

T.C.
ERZİNCAN BİNALİ YILDIRIM ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİNE BAĞLI GÜNEŞ VE
HİDROELEKTRİK SANTRALLERİNİN GÜÇ KALİTESİ
PARAMETRELERİ YÖNÜNDEN ANALİZİ VE
KARŞILAŞTIRILMASI

Fatih KOÇER

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Fulya ASLAY

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI

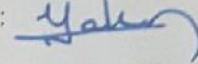
ERZİNCAN
2019

Her Hakkı Saklıdır.

Kabul ve Onay Sayfası

Dr. Öğr. Üyesi Fulya ASLAY danışmanlığında, Fatih KOÇER tarafından hazırlanan bu çalışma 05/09/2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans Tezi olarak oybirliği (3/3) ile kabul edilmiştir.

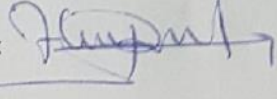
Başkan : Dr. Öğr. Üyesi Fulya ASLAY

İmza: 

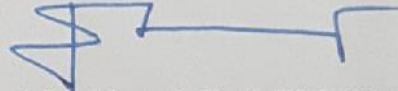
Üye : Doç. Dr. Naim Süleyman TINÇ

İmza: 

Üye : Dr. Öğr. Üyesi M. Fatih ÇORAPSIZ

İmza: 

Yukarıdaki sonuç Enstitü Yönetim Kurulunun 13 / 09 / 2019 tarih ve 38 / 14 sayılı kararı ile onaylanmıştır.

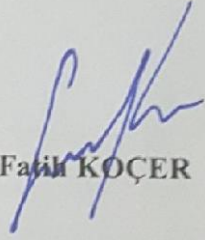


Prof. Dr. Mustafa Fatih ERTUGAY
Enstitü Müdürü

Bilimsel Etiğe Uygunluk Sayfası

“Elektrik dağıtım şebekesine bağlı güneş ve hidroelektrik santrallerinin güç kalitesi parametreleri yönünden analizi ve karşılaştırılması” isimli “Yüksek Lisans” tezim tarafımda intihal tespit programı ile incelenmiştir. Buna göre tezimde bilimsel etik ihlali ve intihal olarak nitelendirilebilecek herhangi bir durum olmadığını taahhüt ederim.

Bu çalışmadaki tüm bilgilerin, akademik ve etik kurallara uygun bir biçimde elde edildiğini; aynı zamanda bu kural ve davranışların gerektirdiğı gibi, bu çalışmanın özünde olmayan tüm materyal ve sonuçları tam olarak aktardığımı ve referans gösterdiğimi beyan ederim. 05/09/2019


Faik KOÇER

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİNE BAĞLI GÜNEŞ VE HİDROELEKTRİK SANTRALLERİNİN GÜÇ KALİTESİ PARAMETRELERİ YÖNÜNDEN ANALİZİ VE KARŞILAŞTIRILMASI

Fatih KOÇER

Erzincan Binali Yıldırım Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Fulya ASLAY

Son yıllarda gittikçe artan enerji ihtiyacı, tüm dünyada olduğu kadar ülkemizde de etkisini göstermektedir. Doğal kaynakların hızla tükeniyor olmasından dolayı özellikle elektrik enerjisi üretirken, mevcut geleneksel yöntemlerin yanı sıra alternatif enerji kaynakları da tercih edilmektedir. Güneş enerjisi santralleri ve hidroelektrik santralleri alternatif enerji kaynaklarından en çok tercih edilenlerdir. Enerjiyi kaliteli olarak elde etmek için ise birçok parametre bulunmaktadır. Çalışmada, hidroelektrik ve güneş santrallerinin dağıtım şebekelerine bağlantısındaki problemler incelenerek, yapılan analizler ile bu problemin önüne geçilebilmesi için önerilerde bulunulmuştur. Ayrıca ARAS Elektrik Dağıtım A.Ş. sorumluluk bölgesindeki işletmelerden sağlanan gerçek şebeke verilerine dayanılarak güneş ve hidroelektrik santralleri güç kalitesi parametreleri açısından kıyaslanmıştır. Buna göre, gerilim değişimlerini düzenlemek için hidroelektrik santrallerde reaktörün, güneş enerji santrallerinde ise yükte kademe değiştiricili transformatörün kullanımının daha verimli olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

2019, 84 Sayfa

Anahtar Kelimeler: Elektrik dağıtım şebekesi, güç kalitesi, güneş santrali, hidroelektrik santrali.

ABSTRACT

Master Thesis

ANALYSIS AND COMPARISON OF POWER QUALITY PARAMETERS OF PHOTOVOLTAIC AND HYDROELECTRIC POWER PLANTS CONNECTED TO ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORK

Fatih KOÇER

Erzincan Binali Yıldırım University
Institute of Natural and Applied Sciences
Department of Electric Electronic Engineering

Supervisor: Asist. Prof. Dr. Fulya ASLAY

The increasing need for energy in recent years has an impact in our country as well as in the world. Due to the rapid depletion of natural resources, especially when generating electricity, alternative energy sources are preferred in addition to the traditional methods available. Solar power plants and hydroelectric power plants are the most preferred alternative energy sources. There are many parameters to obtain energy quality. In this study, the problems related to the connection of hydroelectric and solar power plants to distribution networks are examined and suggestions are made to prevent this problem with the analyzes made. In addition, ARAS Electricity Distribution Inc. Solar and hydroelectric power plants were compared in terms of power quality parameters based on actual grid data obtained from enterprises in the area of responsibility. According to this, it is concluded that the reactor in hydroelectric power plants is more efficient in order to regulate the voltage changes and the transformer with on-load tap-changer is more efficient in solar power plants.

2019, 84 Pages

Keywords: Electricity distribution network, hydroelectric power plant, photovoltaic power plant, power quality

TEŞEKKÜR

Bu tez alıőmamda bana desteğini esirgemeyen aileme ve danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Fulya ASLAY'a teőekkürü bir bor bilirim. Ayrıca tez alıőmamda gereken ekipman ve bilgi desteğinde bulunan ARAS EDAŐ alıőanlarına teőekkürlerimi sunarım.

