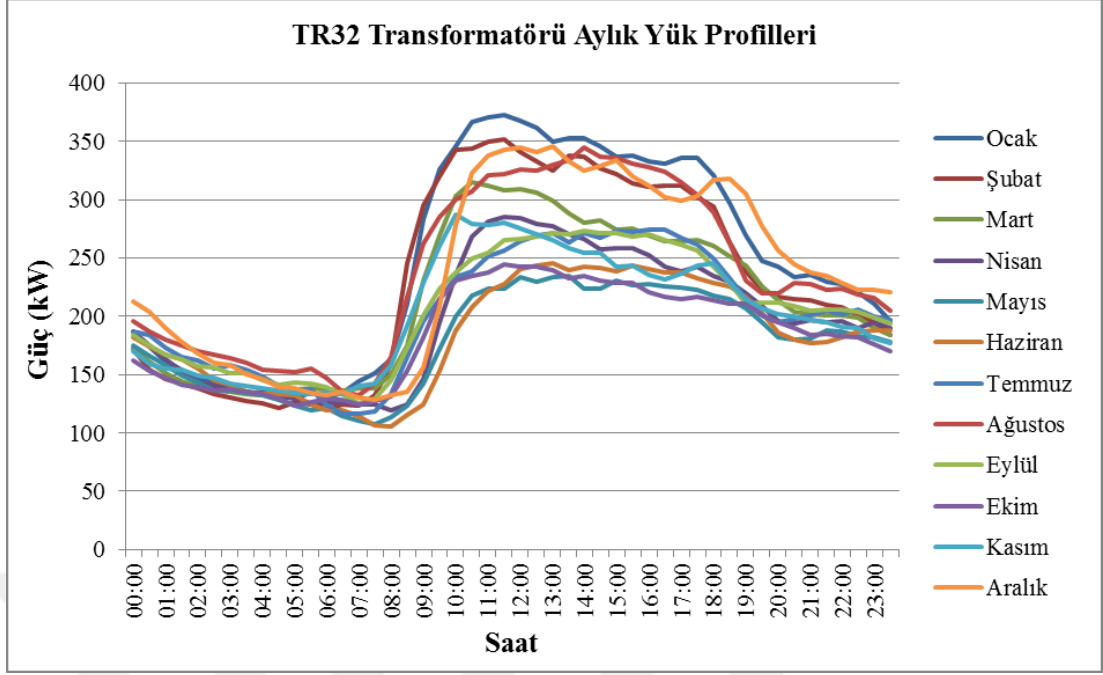
Şekil 2.7. TR5 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR6 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.8 üzerinde verilmiştir.



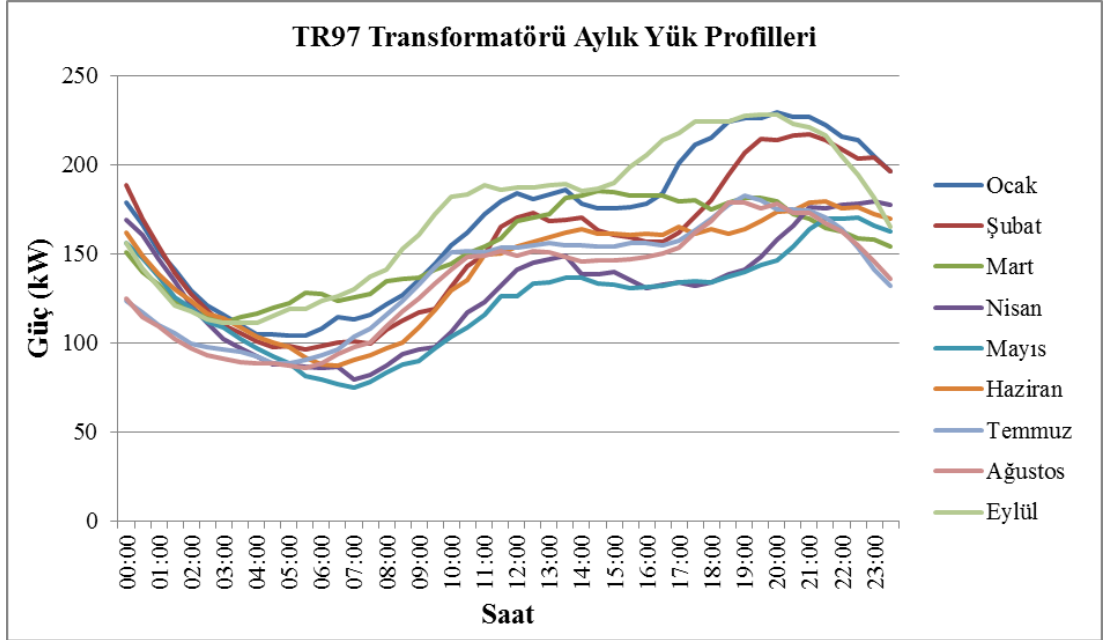
Şekil 2.8. TR6 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR32 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.9 üzerinde verilmiştir.



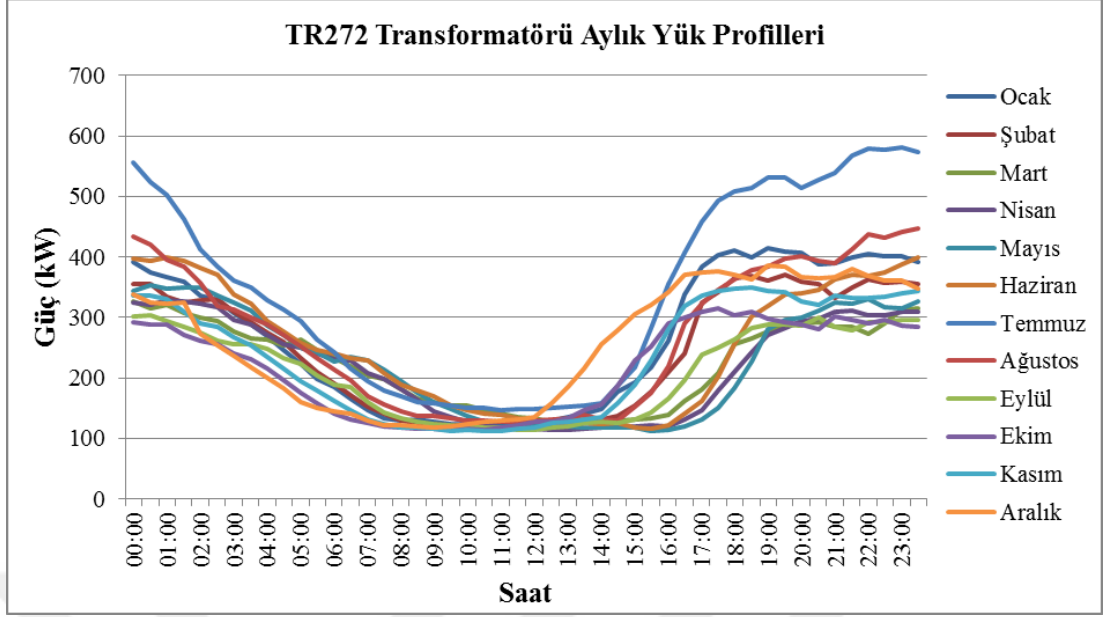
Şekil 2.9. TR32 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR97 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.10 üzerinde verilmiştir.



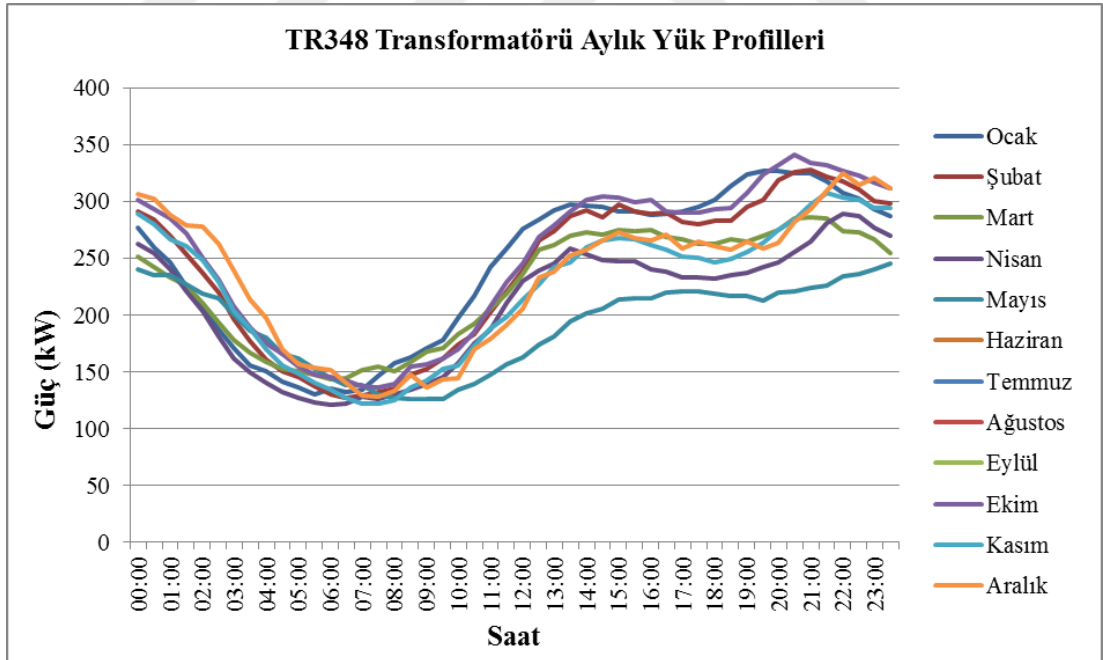
Şekil 2.10. TR97 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR272 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.11 üzerinde verilmiştir.



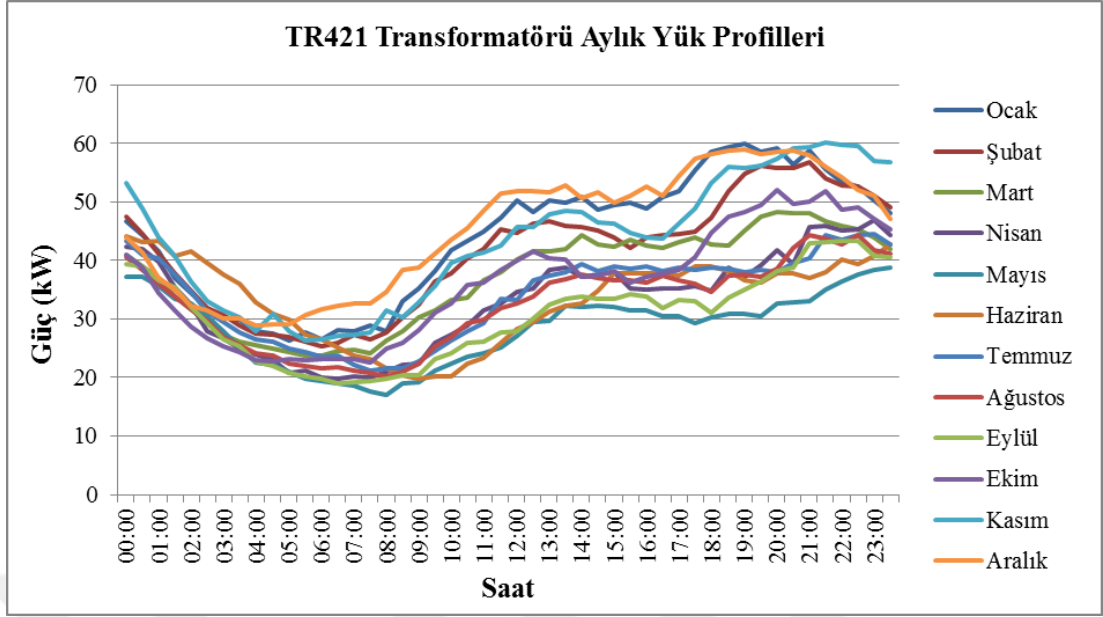
Şekil 2.11. TR272 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR348 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.12 üzerinde verilmiştir.



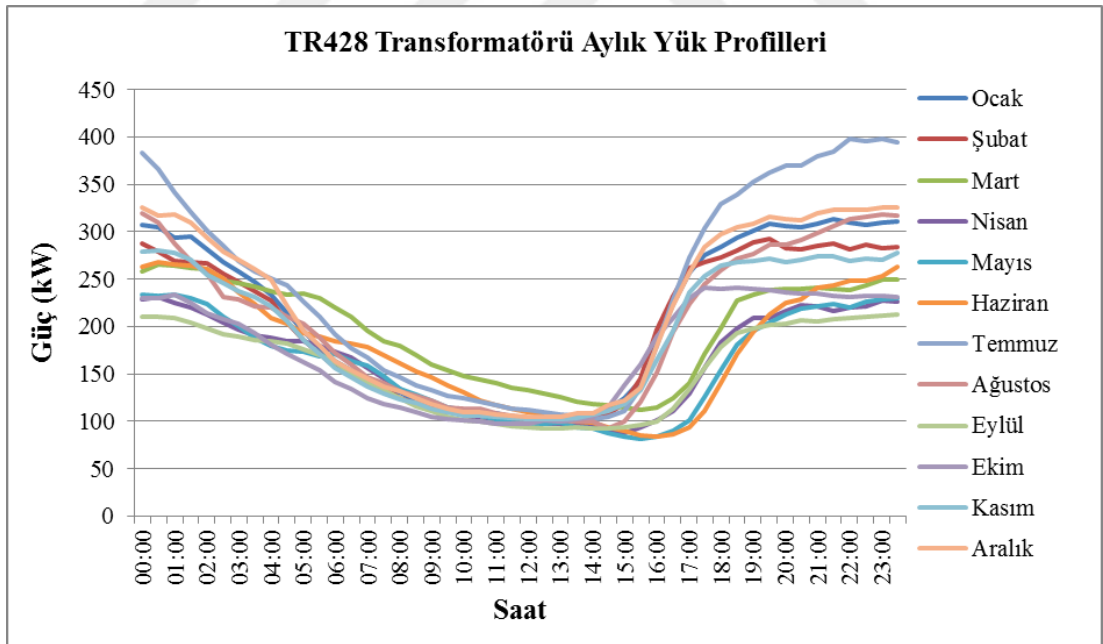
Şekil 2.12. TR348 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR421 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.13 üzerinde verilmiştir.



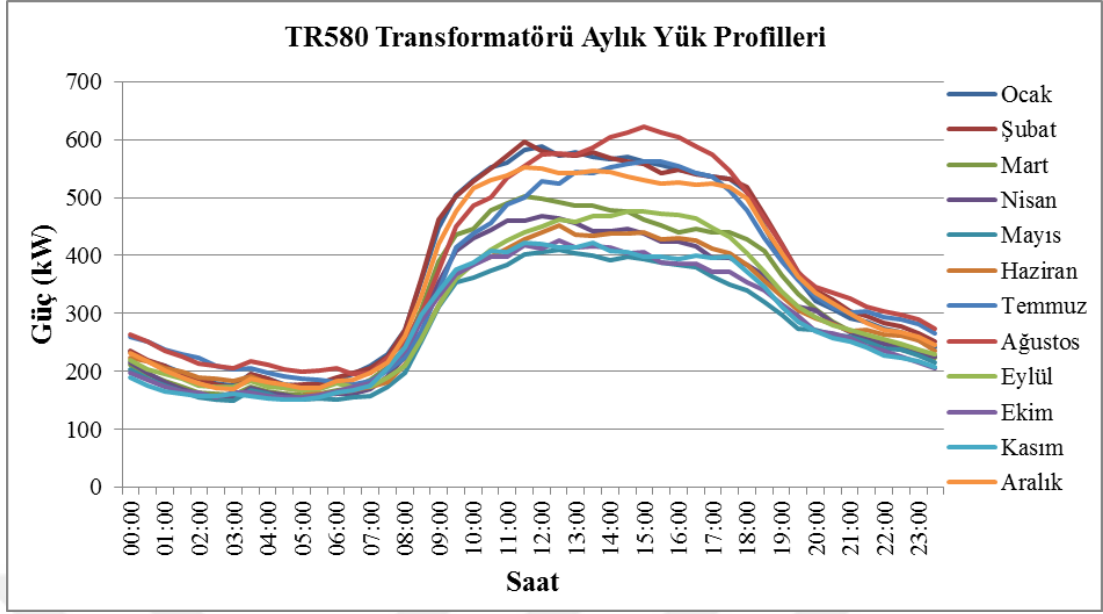
Şekil 2.13. TR421 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR428 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.14 üzerinde verilmiştir.



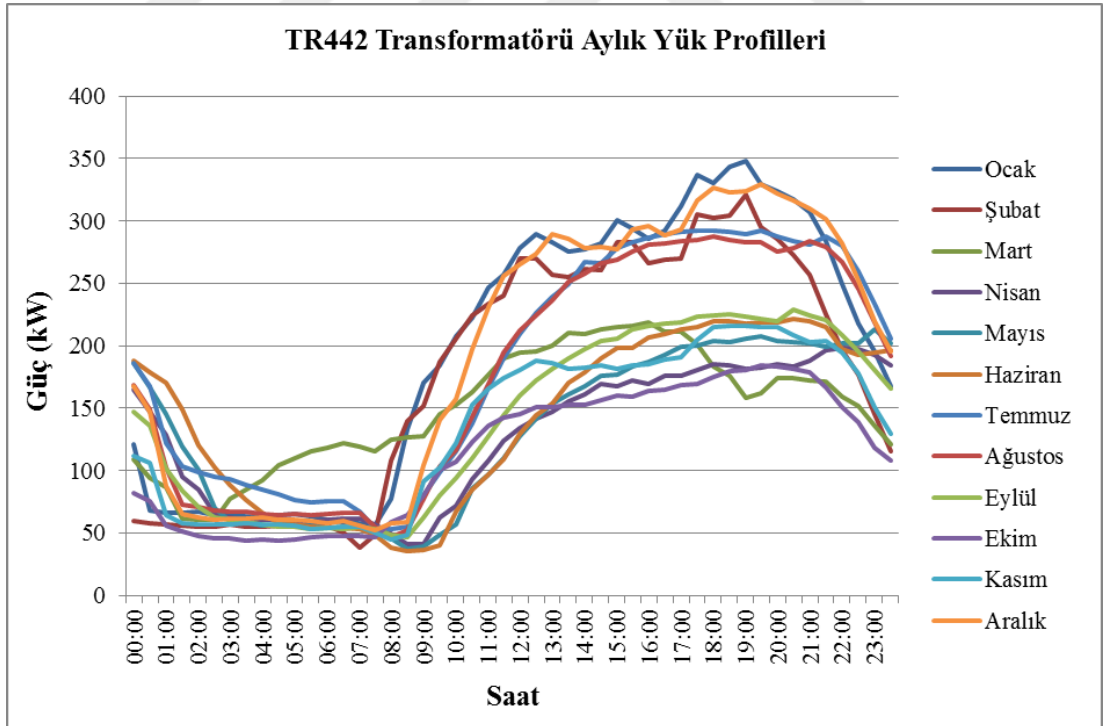
Şekil 2.14. TR428 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR580 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.15 üzerinde verilmiştir.



Şekil 2.15. TR580 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

TR442 transformatörünün yarım saatlik bazda her bir aya ait yük profili Şekil 2.16 üzerinde verilmiştir.



Şekil 2.16. TR442 transformatörünün aylık ortalama yüklenme değerleri

Yukarıda ölçüm değeri çizdirilen transformatörlere ait veriler, aylık bazda saatlik olarak çizdirilmiştir. Her bir eğri oluşturulurken ilgili aya, ilgili saatte çekilen yük

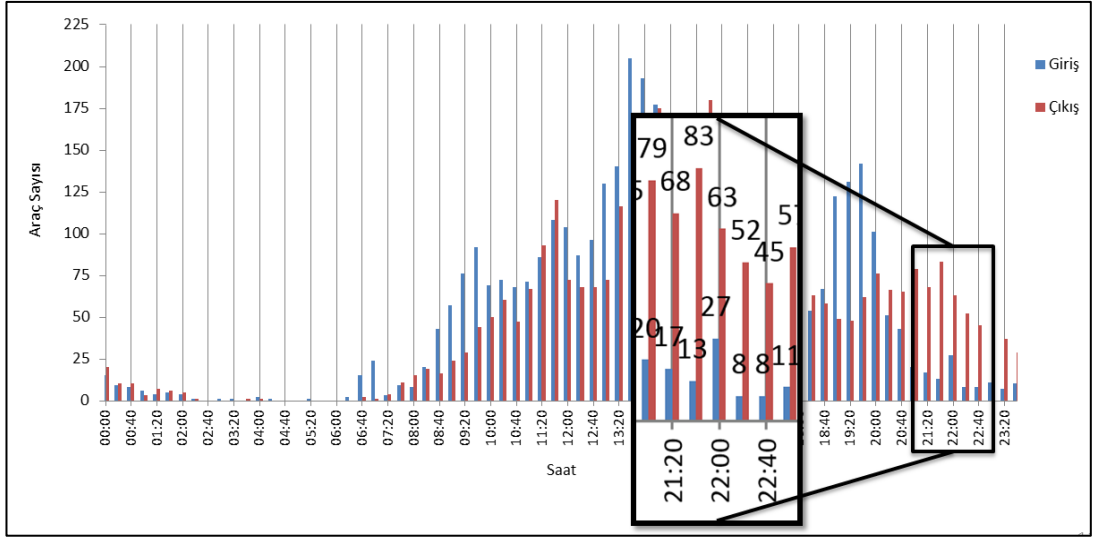
değerlerinin ortalaması alınarak o saat diliminin ortalama güç değeri elde edilmiştir. Hatalı veya erişilemeyen verilerin bulunduğu aylarda ortalama değerler elde edilememiş ve bu eğriler grafik üzerinde çizdirilmemiştir.

2.2. Elektrikli Araç Yüklerinin Belirlenmesi

Elektrikli araçların şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine entegrasyonu ile meydana gelecek olan olumsuz etkilerin belirlenmesi için sisteme penetrasyonu sağlanacak olan elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin belirlenmesi esastır.

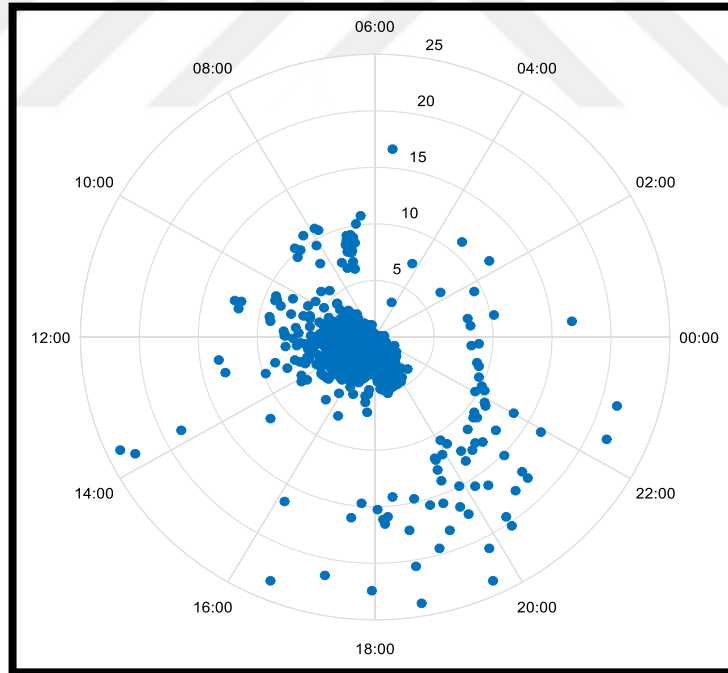
Literatürde yapılan çalışmalara bakıldığında genellikle mevcut dağıtım şebekeleri ve test sistemleri kullanılmış, elektrikli araç şarj istasyonlarının etkileri mevcut şebeke elemanları üzerinden değerlendirilmiştir. Bu sebeple özellikle dağıtım sistemi operatörleri için otoparklar gibi elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin yoğun olacağı noktaların talep güçleri ve yük profilleri belirlenmiştir. Bu çalışma kapsamında elektrikli araç yükleri, şarj istasyonlarına sahip otoparklar olarak göz önünde bulundurularak çalışmalar tamamlanmıştır.

Elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkilerinin incelenmesi için elektrikli araçlara uyarlanacak otopark verilerinin doğru şekilde işlenmesi, istatistiksel analizlerinin etkili şekilde yapılması gerekmektedir. Bunun için elektrikli araçların otoparka ulaştıklarında bataryalarındaki şarj miktarlarının (SOC), otoparka ulaştıkları saatin ve otoparkta kalacakları toplam sürenin önemli parametreler olarak göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Otoparklara giriş çıkış saatlerinin ve otoparkta kalacakları sürenin bir referans üzerinden belirlenebilmesi için 1000 araçlık bir otoparktan belirli bir aralıkta sayısal veriler alınmıştır. Alınan verilere göre otoparka hangi zaman aralığında kaç adet aracın giriş/çıkış yaptığı Şekil 2.17 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 2.17. Yirmi dakikalık bazda otoparka giren ve çıkan araç sayısı

Buna göre, otoparka giriş ve çıkış saatleri bilinen araçlar kutupsal koordinat düzlemi üzerinde, otoparka giriş saati açılal parametreye (φ), otoparkta kalış süresi ise yarıçapa (R) dönüştürülerek Şekil 1.4 üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 2.18. Bir günlük dilimde otoparka giren araçlara ait giriş ve otoparkta kalış sürelerinin gösterimi

Otoparktaki araçların giriş ve çıkış saati Şekil 2.18 üzerindeki gibi belirlenmesi her bir aracın tek tek incelenmesine imkan vermiştir. Araçların incelenerek şarj işlemleri sürecinde otoparkın talep gücünün belirlenmesi için araçların ve şarj istasyonlarının

tek tip olduğu kabul edilmiştir. Şarj istasyonlarının alçak gerilim seviyesinden şebekeye bağı 4 kW güce sahip şarj istasyonları olduğu, araçların enerji depolama sistemlerinin de 24 kWh enerji depolayabildikleri kabul edilmiştir. Şarj istasyonlarının ve elektrikli araçların enerji depolama sistemlerinin kayıpları ihmal edilerek verimleri %100 kabul edilmiştir.