Fatih KOÇER

Eylöl, 2019



İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	ii
TEŞEKKÜR.....	iii
İÇİNDEKİLER	iv
ŞEKİLLER LİSTESİ	vi
TABLolar LİSTESİ.....	xi
SİMGELER ve KISALTMALAR	xii
1. GİRİŞ.....	1
2. KAYNAK ÖZETLERİ	4
3. KURAMSAL TEMELLER.....	9
3.1. Dağıtım Şebekesinden Bağlı Dağıtık Üretim Tesisi Çalışmalarına Dünya Üzerinden Örnekler.....	9
3.1.1. Norveç.....	9
3.1.2. Avusturya	11
3.1.3. Almanya	12
3.1.4. İtalya.....	13
3.1.5. Belçika.....	13
3.2. Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantısında Dikkat Edilecek Teknik Kriterler ve Şebeke Üzerine Etkileri.....	14
3.2.1. Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Üzerine Etkileri.....	26
3.3. Dağıtım Şebekelerinde Dağıtık Üretimlerin Kontrolü ile Şebeke Optimizasyonu.....	28
4. METERYAL ve YÖNTEM	33
4.1. Materyal.....	33
4.2. Yöntem.....	33
4.2.1. Dağıtık Üretim Birimi İçeren Şebekelerde Gerilim ve Reaktif Güç Kontrolü İçin Kullanılan Yöntemler.....	33
5. ARAŞTIRMA BULGULARI	36
5.1. Kayalık HES'in Güç Kalitesi Yönünden İncelenmesi.....	36

5.2. Refahiye TM'nin İncelenmesi.....	41
5.2.1. Refahiye TM'deki TR-A'nın İncelenmesi	42
5.2.2. İliç Kayalık HES Fiderinin İncelenmesi	51
5.3. Kayalık HES'in İncelenmesi.....	56
5.4. Refahiye TM ve Kayalık HES'in Aktif ve Reaktif Güç Ölçümleri.....	60
5.4.1. Refahiye TM'nin Aktif ve Reaktif Güç Ölçümleri	60
5.4.2. Kayalık HES'in Aktif ve Reaktif Güç Ölçümleri	62
5.5. Jüpiter GES'in Güç Kalitesi Yönünden İncelenmesi.....	64
5.5.1. Jüpiter GES'in Bağlandığı Noktanın Maksimum Yük Durumu	66
5.5.2. Jüpiter GES'in Bağlandığı Noktanın Minimum Yük Durumu	67
5.6. Hınıs TM'nin İncelenmesi.....	68
5.7. Jüpiter ve Plüton GES'in İncelenmesi.....	72
6. SONUÇ ve ÖNERİLER.....	76
KAYNAKLAR	79
ÖZGEÇMİŞ	85

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 3.1. Gerilim regülasyonunun gösterimi.....	11
Şekil 3.2. Avusturyadaki dağıtık üretim uygulaması	12
Şekil 3.3. Arıza durumu yönünden hata seviyesine göre dağıtık üretim kapasitesinin belirlenmesi	19
Şekil 3.4. Güç kalitesini olumsuz etkileyen dip-swell durumları dalga görüntüsü	27
Şekil 3.5. İki baralı dağıtım sistemi örneği	31
Şekil 3.6. n Baralı örnek konvansiyonel dağıtım sistemi	32
Şekil 3.7. Dağıtık üretim biriminin bağlantısının ardından örnek iki baralı dağıtım sistemi	33
Şekil 4.1. Dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç kontrolünün gerilim profili üzerine etkisi	37
Şekil 5.1. Kayalık HES ünitelerinin prensip bağlantı şeması	39
Şekil 5.2. Kayalık HES'in Refahiye TM'den tek başına 0,99 güç faktöründe bağlanması durumu	40
Şekil 5.3. Kayalık HES'in Refahiye TM'den tek başına 0,90 güç faktöründe bağlanması durumu	41
Şekil 5.4. Kayalık HES'in Refahiye TM'den tek başına 0,99 güç faktöründe bağlanması durumu (TM Gerilimi %5 Artma Durumu).....	42
Şekil 5.5. Kayalık HES'in Refahiye TM'den tek başına 0,90 güç faktöründe bağlanması durumu (TM Gerilimi %5 Artma Durumu).....	42

Şekil 5.6. Kayalık HES'in Refahiye TM'den beslenmesi ve muhtemel tüm üretim birimlerinin 0,99 güç faktöründe bağlanması durumu	43
Şekil 5.7. Refahiye TM coğrafik şebeke modeli	44
Şekil 5.8. Refahiye TM prensip tek hat gösterimi.....	45
Şekil 5.9. Refahiye TM fiderlerinin tanıtımı için prensip tek hat şeması.....	46
Şekil 5.10. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2015)	47
Şekil 5.11. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2016)	47
Şekil 5.12. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2015)	48
Şekil 5.13. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2016)	48
Şekil 5.14. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	49
Şekil 5.15. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	49
Şekil 5.16. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	50
Şekil 5.17. Refahiye TM TRA transformatörü; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	50
Şekil 5.18. Refahiye TM 2015-2016 yılı aylık kapasitif reaktif/aktif enerji oranı değişimi.....	53
Şekil 5.19. Şebekedeki reaktif gücü sıfıra düşürmek için gerekli endüktif reaktif güç.....	53

Şekil 5.20. İliç kayalık HES fideri; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2015).....	54
Şekil 5.21 İliç kayalık HES fideri; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2016).....	55
Şekil 5.22. İliç kayalık HES fideri; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2015).....	55
Şekil 5.23. İliç kayalık HES fideri; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2016).....	56
Şekil 5.24. İliç kayalık HES fideri; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	57
Şekil 5.25. İliç kayalık HES fideri; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	57
Şekil 5.26. İliç kayalık HES fideri; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	58
Şekil 5.27. İliç kayalık HES fideri; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	58
Şekil 5.28. Kayalık HES; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2015).....	59
Şekil 5.29. Kayalık HES; şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç (2016).....	60
Şekil 5.30. Kayalık HES; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2015).....	60
Şekil 5.31. Kayalık HES; şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç (2016).....	61

Şekil 5.32. Kayalık HES; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	61
Şekil 5.33. Kayalık HES; şebekeden çekilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	62
Şekil 5.34. Kayalık HES; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2015).....	62
Şekil 5.35. Kayalık HES; şebekeye verilen aylık ortalama reaktif güç (2016).....	63
Şekil 5.36. GES tesisi entegrasyonu senaryoları için oluşturulan modelin giriş bilgileri.....	70
Şekil 5.37. 2 MW gücündeki GES'in maksimum yük durumu için santral sahası içerisinde geçen enerji nakil hattı üzerinden şebekeye bağlanması durumu.....	71
Şekil 5.38. 2 MW gücündeki GES'in minimum yük durumu için santral sahası içerisinde geçen enerji nakil hattı üzerinden şebekeye bağlanması durumu.....	72
Şekil 5.39. Hınıs TM ekim 2018 gerilim değişimleri.....	74
Şekil 5.40. Hınıs TM kasım 2018 gerilim değişimleri.....	74
Şekil 5.41. Hınıs TM aralık 2018 gerilim değişimleri.....	75
Şekil 5.42. Hınıs TM ocak 2019 gerilim değişimleri.....	75
Şekil 5.43. Hınıs TM şubat 2019 gerilim değişimleri.....	76
Şekil 5.44. Hınıs TM mart 2019 gerilim değişimleri.....	76
Şekil 5.45. Hınıs TM nisan 2019 gerilim değişimleri.....	77
Şekil 5.46. Hınıs TM 2019 yılı 4 aylık gerilim değişimleri.....	77