Elektrikli araç şarj istasyonları için talep tahmini yapılması aşamasında otoparka ulaşan araçların bataryalarındaki şarj miktarlarının (SOC) ne olacağı konusunda kabullerin ötesinde kesin bir veri olmadığından, otoparka ulaşan araçların rastlantısal (uniform) şarj durumlarına (SOC) sahip oldukları kabul edilmiştir. Bu da, otoparka giren elektrikli araçların SOC miktarlarını yaklaşık olarak hesaplanmasına imkan vermiştir.

Şekil 2.18 üzerinde gösterilen grafik tekniğı kullanılarak söz konusu elektrikli araç şarj istasyonları bulunduran otoparkın dağıtım şebekesinden talep edeceği güç için istenen çözünürlüğe göre bir saatlik, yirmi dakikalık veya daha dar aralıklarla tahmin verisi çıkarılabilmektedir. Otopark yükünün modellenmesi ve dağıtım şebekesine etkisinin hesaplanabilmesi için elde edilmesi gereken en önemli veri araçların otoparka giriş saatleri ve SOC eğrisine göre hesaplanacak enerji talebine ait veridir. Bunun için, aşağıdaki yol izlenmiştir.

Şekil 2.18 üzerindeki grafiğın hem aç ı hem de yarıçap parametrelerinin 20'şer dakikalık dilimleme yapılmıştır. Her 1-saatlik süre 3 dilimden oluşmuştur.

i: Her 20 dakikalık süre dilimi

y: i. Dilimde otoparka giren araç sayısı

x: i. Dilimde otoparka giren y araçtan biri

Otoparkın her i dilimindeki güç ihtiyacının belirlenebilmesi için, i. dilimde otoparka giren y aracın değerlendirilmesi ayrı ayrı yapılmıştır. Bunun için x aracının şarj durumu (SOC) belirlenmelidir.

C_x : i. dilimde otoparka giren x aracın otoparkta kalacağı süre

SOC_x : Otoparka giren x aracının şarj durumu

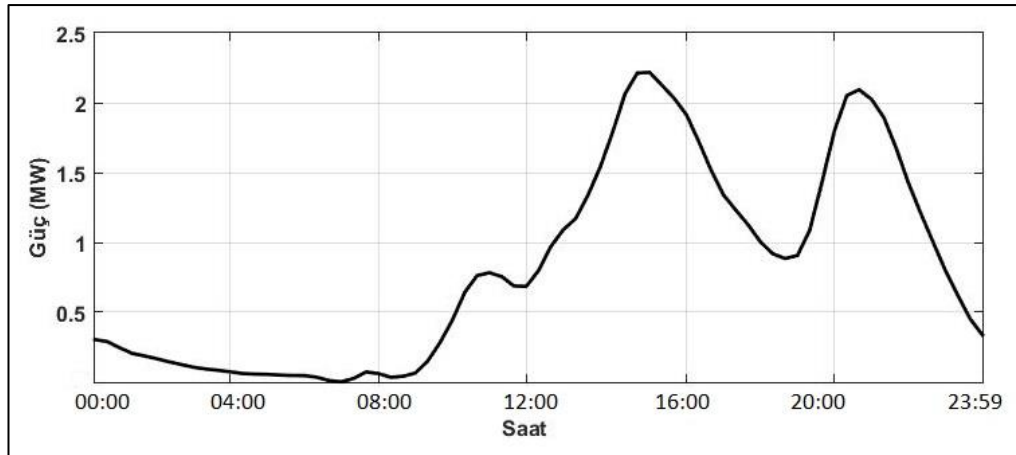
Her x aracın şarj durumuna göre güç ihtiyacı belirlenecek ve tam şarja ulaşabilmesi için gereken şarj süresi (B_x) hesaplanacaktır. Belirlenen B_x değeri ile C_x değeri karşılaştırılacak ve C_x , B_x 'ten küçükse C_x , değilse B_x değeri referans süre (R_x) olarak kabul edilecektir.

Belirlenen referans süreye (R_x) göre aracın şebekeden çekeceği toplam güç değeri belirlenecek ve i. dilimden itibaren referans sürenin sonuna kadar olan her bir i dilimlerinin talep güç değerine şarj istasyonunun gücü mertebesinde ilave edilecektir.

Her i. aralıkta giren y aracın her biri için (her x aracı için) bu adımlar tekrarlanacak ve otoparkın günlük yük eğrisi oluşturulacaktır.

Yukarıda açıklanan yöntem ile gerçek bir otopark verisi kullanılarak otoparka ait toplam talep tahmini yapılmıştır. İşlenen otoparka ait veriler 60 günlük bir süreci kapsamaktadır.

Otoparka giren her bir aracın belirlenen SOC oranı ve şarj olma süreleri ile otoparkta kalış süreleri karşılaştırılarak öncelikle her bir aracın daha sonra da her 20 dk'lık zaman diliminde otoparkın yük ihtiyacı belirlenmiştir. Bu değer belirlenirken tam şarj oranına ulaşması için otopark içerisinde geçirmesi gereken zamandan daha uzun kalan araçlar için tam şarj değerine ulaşıldıktan sonra şarj işlem durdurulmuştur. Yapılan hesaplamalar ile otoparkın yük eğrisi Şekil 2.19 üzerindeki gibi hesaplanmıştır.



Şekil 2.19. Araç şarj otoparkına ait günlük yük eğrisi

Elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine yapacağı etkilerin olumsuzluk derecesi ve miktarını belirlemek için kullanılacak indekslerin olasılıksal modeller ile tanımlanması ve değerlerinin bu yöntemle hesaplanması amaçlanmıştır. Bu amaçla, sistemdeki mevcut elektriksel yüklerin ek olarak sisteme katılacak elektrikli araç şarj istasyonlarının istatistiksel verilerden ve gerçekçi kestirimlerden yola çıkarak olasılıksal modellemeleri yapılmış, bunun için olasılık dağılımları (olasılık yoğunluk fonksiyonları) kullanılmıştır.

Bu kapsamda, gerçek istatistiksel verilerden ve gerçekçi kestirimlerden yola çıkarak olasılıksal modelleme yapılmıştır. Yapılan olasılıksal modelleme 4 aşamalı olarak değerlendirilebilir:

Birinci aşamada, mevcut elektriksel yüklenme değerlerine (eldeki transformatör yüklenme istatistiklerine) özgü olasılık yoğunluk fonksiyonlarının (OYF) hesaplanmıştır. Bu kapsamda Normal ve Weibull fonksiyonlarına ilişkin parametreler elde edilmiştir.

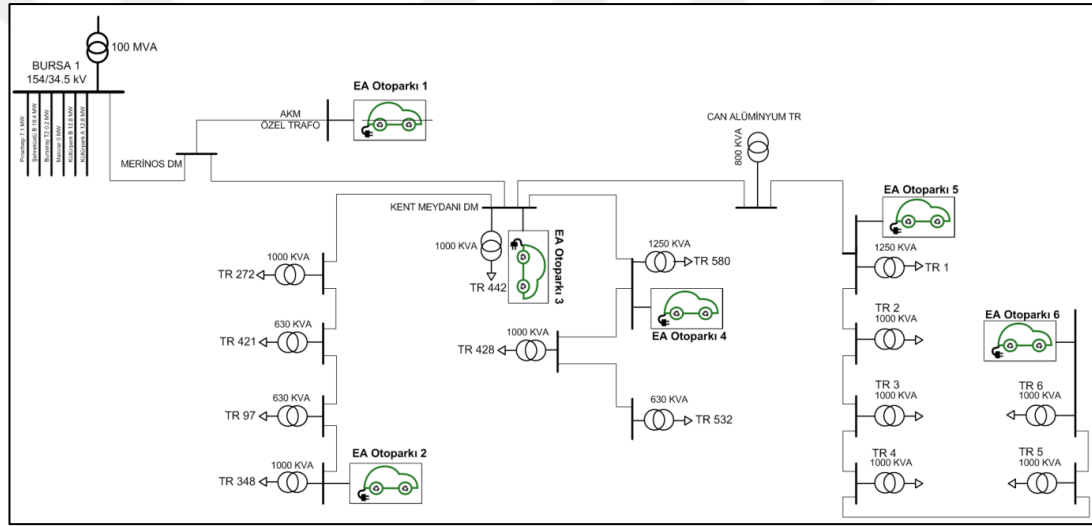
İkinci aşamada, olasılık yoğunluk fonksiyonu (OYF) parametreleri bilinen rassal değişkenler (bölgeye ait elektriksel yüklenmeler) için bir örnekleme yöntemi kullanılarak analiz değerler, yani olasılık hesabına dayalı senaryolar elde edilmiştir. Bu kapsamda Monte Carlo Simülasyonu tekniklerinden Latin Hiperküp Örnekleme (LHÖ) yönteminin MATLAB üzerinde uygulaması yapılmıştır.

Üçüncü aşamada, eldeki farklı elektriksel yüklenme istatistiklerinin aralarındaki ilişki istatistiksel olarak ortaya çıkarılmıştır. Bu kapsamda farklı yüklenme değerleri arasındaki korelasyon değerleri elde edilmiştir.

Dördüncü aşamada, hem LHÖ yöntemi ile yeni değerler bulunduğu, hem de elektriksel yüklenme değerleri arasındaki korelasyon değerleri elde edilmiş olduğu için, Huntington-Lyrintzis (1998) tarafından açıklanan tekrar-sıralama algoritması kullanılmıştır. Bu kapsamda Huntington-Lyrintzis algoritması (HLA) kullanılarak doğru istatistiksel ilişkiye sahip olan istenen sayıda veri kümeleri elde edilmiştir.

Sisteme eklenecek şarj istasyonlarının tüketim bölgelerine göre etkilerini belirlemek ve korelasyon hesaplarında hata oranlarını düşük seviye tutmak için mevcut dağıtım

şebekesinde aynı bölgede aynı kullanıcı karakteristiğine sahip bölgelere göre transformatörler coğrafik olarak gruplandırılmıştır. Gruplandırma 4 adet transformatör grubu (TR1, TR2, TR3,, TR4), 4 adet elektrik araç otopark grubu (EA-1, EA-2, EA-3, EA-4) olmak üzere gerçekleştirilmiştir. Sisteme eklenecek elektrikli araç şarj istasyonu yükleri ve gruplandırılmış yük bölgeleri Şekil 2.20 ile tek hat şeması üzerinde gösterilmiştir. Şekil 2.20 üzerinde gösterilen EA-1 bölgesi bir alış veriş merkezinin otoparkı, EA-4 olarak gruplandırılan bölge toplu konut bölgesi ve EA-2 ile EA-3 olarak gruplandırılan bölgeler ise şehir merkezi olarak konut ve iş yerlerini beslemektedir. Ayrıca EA-2 ve EA-3 bölgeleri içerisinde de küçük çaplı açık otoparklar mevcuttur.



Şekil 2.20. Otoparkların mevcut dağıtım şebekesi üzerindeki yerleşimi

AVM, toplu konut ve şehir içi bölgelerinde bulunan ve aşağıda verilen otopark verileri kullanılarak 6 farklı elektrikli araç otoparkının yük profilleri elde edilmiştir. Otoparklar için kullanılan araç sayılarına ait değerler, Tablo 2.1 üzerinde gösterilmiştir.

Tablo 2.1. Araç şarj otoparkında bulunan araç sayıları

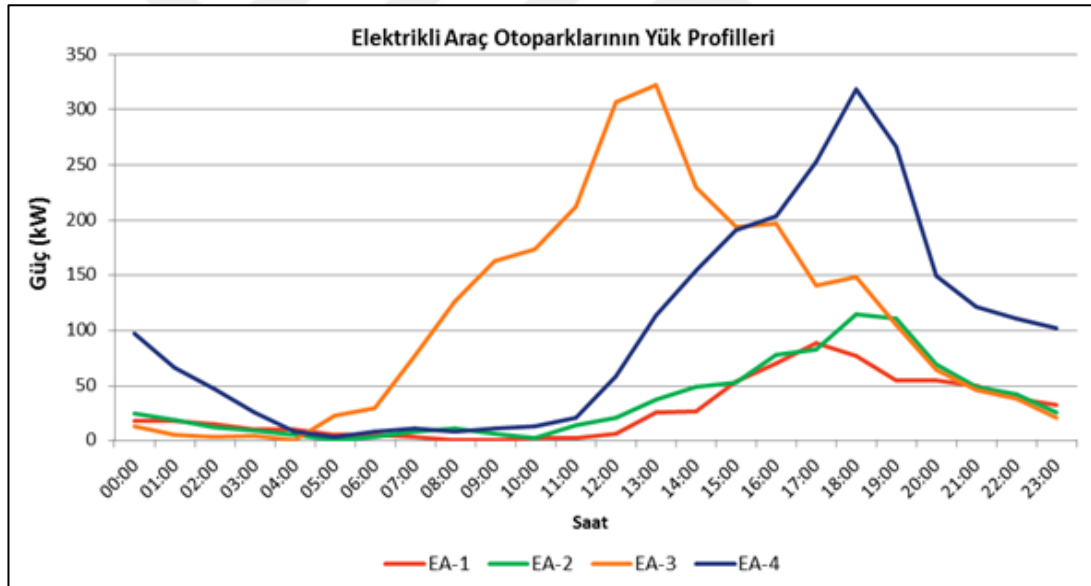
	Ocak haftaiçi	Ocak haftasonu	Temmuz haftaiçi	Temmuz haftasonu
EA-1 (AVM)	150	300	100	200
EA-2 (Toplu konut)	200	180	150	120
EA-3 (Şehir içi)	400	300	380	300
EA-4 (Şehir içi)	300	250	270	250
EA-5 (Toplu konut)	300	280	220	200
EA-6 (Toplu konut)	300	280	220	200

Elektrikli araç otoparkları için araç giriş çıkışının en yoğun olduğu kabul edilen saatler Tablo 2.2 üzerinde verilmiştir. Saatler belirlenirken bölgedeki transformatörlerin yük profilleri göz önünde bulundurulmuştur.

Tablo 2.2. Araç şarj otoparkında bulunan araç sayıları

	Ocak haftaiçi	Ocak haftasonu	Temmuz haftaiçi	Temmuz haftasonu
EA-1 (AVM)	18:00	15:00	18:00	16:00
EA-2 (Toplu konut)	19:00	20:00	21:00	22:00
EA-3 (Şehiriçi)	13:00	15:00	14:00	16:00
EA-4 (Şehiriçi)	13:00	15:00	14:00	16:00
EA-5 (Toplu konut)	19:00	20:00	21:00	22:00
EA-6 (Toplu konut)	18:00	20:00	20:00	21:00

Tablo 2.1 ve Tablo 2.2 üzerinde verilen tablodaki verilerden yararlanılarak, her bir elektrikli araç şarj istasyonu için çıkarılan yük profilleri Şekil 2.21 üzerinde verilmiştir.



Şekil 2.21. Elektrikli araç otoparklarının yük profilleri

Transformatör yük gruplarının olasılıksal dağılımla modellenmesi için oluşturulan günlük yük profilleri kullanılmıştır. Korelasyon hesaplarında hata oranlarını düşük seviye tutmak için mevcut dağıtım şebekesinde aynı bölgede aynı kullanıcı karakteristiğine sahip bölgelere göre transformatörler coğrafik olarak gruplandırılmıştır. Gruplandırma 4 adet transformatör grubu (TR1, TR2, TR3,, TR4), 4 adet elektrik araç otopark grubu (EA-1, EA-2, EA-3, EA-4) olmak üzere gerçekleştirilmiştir. Oluşturulan bu gruplar analiz senaryolarının üretilmesinin

ardından tekrardan ilgili grubu oluşturan transformatörlere, yüklenmelerine göre paylaştırılmıştır. Şekil 2.22 üzerinde mevcut şebekedeki gruplar gösterilmiştir.

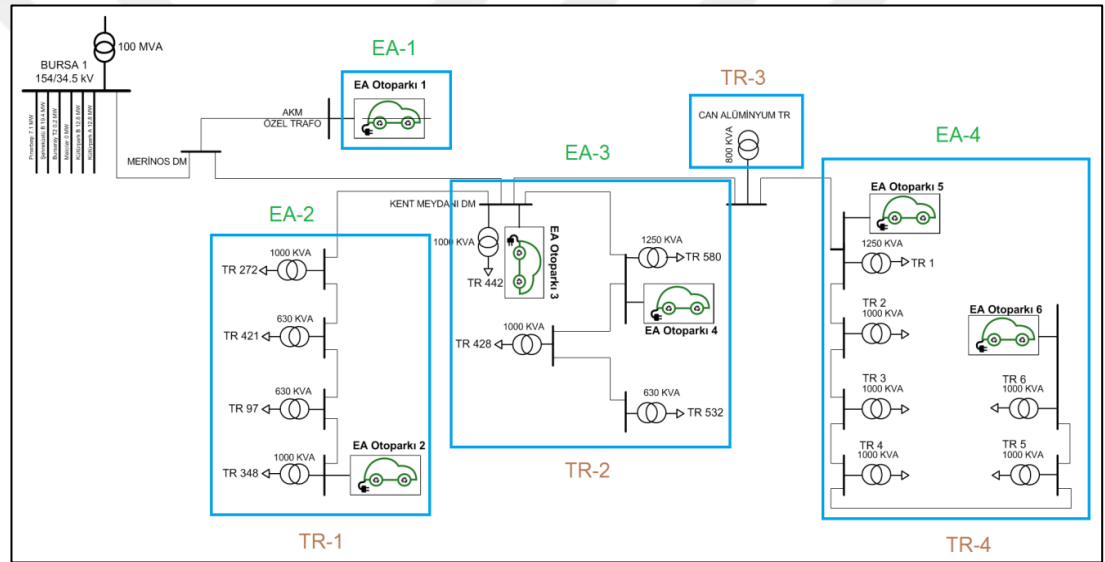
TR1 Grubu: TR272 - TR421 - TR97 - TR348

TR2 Grubu: TR442 – TR428 – TR532 – TR580

TR3 Grubu: TR32

TR4 Grubu: TR1 – TR2 - TR3 – TR4 – TR5 – TR6

Şeklinde oluşturulmuştur.



Şekil 2.22. Gruplandırılmış yük bölgeleri

2.3. HLA Yöntemi ile Mevcut Transformatör ve Elektrikli Araç Yükleri Arasındaki Korelasyon Değerlerinin Analiz Değerleri Üzerinde Elde Edilmesi

Elektrikli araç şarj istasyonlarının da saatlik veya mevsimsel bazda talep güçlerini tam olarak kestirmenin mümkün olmadığı için, mevcut yüklerin geçmiş yıllara ait yüklenme verileri göz önüne alınarak olasılıksal bir modelleme yapılmıştır. Kullanılan veriler gerçek bir otoparka ve yerel bir dağıtım şebekesinin bir fiderinden alınan ölçüm değerlerine dayandırılmıştır. Bu çalışmada kullanılan olasılıksal modelleme yaklaşımı; olasılık yoğunluk fonksiyonlarının kullanımını, Latin Hiperküp Örnekleme (LHÖ) yöntemini ve yükler arasındaki korelasyon değerlerinin

hesaplanarak optimum senaryonun uygun dağılım ve korelasyon ilişkisi dahilinde tekrar düzenlenmesini içermektedir.

2.3.1. Transformator yük eğrilerinin ve olasılıksal modellerin oluşturulması

Çalışmanın detaylandırılması ve her türlü çalışma durumunu kapsayabilmesi için yüklenme durumlarına ait senaryoların oluşturulması gerekmektedir. Bu amaçla, çalışmada olasılıksal modeller kullanılmıştır.

Olasılıksal modelleme için, olasılık yoğunluk fonksiyonları (OYF) kullanılmıştır ve istatistiksel değişimlerin arasındaki ilişki korelasyon katsayıları olarak hesaplanmıştır. Aynı ayrı olasılık dağılımları ve birbirleri arasındaki korelasyon değerleri bilinen değişkenler için bir olasılıksal örnekleme yöntemi kullanılarak optimum sayıda yüklenme senaryosu üretilmiştir. Hem mevcut transformator yüklerinin hem de sisteme dahil edilmesi planlanan elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin olasılıksal olarak modellenmesinde Weibull Dağılımları kullanılmıştır.

Olasılıksal modelleme yapılırken farklı rastsal değişkenlerin arasındaki istatistiksel ilişkinin de bilinmesi önemlidir. Bu ilişkinin ifade edilmesinde sıklıkla kullanılan bir indeks korelasyon katsayısı olmaktadır. Herhangi iki değişken arasındaki korelasyon katsayısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir;

$$\rho_{X,Y} = \frac{\text{Cov}(X,Y)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E((X-\mu_X)(Y-\mu_Y))}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (2.1)$$

Denklem (2.1) üzerinde X ve Y, herhangi iki değişken olmak üzere; Cov: X ve Y arasındaki kovaryans, σ : Standart sapma, E: Beklenen değeri göstermektedir.

Korelasyon katsayısının değeri -1 ile +1 arasında değişen değerler almaktadır. Korelasyon değerinin mutlak değerce 1'e yakın olduğu durumlar iki değişken arasında kuvvetli bir istatistiksel ilişki bulunduğuna işaret etmektedir. Değerin işareti negatif ise bu ilişki ters orantılı (biri artarken diğeri azalır), pozitif ise doğru orantılı olduğunu gösterir (biri artarken diğeri de artar). Değerin sifira yakın olduğu durumlar ise değişkenlerin arasındaki istatistiksel ilişkinin zayıf olduğunu gösterir. Eğer bu değer sifir ise söz konusu değişkenler arasında doğrusal bir ilişki yoktur.

Elde edilen OYF'ler ve hesaplanan korelasyon değerleri, istenen sayıda olasılıksal örnekleme, yani senaryo üretmek için kullanılmıştır. Böylece elde edilecek örneklemlerin işaret ettiği istatistiksel çıkarımlar sistemin bütününe ilişkin gerçekçi yorumlamalar yapmaya olanak sağlayacaktır. Bu çalışmada Latin Hiperküp Örnekleme (LHÖ) yöntemi kullanılarak örneklemler elde edilmiş, tekrar sıralama algoritması (TSA) kullanılarak da örneklenmiş değerler arasında bulunması gereken korelasyon yapısı kurulmuştur.

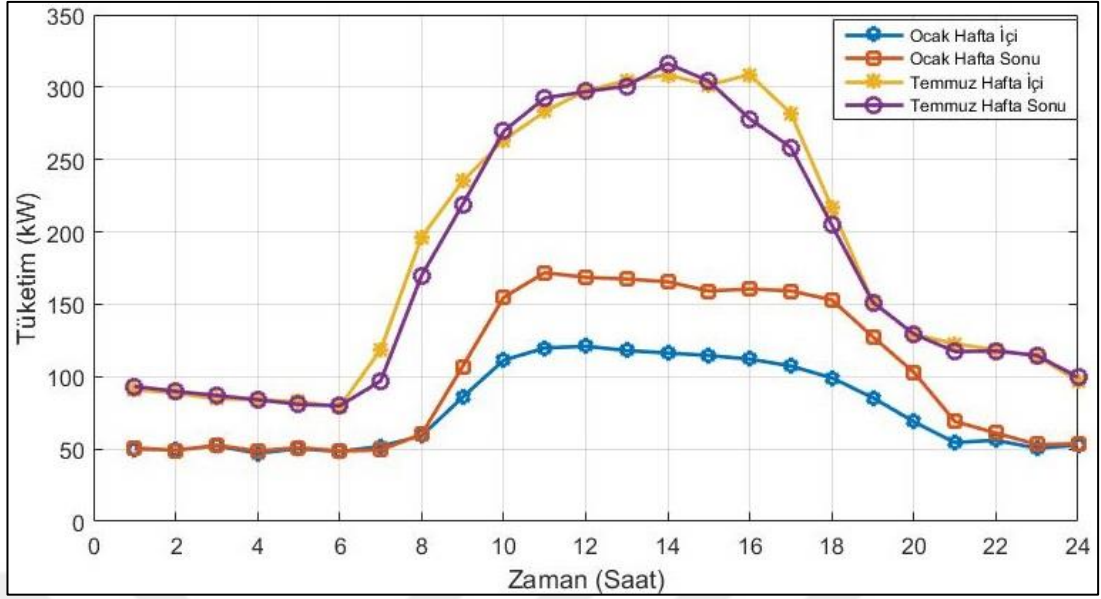
LHÖ yönteminde, daha önce hesaplanmış bulunan OYF'nin yanında aynı dağılım için birikimli dağılım fonksiyonu (BDF) da hesaplanmaktadır. N sayıda örnek (yani senaryo) üretmek istendiği durumda, öncelikle N adet tekdüze dağılmış rastsal değişken (u) üretilmekte, ardından bu değişkenler;

$$x=BDF_x^{-1}(u) \quad (2.2)$$

Denklem (2.2) kullanılarak istenen dağılıma sahip x değişkenleri haline getirilmektedir. Bundan sonra, OYF eğrisinin altında örnek sayısı N kadar eşit alan oluşturmaktadır. Bu durum eşit olasılıklar anlamına gelmektedir. Rastgele seçilecek bir alanın içinden rastgele örnek değerleri elde edilerek tüm OYF eğrisinin optimum kullanılması sağlanmış olmaktadır.

Yukarıda bahsedilen modelleme aşamaları kullanılarak transformatör günlük yük eğrilerine ait senaryolar oluşturulmuş, elektrikli araç şarj istasyonlarının sisteme ilave edildiği durumda bu yük eğrileri güncellenmiştir.

Sistemin geçmiş yıllara ait gerçek yüklenme değerleri kullanılarak, daha önceki bölümde açıklanan olasılıksal modellemelerin uygulaması gerçekleştirilmiştir. Bölgeye ait gerçek yüklenme eğrileri zamana bağlı olarak alınmıştır. Bu bölgedeki TR532'nin dört farklı durum (yaz/kış - haftaıçi/haftasonu) için ortalama yüklenme eğrileri Şekil 2.23 içerisinde gösterilmiştir



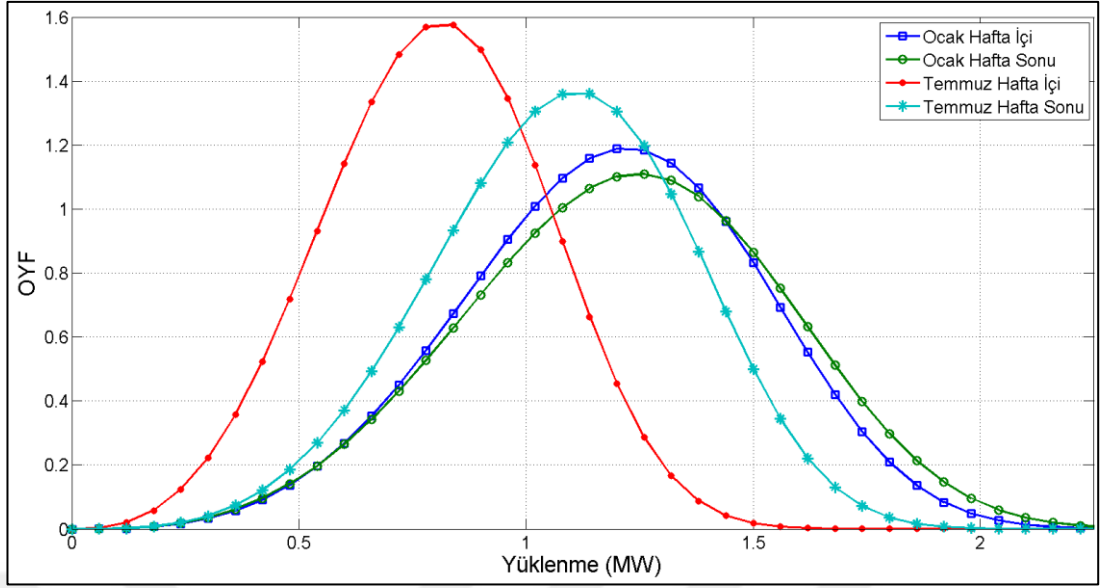
Şekil 2.23. TR532'nin dört farklı durum için ortalama günlük yüklenme eğrileri

Bölgeye ait farklı/çeşitli yüklenme senaryolarının oluşturulabilmesi için gerçek yüklenme eğrilerinden faydalanılarak, Weibull Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu (OYF) elde edilmiştir. Weibull parametreleri olan şekil ve ölçü parametreleri aşağıda Tablo 2.3 içerisindeki gibi dört farklı durum (yaz/kış, haftaiçi/haftasonu) için hesaplanmıştır.

Tablo 2.3. Transformatör yük gruplarına ait Weibull fonksiyonu parametreleri

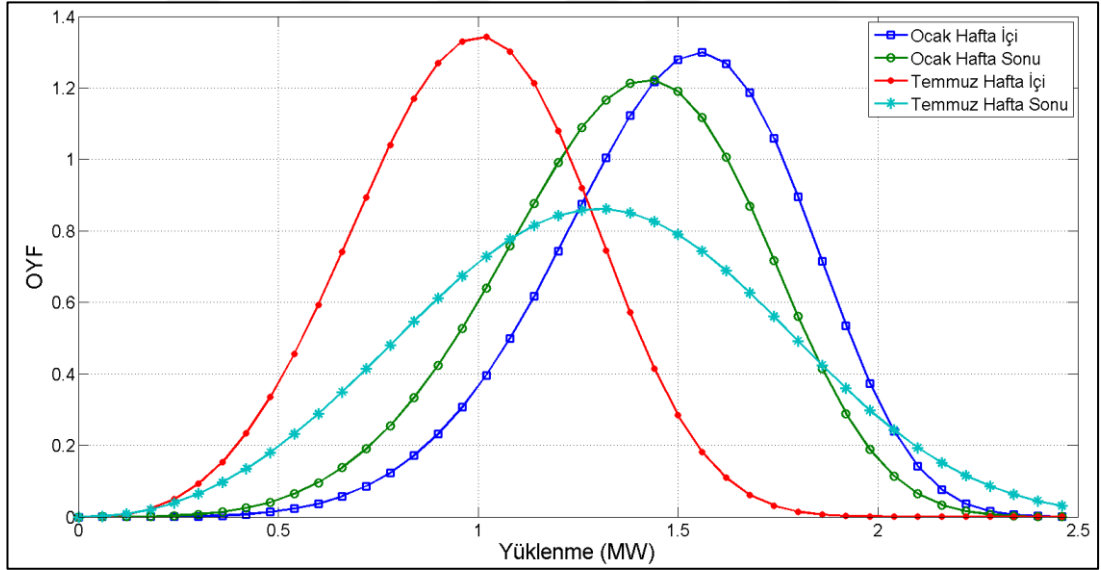
		TR Yük Grubu 1	TR Yük Grubu 2	TR Yük Grubu 3	TR Yük Grubu 4
Ocak Hafta İçi	k	1,309	1,610	0,312	2,148
	λ	4,104	5,588	2,618	4,659
Ocak Hafta Sonu	k	1,346	1,493	0,263	2,147
	λ	3,919	4,853	2,439	4,570
Temmuz Hafta İçi	k	0,889	1,087	0,227	0,911
	λ	3,670	3,824	3,458	8,205
Temmuz Hafta Sonu	k	1,183	1,458	0,235	2,370
	λ	4,266	3,236	3,423	4,261

Tablo 2.3 üzerinde görülen Weibull parametreleri kullanılarak Weibull OYF eğrileri oluşturulmuştur. Tablo 2.3 üzerinde verilen Weibull parametreleri kullanılarak Şekil 2.24 üzerinde TR1 transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi verilmiştir.



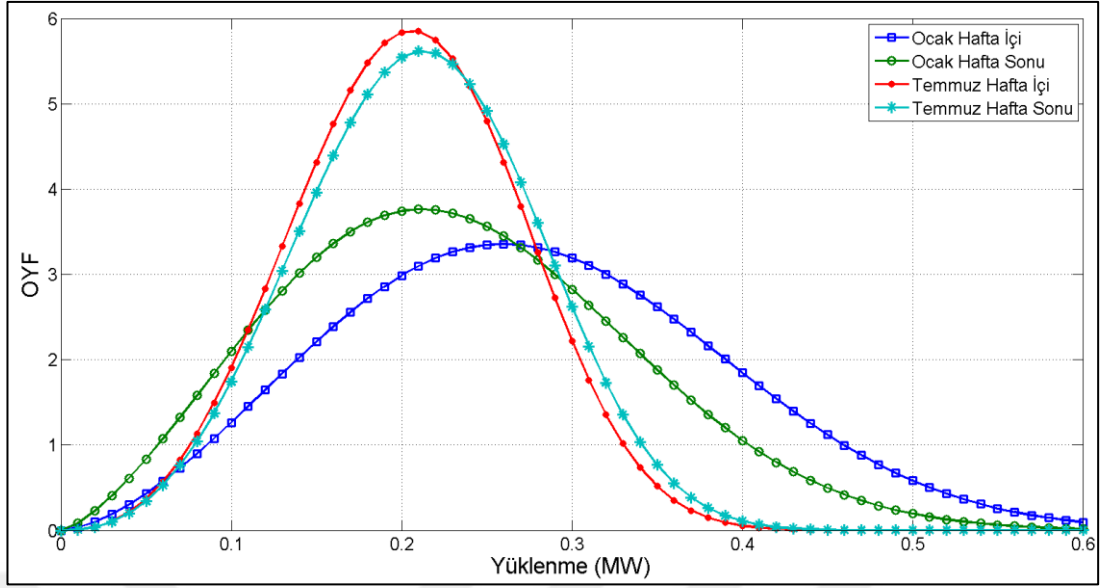
Şekil 2.24. TR1, 1. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi

Tablo 2.3 üzerinde verilen Weibull parametreleri kullanılarak Şekil 2.25 üzerinde TR2 transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi verilmiştir.



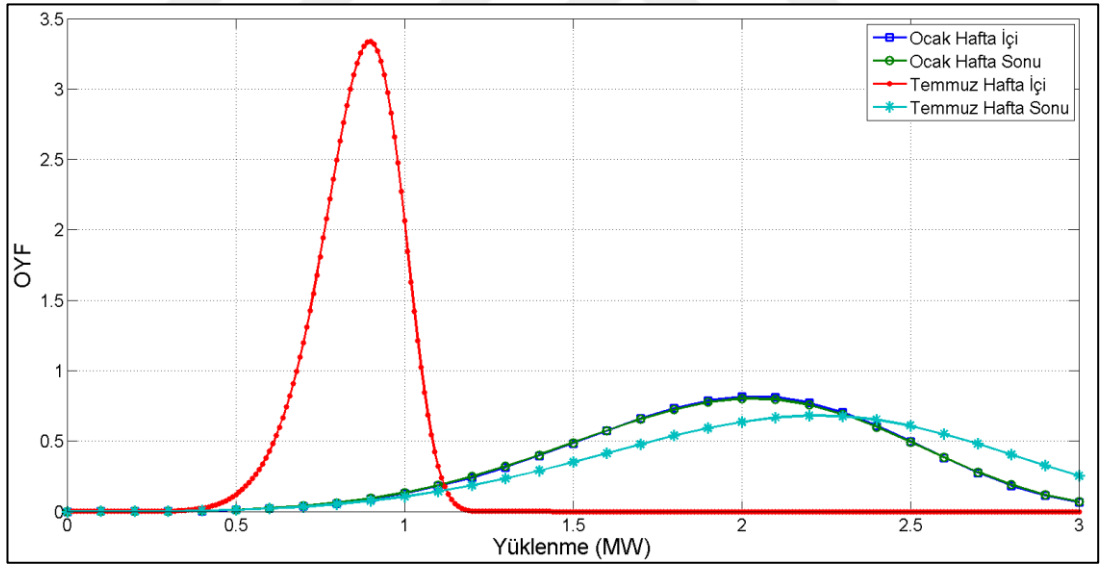
Şekil 2.25. TR2, 2. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi

Tablo 2.3 üzerinde verilen Weibull parametreleri kullanılarak Şekil 2.26 üzerinde TR3 transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi verilmiştir.



Şekil 2.26. TR3, 3. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi

Tablo 2.3 üzerinde verilen Weibull parametreleri kullanılarak Şekil 2.27 üzerinde TR3 transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi verilmiştir.

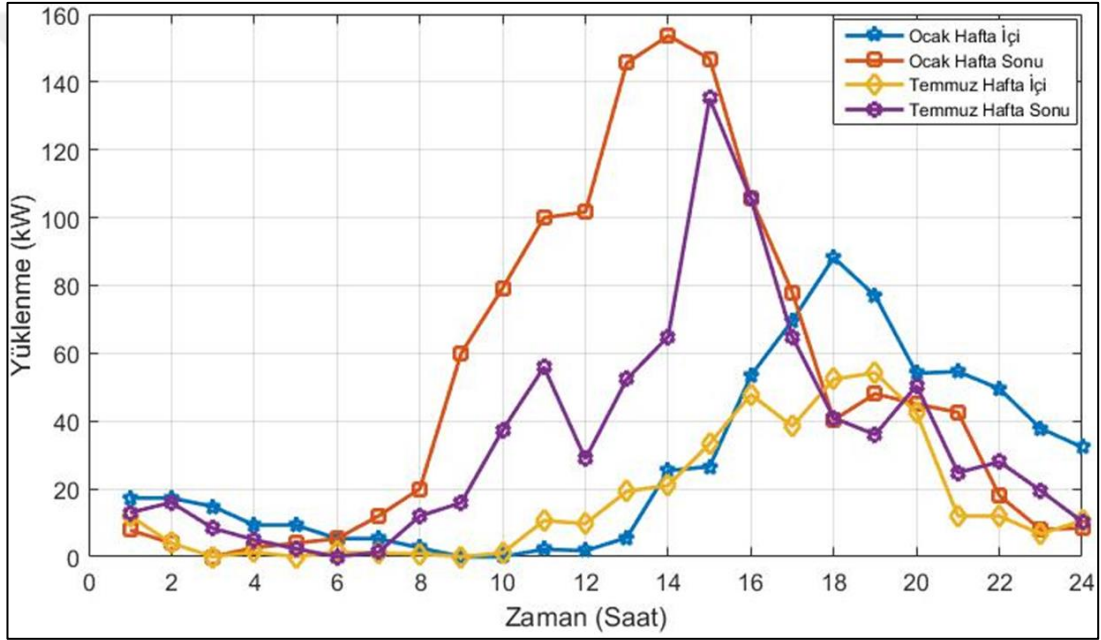


Şekil 2.27. TR4, 4. transformatör yük grubuna ait dört farklı Weibull OYF eğrisi

Elde edilecek olasılıksal modellerin daha gerçekçi olması açısından, eldeki yük gruplarının olasılıksal ilişkileri, birlikte bulunma değerleri - yani korelasyonları - açısından da değerlendirilmiştir.

2.3.2. Elektrikli araç şarj istasyonu yük eğrilerinin ve olasılıksal modellerin oluşturulması

Bu tez çalışmasında, önceki bölümlerde de açıklandığı gibi, elektrikli araç şarj istasyonlarının dağıtım şebekesine etkisini değerlendirebilmek adına gerçek bir otoparka ait araç giriş çıkış verileri kullanılmıştır. Her tüketim bölgesine ait araç şarj istasyonu yük eğrileri yaz/kış, haftaiçi/haftasonu için oluşturulmuş ve grup haline getirilen tüketim bölgelerinin karakteristiklerine göre zaman ekseninde öteleme yapılmıştır. Şekil 2.28’de örnek olarak EA-1’in dört farklı durum için ortalama günlük yüklenme eğrileri gösterilmiştir.



Şekil 2.28. EA-1'in dört farklı durum için ortalama günlük yüklenme eğrileri

Bu noktadan sonra, ele alınan bölgeye ait farklı yüklenme senaryolarının oluşturulabilmesi için ilk olarak eldeki yüklenme eğrilerinden faydalanılarak, Weibull Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu (OYF) elde edilmiş; bu kapsamda Weibull parametreleri olan şekil ve ölçü parametreler dört farklı durum (yaz/kış, haftaiçi/haftasonu) için Tablo 2.4 üzerindeki gibi hesaplanmıştır.

Tablo 2.4. Elektrikli araç yük gruplarına ait Weibull fonksiyonu parametreleri

		TR Yük Grubu 1	TR Yük Grubu 2	TR Yük Grubu 3	TR Yük Grubu 4
Ocak Hafta İçi	k	25,908	37,020	114,337	94,749
	λ	0,785	1,044	0,993	0,924
Ocak Hafta Sonu	k	52,663	36,435	90,887	92,483
	λ	0,952	0,990	1,002	1,031
Temmuz Hafta İçi	k	17,956	28,472	110,839	82,558
	λ	0,915	1,448	0,970	1,376
Temmuz Hafta Sonu	k	37,449	20,951	98,082	65,045
	λ	1,107	0,994	0,888	0,982

Tablo 2.4 üzerindeki Weibull parametreleri kullanılarak her bir elektrikli araç şarj istasyonu için oluşturulan dört yük grubuna ait dağılım eğrileri Şekil 13 üzerindeki benzer biçimde elde edilmiştir.

2.3.3. Yüklenme senaryolarının LHÖ ve TSA yöntemleri kullanılarak üretilmesi

Önceki bölümde bahsedilen transformatör ve elektrikli araç yük eğrilerinin verileri kullanılarak yüklenme senaryoları oluşturulmuştur. Bu amaçla ilk olarak yük gruplarına ait transformatörlerin Weibull dağılım eğrileri LHÖ yöntemi ile örneklendirilmiştir.

LHÖ yöntemiyle elde edilen ve uygun olasılıksal dağılıma sahip olan örnekleme değerlerinin çok sayıda olması durumunda, örneklemeler bir araya getirilerek veri grupları üretilebilmektedir. Fakat bu veri gruplarının birlikte bulunma istatistikleri yani aralarındaki korelasyon değerleri göz önünde bulundurulmazsa o zaman sağlıklı veri grupları üretilememiş olur. Bu nedenle, elektriksel yük grupları arasındaki korelasyon değerleri elde edilmiş, ardından elde edilen örnekler, hesaplanan korelasyon değerlerini elde edecek şekilde tekrar sıralanmıştır. Bu kısımda tekrar sıralama algoritması kullanılmıştır. İki değişkenin arasındaki korelasyon değeri Denklem (2.1) yardımıyla bulunabilir. Ardından, elde edilen değerler ile öncelikle R matrisi Denklem (2.3) yardımıyla üretilmektedir;

$$R_{ij} = \frac{(x_{j,i} - \mu_j)}{\sigma_j} \quad (2.3)$$

Burada μ_j , j. değişkenin ortalama değeri ve σ_j de bu değişken için standart sapma değeridir. Bundan sonra bir T vektörü Denklem (2.4) içerisinde gösterildiği gibi üretilmektedir;

$$T_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N R_{ij} R_{im} \quad 1 \leq j \leq m-1 \quad (2.4)$$

Böylece, korelasyon değerlerindeki işlem sonucundaki hata değeri Denklem (2.5)'te gösterildiği gibi bulunabilir;

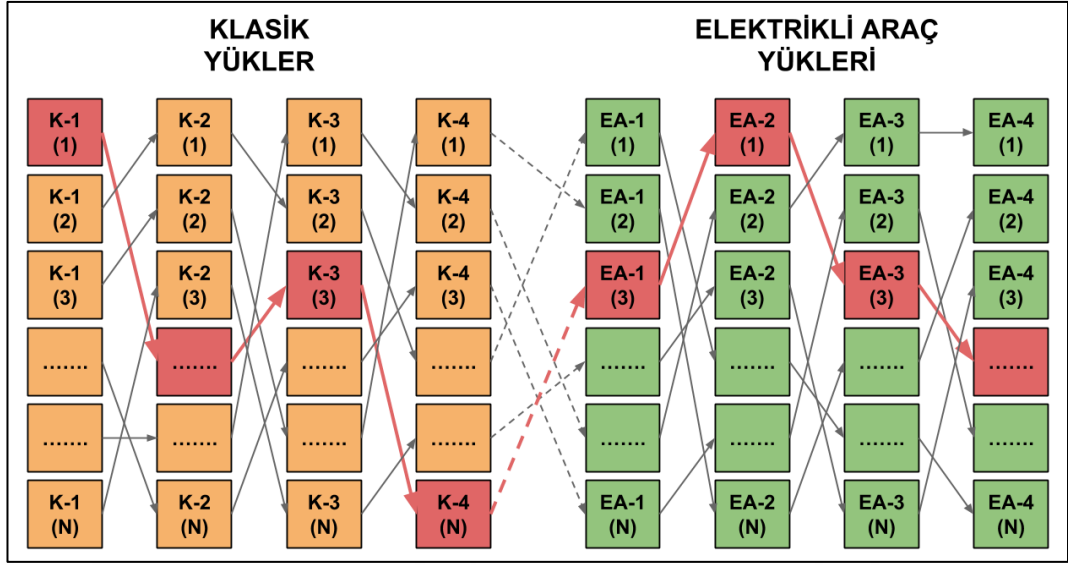
$$E = \sum_{j=1}^{m-1} (T_j - T'_{jm})^2 \quad (2.5)$$

Burada T', istenen korelasyon değerlerini içeren değişkendir. Bundan sonra, her değişken için sırasıyla yer değiştirme işlemi yapılmış ve E hata değerinde en çok düşme sağlayan değişim uygulamaya geçirilmiştir. Böylece, sırasıyla her değişken için farklı örnekleme değerlerinin sıralaması değiştirilerek en uygun çözüm bulunmuştur.

En son olarak, dönüşüm işlemi geri alınarak doğru sıralanmış değerleri içeren S matrisi Denklem (2.6)'daki gibi elde edilmiştir;

$$S_{ij} = R_{ij}' \sigma_j + \mu_j \quad (2.6)$$

Yukarıda bahsedilen modelleme aşamaları kullanılarak transformatör günlük yük eğrilerine ait senaryolar oluşturulmuş ve elektrikli araç şarj istasyonlarının sisteme ilave edildiği durumda bu yük eğrileri güncellenmiştir. Şekil 2.29 üzerinde mevcut transformatör ve elektrikli araç şarj istasyonu yüklerine ait örnekleme uygun korelasyon değerlerini sağlayacak şekilde eşleştirilmesi ve tekrar sıralanması için kullanılan prensip şeması gösterilmiştir.



Şekil 2.29. Mevcut transformatör ve elektrikli araç şarj istasyonu yüklerine ait örneklemelerin uygun korelasyon değerlerini sağlayacak şekilde eşleştirilmesi

3. GELECEK YILLARA DÖNÜK VERİLERİN ELDE EDİLMESİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

Üretilen senaryo grupları gelecek yıllara ilişkin çıkarımlarda bulunmak için ileriye dönük tahminler ile desteklenmiştir. Bu açıdan hem mevcut transformatör yüklerinin hem de elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin ileriye dönük tahmini gerçekleştirilmiştir. Mevcut transformatör yüklerine ait ileriye dönük yük tahmini için yük artış katsayıları belirlenirken Bursa ilinin geçmiş 5 yıla ait aylık elektrik enerjisi talebi verileri kullanılmıştır. Bursa ilinin ortalama yıllık yük artış miktarı göz önünde bulundurularak 2020, 2025, 2030 ve 2035 yılları için tahminlerde bulunulmuş ve doğrusallaştırılan yük artış grafiğinden yıllık artış katsayıları belirlenmiştir. Gelecek projeksiyonu içerisinde incelenen yıllara ait yük artış katsayıları Tablo 3.1 üzerinde gösterilmiştir.

Tablo 3.1. İncelenen yıllar için yük artış katsayıları

	Yıl				
	2015	2020	2025	2030	2035
Katsayı	1	1.1185	1.2440	1.3696	1.4952

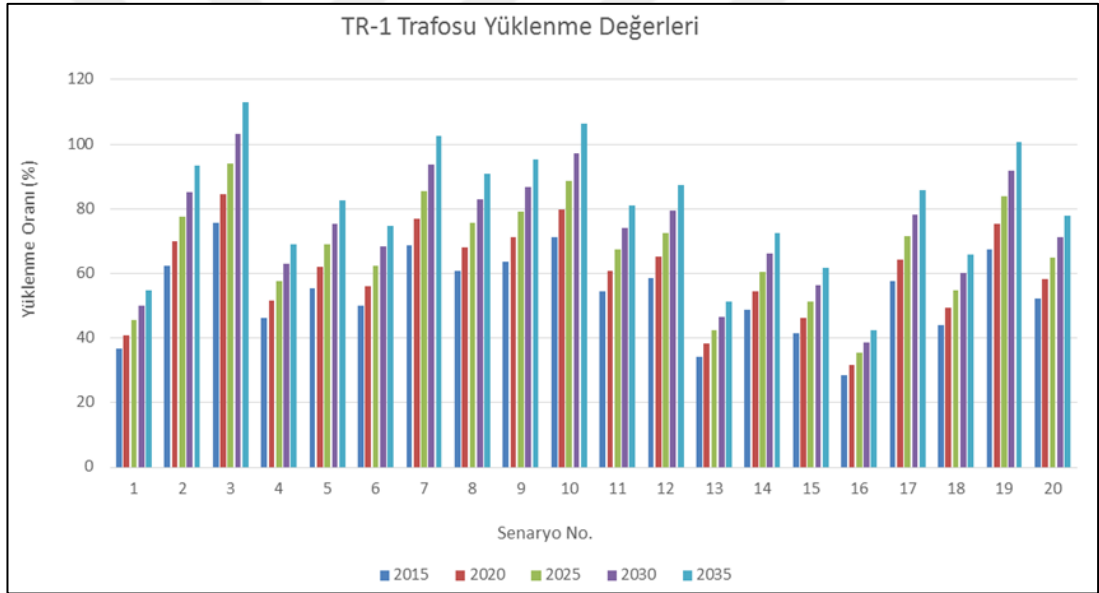
Elektrikli araç şarj istasyonlarının aynı yıllar için yük tahmininde bulunulurken ülkemizde henüz aktif olarak elektrikli araçlar kullanılmadığından 2020 yılından itibaren araçların sisteme dahil olacağı düşünülmüş ve araç sayısının bölgede sürekli bir artış eğiliminde olacağı kabulü yapılmıştır. Tablo 3.2’de, yıllara göre kabul edilen elektrikli araç sayısı ve Merinos fiderinin 2015 yılı verisine göre fiderden beslenen abone sayısı verilmiştir. Kabul edilen bu araç sayılarına göre elektrikli araç şarj istasyonlarının yük eğrileri güncellenmiştir.