Şekil 5.47. Jüpiter ve Plüton GES ekim 2018 gerilim değişimleri.....	78
Şekil 5.48. Jüpiter ve Plüton GES kasım 2018 gerilim değişimleri.....	78
Şekil 5.49. Jüpiter ve Plüton GES aralık 2018 gerilim değişimleri.....	79
Şekil 5.50. Jüpiter ve Plüton GES ocak 2019 gerilim değişimleri.....	79
Şekil 5.51. Jüpiter ve Plüton GES şubat 2019 gerilim değişimleri.....	80
Şekil 5.52. Jüpiter ve Plüton GES mart 2019 gerilim değişimleri.....	80
Şekil 5.53. Jüpiter ve Plüton GES nisan 2019 gerilim değişimleri.....	81



TABLolar LİSTESİ

Sayfa

Tablo 3.1. Avusturya örneği analiz sonuçları	13
Tablo 3.2. Küçük ve orta büyüklükte üretim tesisleri için örnek koruma ayarı sınır değerleri	24
Tablo 5.1. Refahiye TM her ay için ortalama güç / demand güç oranları	51
Tablo 5.2. 2015 yılı Refahiye TM aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü	64
Tablo 5.3. 2016 yılı Refahiye TM aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü	65
Tablo 5.4. 2017 yılı Refahiye TM aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü.....	66
Tablo 5.5. 2015 yılı Kayalık HES aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü	66
Tablo 5.6. 2016 yılı Kayalık HES aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü.....	67
Tablo 5.7. 2017 yılı Kayalık HES aktif (P) , reaktif Güç (Q) ve güç faktörü (Cos θ) ölçümü	68

SİMGELER ve KISALTMALAR

Simgeler

\hat{V}_S	Gerilim
\hat{I}_S	Akım

Kısaltmalar

DG	Dağıtık Üretim
DSO	Dağıtım Sistemi Operatörü
IEEE	Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
AG	Alçak Gerilim
OG	Orta Gerilim
YG	Yüksek Gerilim
ROCOF	Frekans Değişim Oranı

1. GİRİŞ

Dağıtık üretim tesislerinin sayıca yaygınlaşması ve şebeke içerisinde varlıklarının artması ile dağıtım şebekeleri gelişmelerin ve değişimlerin çok daha hızlı şekilde yaşandığı ticari bir çağa adım atmıştır. Geleneksel elektrik sistemleri merkezi ve büyük elektrik üretim birimlerinden son tüketicilere elektrik enerjisinin ulaşmasını sağlayacak şekilde tasarlanmışlardır. Geleneksel düşünce ile tasarlanan elektrik dağıtım şebekeleri, dağıtım şebekesi içerisinde farklı gerilim seviyelerinde bulunan üretim birimlerinin entegrasyonuna olanak verecek şekilde tesis edilmemişlerdir.

Aktif ve reaktif gücün gerilimin yüksek olduğu baradan düşük olduğu baraya doğru aktığı geleneksel dağıtım sistemlerinin yapısı dağıtık üretim tesislerinin şebeke içerisinde aktif rol almasıyla kökten değişmiştir. Dağıtılmış üretim birimlerinin plansız yerleştirilmesi ve kontrolsüz şekilde çalıştırılması sistemde gerilim regülasyonu ve kayıplar açısından olumsuz durumların oluşmasına sebebiyet verebileceği gibi son tüketiciye ulaşan enerjinin kalitesi ve arz güvenliği konularında da büyük riskler alınması anlamına gelmektedir. Diğer taraftan planlanmış adımlar ile akıllı şebekeler kapsamında dağıtık üretimlerin dağıtım şebekelerini destekleyici yönde çalıştırılıp gerilim regülasyonlarının düzenlenmesi, kayıpların düşürülmesi, hizmet kalitesi ve arz güvenliğinin artırılması sonrasında üretim birimlerinin bağlantısının gerçekleşmesi arzu edilen bir durumdur.

Elektrik şebekelerinde yüklerin günlük yüklenme eğrilerine bağlı olarak şebeke içerisinde gerilim seviyesinde dalgalanmalar yaşandığı görülmektedir. Bu dalgalanmalar şebeke geriliminin yüklenme, hat uzunluğu ve yük tipine bağlı olarak standartlarca belirlenen sınırların dışına çıkmasına sebep olabilmektedir. Şebeke geriliminde görülen dalgalanmalar, düzeltici yönde müdahale edilmediği takdirde şebekeye bağlı cihazların arızalanmasına, sistem elemanlarının yıpranarak kullanım ömürlerinin azalmasına ve arz edilen enerjinin kalitesinin düşmesine sebep olmaktadır.

Bu nedenle güç kalitesini etkileyen parametreler önemli bir araştırma kaynağı olmuştur. Güç kalitesini iyileştirmek için öncelikle güç kalitesini etkileyen etmenlerin belirlenmesi gerekmektedir. Güç kalitesini olumsuz yönde etkileyen en temel parametre

olarak gerilimde oluşan ani değişimleri örnek olarak verebiliriz. Ani değişimlerin oluşmasına sebep olan doğrusal olmayan yüklerdir. Tüketim noktalarında hassas yüklerin artış göstermesi, güç kalitesi üzerine yapılan çalışmalarını daha da önemli hale getirmiştir. Güç kalitesi sorunlarına gerilim yükselmesi, çökmesi, kesintisi, kırışması, DC bileşen varlığı, geçici durumlar ve harmonikler örnek verilebilir. Bu sorunlar ciddi arızalara, transformatörler ve motorlar üzerinde güç kaybına neden olabilmektedir. Bu yaşanan sorunların sonucunda sistemin çalışması ve kalitesi olumsuz yönde etkilenecektir. Bu nedenle güç kalitesi sorunlarının belirlenmesi, sistemin çalışmasına olumlu yönde yarar sağlayacaktır.

Elektrik dağıtım şebekesi üzerinde meydana gelen güç kalitesi sorunlarının çözümü için uzaktan izleme sistemlerinin sürekli çalışır durumda devrede olması gerekmektedir. Elektrik dağıtım şebekesinde bazı noktalara yerleştirilen izleme sistemleri ile güç kalitesi olaylarının tespiti ve analizi sağlanmaktadır. Bu izleme sistemleri güç kalitesi parametrelerinin bozulma sebeplerini tespit ederek, işletme ve koruma hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Bu tez çalışmasında Erzincan ilinde Kayalık HES ve Erzurum ilinde Jüpiter GES santrallerinin şebeke bağlantı modelleri çıkarılıp, kalite kaydedici yardımıyla güç kalitesi parametreleri incelenerek kıyaslamalar yapılmıştır.

Tez çalışması Giriş, Kaynak Özetleri, Kuramsal Temeller, Materyal ve Yöntem, Araştırma Bulguları, Sonuç ve Öneriler olmak üzere altı bölümden oluşmaktadır.

Giriş bölümünde elektrik dağıtım şebekesinde meydana gelen güç kalitesi sorunlarından bahsedilmiştir. ARAS Elektrik Dağıtım A.Ş.'de işletmede olan santrallerden örnek alınarak kıyaslamalar yapıldığı belirtilmiştir.

Kaynak özetleri kısmında literatürde elektrik dağıtım şebekesinde meydana gelen güç kalitesi sorunları ve bu sorunlara bulunan çözümlerle ilgili bilgiler yer almaktadır.

Kuramsal temeller kısmında dağıtık üretim tesisi çalışmalarına birkaç ülkeden örnekler alınarak yapılan çalışmalar hakkında bilgi verilmiştir. Dağıtık üretim tesislerinin şebeke bağlantısında dikkat edilecek teknik kriterler ve şebeke üzerine etkileri ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Materyal ve yöntem kısmında dağıtık üretim birimi içeren şebekelerde gerilim ve reaktif güç kontrolü için literatürde kullanılan yöntemlerden bahsedilerek tez çalışması için en uygun iki yöntem seçilmiştir. Hidroelektrik santrali için seçilen yöntemin amacı bağlandığı noktanın hem reaktif gücünün azaltılması hem de gerilim seviyesinin düzenlenmesi için etkin rol oynamasıdır. Güneş enerjisi santrali için seçilen yöntemin amacı ise gerilim değerlerinde yazın ve kışın çok değişkenlik göstermesinden dolayı etkin rol oynayacağı düşünülmektedir.

Araştırma bulguları kısmında belirlenen santrallerin öncelikle şebeke bağlantı modelleri çıkarılıp, şebeke bağlantısında oluşturacağı problemler incelenmiştir. Daha sonra kalite kaydedici yardımıyla sahadan değerler alınarak güç kalitesi parametreleri yönünden incelemeler yapılmıştır.

Sonuç bölümünde ise, literatürde yer alan yöntemlerden yola çıkarak ve sahadan alınan değerler incelenerek hidroelektrik santrali için reaktör kullanılması, güneş enerjisi santrali için yük altında kademe değiştiricili transformatör kullanılması önerisinde bulunulmuştur.

2. KAYNAK ÖZETLERİ

Elektrik şebekelerinde dağıtım seviyesinden bağlanan üretim tesisleri için kullanılan dağıtık üretim terimi, literatürde; “Genellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanıldığı, tüketim merkezlerine veya yakınlarına konumlandırılan, küçük veya orta büyüklükteki üretim birimleri” olarak adlandırılmaktadır. Dağıtım şebekelerinde dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonu ile sistemde enerji ihtiyacının yerinde üretim ile karşılanması, buna bağlı olarak teknik kayıp değerlerinin azaltılması, bağlı oldukları fiderlerde gerilim profillerinin iyileştirilmesi ve enerji sürekliliğinin sağlanması gibi olumlu etkilerinin olacağı düşünülebilir. Ancak bu olumlu sonuçların elde edilebilmesi için dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonlarının planlı bir şekilde ve şebeke analizleri ile desteklenerek yürütülmesi gerekmektedir.

Planlı yürütülen süreçlerin ardından bile şebekenin yüklenme eğrileri, ilerleyen zamanlarda şebekeye bağlanacak yeni yükler veya üretim tesisleri düşünüldüğünde şebekenin sabit kalmayacağı bilinmektedir. Bu sebeple entegrasyon işlemlerinin tamamlanmasından sonra değişim gösteren şebeke yapısına göre dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç değerleri kontrol edilmelidir. Bu durum şebekede gerilim kontrolünün sağlanabilmesi açısından oldukça önemlidir. Kontrolün gerçekleştirilemediği durumlarda;

- Koruma koordinasyonunun bozulması,
- Şebeke ekipmanlarının ve tüketicilere ait cihazların gerilim değişimine bağlı olarak arızalanması veya kullanılabilir ömürlerinin azalması,
- Teknik kayıp değerlerinin artması,
- Sistemin gerilim profilinin bozulması gibi olumsuz sonuçlarla karşılaşılabilir.

Elektrik sistemleri içerisinde dağıtık üretimin miktarı, devletlerin teşvikleri ile doğru orantılı olarak ivmelenerek artmakta ve elektrik sistemi aktörlerini değişen pazar şartları karşısında daha esnek kılmaktadır. Dağıtık enerji üretimine gösterilen ilginin artışı ve enerji politikalarında, enerji verimliliği konusunda yapılan iyileştirmelerin sonucu

olarak gelecekte elektrik sistemlerindeki dağıtık üretimin payı artacaktır. (IEEE Std.,2011)

Dağıtık elektrik üretim birimlerinin entegrasyonu ile sağlanan faydalar başlıca aşağıdaki gibidir: (Cooper Power Systems, Voltage Regulators, Technical Document)

- İyi planlanmış dağıtık elektrik üretimi, geleneksel sistemdeki kayıpların azalmasına yardımcı olacaktır.
- Merkezi sistemlerde dağıtım şebekesinde oluşan arızalar sebebiyle çok sayıda tüketici enerjisiz kalmaktadır. Dağıtık üretim birimlerinin yer aldığı dağıtım şebekesinde arıza oluşması durumunda çok az sayıda tüketici etkilenmektedir. Ayrıca akıllı şebeke yönetimi sayesinde, sistem arızasında bile diğer sistemler yönlendirilerek tüketiciye elektrik enerjisi sağlanması mümkündür bu da arz sürekliliğini olumlu yönde etkilemektedir.

Elektrik sistemindeki gelişmelerin geleceğe dair öngörülerinde dağıtık elektrik üretiminin miktarı açıkça belirtilmemiş olmakla birlikte, yaşanacak büyümenin dağıtık üretim tesislerinin şebeke içindeki konumuna ve miktarına pozitif yönde etki yapacağı şüphesizdir. Elektrik sistemlerinde dağıtık üretimin payındaki artış eğilimi çeşitli fırsatları ve zorlukları beraberinde getirmektedir. Aynı zamanda bu artış eğilimi elektrik sistemindeki çeşitli aktörleri (tüketici, üretici, ağ operatörü) farklı şekillerde etkilemektedir.

Günümüzdeki geniş çaplı merkezi elektrik üretim sistemi gelecekte küçük çaplı dağıtık elektrik üretim sistemine dönüşecektir. Dağıtık elektrik üretim sistemi pazar entegrasyonu ve şebeke entegrasyonu olmak üzere iki perspektifte sisteme entegre edilmelidir Pazar entegrasyonu konusu dağıtık elektrik enerjisi üreticilerinin elektrik pazarına girişi ve diğer pazar elemanlarıyla kurumsal ve sözleşmeli anlaşmalarını kapsar. Şebeke entegrasyonu ise yeni dağıtık elektrik üretimi ünitelerinin bağlantılarından ağ akışına kadar elektrik sisteminin yönetimini verimlilik çâtısı altında ele alır.

Yakın geçmişe kadar elektrik sistemi, merkezi üretim ünitelerinin varlığıyla karakterize edilmekteydi. Yüksek gerilim ile enerji aktarımı ve orta gerilim seviyesinden enerji

dağıtım yapılmaktaydı. Günümüzde dağıtık üretim olarak isimlendirdiğimiz küçük ve orta ölçekli üretim sistemleri dağıtım şebekesine bağlanmaktadır.