Bu bölümde bahsedilen yöntem ile elde edilen olasılıksal modelin gelecek yıllar içerisinde de aynı kalacağı kabul edilmiş bu nedenle OYF ve korelasyon hesapları tekrarlanmamıştır. Gözlenen değişim transformatör ve elektrikli araç yüklerinin miktarında yaşanacağı varsayımı ile ele alınan yıllara yönelik yeni senaryolar üretilmiştir.

Tablo 3.2. Merinos fiderinin beslediği bölgedeki elektrikli araç sayısının artışı

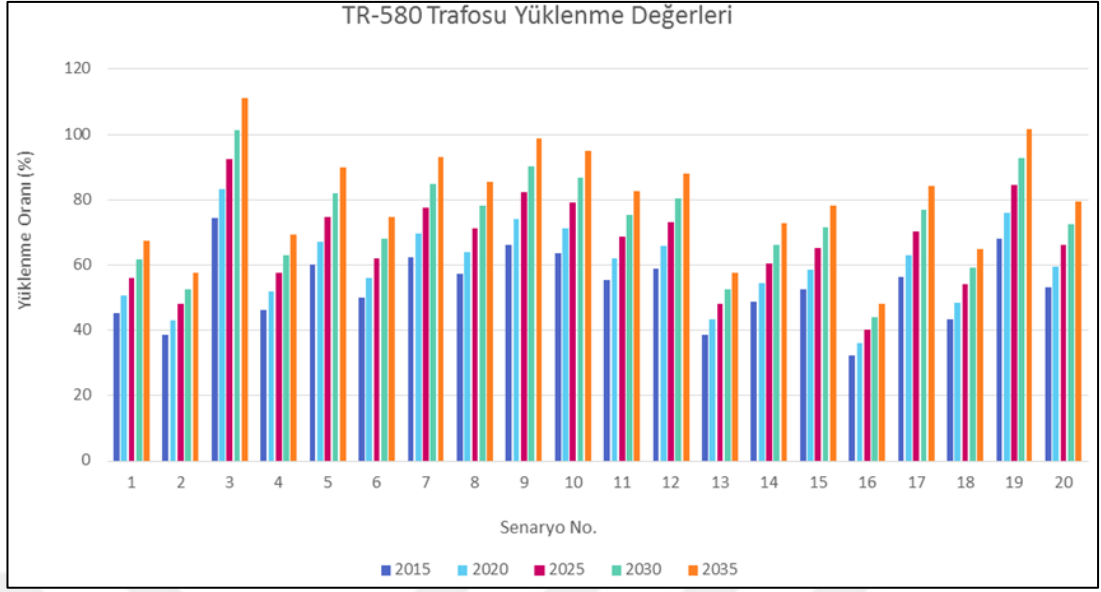
	Yıl				
	2015	2020	2025	2030	2035
Katsayı	1	1.1185	1.2440	1.3696	1.4952

Yıllık gelişim katsayısı ile beş yıllık periyotlarda 2015, 2020, 2025, 2030 ve 2035 yıllarına ait katsayılar (faktör) belirlenmiş ve senaryolara ait değerler, ilgili yılın katsayısı ile çarpılarak incelenmiştir. Böylece 2015 yılına ait değerler ile elde edilen senaryolar, belirlenen katsayı ile çarpılarak incelenecek yılın verileri haline döndürülmüştür. Şekil 3.1’de TR-1 trafosunun yüklenme değerlerinin değişimi, elde edilen yirmi senaryo ve incelenen yıllar için ayrı ayrı gösterilmiştir.



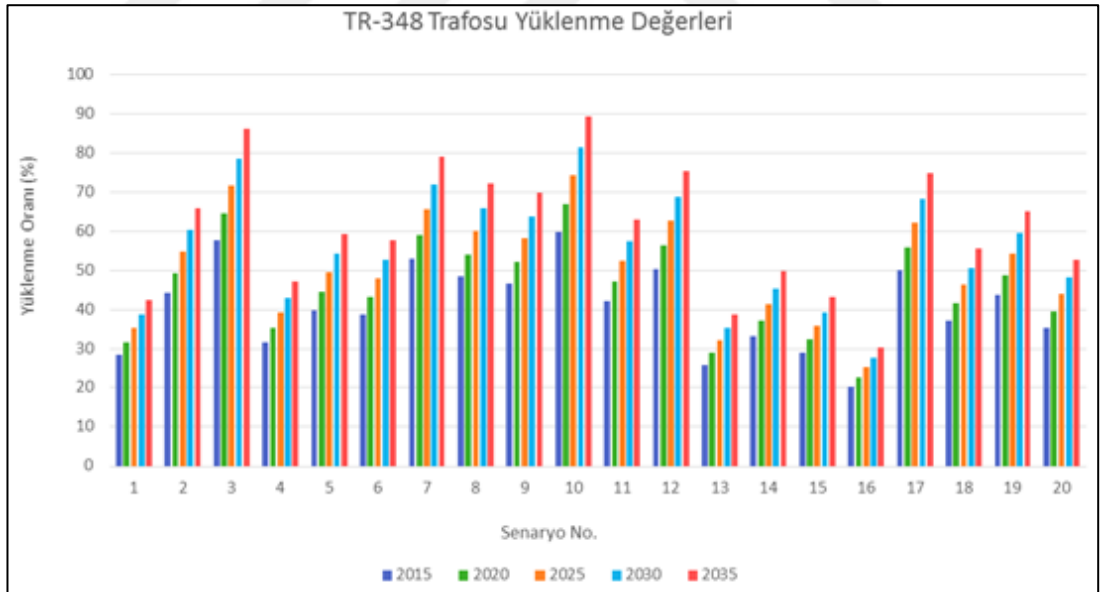
Şekil 3.1. TR-1 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları

Şekil 3.2’de TR-580 trafosunun yüklenme değerlerinin değişimi, elde edilen yirmi senaryo ve incelenen yıllar için ayrı ayrı gösterilmiştir.



Şekil 3.2. TR-580 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları

Şekil 3.3'te TR-348 trafosunun yüklenme değerlerinin değişimi, elde edilen yirmi senaryo ve incelenen yıllar için ayrı ayrı gösterilmiştir.



Şekil 3.3. TR-348 trafosu için gelecek yıllara dönük olarak belirlenen yüklenme oranları

3.1. Güvenilirlik İndislerinin İncelenmesi

Bu kısımda, olasılıksal modelleme çalışmaları ile elde edilen veri setleri kullanılarak elektrikli araç şarj istasyonlarının 5, 10, 15 ve 20 yıllık süreçlerde dağıtım şebekesinin güvenilirlik indisleri üzerindeki etkileri incelenmiştir.

Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE) kabul görmüş güvenilirlik indislerini IEEE Std. 1366-2012, “Guide for Electric Distribution Reliability Indices.” İçerisinde tanımlamaktadır. Güvenilirlik indisleri şebekenin güç kalitesi hakkında doğrudan bir bilgi sağlamasa da risk değerlendirmelerinde kullanılan önemli parametrelerdir. Güvenilirlik indislerinin hesaplanan değerleri incelenerek fırtına, deprem vb. doğal afetlerin veya değişen yüklenme koşullarının şebeke üzerinde oluşturduğu riskin yorumlanabilmesi amacıyla kullanılmaktadır. Bu sebeple dağıtım şirketlerinin güvenilirlik indislerinin değerlerine yönelik hedefleri olsa da, indislerin hesaplanan değerinden çok, farklı koşullar altında bu değerlerin değişimi önemlidir. Bu indislerin başlıca bir kaçı aşağıdaki şekilde açıklanabilmektedir.

Sistem Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (SAIDI); Şebekede yaşanan kesintiler için en sık kullanılan performans ölçütlerinden biri olan SAIDI, toplam kesinti süresi üzerinden bir kullanıcının yaşadığı ortalama kesinti süresini vermektedir. SAIDI değerinin hesaplama yöntemi Denklem (3.1)’de gösterilmiştir;

$$SAIDI = \sum \frac{r_i N_i}{N_t} \quad (3.1)$$

Sistem Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (SAIFI); SAIFI değeri sistemde incelenen süre boyunca bir kullanıcının yaşadığı kesinti sayısını vermektedir. SAIFI değerinin hesaplama yöntemi Denklem (3.2)’de gösterilmiştir;

$$SAIFI = \sum (N_i) / N_t \quad (3.2)$$

Sistem Ülkemizde, Elektrik Dağıtımı ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği’nde de güvenilirlik indisleri benzer şekilde hesaplanmaktadır. Denklem (3.3)’de Ortalama Kesinti Süresi Endeksi (OKSÜRE) hesaplanması gösterilmiştir;

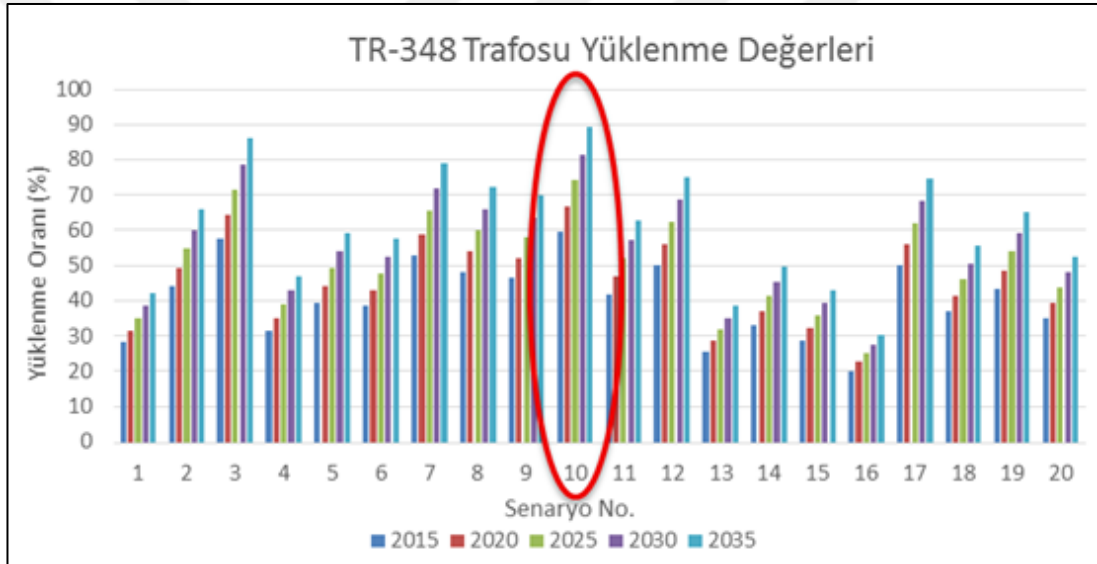
$$OKSÜRE = \frac{\sum_{i=1}^n U_i t_i}{U_{top}} \quad (3.3)$$

Denklem (3.4)'de Ortalama Kesinti Sıklığı Endeksi (OKSIK) hesaplanması gösterilmiştir;

$$OKSIK = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{top}} \quad (3.4)$$

İncelenen dağıtım şebekesindeki güvenilirlik indekslerinin incelenmesi kapsamında sırasıyla;

Ele alınan her yıl için öncelikle sistemde elektrikli araçların olmadığı durumdaki transformatörlerin yüklenme senaryoları ele alınıp, bu senaryolardaki en yüksek yüklenme değeri Şekil 3.4 üzerinde gösterildiği gibi tespit edilmiştir.



Şekil 3.4. TR-348 trafosu için gelecek yıllara dönük en yüksek yüklenme değerinin seçilmesi

Bu değer, çalışma içerisinde incelenen yıl için, ele alınan trafonun sınır değeri olarak kabul edilmiştir.

2025 YILI				
Senaryo		TR-1	TR-2	TR-3
1	→	→ 93	26	12
2	→	85	28	→ 34
3	→	22	→ 56	30
...	→	48	43	18
N	→

→ 93 → 56 → 34
(maksimum yüklenme değerleri)

Şekil 3.5. Trafolar için gelecek yıllara dönük en yüksek yüklenme değerinin seçilmesi

Ardından aynı trafoya öngörülen elektrikli araç yükü ilave edilip oluşturulan yeni senaryolarda sınır değerlerin aşılp aşılmadığı kontrol edilmiştir.

2025 YILI + EA Yükleri					
Senaryo		TR-1	TR-2	TR-3	
1	→	105	32	19	SAIDI ↗
2	→	94	34	43	SAIFI ↗
3	→	31	63	35	
...	→	57	52	22	
N	→	

→ 93 → 56 → 34
(maksimum yüklenme değerleri)

Şekil 3.6. 2025 yılı için elektrikli araç yükü ile oluşturulan yeni senaryoların sınır değerler ile karşılaştırılması

Her bir trafo için yıllara göre ayrı ayrı belirlenen sınır değerlerin aşıldığı senaryolar, ilgili trafo için kritik senaryo olarak belirlenmiştir.

2030 YILI			
Senaryo	TR-1	TR-2	TR-3
1	114	64	30
2	108	69	63
3	60	99	61
...	94	84	50
N

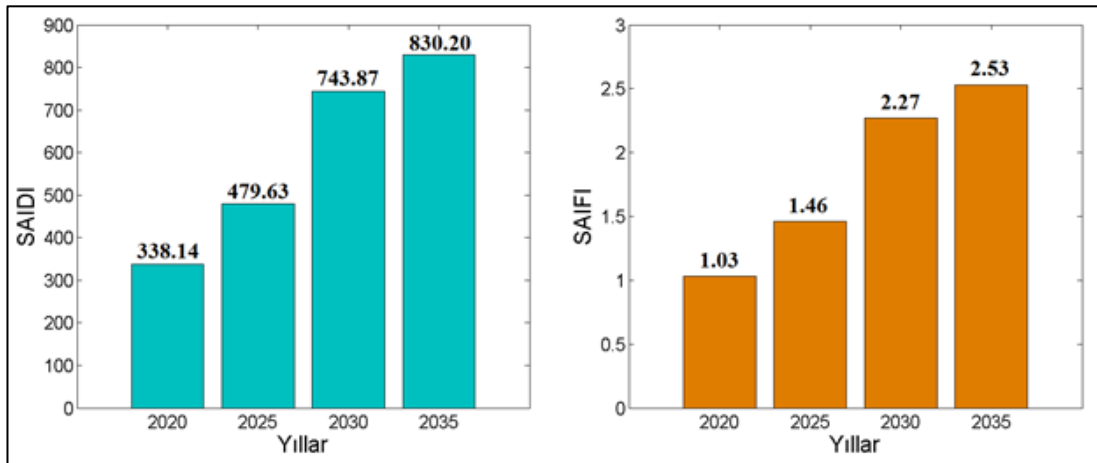
SAIDI //
SAIFI //

Şekil 3.7. 2030 yılı için elektrikli araç yükü ile oluşturulan yeni senaryoların sınır değerler ile karşılaştırılması

Belirlenen kritik senaryolar, ilgili trafo için açma durumu olarak ele alınmış, yani sınır değeri geçen yüklenme senaryolarında trafonun açma durumuna girdiği kabul edilmiştir.

Trafo sayısının ele alınan yıllarda aynı kaldığı ancak bağlı abonelerin arttığı kabul edilmiştir.

Bu çalışma içerisinde incelenen güvenlik indislerinden biri olan SAIDI değeri için bölgeye ait kesintilerin süresinin de bilinmesi gerektiği için Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. (UEDAŞ) 2015 yılına ait kesinti kayıtları incelenmiştir. SAIDI ve SAIFI değerlerinin hesaplanabilmesi için gereken bilgiler UEDAŞ tarafından sağlanmıştır. Elde edilen veriler Denklem (3.1) ve Denklem (3.2) içerisinde kullanılarak elektrikli araç yüklerinin sisteme ilave olması durumunda incelenen güvenilirlik indisleri değerleri belirlenmiştir



Şekil 3.8. SAIDI ve SAIFI indislerinin incelenen yıllar için öngörülen değişimi

Elektrik dağıtım şebekelerinde güvenilirlik indisleri, farklı yük bölgelerinin deneyimlediği çok sayıda durum veya oluşturulan senaryolar için hesaplanmaktadır. Bu sayede ele alınan olay veya senaryonun şebekeye etkileri değerlendirilebilmektedir. Buna örnek olarak Tablo 3.3 ve Tablo 3.4 üzerinde Avustralya’da dağıtım şebekesi işletmecisi olan Energex’in 2014-2015 yılı performans raporundan alınan değerler paylaşılmıştır. Paylaşılan değerler işletme durumunda elde edilen değerler ile hesaplanan sonuçlar olarak ve iletim şebekesi kaynaklı kesintiler, 1 dakikanın altında süren kesintiler, can ve mal güvenliği amaçlı kesintiler gibi özel durumların çıkarılıp elde edilen değerler ile hesaplanan sonuçlar olmak üzere iki durumu göstermektedir.

Tablo 3.3. Energex şirketinin SAIDI performansı

	Yıl			
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
Özel durumların ihmal ile sonuçlar				
Şehir merkezi fiderleri	9.17	4.58	4.06	3.69
Mesken fiderleri	67.16	403.90	94.94	190.51
Kırsal fiderler	215.62	1033	232.87	263.35
Özel durumlar dahil iken sonuçlar				
Şehir merkezi fiderleri	8.16	1.41	3.56	3.69
Mesken fiderleri	66.65	71.92	74.86	90.81
Kırsal fiderler	201.81	156.94	173.39	178.59

Tablo 3.4. Energex şirketinin SAIFI performansı

	Yıl			
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
Özel durumların ihmal ile sonuçlar				
Şehir merkezi fiderleri	0.04	0.01	0.18	0.15
Mesken fiderleri	0.74	1.19	0.91	0.95
Kırsal fiderler	1.80	2.31	1.81	1.86
Özel durumlar dahil iken sonuçlar				
Şehir merkezi fiderleri	0.04	0.01	0.05	0.15
Mesken fiderleri	0.74	0.79	0.80	0.78
Kırsal fiderler	1.73	1.53	1.55	1.54

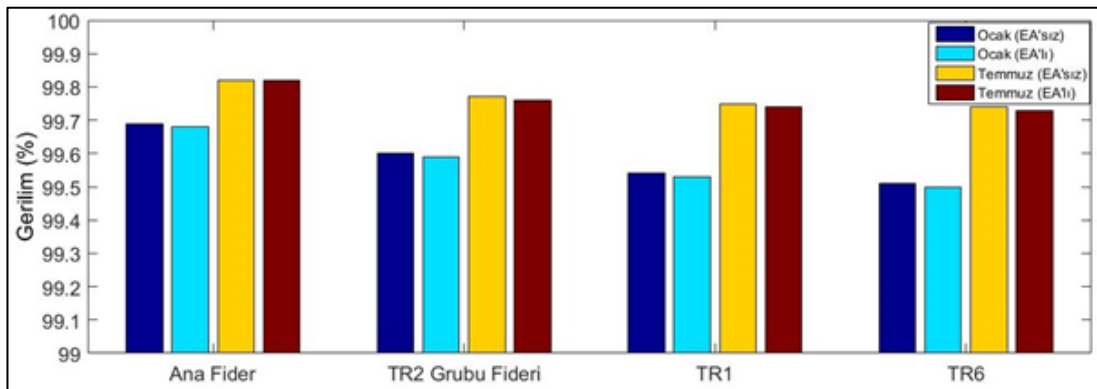
Tablo 3.3 ve Tablo 3.4 üzerinde görüldüğü gibi Energex şirketinin hesaplanan güvenilirlik indislerine ait değerleri farklı yük tiplerini besleyen fiderler için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Ayrıca bu hesaplamalar özel durumları bir gruba toplayıp, özel durum olarak belirlenen olayların etkilerinin dahil olduğu ve olmadığı senaryo şeklinde hesaplanmıştır. Bu durum, benzer şekilde hesaplamaların tek bir olaya

yoğunlaşarak belirli bir olayın güvenilirlik indisleri üzerindeki etkilerinin görülebilmesi için de gerçekleştirilebileceğini göstermektedir.

Elektrikli araç sayısının sıfır alındığı 2015 yılı ile maksimum sayı olan 5000'e ulaştığı 2035 yıllarında hesaplanan SAIDI ve SAIFI değerleri karşılaştırıldığında indis değerinin yaklaşık 2.5 kat arttığı görülmektedir. Bu da gerçekleştirilen planlama çalışmaları ve gelecek projeksiyonlarında elektrikli araç yüklerinin göz ardı edilmemesi gerektiğine işaret etmektedir. Bu çalışma sonucunda geleneksel fosil yakıt kullanan araçların yerini alması beklenen elektrikli araç teknolojilerinin yakın gelecekte özellikle dağıtım şebekeleri üzerinde büyük bir yük oluşturacağı ve işletme risklerini ciddi derecede arttırabileceği görülmüştür. Tablo 3.4 üzerinde gösterildiği gibi elektrik şebekelerinde güvenilirlik indisleri hesaplanırken şebeke, bölgenin yük karakteristiğine göre alanlara bölünmekte ve indislerin sayısal değerleri her bir bölge için, sistemin farklı arıza veya işletme durumlarının etkilerini görmek amacıyla çok sayıda senaryo için hesaplanmaktadır.

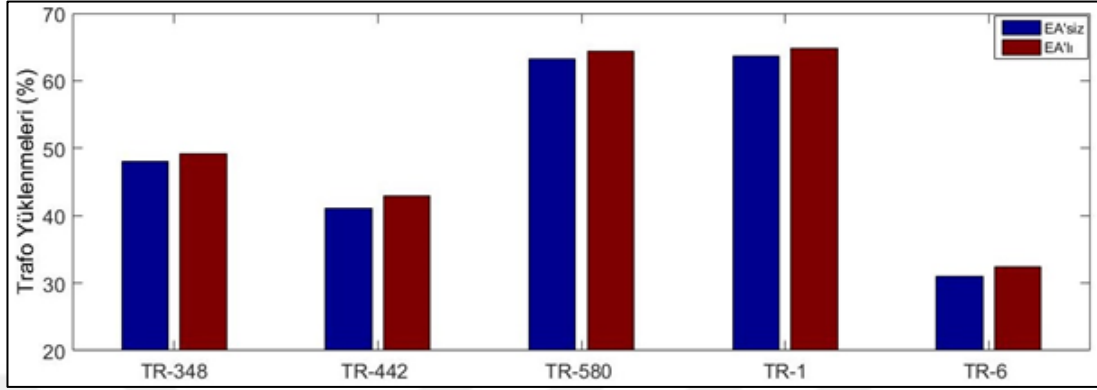
3.2. Sistemin Gerilim Profillerinin İncelenmesi

Çalışmanın bu kısmında dört ana yük profili senaryosu oluşturulan 20 senaryonun analiz sonuçları kullanılmıştır. İlk olarak elektrikli araç yükü olmadığına sistemin durumu teknik bir şekilde incelenmiştir. Bu bağlamda kritik düğümlerin gerilim profili ve transformatörlerin yüklenme durumları incelenmiştir. Sistemin güç akışı çözümü, PSS SINCAL versiyon 13 güç sistemi analiz yazılımı aracılığıyla yapılmıştır. Gerilim ve transformatör yüklenme profilleri sırasıyla Şekil 3.9 ve Şekil 3.10 üzerinde gösterilmektedir.



Şekil 3.9. 2020 yılına ait dağıtım şebekesi gerilim profili

Şekil 3.9 içerisinde kritik düğümlerin elektrikli araçların mevcut olduğu ve olmadığı durumlarda maksimum gerilim değerleri gösterilmektedir. Gerilim profilinde anlamlı bir değişiklik görülmemiştir.



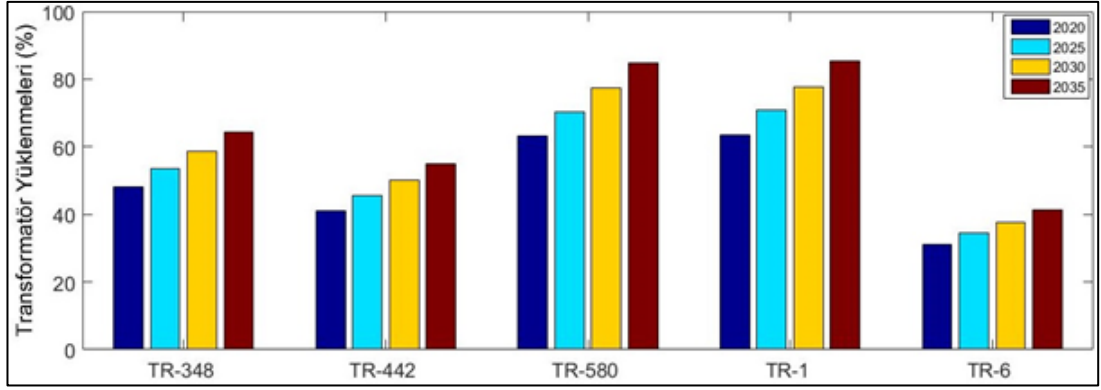
Şekil 3.10. 2020 yılına ait dağıtım şebekesindeki EA'lı transformatörlerin yüklenmeleri

Şekil 3.10 elektrikli araçların bağlı olduğu transformatörlerin maksimum yüklenmelerini göstermektedir. Sistemde elektrikli araç bulunduğu anda, transformatör yüklenmelerinde bir artış meydana gelmiştir. Elektrikli araçların getireceği artış miktarı 2020 yılı için önem arz etmemektedir.

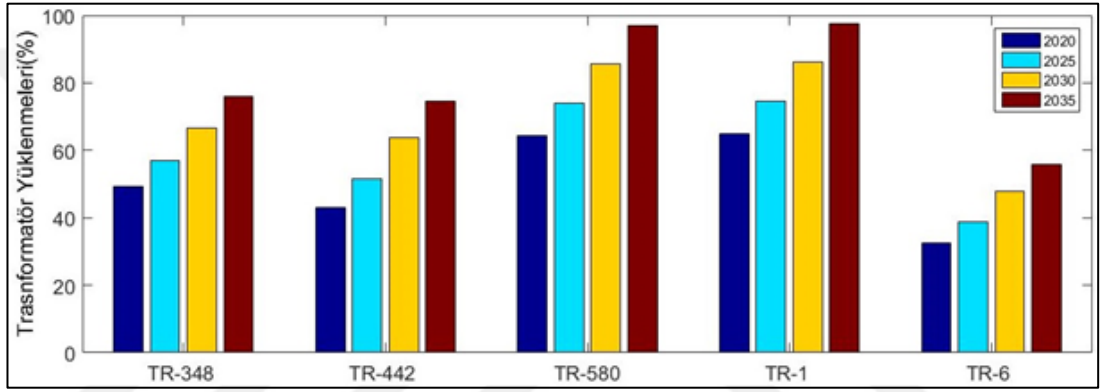
Olasılıksal açıdan, Tablo 3.1 içerisindeki yük artış katsayıları kullanılarak üretilen senaryolar ve sonuçları göz önüne alındığında, ele alınan fiderin nispeten kısa bir şehir fideri olması sebebiyle gerilim değişimi gelecek tahminlerinde ihmal edilebilir olduğundan, yalnızca transformatör yüklenme profilleri dikkate alınmıştır.

Olasılık modelinin yapısı ve yükler arasındaki korelasyonun gelecekte de aynı kaldığı kabul edilmiştir. Ancak, elektrikli araç sayısı ve ilgili yük miktarının arttığı varsayılmıştır. Transformatör yüklenme profilleri (EA yükleri olmadan) sırasıyla Şekil 3.11 ve Şekil 3.12 içerisinde verilmiştir.

Şekil 3.11 üzerinde dağıtım sistemindeki konvesiyonel yükler için gelecek yıllara ait yüklenme oranları verilmiştir.



Şekil 3.11. 2020, 2025, 2030 ve 2035 yılları için dağıtım sistemindeki konvansiyonel yükler için trafo yüklenme değerleri



Şekil 3.12. 2020, 2025, 2030 ve 2035 yılları için dağıtım sistemindeki EA ve konvansiyonel yükler için trafo yüklenme değerleri

Şekil 3.11 ve Şekil 3.12 incelendiğinde, transformatör yüklerinin artacağı ve ilave EA yüklerinin beklendiği gibi sistemi ileride daha yüksek seviyelerde zorlayacağı görülmektedir.

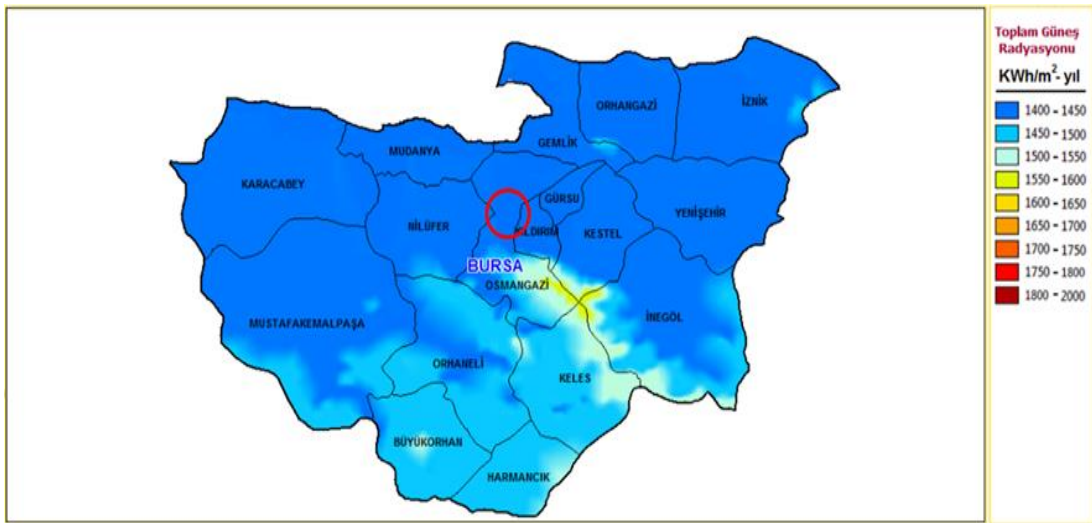
Kesin olarak ifade etmek gerekirse Şekil 3.12 içerisindeki sonuçlar incelendiğinde, TR348, TR442 ve TR6 için transformatör yüklenmelerinde 2035 yılına kadar ciddi artışlar görülmektedir. Bu artışlar transformatörün limitleri göz önüne alındığında teorik olarak sorun oluşturmamaktadır. Fakat transformatörün yüklenme oranların bu denli artması transformatörlerin kalan ömürlerinin daha hızlı tükenmesine ve ekstra güç kayıplarına yol açacaktır. TR580 ve TR1 transformatörleri sadece konvansiyonel yükler göz önüne alındığında yüklenme oranları %80'i bulurken, elektrikli araçların dağıtım şebekesine entegrasyonu ile birlikte trafo yüklenmelerinin %100'e yaklaştığı görülmektedir. Bu oran ise transformatörün 2035 yılında işletme sınırlarına

ulaşacağını ve daha yüksek güçlü bir transformatör ile değiştirilmesi gerektiğini göstermektedir.

3.3. Dağıtık Üretim Santrallerinin Boyutlandırılması ve Sisteme Etkisinin Belirlenmesi

Önümüzdeki yıllarda elektrikli araç şarj istasyonlarının yaygınlaşarak şebekeye olumsuz etkilerinin artacağı düşüncesi konunun farklı açılardan incelenmesi gereğini doğurmaktadır. Bu sistemlerin özellikle elektrik dağıtım şebekeleri üzerinde oluşturması beklenen olumsuz etkileri en aza indirmek için dağıtık üretim birimlerinin de bu konuya dahil edilmesi faydalı olacaktır. Bu amaçla, günümüzde önemi yine gün geçtikçe artan araç şarj istasyonlarının şebekede oluşturacakları kayıpları ve gerilim değişimlerini en aza indirmek için dağıtık üretim birimleriyle entegrasyonunun sağlanması her iki sistemin de daha verimli işletilmesini sağlayacaktır [35].

Bu kapsamda tüketicilerin bireysel ve ticari amaç ile tesis edebileceği güneş panellerinin, artan elektrikli araç şarj istasyonu yükleri ile birlikte incelenmesi adına çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Güneş panellerinin yani bölgedeki dağıtık üretimin güç cinsinden belirlemek için öncelikle bölgede güneş panelleri ile ne miktarda enerji üretilebileceği hesaplanmalıdır. Bunun için öncelikle Bursa bölgesinde güneş radyasyonu değeri elde edilmelidir.



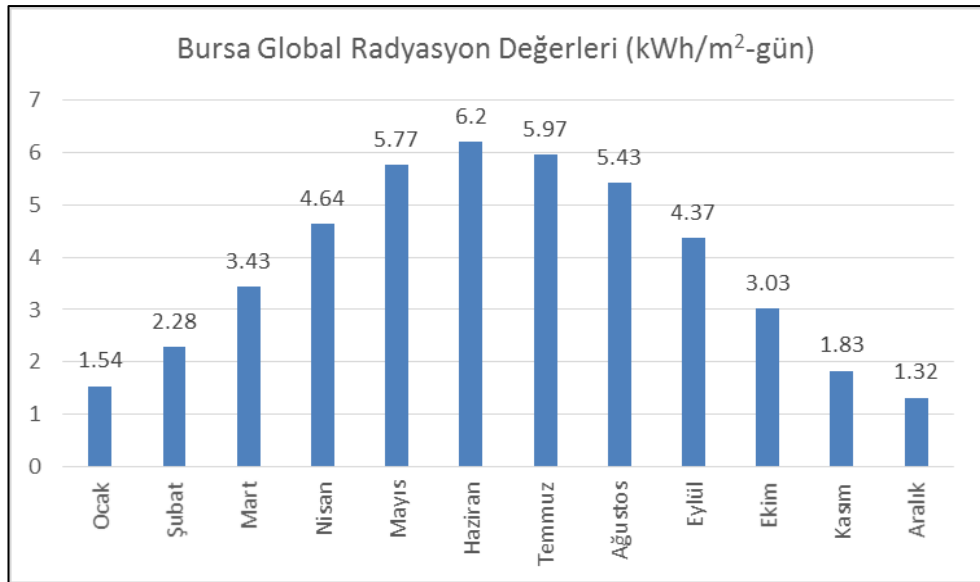
Şekil 3.13. Güneş enerjisi potansiyeli atlasına göre Bursa ilinin toplam güneş radyasyonu haritası

Aylar	Saatlik Ortalama Toplam Işınım																			Günlük Toplam
	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20				
Ocak				1	5	11	16	18.5	18.5	17	13.5	8.5	3						112	
Şubat				3	7.5	13	19	22	24	23	19	13.5	6.5	1.5					152	
Mart			2	8	16	23	30	35.5	36	33	29	21	13	5	1				253	
Nisan		1	7	15	24.5	32.5	40.5	43	42.5	40	34	26.5	18	9	2				336	
Mayıs		4.5	13	22	32.5	41.5	47.5	52	53	50	43.5	35	24.5	14	5				438	
Haziran	1	6	15	26	36	45	51	55	55	52	47	39	29.5	18.5	8.5	2			487	
Temmuz		5	14.5	25	35	44	50	54	54.5	52	48	40	30.5	19	8	1			481	
Ağustos		2.5	9.5	20	29	36	43	48	50	47	43	35	24	13	4				404	
Eylül			6	16	26.5	34	40	43	43	41	36	27	16	6	1				336	
Ekim			2	9	17	24	28	30.5	30.5	27	21	14	6	1					210	
Kasım				4	10.5	16.5	21	23.5	23	20	15	9	3						146	
Aralık				1	5.5	11.5	17	19	19	16.5	12.5	7	2						111	

Not: Yatay pozisyonda toplam (doğru + yaygın) ışınım ölçülmüştür.

Şekil 3.15. İstanbul'da ortalama ışınım değerleri

Saatlik bazda her ay için günlük toplam ışınım miktarı Şekil 3.15'de verilmiştir. Verilen değer $\text{cal/cm}^2\text{h}$ cinsinden olması sebebiyle bu değer kullanılabilmek için enerji cinsine çevrilmesi gerekmektedir. Bu noktada enerji cinsinden aylık ortalama global radyasyon değerlerine ihtiyaç vardır. Bursa iline ait aylık bazda global radyasyon değerleri Şekil 3.16 üzerinde verilmiştir.



Şekil 3.16. Bursa iline ait aylık bazda global radyasyon değerleri

Şekil 3.15 ve Şekil 3.16 incelendiğinde grafiklerin orantılı ve bağlantılı oldukları görülebilmektedir. Bu grafikler kullanılarak incelenen ay için bir saatlik bazda metrekare başına üretilebilecek ortalama enerji değeri hesaplanabilmektedir. Örneğin

15 Haziran saat 13:00 – 14:00 arası (Haziran ayı içerisinde ortalama bir gün ve saat) ele alınacak olursa Şekil 3.15 üzerindeki değerler incelendiğinde günlük ortalama 487 birim enerji elde edildiği görülmektedir. Yine Şekil 3.15'te bu 487 birimlik enerjinin 52 birimlik bölümünün saat 13:00 – 14:00 arasında elde edilebildiği görülmektedir. Haziran ayı içinde ortalama bir günde metrekare başına 6.2 kWh enerji üretilebildiği ve bu değerın 487 birim enerjiye denk geldiği bilgisi ile (bkz: Şekil 3.16) saat 13:00 – 14:00 arasında üretilen 52 birimlik enerjinin 0.66 kWh değerine denk geldiği hesaplanabilir.

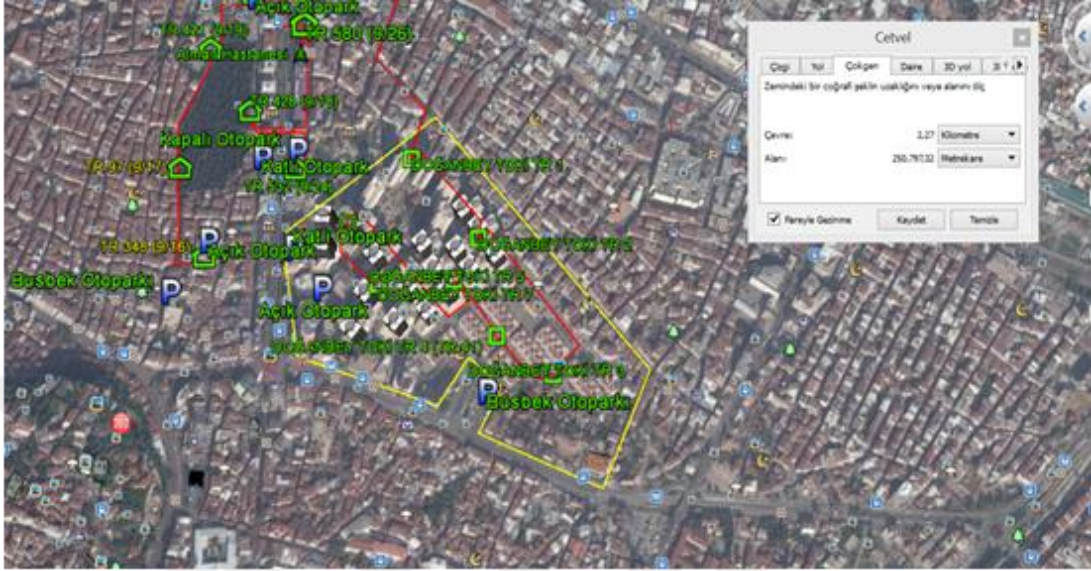
Hesaplanan değerler tesis edilecek güneş paneli ve diğer yardımcı bağlantı elemanlarının %100 verim ile çalışması durumunda elde edilebilecek değerlerdir. Ancak mevcut durumda bir güneş panelinin verimi yaklaşık %20 seviyelerindedir. Bu durumda ele alınan şebeke modelinin bulunduğu bölgede kurulacak güneş panelleri ile metrekare başına ortalama 0.13 kWh enerji elde edilebilecektir.

Çatı uygulamalarının boyutlandırılabilmesi için;

- Uygulama alanı,
- Birim alan başına üretilebilecek enerji miktarı

Belirlenmelidir. Buna göre öncelikle bölgelerin besleme alanları tespit edilmelidir. Her bir bölgenin beslediği alan, fiderin harita tabanında çizdirilmesi ile elde edilmiştir. Gösterilen alanlar metrekare cinsinden yaklaşık değerlerdir.

TR2 bölgesinin besleme alanı Şekil 3.18 üzerinde görüldüğü gibi belirlenmiştir. Buna göre TR2 bölgesinde bulunan toplam dört transformatörün beslediği bölgenin coğrafik alanı yaklaşık 112.000,00 metrekare olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.19. Toki (TR4) bölgesi için hesaplanan besleme alanı

TOKİ (TR4) bölgesinin besleme alanı Şekil 3.19 üzerinde görüldüğü gibi belirlenmiştir. Buna göre TR4 bölgesinde bulunan toplam altı transformatörün beslediği bölgenin coğrafik alanı yaklaşık 250.000,00 metrekare olarak belirlenmiştir.

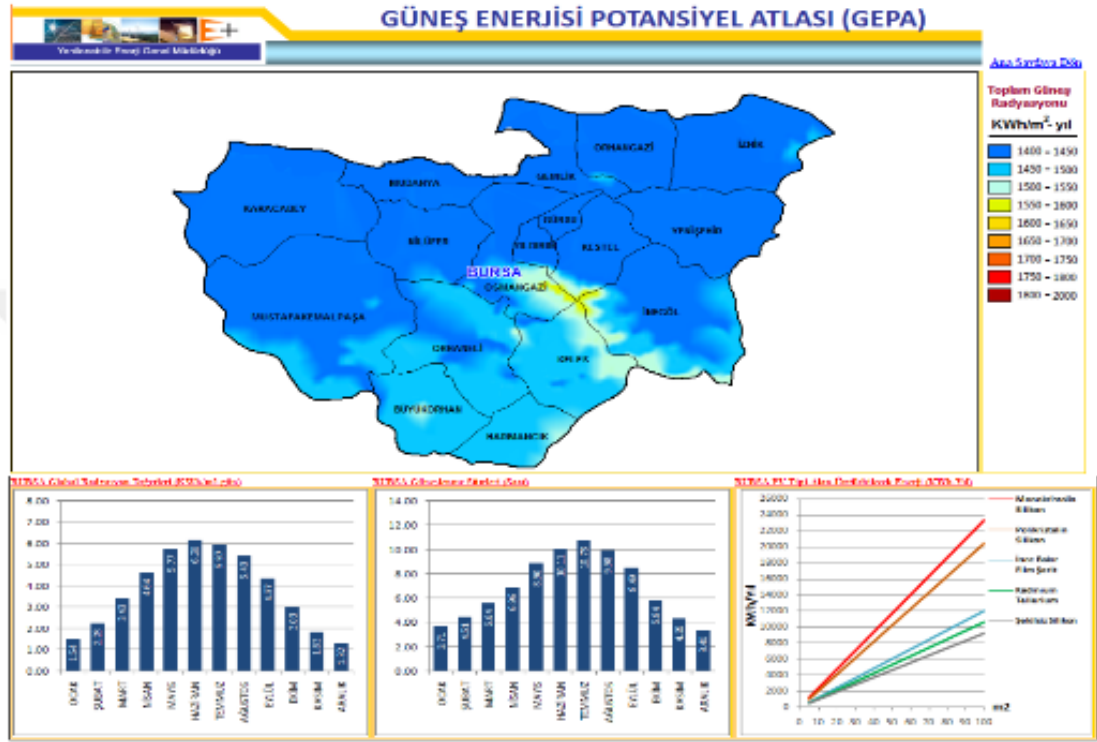
Her bir bölge için belirlenen besleme alanları içerisinde güneş enerjisinden üretilecek elektrik miktarını hesaplayabilmek için solar panellerin uygulanacağı alan belirlenmelidir. Bunun için besleme alanı ile belirlenen katsayı çarpılmıştır. Bölgeler için bu katsayılar;

- TR-1 bölgesinde: Besleme alanının 3%'üne,
- TR-2 bölgesinde: Besleme alanının 10%'una,
- Toki bölgesinde: Besleme alanının 10%'una güneş paneli uygulanacağı kabul edilmiştir.

Çalışmanın önceki adımlarında gerçekleştirilen olasılıksal analizler, güneş panellerinin eklendiği durumları analiz edebilmek amacıyla tekrar gerçekleştirilmiştir. Bu amaçla, ilk olarak bölgenin bir yıllık güneşlenme istatistiği

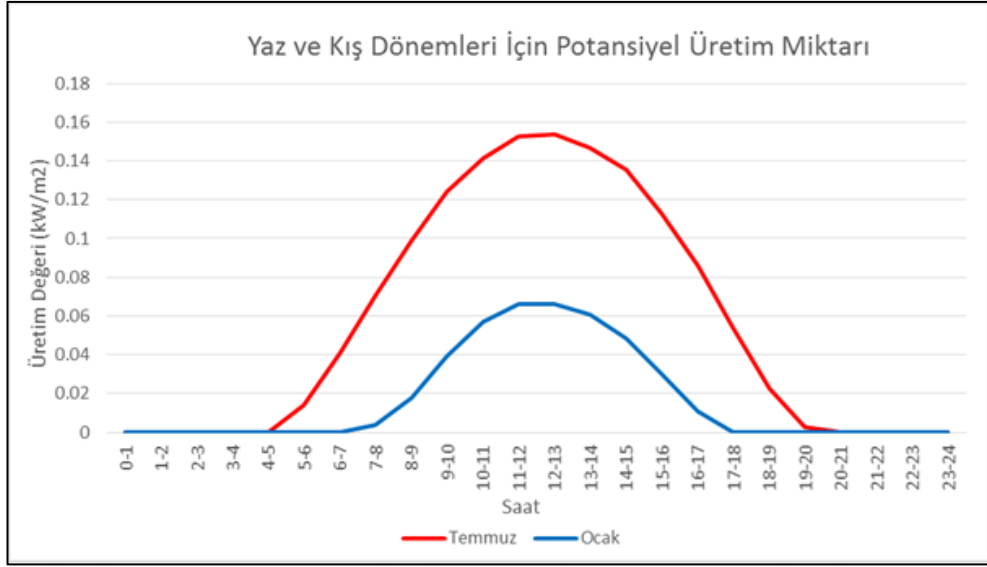
ele alınmış, daha sonra da buna uygun olasılıksal modelleme çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

Bölgenin güneşlenme durumunu değerlendirebilmek ve istatistiksel çıkarım elde edebilmek için Şekil 3.20 üzerinde görülen verilen kullanılmıştır.



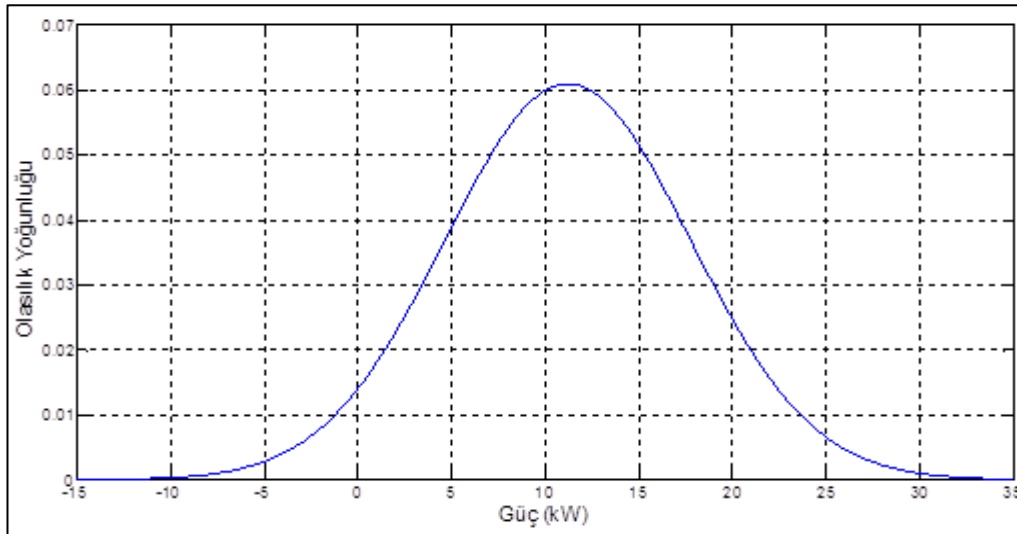
Şekil 3.20. Bursa ilinin yıllık güneşlenme potansiyelini gösteren istatistiksel veri

Şekil 3.20 içerisindeki istatistiksel veriler kullanılarak Şekil 3.21 üzerinde gösterilen üretim değerleri hesaplanmaktadır. Şekil 3.21 üzerinde, yaz (Temmuz ayı) ve kış (Ocak ayı) mevsimleri için hesaplanan değerler bir arada görülmektedir. Değerler elde edilirken metrekare başına hesaplanabilecek maksimum enerji değeri belirlenmiş ve ardından güneş paneli uygulamalarının ortalama verimi %20 kabul edilerek hesaplanan değerler verim değeri ile çarpılmıştır. Şekil 3.21 üzerinde, hesaplanan maksimum değerlerin verim ile çarpılmasıyla elde edilen sonuçlar gösterilmiştir.



Şekil 3.21. Bursa ili için yaz ve kış döneminde üretilebilecek ortalama elektrik enerjisi eğrileri

Bu noktadan sonra, eldeki veriler kullanılarak Güneş santrallerinin üretimine ilişkin olasılık yoğunluk fonksiyonları hesaplanmıştır. Güneşlenme değişimi bölgedeki tüm paneller için ortak olacağından, tek bir olasılık yoğunluk fonksiyonu elde edilmiştir. Bir grup panel için elde edilen olasılık yoğunluk fonksiyonu Şekil 3.22 içerisinde gösterildiği gibidir. Farklı gruplar için farklı güç katsayıları çarpanı uygulanmış ve yine benzer bir dağılım öngörülmüştür. Ortalama değer ve standart sapma değerleri sırasıyla: $\mu=11,2$ ve $\sigma=6,5456$ 'dir.



Şekil 3.22. İncelenen bölgedeki güneş paneli ile enerji üretimine ilişkin olasılık yoğunluk fonksiyonu

Analiz çalışmalarında kullanılmak üzere güneş panelleri ile üretilebilecek elektrik enerjisinin değeri için, Latin Hiperküp Örnekleme yöntemi ve devamında Tekrar Sıralama Algoritması kullanılarak yeni senaryolar üretilmiştir. Tekrar Sıralama Algoritması uygulanmadan önce, sırasıyla Ocak hafta içi, Ocak hafta sonu, Temmuz hafta içi ve Temmuz hafta sonu için bölgeye yerleştirilmesi planlanan Güneş panellerinin hepsinin toplamı için elde edilen 20'şer yüklenme senaryosu Tablo 3.5 içerisindeki gibi hesaplanmıştır.