Dağıtık üretim şebekeye bağlanarak sadece yük akışını değil aynı zamanda arıza akımını da değiştirmektedir. Çoğu dağıtım şebekesi koruma sistemi anormal şebeke durumlarını arıza akımıyla normal yük akımına bakarak belirlemektedir. Çünkü dağıtık üretim, şebekenin arıza akımına olan katkısını değiştirebilmekte ve koruyucu sistemlerin çalışmasını etkileyebilmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin bağlı olduğu fiderdeki arıza akımlarını ne kadar etkileyebileceği bağlı olan dağıtık üretim tesislerinin kapasitesiyle yakından ilgilidir.

En zorlu koruma sorunlarından biri de senkron olmayan tekrar kapamalar ve adalaşma durumudur. Senkron olmayan tekrar kapamalar yalnızca tekrar kapama ile korunan ve geleneksel aşırı akım koruma sistemlerinin de kullanıldığı şebekelerdeki adalaşma durumlarında oluşmaktadır. (Strbac, 2002)

Adalaşma durumu senkron olmayan tekrar kapamalarla yakından ilgilidir. Tekrar kapamanın ölü süresi boyunca dağıtık üretim üniteleri fiderin izole kısmında bağlı olabilir. Bu durumda dağıtık üretim tesisi beslemeye devam edebilir. Bu da adalaşma durumu olarak ele alınabilir. Yük ve üretim arasında büyük bir dengesizlik mevcut ise generatörün hızı artabilir veya azalabilir bu da gerilim ve frekans değerlerinin standartlarca izin verilen değerlerin dışına çıkmasına sebep olabilir. Standartlarca belirlenen değerlerin dışına çıktığında dağıtık üretim ünitesi kendi koruma elemanlarınca tekrar kapamadan önce devreden çıkarılabilirse asenkron tekrar kapamalar önlenmiş olmaktadır. Bu adalaşma ve senkron olmayan tekrar kapama durumlarını önlemenin en etkili yolu budur. Bu noktada önemli olan adalaşma halinin ne kadar hızlı tespit edildiğidir. Adalaşma algılama yöntemleri üç kategoride incelenebilmektedir bunlar; Pasif metod, aktif metod ve geleneksel metod olan kumanda teknolojileridir.

Dağıtılmış üretimin elektrik sistemine entegrasyonu konusundaki zorluklar sadece teknik değil aynı zamanda ticari ve mevzuatla ilgilidir. Dağıtım Sistemi Operatörünün (DSO) dağıtılmış üretimin sisteme bağlanmak ve ağ içinde dağıtılmış üretimden beslenmeye olanak tanımak gibi görevleri vardır. Genelde DSO dağıtım ağının

planlama, işletme ve bakım sorumluluklarını üstlenmektedir. DSO'nun nihai tüketicilere elektrik sağlama konusunda sorumluluğu bulunmamaktadır. Bu görev elektrik perakende satış şirketlerince gerçekleştirilmektedir. Dağıtılmış üretimin tasarım ve uygulama konuları şebeke yönetmeliğine eklenmezse yüksek maliyet şebeke entegrasyon sürecinde engel teşkil edebilir. Şebeke yönetmeliği de dağıtım ağlarının asıl olarak elektriği yüksek gerilim şebekelerinden nihai tüketicilere aktardığı dönemde hazırlanmıştır.

Dağıtım şebekeleri, iletim şebekelerinden farklı olarak üretim birimlerinin bağlanması için tasarlanmamışlardır. Genel karakteristik bakımından dağıtım şebekelerinin iletim şebekelerinden bir diğer farkı da radyal ve döngüsel tasarımlarıdır. İletim şebekeleri genel olarak örgüsel bir tasarıma sahiptir. Mevzuat yönünden bakıldığında bir dağıtım şebekesinin nitelikleri tam olarak açıklanmış değildir. Dağıtım şebekesi ismi belirli bir gerilim seviyesine verilmemiştir. İletim şebekeleri arasında belirli bir gerilim seviyesindeki ağ, dağıtım şebekesinin bir parçası olarak kabul edilebilir.

Dağıtık üretimlerin şebeke entegrasyonları ile ilgili olarak birçok problem bulunmaktadır. Bu problemleri belirlemek için entegrasyon çalışmasının detaylı olarak incelenmesi gerekmektedir. Yapılacak entegrasyon çalışması ile dağıtık üretimlerin şebeke ile paralel çalıştırılmasının, şebeke üzerindeki etkilerini belirlemesi gerekmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin, şebekenin özelliklerini değiştirecek şekilde etkilemediğinin ispatlanması ve dağıtık üretim tesislerinin paralel biçimde şebekeye bağlanabilmesi için yapılacak düzenlemelerin kapsam - maliyet açısından değerlendirmesi gerekmektedir. (IEEE Std. 2011)

Yapılacak olan entegrasyon çalışması ile aşağıdaki husular belirlenebilmelidir;

- Dağıtık üretimin arıza akımına katkısı ve şebekenin herhangi bir parçası üzerinde arıza durumuna etkisi,
- Tesisin yüklenmesine göre çıkış değerlerinin belirlenmesi,
- Dağıtık üretimin tipinin belirlenmesi (indüksiyon, senkron, inverter vb.) ve ilgili işletme sorunlarının belirlenmesi

- İşletmede kalacak koruyucu elemanların minimum sayıda tutulması için atılacak adımlar
- Dağıtık üretimin kapasitesi oranında, frekans ve gerilim değerlerine vereceği tepkiye ilişkin kullanılacak elektrik güç sistemi ekipmanları
- Dağıtık üretim tesisinin kurulması önerilen noktadaki şebekenin ilgili değerleri (limitler vb.)

Yerel sistem yüklerinin detaylı analizi ve bunların sistem performansı üzerine beklenen etkilerini içeren analiz, yük akışı analizi olarak aşağıdaki örneklere benzer adımları da dahil ederek yapılmalıdır.

- Yükün maksimum ve minimum değerleri.
- Yüklerin doğası gereği şebekeye ani giriş ve çıkışları olabilir. Örneğin büyük çaplı bir bölgedeki yüklerin ani azalmasıyla şebekedeki koruma elemanları istenmeyen işlemler gerçekleştirebilir. Bu bölgeye bağlanmış bir üretim tesisi varsa bu işlemlerin gerçekleşme olasılığı daha da artar.

Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu planlanırken öncelikle şebeke modeli çıkarılmalıdır. Şebeke modelinde şebekenin birçok noktasından izleme ve değerlendirme yapabilecek ekipmanların kullanımı konusunun da incelenmesi gerekmektedir. Örneğin primer fiderlerdeki arıza durumundan dolayı açma işlemi gerçekleştirecek olan koruyucu elemanlar, şebeke değerleri normale döndüğünde tekrar kapama yapabilmelidir. Dağıtık üretim tesisleri şebekeye bağlandığında aşağıdaki durumlarla karşılaşma sıklığı artabilir.

- Şebeke koruyucularının otomatik olarak kapama yapmasına izin verilmemesi
- Şebeke koruyucularının yanlış (hatalı) açma kapamalar yapması (trip)
- Transformatörün primer tarafında arıza olmaksızın ters yöndeki akımdan dolayı koruyucu elemanın açma işlemi gerçekleştirmesi.

3. KURAMSAL TEMELLER

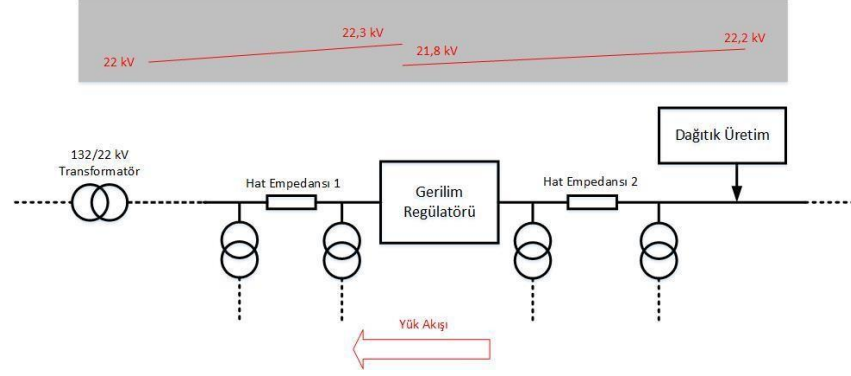
3.1. Dağıtım Şebekesinden Bağlı Dağıtık Üretim Tesisi Çalışmalarına Dünya Üzerinden Örnekler

Norveç, Avusturya, Almanya, İtalya, Belçika ülkelerinde dağıtık üretim tesisleri ve bu tesislerin şebeke bağlantısı noktasında yapılan uygulamalar incelenmiştir.

3.1.1. Norveç

Norveç dağıtım sistemi işletmecileri, dağıtık üretim bağlantısından kaynaklı sorunlara karşı çeşitli çözüm yöntemleri kullanmaktadırlar. Bu yöntemlerden bazıları geçici, bazıları ise kalıcı yöntemlerdir. Norveç'te dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu esnasında termal kapasite kriteri için tipik yaklaşım fider kesitini arttırmak veya gerilim seviyesini yükselterek kapasiteyi arttırmak şeklindedir. İletim şebekesinde birden fazla bağlantı noktası bulunması durumunda orta gerilim şebekesinin tekrar tasarlanması da alternatif bir yöntemdir. Bu alternatif yöntemde uzun bir orta gerilim fiderinden çok sayıda kısa fidere doğru akış söz konusudur. Şebeke güçlendirmeleri genellikle yüksek maliyetlidir ve hatta bazı durumlarda maddi açıdan kabul edilmeyecek sonuçlara ulaşabilir. (<http://data.worldbank.org/country/norway>, 2016)

Orta gerilim şebekelerinde gerilim regülasyonu bilindiği üzere YG/OG trafo merkezlerindeki yükte kademe değiştiriciler tarafından düzenlenmektedir. Buna rağmen dağıtık üretim tesislerinin yüksek yoğunlukta bulunduğu bölgelerde yükte kademe değiştiriciler gerilimi izin verilen maksimum değerinin altında tutamayabilir. Böyle bir durumda ek olarak fider üzerinde gerilim regülasyonu yapılması gerekir. Özellikle zayıf OG şebekelerinde dağıtık üretim sebebiyle oluşan gerilim yükselmelerini, tüm fideri güçlendirmek zorunda kalmadan, gerilim regülatörü kullanarak düzenlenmektedir. Gerilim regülatörü, bir transformatör ve kontrol edilebilen bir indüktans bobini yardımıyla fider gerilimini belirli miktarda değiştirebilmektedir. Böylece gerilimi belirlenen sınırlar içinde tutarak ve büyük miktardaki reaktif güç akışlarını engelleyerek dağıtık üretim tesislerinin daha yüksek güçler üretmesini sağlayabilmektedir.



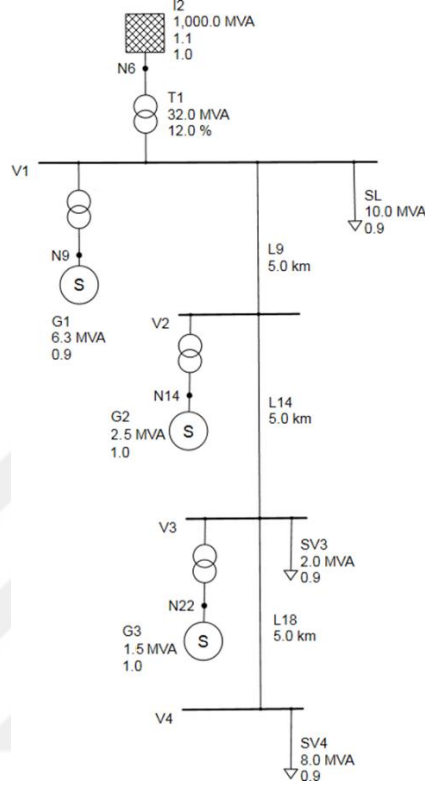
Şekil 3.1. Gerilim Regülasyonunun Gösterimi

Dağıtık üretim kaynaklı gerilim yükselmelerini azaltmanın bir diğer yolu da OG şebekelerine şönt reaktör eklemektir. Başka bir yöntem olarak da OG ve AG şebekeleri arasında kullanılan transformatörlerin kademe değiştiricilerinden yararlanılabilir. Yine de bu yöntemler işletme tarafından kontrollü olarak yönetilmesi gereken ve ancak sezonluk yük değişimlerinde kullanılacak yöntemlerdir. Üzerinde çok sayıda dağıtık üretim tesisi bulunduran bir fiderin gerilim profilini optimize edebilmek ve iletim şebekesi kaynaklı reaktif güç miktarını azaltabilmek için en uygun yöntem üretim tesislerinde gerilim regülatörü kullanılması ve bu regülatörlerin koordine edilmesidir.

Sonuç olarak, fider kapasitesini arttırabilmek için, üretim tarafında en uygun yöntem; dağıtık üretim tesislerinin gerilim kontrollü şekilde çalıştırılmasıdır. Böylece yüksek üretim seviyesinde reaktif güç tüketilebilmektedir. Örneğin 1 MW'tan büyük, senkron generatörlü küçük hidro enerji santraller, reaktif güç tüketmeye ayarlanabilir ve bu sayede OG şebekesinde gerilim yükselmesinin önüne geçilebilir. Bu yöntem pek çok durumda fider kapasitesini arttırmak amacıyla gerçekleştirilmiştir. Yine de bu yöntem şebeke kayıplarını arttırmakta ve generatörleri zorlamaktadır.