Tablo 3.5. Bölgedeki tüm güneş panellerinin dört farklı durum için elde edilen yüklenme senaryoları (kW)

Senaryo No	Ocak Hafta İçi	Ocak Hafta Sonu	Temmuz Hafta İçi	Temmuz Hafta Sonu
1	2248,751	1082,584	8109,149	8395,007
2	425,762	2042,09	1189,469	1861,382
3	3888,186	754,200	4690,305	4195,315
4	1484,759	2177,741	1405,834	2428,475
5	2832,648	567,323	6045,805	1575,531
6	547,730	2723,321	2842,812	9820,489
7	1175,180	4490,768	5161,840	1269,938
8	1365,836	377,001	949,306	4389,421
9	1825,100	3015,645	313,859	3253,713
10	146,887	1211,66	6419,575	2990,461
11	2564,503	1458,882	2711,746	1961,535
12	1989,097	987,269	2032,162	2707,308
13	893,612	294,788	4004,633	3986,245
14	998,235	1681,053	3906,49	6653,029
15	1575,674	2488,171	5334,419	946,461
16	721,384	1565,226	3288,733	5292,357
17	1692,699	3478,424	3545,795	224,884
18	1094,652	1370,425	8594,541	3468,303
19	3575,095	1899,171	2263,224	5148,275
20	2459,214	905,617	1614,247	5793,350

Tablo 3.5 üzerinde elde edilmiş olan yüklenme değerleri, farklı noktalardaki Güneş panelleri için Tablo 3.6'da gösterildiği şekilde paylaştırılmış ve böylece yeni yüklenme değerleri elde edilmiştir. Fiderin besleme, güneş enerjisinden elde edilebilecek elektrik enerjisinin miktarı Tablo 3.6'da belirlenen katsayılar ile elde edilirken, bölgede güneş paneli uygulanabilecek çatı alanı dikkate alınmış ve toplamdaki payına göre her bölge için bir katsayı belirlenmiştir. Yani fider besleme bölgesinde üretilebilecek toplam enerji miktarı her bir bölge özeline indirgenebilmiştir.

Tablo 3.6. Her bir bölge için hesaplanan çarpan değerleri

Senaryo No	G-AKM	G-TR1	G-TR2	G-TR3
1	0,180	0,167	0,201	0,450

Tablo 3.5 ve Tablo 3.6 içerisinde verilen değerler ile, dört farklı durum için yüklenme senaryoları elde edilmiş ve böylece PSS SINCAL’de gerçekleştirilecek olan ve istenen elektriksel parametrelerin hesaplanmasını sağlayacak analizler öncesi son işlem adımı da tamamlanmıştır.

Dört farklı durum için elde edilen yüklenme senaryoları Ocak hafta içi, Ocak hafta sonu, Temmuz hafta içi ve Temmuz hafta sonu için sırasıyla Tablo 3.7, Tablo 3.8, Tablo 3.9 ve Tablo 3.10 üzerinde gösterildiği gibidir.

Tablo 3.7. Güneş panellerinin ocak hafta içi durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)

Senaryo No	G-AKM	G-TR-1	G-TR-2	G-TR-3
1	405,18	376,818	453,802	1012,95
2	76,714	71,3441	85,9197	191,785
3	700,574	651,534	784,643	1751,44
4	267,524	248,797	299,627	668,81
5	510,387	474,66	571,633	1275,97
6	98,6902	91,7819	110,533	246,726
7	211,744	196,922	237,153	529,36
8	246,097	228,87	275,628	615,242
9	328,847	305,828	368,309	822,117
10	26,4662	24,6135	29,6421	66,1654
11	462,073	429,727	517,521	1155,18
12	358,396	333,308	401,403	895,99
13	161,011	149,74	180,333	402,528
14	179,862	167,272	201,446	449,655
15	283,905	264,032	317,974	709,763
16	129,979	120,881	145,577	324,948
17	304,991	283,641	341,59	762,477
18	197,235	183,428	220,903	493,087
19	644,161	599,07	721,461	1610,4
20	443,102	412,084	496,274	1107,75

Tablo 3.7 içerisinde ocak hafta içi durumu için hesaplanan değerler gösterilmiştir. Tablo 3.8’de ise ocak hafta sonu durumu için hesaplanan değerler benzer şekilde gösterilmiştir.

Tablo 3.8. Güneş panellerinin ocak hafta sonu durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)

Senaryo No	G-AKM	G-TR-1	G-TR-2	G-TR-3
1	195,06	181,406	218,467	487,651
2	367,944	342,188	412,097	919,86
3	135,892	126,379	152,199	339,73
4	392,386	364,919	439,472	980,964
5	102,22	95,065	114,487	255,551
6	490,688	456,34	549,571	1226,72
7	809,147	752,507	906,245	2022,87
8	67,9281	63,1731	76,0795	169,82
9	543,36	505,324	608,563	1358,4
10	218,317	203,035	244,515	545,793
11	262,862	244,461	294,405	657,154
12	177,886	165,434	199,233	444,716
13	53,115	49,397	59,4888	132,788
14	302,892	281,69	339,24	757,231
15	448,319	416,937	502,117	1120,8
16	282,023	262,281	315,865	705,057
17	626,743	582,871	701,952	1566,86
18	246,923	229,639	276,554	617,308
19	342,193	318,239	383,256	855,482
20	163,174	151,752	182,755	407,936

Tablo 3.9. Güneş panellerinin temmuz hafta içi durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)

Senaryo No	G-AKM	G-TR-1	G-TR-2	G-TR-3
1	1461,11	1358,83	1636,44	3652,77
2	214,319	199,316	240,037	535,797
3	845,101	785,942	946,512	2112,75
4	253,304	235,572	283,7	633,259
5	1089,34	1013,08	1220,05	2723,34
6	512,219	476,362	573,685	1280,55
7	930,062	864,956	1041,67	2325,15
8	171,046	159,073	191,572	427,616
9	56,5513	52,5926	63,3374	141,378
10	1156,68	1075,71	1295,48	2891,7
11	488,603	454,4	547,235	1221,51
12	366,156	340,524	410,094	915,388
13	721,556	671,046	808,142	1803,89
14	703,873	654,6	788,337	1759,68
15	961,158	893,874	1076,5	2402,89
16	592,565	551,084	663,673	1481,41
17	638,883	594,159	715,548	1597,2
18	1548,57	1440,16	1734,39	3871,42

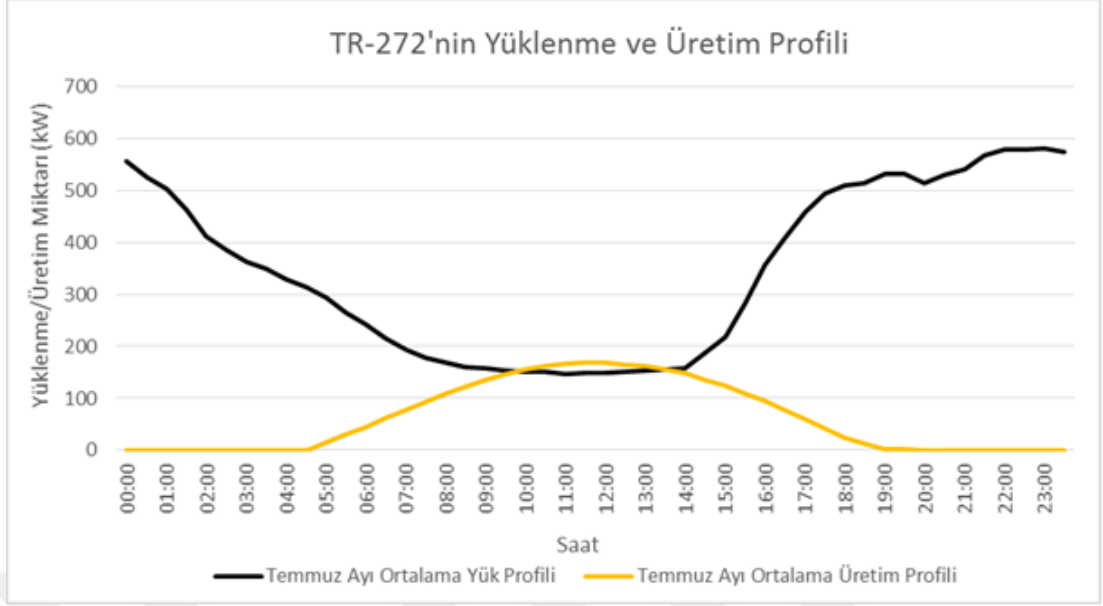
Tablo 3.9. (Devam) Güneş panellerinin temmuz hafta içi durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)

Senaryo No	G-AKM	G-TR-1	G-TR-2	G-TR-3
19	407,789	379,242	456,723	1019,47
20	290,856	270,495	325,758	727,138

Tablo 3.10. Güneş panellerinin temmuz hafta sonu durumu için elde edilen yüklenme senaryoları (kw)

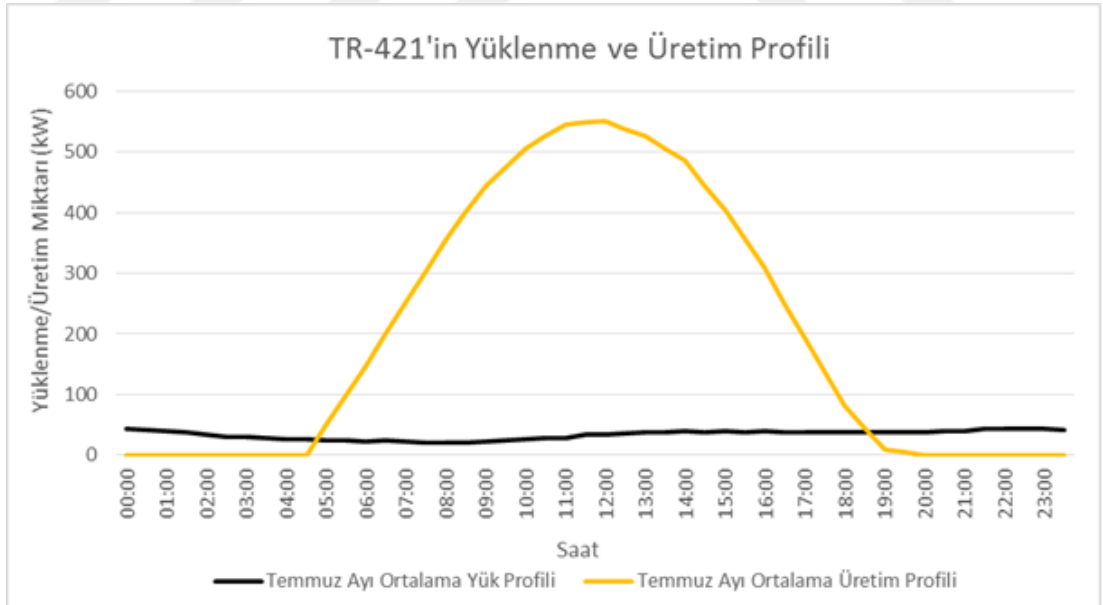
Senaryo No	G-AKM	G-TR-1	G-TR-2	G-TR-3
1	1512,62	1406,73	1694,13	3781,53
2	335,384	311,907	375,63	838,46
3	755,913	702,998	846,622	1889,78
4	437,563	406,933	490,071	1093,91
5	283,88	264,007	317,945	709,699
6	1769,46	1645,59	1981,79	4423,64
7	228,818	212,8	256,276	572,044
8	790,887	735,523	885,793	1977,22
9	586,255	545,216	656,605	1465,64
10	538,822	501,104	603,481	1347,05
11	353,43	328,689	395,841	883,574
12	487,804	453,656	546,34	1219,51
13	718,243	667,964	804,432	1795,61
14	1198,75	1114,83	1342,59	2996,86
15	170,534	158,596	190,998	426,334
16	953,579	886,826	1068,01	2383,94
17	40,5198	37,6834	45,3822	101,3
18	624,92	581,174	699,91	1562,3
19	927,618	862,683	1038,93	2319,04
20	1043,85	970,776	1169,11	2609,62

Elde edilen yüklenme değerleri kullanılarak PSS SINCAL’de güç akışı analizleri gerçekleştirilmiştir. Her bir bölge için çatılara uygulanacak solar panellerden elde edilebilecek üretim değeri, bölgede bulunan transformatörlere güçleri oranında paylaştırılmıştır. Bu paylaşırma sonucunda her bir transformatör için oluşturulan günlük tüketim ve üretim eğrileri aşağıdaki gibi olmaktadır.



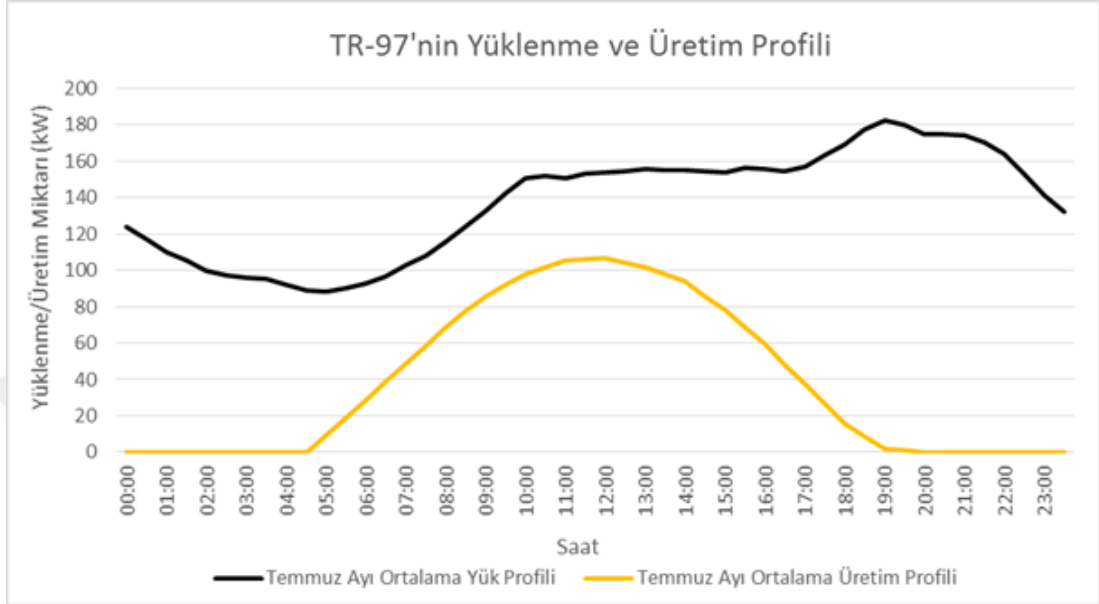
Şekil 3.23. TR-272 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.23 üzerinde verilen TR-272'ye ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde günün belirli saatlerinde kısa süre için üretim miktarının tüketimin üzerine geçtiği görülmektedir.



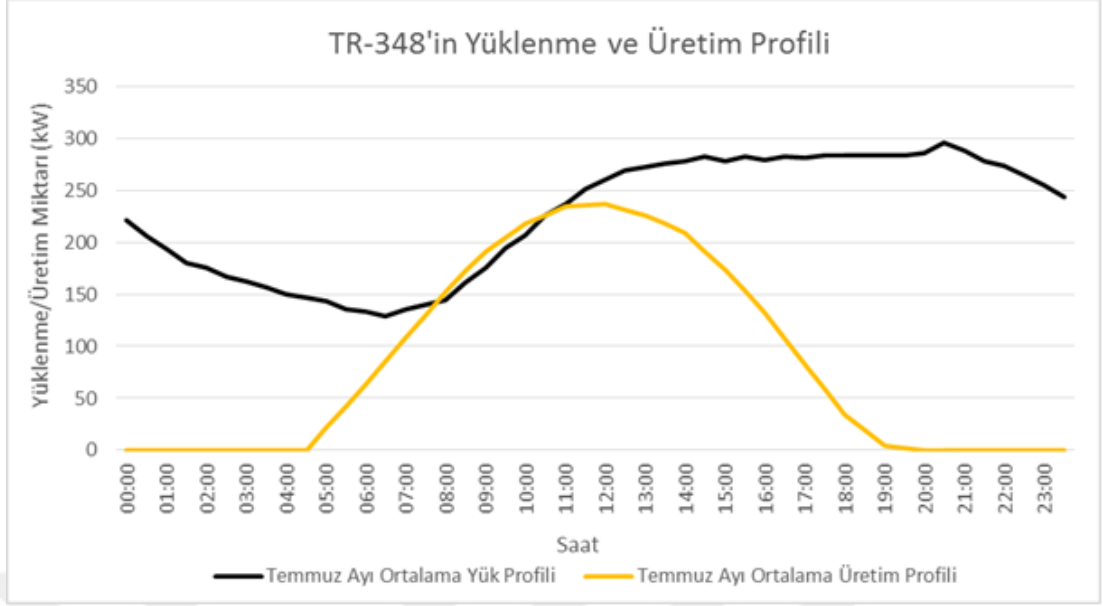
Şekil 3.24. TR-421 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.24 üzerinde verilen TR-421'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde transformatöre bağlı üretim birimlerinin tüketim miktarının çok üzerinde olduğu görülmektedir.



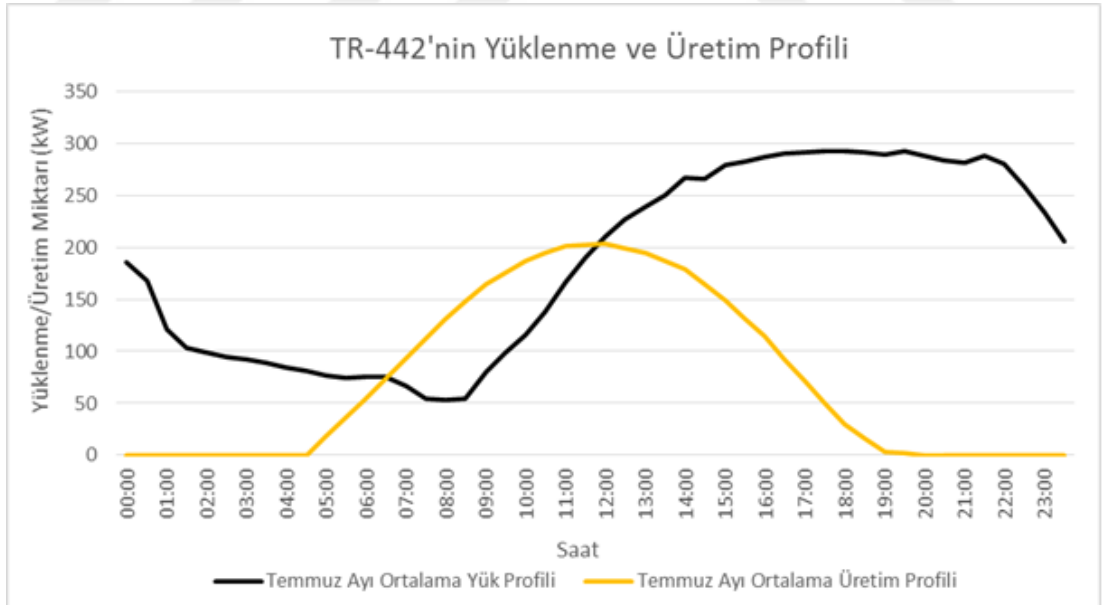
Şekil 3.25. TR-97 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.25 üzerinde verilen TR-97'ye ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde transformatöre bağlı üretim birimleriyle üretilen elektrik enerjisinin miktarının günün her saatinde tüketim miktarının altında kaldığı görülmektedir.



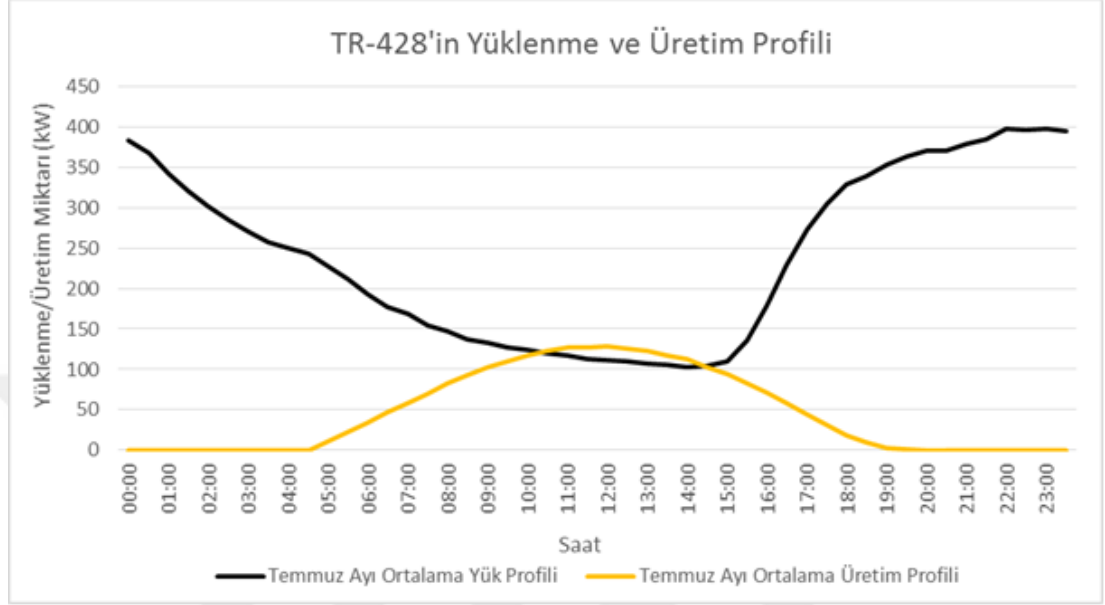
Şekil 3.26. TR-348 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.26 üzerinde verilen TR-348'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde günün belirli saatlerinde kısa süre için üretim miktarının tüketimin üzerine geçtiği görülmektedir.



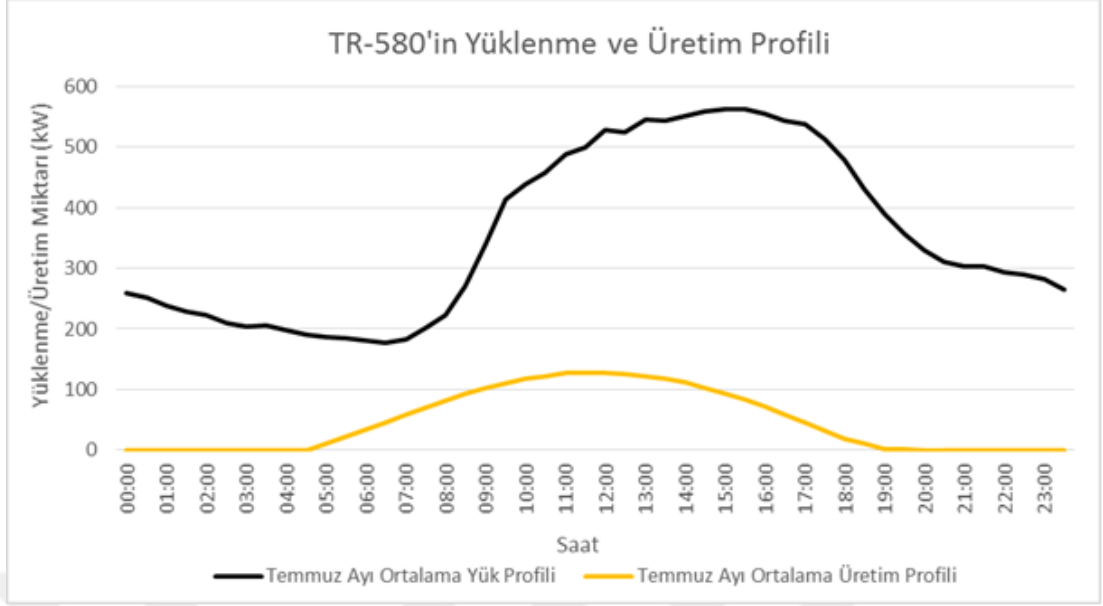
Şekil 3.27. TR-442 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.27 üzerinde verilen TR-442'ye ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde sabah saatlerinde üretim miktarının tüketimin üzerine geçtiği görülmektedir.



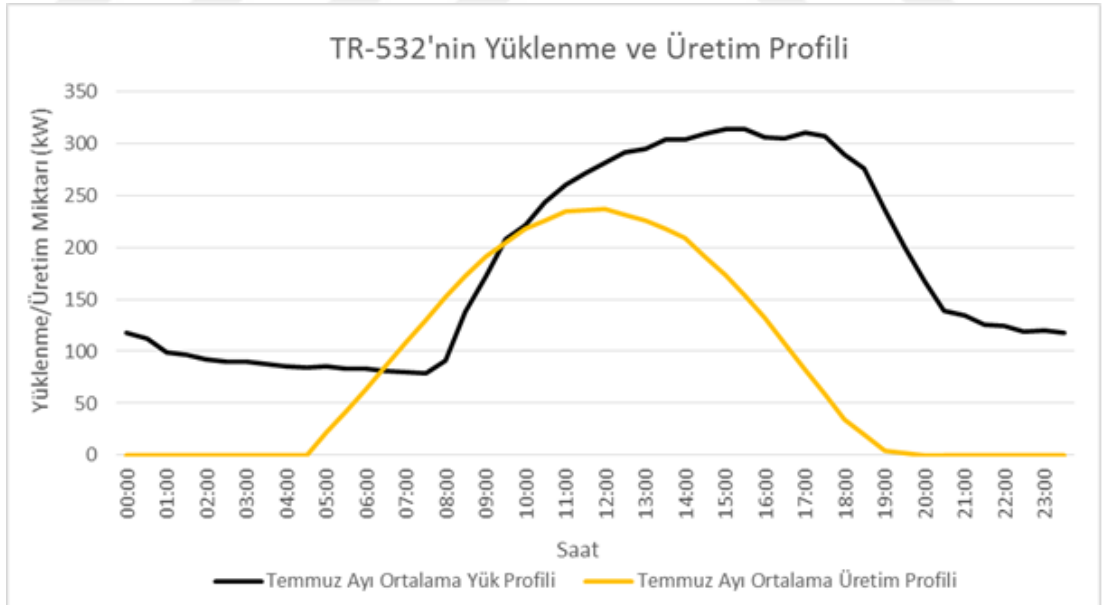
Şekil 3.28. TR-428 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.28 üzerinde verilen TR-428'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde günün belirli saatlerinde kısa bir süre için üretim miktarının tüketimin üzerine geçtiği görülmektedir.