3.1.2. Avusturya

Aşağıda Avusturya'daki uygulamalar yardımıyla dağıtık üretimin şebeke gerilimi üzerindeki etkisi incelenmiştir. (Austrian Power Grid (APG), 2016)



Şekil 3.2. Avusturyadaki dağıtık üretim uygulaması

Yukarıdaki şekilde belirtilen şebekede dağıtık üretim 1 (G1) ve dağıtık üretim 2 (G2) birimleri V1 ve V2 no'lu baralara bağlı durumdadır. Dağıtık üretim 3 (G3) ise V3 no'lu baraya bağlanacaktır. Gerilim değerlerinin Avusturya'da geçerli olan EN 50160 standartında belirtilen değerlere uygun olduğunu doğrulayabilmek için baraların gerekli hesaplamalarının yapılmasını zorunlu kılmaktadır. Bu hesaplamalar minimum-maksimum yük ve dağıtık üretimin minimum-maksimum besleme durumları için yapılmalıdır. Karakteristikler ve gerekli bilgiler şekil üzerinde gösterilmiştir. Yük akışı analizi yapıldığında gerilim değerleri aşağıdaki gibi olmuştur.

Tablo 3.1. Avusturya Örneği Analiz Sonuçları

Yük	Üretim	V1	V2	V3	V4
Min. Yük	Üretim	-0.19%	-0.33%	-0.51%	-0.57%
Max. Yük	Yokken	-0.48%	-0.73%	-1.15%	-1.35%
Min. Yük	Üretim	0.67%	1.58%	1.92%	1.92%
Max. Yük	Varken	-0.40%	0.52%	0.87%	0.87%

Yukarıdaki durumlar dağıtık elektrik üretimi tesislerinin gerilim üzerindeki etkisini göstermektedir. Maksimum gerilim regülasyonu 1.92% değerinde kalmıştır bu da izin verilen değer olan 2%'den düşüktür, yani uygundur. Dahası tüm noktalardaki gerilim değerleri de izin verilen değerler arasında kalmaktadır. Buna göre Dağıtık Üretim 3 'ün bağlanmasında sakınca yoktur.

DG'lerin şebekeye bağlanacakları nokta ve yapılan farklı durum analizleri sonucunda yönetmelikler dahilinde çalışma kriterleri oluşturulabilmektedir. Dağıtım şirketi DG'ye çeşitli durumlarda (yaz – kış veya diğer sezonsal değişimler) veya var olan şebekenin durumu (kısa devre kapasitesi vb.) için çalışma değerleri belirleyebilmektedir.

3.1.3. Almanya

Avrupa kıtasında dağıtık üretimlerin bir çeşidi olan HES santrallerinin fazla olduğu ülke konumundadır. (Affordable And Environmentally Sound Energy,2012)

Almanya şebekesinde modern teknikler ve teçhizatlar kullanılmaktadır. Bu anlamda örnek ve öncü bir sisteme sahiptir.

Gerilim regülasyonu için;

- Reaktif güç takibi ile birlikte sekonder tarafının gerilimini istenen değere çekebilen gerilim regülatörü (voltage regulator),
- Uzaktan kontrol ile seçilen birden fazla kritik noktayı aynı anda takip ederek bu noktaların gerilimlerini belirlenen banda çekebilen geniş bölge kontrolörü (wide-area controller) geliştirilmiş ve kullanıma sunulmuştur.

Fotovoltaik dağıtık üretim birimleri de çok yaygındır. Adalaşma durumlarını belirlemek için ağırlıklı aktif yöntemler kullanılmaktadır.

Fotovoltaik birimlerin adalaşma koruma sistemlerinde elektronik inverterler yardımıyla adalaşma belirlenir. İnverter yardımıyla adalaşmanın belirlenmesi empedans ölçümü ile yapılmaktadır o da şu şekildedir: İnverter fideri beslerken AC çıkışındaki akımın genliğini bir miktar artırır. Birçok güç kaynağının bağlı olduğu sistemde bu değişimin yansması çok küçük olmaktadır fakat adalaşma durumlarında akımın genliğindeki küçük değişimler bile çoklu bağlantı noktasındaki gerilim değerini fark edilir miktarda değiştirebilmektedir. Bu değişim kıyaslanarak adalaşma belirlenir. Benzer yöntemler diğer dağıtık üretim tesisleri için de kullanılabilir.

3.1.4. İtalya

Enel Distribuzione tarafından yeni bir şebeke planlama metodu olarak “DG Collector” tanıtılmıştır. DG Collector: Var olan OG şebekesine güç yönünden uygun olmayan veya potansiyel sorunlar oluşturacak DG’lerin bağlanabilmesi için oluşturulmuş YG/OG trafo merkezi olarak düşünülebilir. Mevcut OG şebekesine bağlanamayacak DG’ler oluşturulan bu merkez üzerinden şebekeye bağlanabilmektedirler. Bu yöntemin; DG’lerin şebekeye daha güvenli şekilde bağlanması, AG bağlantılarda karşılaşılabilecek sorunların önlenmesi, yeni bağlantıların şebekeye potansiyel etkilerinin sınırlandırılması gibi olumlu yönleri vardır. (Statistical Data On Electricity In Italy,2012)

3.1.5. Belçika

Belçika, 15 MW’a kadar olan dağıtık üretim tesisleri için kendi standartlarını oluşturmuştur. Buna göre dağıtım sistemi operatörü aşağıdaki maddeleri göz önünde bulundurarak bağlantı şemasına kendi karar vermelidir. (www.indexmundi.com/belgium/electricity_imports.html,2016)

Dağıtık üretim tesisi bağlıyken veya değilken şebeke gerilimin değeri nominal değerinin $\pm 3\%$ bandının dışına çıkmamalıdır. Eğer çıkıyorsa şebeke güçlendirmeleri, otomatik gerilim regülatörü ve otomatik güç kısıtlamaları seçeneklerinden en uygun olan belirlenerek uygulanmalıdır.

Dağıtık üretim tesislerinin toplam gücü YG/OG transformatörün gücünü aşmamalıdır.

Şebeke elemanlarının termal dayanımları ve güç limitleri aşılmamalıdır.

OG şebekeye bağlanması planlanan dağıtık üretim tesisinin şebekenin kısa devre kapasitesini aşıp aşmadığına dair hesaplamalar yapılmalıdır. Kısa devre kapasitesinin aşılması durumunda dağıtık üretim tesisi karakteristik değerleri dağıtım sistemi operatörü tarafından belirlenecek bir transformatör üzerinden şebekeye bağlanmalıdır.



3.2. Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantısında Dikkat Edilecek Teknik Kriterler ve Şebeke Üzerine Etkileri

Geçtiğimiz yıllar boyunca dağıtık üretim tesislerinin sayısındaki artış ile şebeke içinde dağıtık üretimden elde edilen güç oranındaki artış, elektrik şebekelerinin mevcut karakterinin ve geleceğinin de bu doğrultuda gelişmesine sebep olmaktadır. Bununla birlikte dağıtım şebekelerinde artan dağıtık üretim tesislerinin şebeke bağlantısı konusunda, özellikle dağıtık üretim yoğunluğunun yüksek olduğu bölgelerde çeşitli teknik sınırlarla karşılaşmaktadır. Dağıtık üretim yoğunluğunun şebekeye olan etkileri en aza indirmek amacıyla şebeke bileşenlerinin termal dayanıklılığı, arıza durumu, gerilim regülasyonu ve güç kalitesi (flikler, harmonikler) vb. teknik kriterler baz alınarak çeşitli değerlendirme metodolojileri geliştirilmiştir. Belirtilen teknik limitler içerisinde işletme ve şebeke güvenliği sağlanmaktadır. (Çetinkaya ve Dumlu, 2013)

Termal Dayanıklılık

Dağıtım sistemini oluşturan her bir eleman (hat, kablo, transformatör) belirli bir akım taşıma kapasitesine sahiptir. Herhangi bir şebeke elemanı yeterli uzunlukta bir süre için bu kapasitenin üzerinde akım taşımaya zorlanırsa fiziksel ve/veya elektriksel karakteristiklerinde geri döndürülemez değişiklikler meydana gelebilmektedir. Akım taşıma kapasitesi, elemanın termal dayanıklılığı olarak da anılmaktadır. Bir elemanı termal dayanıklılığının üzerinde yüklemek kalıcı hasarlara sebep olabilir, hatta yangın, patlama veya ölümlü kazalara yol açabilir.