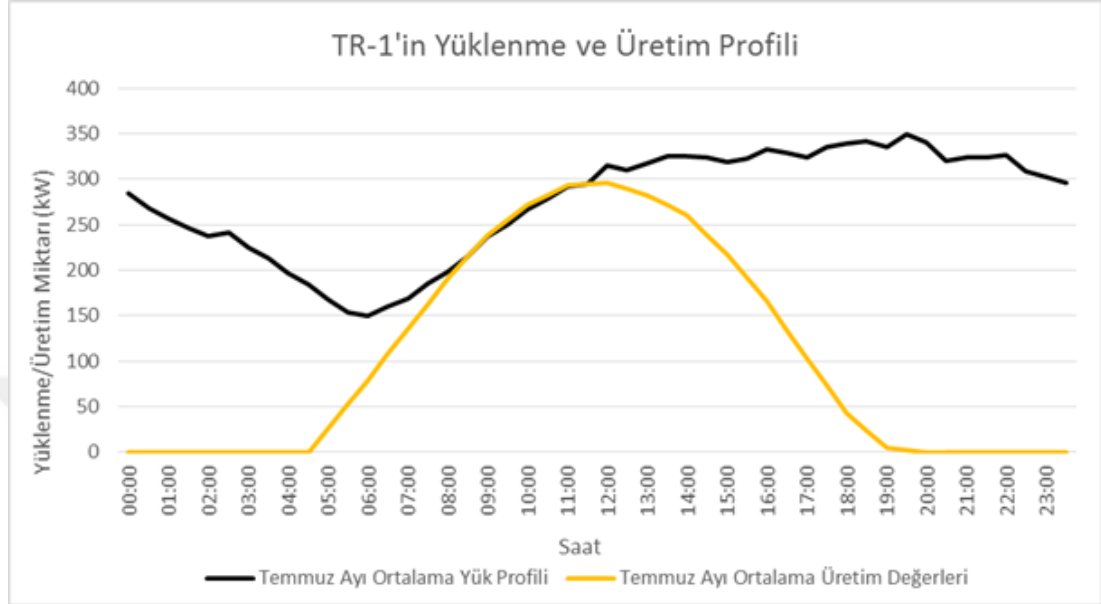
Şekil 3.29. TR-580 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.29 üzerinde verilen TR-580'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının gün boyunca tüketimin altında kaldığı görülmektedir.



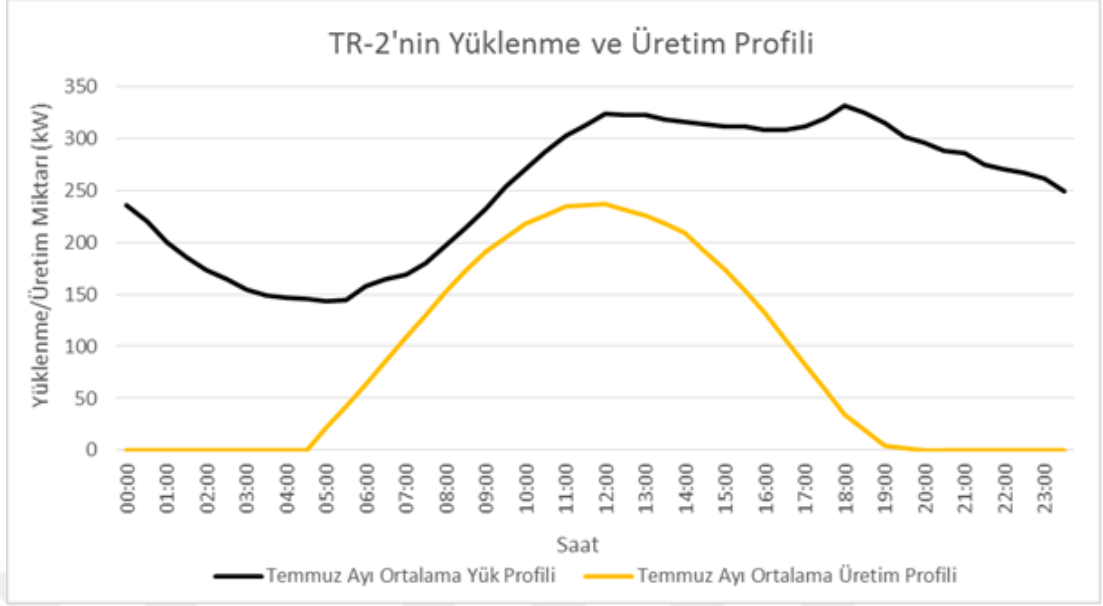
Şekil 3.30. TR-532 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.30 üzerinde verilen TR-532'ye ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının sabah saatlerinde tüketim miktarını aştığı görülmektedir.



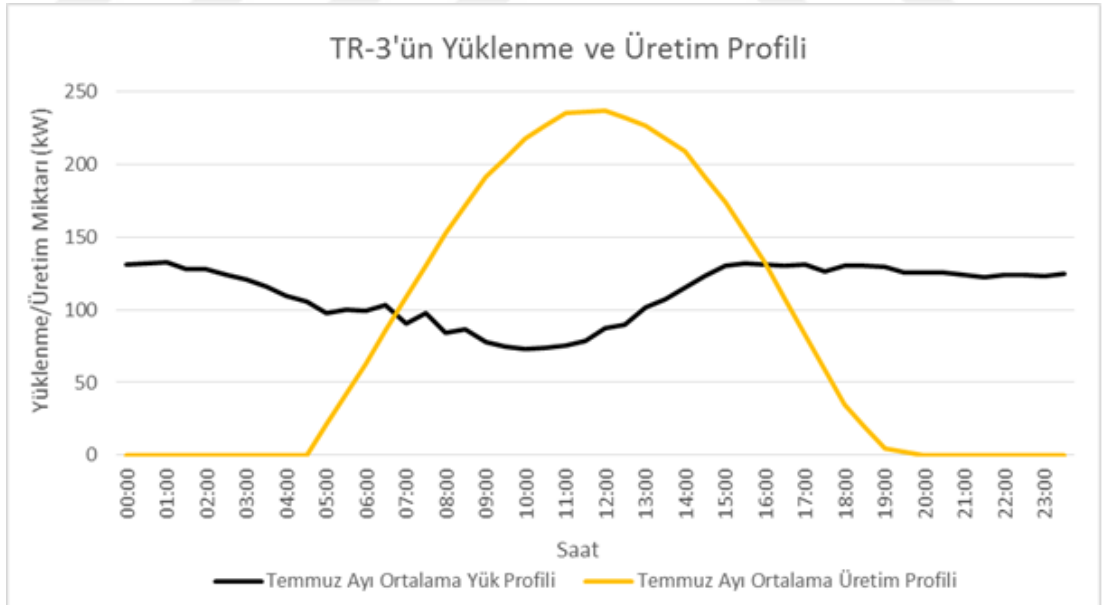
Şekil 3.31. TR-1 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.31 üzerinde verilen TR-1'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının genellikle tüketim miktarının altında kaldığı görülmektedir.



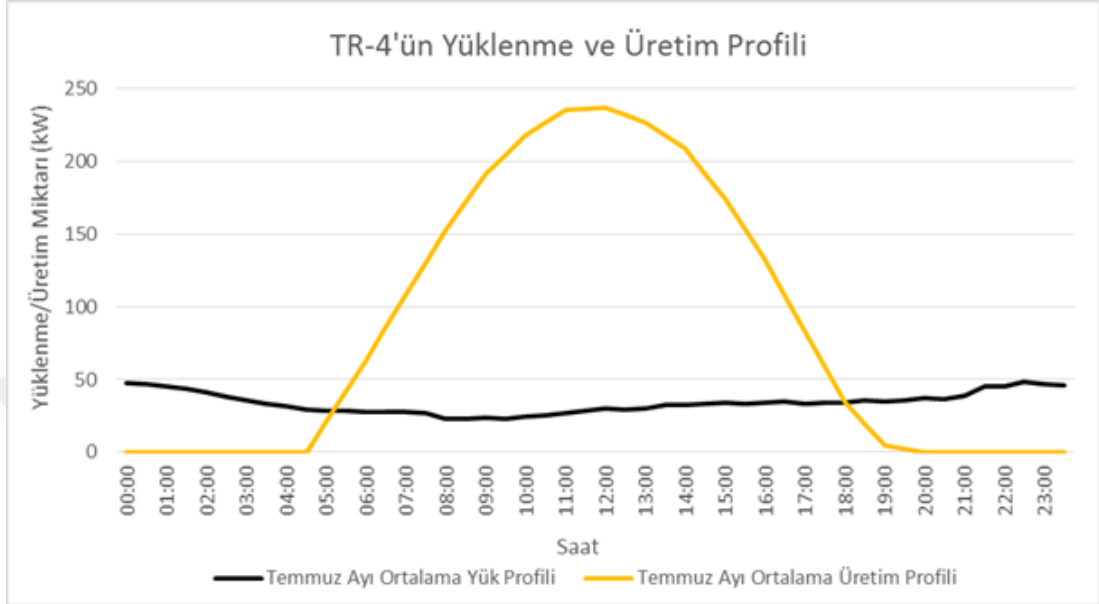
Şekil 3.32. TR-2 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.32 üzerinde verilen TR-2'ye ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının günün her saatinde tüketim miktarının altında kaldığı görülmektedir.



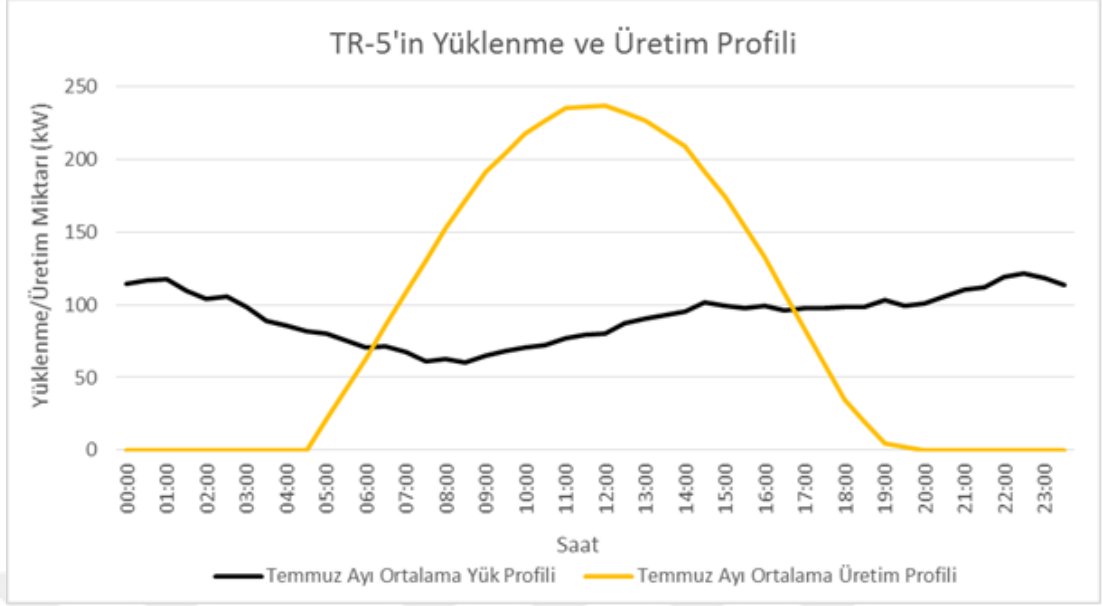
Şekil 3.33. TR-3 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.33 üzerinde verilen TR-3'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının özellikle öğle saatlerinde tüketim miktarını aştığı görülmektedir.



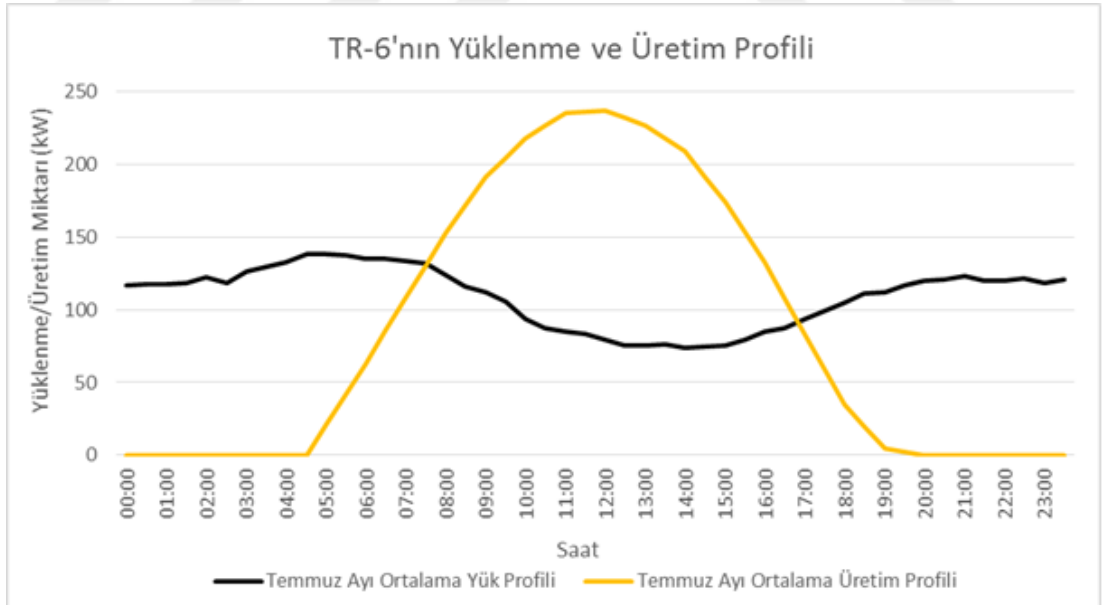
Şekil 3.34. TR-4 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.34 üzerinde verilen TR-4'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının, tüketim miktarının çok üzerinde olduğu görülmektedir.



Şekil 3.35. TR-5 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.35 üzerinde verilen TR-5'e ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının gün içerisinde tüketim miktarını aştığı görülmektedir.



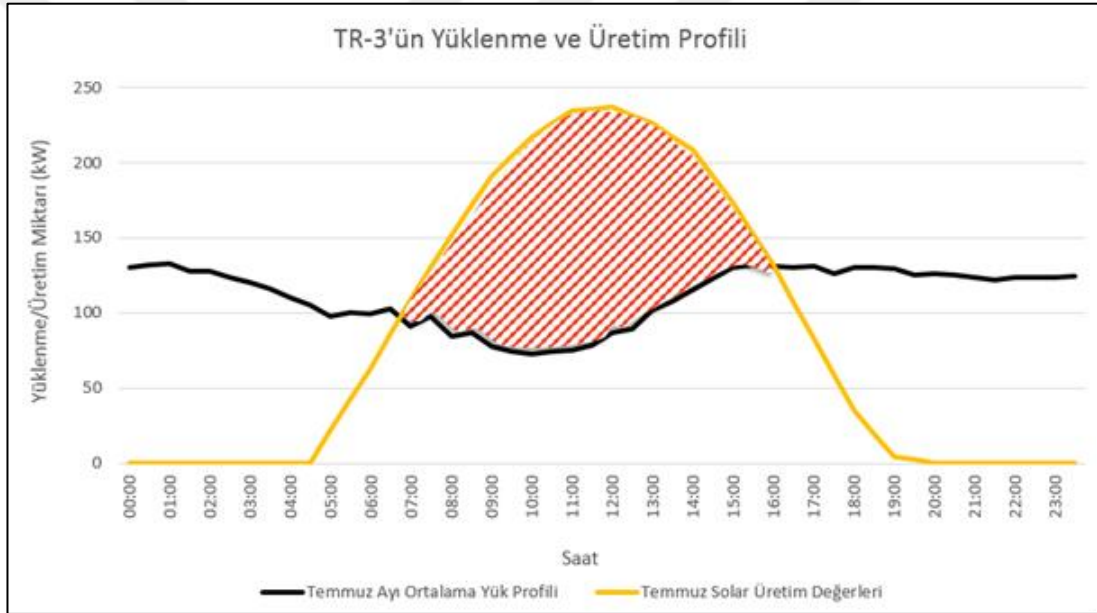
Şekil 3.36. TR-6 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile transformatöre bağlı güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimi

Şekil 3.36 üzerinde verilen TR-6'ya ait ortalama üretim ve tüketim verileri incelendiğinde üretim miktarının gün içerisinde tüketim miktarını aştığı görülmektedir.

Transformatörlere ait günlük ortalama yük ve günlük ortalama üretim eğrileri incelendiğinde TR-421, TR-3, TR-4, TR-5 ve TR-6 transformatörlerinde gün içerisinde üretim miktarının tüketimi aştığı ve yük akışının ters yöne yani transformatöre bağlı dağıtık üretim birimlerinden şebekeye doğru döndüğü görülmüştür. Gün içerisinde özellikle öğle saatlerinde üretim miktarı yükselse de akşam saatlerine doğru üretim azalmakta ve tekrar yük akışı şebekeden transformatöre doğru dönmektedir. TR-421 transformatörü örneğinde olduğu gibi üretim miktarının tüketimin çok üzerinde olması sebebiyle yüksek miktarda üretilen elektrik enerjisinin şebekeye aktarılması noktasında şebeke kayıpları da artabilmektedir. Ayrıca bu durum transformatörlerin de aşırı yüklenmesine sebebiyet verebilmektedir. Öğle saatlerinde şebekeye aktarılan yüksek miktardaki enerji üretilen noktada depolanabilir ve şebekeye bağlı yüklerin puant anında kullanılmak üzere saklanabilir. Bu sayede transformatörlerin aşırı yüklenmelerinin önüne geçilerek kayıp değerlerinin yükselmesi de önlenebilir. Analiz çalışmaları için depolanabilecek enerjinin miktarı, şebekede yük akışının ters yöne (şebekeye doğru) döndüğü anda başlaması ve tekrar eski haline dönmesi anına kadar olan süreyi kapsamasına karar verilmiştir.

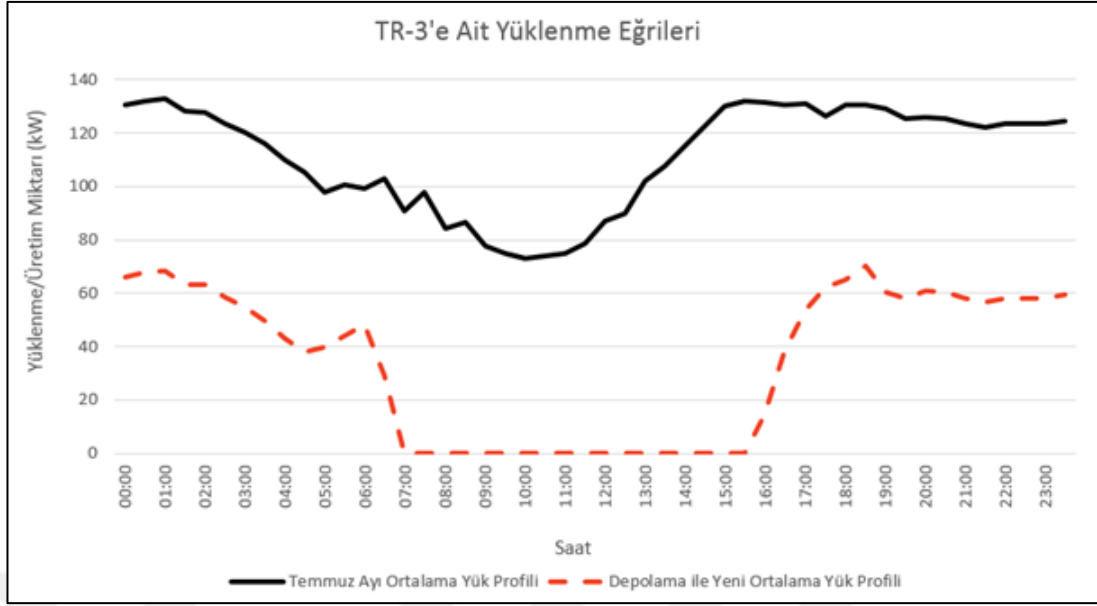
4. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Güneş panellerinin çatılara entegre edildiği kabul edildikten sonra yapılan analizler sonucunda elde edilen yüklenme değerlerine göre, güneş panellerinin üretimi ile depolanabilecek miktarlar görülmüştür. Ham veriler göz önüne alındığında, incelenen dağıtım transformatörlerinden birisinin günlük yük eğrisinin Güneş panelleri eklendiği senaryoda Şekil 4.1 üzerinde gösterilen yapıya kavuşacağı hesaplanmaktadır



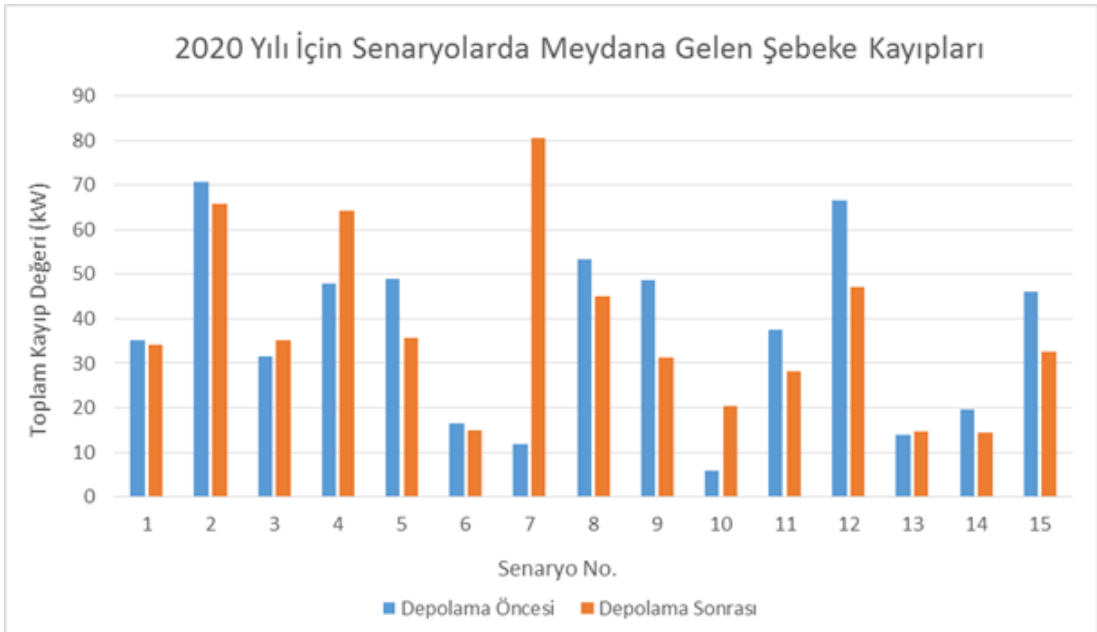
Şekil 4.1. TR-3 transformatörünün günlük yüklenme eğrisi ile güneş panellerinin üretim miktarındaki günlük değişimin birlikte gösterilmesi

Şekil 4.1 üzerinde görüleceği gibi, senaryoya göre güneşlenmenin iyi olduğu gündüz saatlerinde enerji tüketiminin yalnızca panellerden karşılanabilmesi mümkün olmaktadır. Bu durumda TR-3 transformatörünün şebekeden talep edeceği yük miktarında ciddi düşüşler yaşanmaktadır, bu sonuç enerji talebinin yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması açısından olumlu bir sonuçtur. TR-3 transformatörünün şebekeden talep edeceği enerji miktarı yenilenebilir enerji kaynakları yokken ve varken Şekil 4.2 üzerinde bir arada görülmektedir.

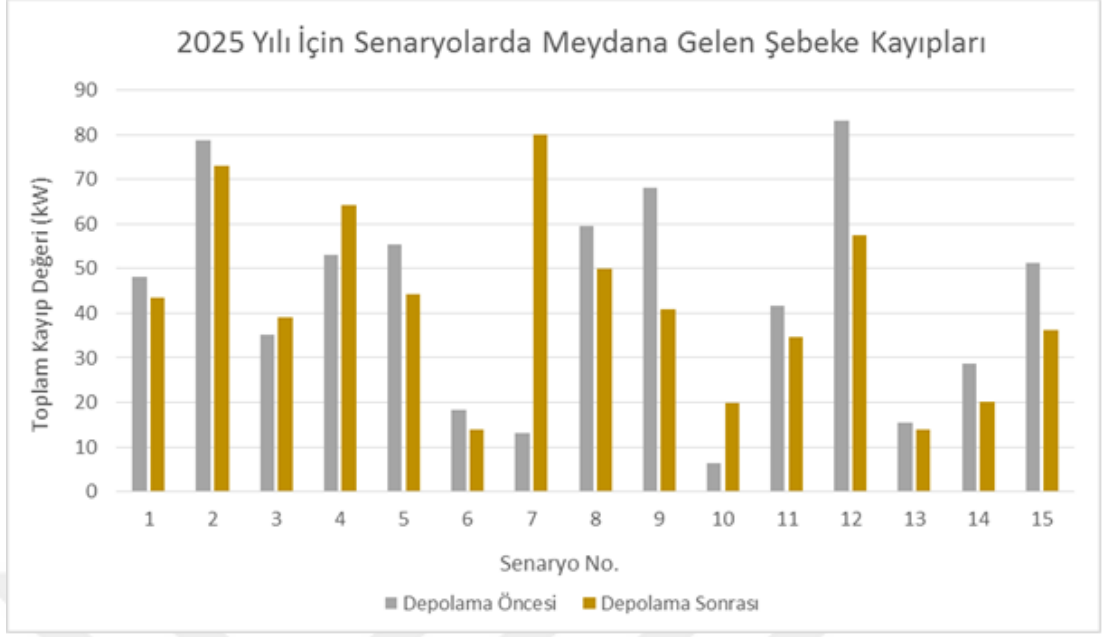


Şekil 4.2. Güneş panelleri eklenmeden önce ve sonra TR-3 transformatörünün şebekeden talep ettiği enerji miktarının günlük yük eğrileri olarak bir arada gösterilmesi

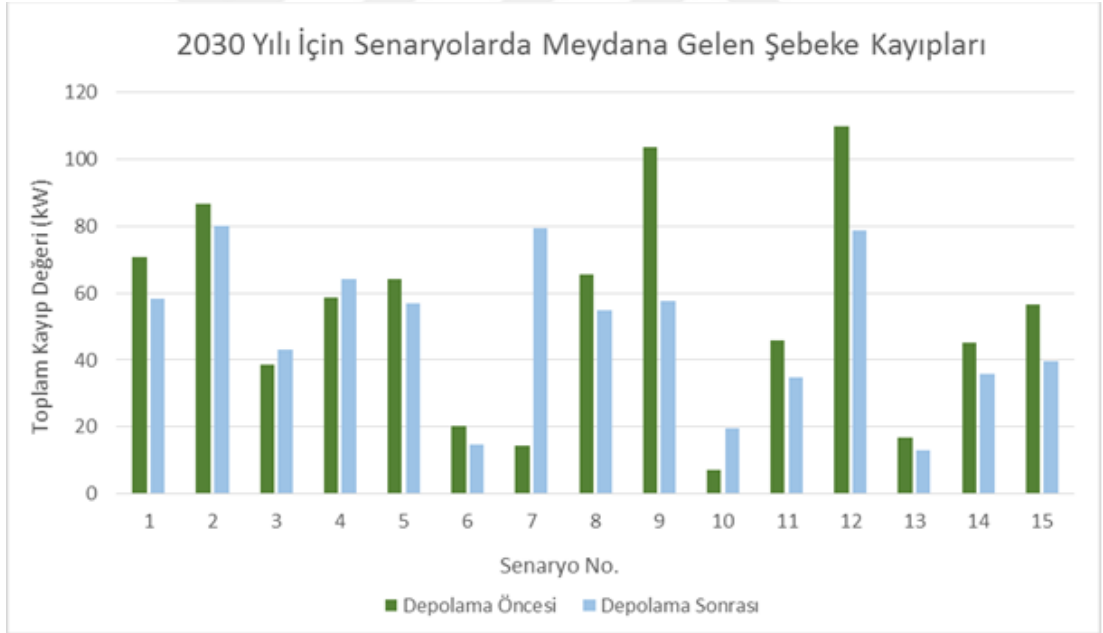
Gün içerisinde transformatörlere bağlı yüklerin, üretim birimleri ile beslenmesi ve şebekeye aktarılacak üretim miktarının depolandığı durum için şebeke kayıplarındaki değişim Şekil 4.3, Şekil 4.4, Şekil 4.5 ve Şekil 4.6 üzerinde gösterilmiştir.



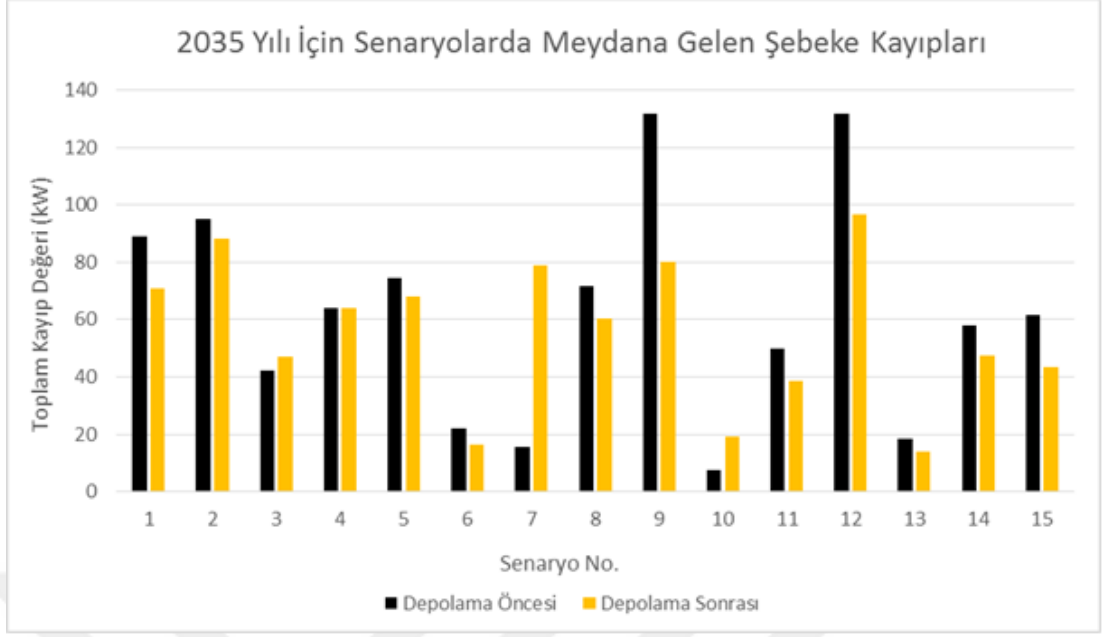
Şekil 4.3. Şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi



Şekil 4.4. 2025 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi



Şekil 4.5. 2030 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi



Şekil 4.6. 2035 yılı için şebekeye depolama birimleri eklenmesi öncesi ve sonrasında toplam şebeke kayıplarının değişimi

Çalışmada, şebekeye destek olması istenen depolama birimlerinin sisteme herhangi bir planlama yöntemi ya da akıllı bir şarj/deşarj stratejisi kullanılmaksızın eklendiği durum incelenmiştir. Böylece, ham durumda doğrudan doğruya etkinin ne olabileceği ortaya konulmaya çalışılmıştır. Tam da bu noktada, kontrolsüz bir uygulama yapmanın dezavantaj yarattığı gözlenmiştir. Çünkü enerji depolama birimleri yani bataryalar kullanıldığı zaman, üretilen senaryoların çoğunda kayıp değerleri düşmektedir; fakat bazı senaryolarda şebeke kayıpları, hiç batarya kullanılmadığı durumdan bile daha yüksek çıkmaktadır. Çalışmanın, ileriye dönük olarak öneri niteliğinde ortaya çıkan sonuçlarından birisi de; enerji depolama birimlerinin şebeke işletmede olumlu katkı yapmasını sağlamak için mutlaka akıllı şarj/deşarj yöntemleri (algoritmaları) kullanılmalıdır. Aksi takdirde, depolama birimlerinin şebeke işletmesine her zaman olumlu yönde etki yapacağı güvenli bir işletme zemini yaratılamayacaktır. Elde edilen yüksek güç kaybı değerleri, bu çıkarımların yapılmasını operatörler için finansal anlamda zorunlu kılmaktadır.

Bu çalışmada, trafikteki elektrikli araç sayılarının ülkemizde artış göstereceği öngörüsünden yola çıkılarak, elektrikli araç şarj istasyonlarının mevcut dağıtım şebekelerine etkileri üzerinde durulmuştur. Elektrikli araçların dağıtım şebekelerine yapacakları potansiyel etkiler ayrı başlıklar altında ele alınırken, aynı zamanda bu

etkilerin nasıl tespit edilebileceği, öngörülebileceği, yaygınlık ve derecelerinin nasıl analiz edilebileceği konusunda bir yol haritası oluşturmaya çalışılmıştır. Ayrıca, çalışmada söz konusu edilen etkilerin giderilmesi noktasında çözüm önerileri de ortaya konulmuştur.

Çalışmada, elektrikli araçların dağıtım şebekelerine yapacağı etkiler özellikle gerilim profili, güç kayıpları, hat yüklenmeleri, transformatör yüklenmeleri ve şebeke güvenilirlik indisleri açısından ele alınmıştır. Bu kapsamda yapılan hesaplama ve analizler, her başlık için, elektrikli araç yokken ve varken tekrarlanarak bir karşılaştırma yapılması sağlanmıştır. Elektrikli araçların şebekeye eklendikleri durumda ne yapılması gerektiği değerlendirilirken önümüzdeki yaklaşık 20 yıl için öngörüler yapılmış ve tüm analizler bu bağlamda tekrarlanmıştır. Çalışmanın önemli çıkarımlarından birisi de bu nokta olmaktadır. Gelecek yıllar için yapılan kestirim sayesinde dağıtım şebekesine yapılacak yatırımlar ve şebeke kısıtlarının sağlanması açısından sağlıklı mühendislik işletmesi çıkarımları yapılabilmektedir.

Çalışmanın bel kemiğini olasılık ve istatistik temelli yöntem ve yaklaşımlar oluşturmaktadır. Bir bölgenin sadece bir senaryo için alabileceği durum ve elde edilebilecek çıkarım yerine, tüm farklı durum ve senaryolar için elde edilebilecek çıkarımlar böylece bir araya getirilebilmiştir. Bunun, gelecek yıllar için yapılan çıkarımlar ile birlikte değerlendirilmesi, çalışmanın dağıtım şebeke işletmesi için gerçekçi çıkarımlar yapabilecek bir içeriğe erişmesini sağlamıştır.

Gerçekleştirilen analiz çalışmaları sonucunda, dağıtım şebekesinin bulunduğu bölgede elektrikli araçların gelecek yıllar için öngörülerini içermek zorunda kalacağı sonucuna ulaşılmıştır. Bu bağlamda, bölgenin gelişmişlik ve yatırım koşullarını bilmek önem kazanmaktadır. Çalışmada önerilen yaklaşım sayesinde, bir bölgedeki elektrikli araç sayısı hakkında öngörüle bulunmak mümkündür. Devamında, elektrikli araç şarj istasyonlarının tahmini günlük yüklenme eğrileri elde edilebilmekte ve buna uygun olasılık/istatistik modellemesi gerçekleştirilebilmektedir. İşlemlerin sonunda gerçekleştirilen elektriksel (güç sistemi) yazılım analizleri, sistem hakkında kapsayıcı çıkarımlar sağlamaktadır; yapılan analiz sonuçları bunu doğrulamıştır.

Mevcut dağıtım şebekeleri için, çalışma ile önerilen yaklaşım kullanılarak yapılan çıkarımlardan birisi, dağıtım transformatörleri gibi şebeke bileşenlerinin mevcut halleriyle kaç yıl daha kullanılabilir durumda kalacağıdır. Mevcut yüklerin ve elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin birlikte yapacağı etkiler, yıllar geçtikçe büyüyecek ve dağıtım transformatörlerinin kapasitelerinin bir noktadan sonra aşılması sonucunu doğuracaktır. Çalışmada önerilen yaklaşım ve analizler kullanılarak dağıtım şirketinin transformatörünü hangi yıl yenilemesinin uygun olacağı belirlenebilmektedir. Bu, dağıtım planlaması açısından önemli bir çıkarımdır, yapılan analizler kullanılarak bu bağlamda gerçekçi çıkarımlar ortaya konulmuştur.

Dağıtım şebekesi işletmesi açısından yapılan önemli çıkarımlardan birisi de güvenilirlik analizidir. Çalışmada, önerilen yaklaşımın sonunda şebeke için güvenilirlik indislerinin (SAIDI ve SAIFI) hesaplanması gerçekleştirilmiştir. Yapılan gerçekçi analizler, gelecek yıllar için bir güvenilirlik projeksiyonu çizilmesini sağlamıştır. Böylece, dağıtım şebekesi için hangi yıldan sonra güvenilirlik indislerinin istenen sınırların dışına çıkacağı belirlenebilmektedir. Bu da yine dağıtım planlaması açısından önemli bir çıkarımdır. Şebeke işletmecisi, çalışmada önerilen yöntem kullanılarak hesaplanan süre geçmeden önce gerekli önlemleri alabilir. Tersinden bakarak şu çıkarım yapılabilir: yapılan analizler sayesinde henüz süresi gelmeden önce gereksiz yatırım ve masraftan kaçınılabilmektedir.

Çalışmanın önemli kazanımlarından birisi de dağıtık üretim kaynaklarının şebeke işletmesinde oynayacağı rolün de hesaba katılmış olmasıdır. Çalışmada dağıtık üretim birimleri olarak güneş panelleri göz önüne alınmış ve çatı uygulaması yapılarak bölge için dağıtık üretim hesapları yapılmıştır. Çalışma kapsamında yapılan analizler göstermektedir ki uygun mühendislik çalışması yapıldığı takdirde, dağıtık üretim kaynaklarının kullanımı şebeke için mevcut altyapıyı güçlendirmekte ve ileride artış yapacağı öngörülen elektrikli araç şarj istasyonu yük taleplerinin karşılanmasında yardımcı olmaktadır. Dağıtık üretim kaynaklarının şebekeye olumlu etkilerinin incelenmesi ve analiz edilmesinde de olasılık ve istatistik temelli yöntemler kullanılmış, böylece daha kapsayıcı ve gerçekçi sonuçlara ulaşılmıştır.

Elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin gelecekte artış göstermesine karşılık çözüm olarak kullanılacak çeşitli yöntemler mevcuttur. Çalışmada analizi

gerçekleştirilen dağıtık üretim kaynakları bir açıdan bakıldığında çözüm yöntemi olarak dikkat çekmektedir. Çünkü bu kaynaklar kullanılarak elektrikli araç şarj istasyonu yük taleplerinin karşılanmasına katkı sağlanabilmektedir. Çalışmada bu doğrultuda çok sayıda analiz sonucu elde edilmiştir. Bu kapsamda, çözüm önerisinden birisi de enerji depolama birimleri olarak önerilmiştir. Çalışmada, hem dağıtık üretim kaynaklarının hem de enerji depolama birimlerinin kullanıldığı senaryolar ele alınmış ve bu durumda çok daha iyi bir işletme gerçekleştirilebileceği öngörülmüştür. Fakat, sistemdeki ekipman sayısı ve kontrol edilecek birimler arttıkça sisteme uygun bir işletme stratejisinin de geliştirilmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Aksi takdirde, yalnızca dağıtık üretim kaynaklarının ya da enerji depolama birimlerinin sisteme eklenmesi herhangi bir olumlu etki yaratmayacak, iyi işletme yapılmadığı takdirde olumsuz etkiler oluşabilecektir.

Şebeke işletmesinin nasıl yapıldığı konusunun ne kadar önemli olduğu, gerçekleştirilen analizlerden de anlaşılmaktadır. İster dağıtık üretim kaynakları olsun, ister enerji depolama birimleri olsun, mutlaka uygun bir kontrol algoritmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Çalışmada, doğru işletildiği takdirde şebekeye olumlu etki sağlayacağı öngörülen bu birimlerin, mutlaka uygun bir şekilde işletilmesi önerisi bulunulmuştur. Bu noktada uygun bir kontrolör/algoritma tasarımına ihtiyaç olacaktır.

Literatürde, konuyla ilgili olarak yapılan çalışmaların ciddi bir kısmında akıllı şarj sistemler ön plana çıkmaktadır. Çalışmaların bir kısmında doğrudan doğruya elektrikli araç şarj istasyonlarının şebekeden akıllı ve kontrollü bir yaklaşımla güç talep etmeleri söz konusu edilmektedir. Bir kısım çalışmada ise, bunun yanına mevcut yükler de katılarak talep tarafı yük kontrolü (demand side management) yöntemleri çözüm önerisi olarak sunulmuştur. Dağıtık üretim kaynaklarının ve enerji depolama birimlerinin de sistemde bulunacağı öngörüsü literatürde pek çok araştırmacı tarafından paylaşılmaktadır. Bu noktada, enerji yönetimi konusunun bir bütün olarak ele alınması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Özetle, literatürde problemin çözümü için farklı yöntem ve yaklaşımların önerilmekte olduğu görülmektedir. Bunlar arasında optimizasyon ve akıllı şarj algoritmalarının ön plana çıktığı ve ileride değerlendirilmesi gerektiği düşünülmektedir.

Bu çalışma ile, hem mevcut yüklerin hem de elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin dahil olduğu dağıtım şebekelerinin nasıl analiz edilebileceği konusunda alternatif bir yol haritası oluşturulmuştur. Çalışmada, hem olasılık yoğunluk fonksiyonlarının uygulanması, hem farklı yük grupları arasında mevcut olan istatistiksel korelasyonun analizlere nasıl yansıtılacağı gösterilmiş, ele alınan sistem üzerinde doğrudan uygulama sonuçları ile ortaya konulmuştur. Gerçekçi modelleme ve hesaplamalar sonucunda oluşturulan senaryoların şebeke işletmesi açısından önemli çıkarımlara imkan vereceği de bizzat yapılan analizler ile gösterilmiştir. Tüm sistemin olasılık ve istatistik temelinde en doğru şekilde nasıl modelleneceği gösterilmiş ve gerçekleştirilen güç sistemleri analizleri sonuçları ile şebeke planlaması açısından hangi sonuçların ortaya konulabileceği ve bu sonuçların nasıl yorumlanabileceği açıklanmıştır.

Bu çalışma göstermektedir ki, trafikteki elektrikli araç sayısının artışı dağıtım şebekesi açısından değerlendirilmesi gereken bir konudur. Elektrikli araç şarj istasyonlarının şebekeye yapacağı etkiler, çalışmada önerilen yöntem ve yaklaşımlar kullanılarak pratik bir şekilde tespit ve analiz edilebilmektedir; bunlar dağıtım planlamasına yol gösterecek çıkarımlardır. Ayrıca, dağıtık üretim kaynaklarının ve enerji depolama birimlerinin şebekedeki varlığının artışı hem modelleme ve analiz açısından ele alınmış hem de öngörülen işletme ile planlama problemlerine çözüm olarak değerlendirilmiştir. Çalışma, hem bu gibi şebeke bileşenlerini hem de farklı çözüm önerilerini içeren bir kapsama yayılmakta, böylece problemin analizi yanında çözümüne de ışık tutmaktadır.

KAYNAKLAR

- [1] Farmer C., Hines P., Dowds J., Blumsack S., Modeling the impact of increasing PHEV loads on the distribution infrastructure, *43rd Hawaii International Conference on System Sciences*, Honolulu, USA, 5-8 January 2010.
- [2] Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J., Analysis of the impact of plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grids by using quadratic and dynamic programming, *World Electric Vehicle Journal*, 2009, **3**, 1-11.
- [3] Green II R. C., Wang L., Alam M., The impact of plug in hybrid electric vehicles on distribution networks: a review and outlook, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, **15**(1), 544-553.
- [4] Walling R. A., Saint R., Dugan R. C., Burke J., Kojovic L. A., Summary of distributed resources impact on power delivery systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* , 2008, **23**(3), 1636-1644.
- [5] Picciariello A., Alvehag K., Soder L., State of art review on regulation for distributed generation integration in distribution systems, *9th International Conference on the European Energy Market*, Florence, Italy, 10-12 May 2012.
- [6] Golshan M. E. H., Arefifar S. A., Distributed generation, reactive sources and network-configuration planning for power and energy-loss reduction, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, 2006, **153**(2), 127.
- [7] Bae I., Kim J., Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2007, **22**(2), 785-790.
- [8] Borges C. L. T., Falcao D. M., Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2006, **28**(6), 413-420.
- [9] Cossent R., Gomez T., Frias P., Towards a future with large penetration of distributed generation is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a european perspective, *Energy Policy*, 2009, **37**(3), 1145-1155.
- [10] Lopes J. A., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N., Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research*, 2007, **77**(9), 1189-1203.

- [11] Papadopoulos P., Skarvelis-Kazakos S., Grau I., Cipcigan L. M., Jenkins N., Electric vehicles impact on british distribution networks, *IET Electrical Systems in Transportation*, 2012, **2**(3), 91.
- [12] Zhao L., Prousch S., Hubner M., Moser A., Simulation methods for assessing electric vehicle impact on distribution grids, *IEEE PES T&D*, New Orleans, USA, 19 – 22 April 2010.
- [13] Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J., The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010, **25**(1), 371-380.
- [14] Sexauer J. M., McBee K. D., Bloch K. A., Applications of probability model to analyze the effects of electric vehicle chargers on distribution transformers, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, **28**(2), 847-854.
- [15] Richardson P., Flynn D., Keane A., Optimal charging of electric vehicles in low voltage distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, **27**(1), 268-279.
- [16] Sundstrom O., Binding C., Flexible charging optimization for electric vehicles considering distribution grid constraints, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, **3**(1), 26-37.
- [17] Li G., Zhang X., Modeling of plug-in hybrid electric vehicle charging demand in probabilistic power flow calculations, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, **3**(1), 492-499.
- [18] Au T., Ortega-Vazquez M., Assessment of plug-in electric vehicles charging on distribution networks, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, Canada, 21 – 25 July 2013.
- [19] Leou R. C., Su C. L., Lu C. N., Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, **29**(3), 1055-1063.
- [20] Weckx S., D’Hulst R., Claessens B., Driesensam J., Multiagent charging of electric vehicles respecting distribution transformer loading and voltage limits, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, **5**(6), 2857-2867.
- [21] Verzijlbergh R. A., Grond M. O. W., Lukszo Z., Slootweg J. G., Ilic M. D., Network impacts and cost savings of controlled ev charging, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, **3**(3), 1203-1212.
- [22] Liu Z., Wen F., Ledwich G., Optimal planning of electric vehicle charging stations in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2013, **28**(1), 102-110.
- [23] Shafiee S., Fotuhi-Firuzabad M., Rastegar M., Investigating the impact of plug-in hybrid electric vehicles on power distribution systems, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2013, **4**(3), 1351-1360.

- [24] Hua L., Wang J., Zhou C., Adaptive electric vehicle charging coordination on distribution network, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, **5**(6), 2666-2675.
- [25] Shahnian F., Ghosh A., Ledwich G., Zare F., Predicting voltage unbalance impacts of plug-in electric vehicles penetration in residential low voltage distribution networks, *Electric Power Components and Systems*, 2013, **41**(16), 1594-1616.
- [26] De Hoog J., Alpcan T., Brazil M., Thomas D. A., Mareels I., Optimal charging of electric vehicles taking distribution network constraints into account, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, **30**(1), 365-375.
- [27] Gomez J. C., Morcos M. M., Impact of EV battery charges on the power quality of distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2003, **18**(3), 975-981.
- [28] Shao S., Pipattanasomporn M., Rahman S., Challenges of phev penetration to the residential distribution network, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Canada, 26-30 July 2009.
- [29] Taylor J., Maitra A., Alexander M., Brooks D., Duvall M., Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Canada, 26-30 July 2009.
- [30] Putrus G. A., Suwanapingkarl P., Johnston D., Bentley E. C., Narayana M., Impact of electric vehicles on power distribution networks, *IEEE Vehicle Power & Propulsion Conference*, Michigan, USA, 7-11 September 2009.
- [31] Valsera-Naranjo E., Martinez-Vincente D., Sumper A., Villafafila-Robles R., Sudria-Andreu A., Deterministic and probabilistic assessment of the impact of the Electrical vehicles on the power grid, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Detroit, USA, 24 – 28 July 2011.
- [32] Soares F. J., Pecos Lopes J. A., Rocha Almeida P. M., A monte carlo method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks, *IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, Waltham, USA, 27 – 29 September 2010.
- [33] Acha S., Green T. C., Shah N., Effects of optimised plug-in hybrid vehicle charging strategies on electric distribution network losses, *IEEE PES T&D*, New Orleans, USA, 19 – 22 April 2010.
- [34] Wenge C., Stötzer M., Winkler T., Komarnicki P., Power quality measurements of electric vehicles in the low voltage power grid, 11th International Electrical Power Quality and Utilisation, Lisbon, Portugal, 17 – 19 October 2011.

- [35] Tekdemir İ. G., Güneş D., Şengül M., Alboyacı B., A probabilistic approach for evaluation of electric vehicles' effect on distribution systems, *4th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE)*, Ankara, Turkey, 8-10 April 2017.



KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

- [1] **Güneş D.**, Tekdemir İ. G., Şengül M., Alboyacı B., Elektrikli araç şarj istasyonu yüklerinin olasılıksal olarak modellenmesi, *CIGRE Türkiye Güç Sistemleri Konferansı*, İstanbul, Türkiye, 15-16 Kasım 2016.
- [2] Tekdemir İ. G., **Güneş D.**, Şengül M., Alboyacı B., A probabilistic approach for evaluation of electric vehicles' effect on distribution systems, *4th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE)*, Ankara, Turkey, 8-10 April 2017.



ÖZGEÇMİŞ

1990 yılında Tekirdağ'da doğdu. Lise öğrenimini Tekirdağ Anadolu Öğretmen Lisesi'nde tamamladıktan sonra 2009 yılında Kocaeli Üniversitesi Elektrik Mühendisliği bölümünde lisans eğitimine başladı. 2014 yılında mezun oldu ve 2014-2015 eğitim döneminin bahar döneminde Kocaeli Üniversitesi'nde Elektrik Mühendisliği alanında yüksek lisans öğrenimine başladı.