Dağıtık üretim tesisleri şebekeye bağlandıklarında şebekedeki akım değerlerini değiştirebilmektedirler. Uygun konum ve bağlantı yöntemleri uygulandığında dağıtık üretim tesislerinin akım değerlerini yükseltmek bir yana düşürdüğü analiz çalışmalarıyla görülmektedir. Fakat bu durum her ne kadar istenen sonuç olsa da her zaman mümkün veya mali açıdan uygun olmamaktadır. Çoğu zaman en uygun bağlantı noktası şebeke içinde akım değerinin en yüksek olduğu noktadan yapılacak bağlantıdır. Bu akımlar özellikle maksimum üretim minimum yük durumlarında çeşitli şebeke elemanlarının yüklenmelerini arttırmaktadır. Böyle durumlarda yüklenmenin nasıl bir karaktere sahip olduğunun (sürekli, sezon, özel durum vb.) bilinmesi önemlidir. Bu gibi durumlarda var olan varlıkların bakımı veya güçlendirilmesi konularında gerekli analizlerin yapılması

gerekmektedir. Eğer bakım maliyetleri çok yüksekse alternatif bağlantı yöntemleri veya yüksek gerilim üzerinden bağlantılar gerçekleştirilebilir.

Gerilim Regülasyonu

Dağıtım Őebekelerindeki gerilim regülasyonu mevcut durumda trafo merkezlerindeki yükte kademe değiştiriciler tarafından düzenlenmektedir. Bu otomatik gerilim kontrolörleri tipik olarak bara gerilimini nominal seviyenin biraz üzerine çıkartarak fider boyunca oluşacak gerilim düşümlerinin etkisini azaltmaktadır. Dağıtık retim varlığı gerilim profilinin iyileşmesine yardımcı olurken gerilim kontrolünün daha kompleks bir yapıya bürünmesine de neden olmaktadır. Karşılaşılabilecek çeşitli işletme problemlerinden bazıları Őunlardır;

Gerilim Düşmesi

Çoğu fider, hat empedansının sebep olduğu gerilim düşümünün kısmi olarak kompanze edilmesi (Line Drop Compensation) için gereken ekipmanları barındırmaktadır. Hat üzerinde yaşanacak gerilim düşümü telafi edilebilmektedir ve çıkış gerilimi tüketicie istenen seviyede ulaştırılabilmektedir.

Gerilim Yükselmesi

Radyal fider işletmesinde dağıtım transformatörü ve bağlı olduğu fider boyunca bir gerilim düşümü gözlenmektedir. Dağıtık retim bağlı olduğu durumlarda fider üzerindeki tüketicie nominal işletme geriliminin üzerindeki gerilimlerle karşı karşıya kalabilir. Bunun gibi olaylar aşağıdaki durumlarda gerçekleşebilir;

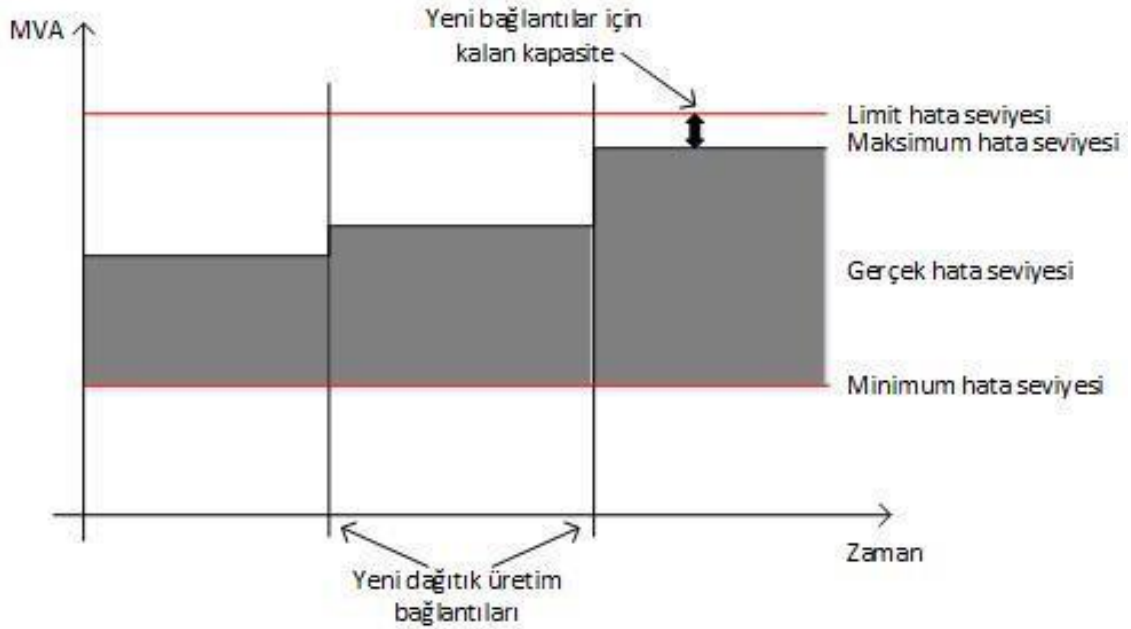
- Dağıtık retim tesisinin düşük yüklü yk fiderleri ile aynı dağıtım trafosunu kullanması durumunda.
- Dağıtım trafosunun tüketicileri fider üzerinde gerilimin izin verilen maksimum değere yakın olduğu bir noktadan beslemesi durumunda.

Arıza Durumu

Dağıtım şebekesi üzerinde bulunan herhangi bir noktada bir arıza durumu söz konusu olabilir. Dağıtım şebekesi içerisinde cihaz boyutlandırmasına etki eden arıza akımı maksimum arıza akımıdır. Bu arıza akımları, oluşumundan hemen sonra belirlenmeli ve engellenmelidir. Aksi durumlarda can kayıplarına ve kablo, transformatör gibi elemanların büyük zararlar görmesine sebep olarak tüketicilerin enerjisiz kalmasına neden olabilmektedir.

Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye bağlanması gibi durumlarda, şebekenin kısa devre akım değeri değişir ve dolayısıyla şebekenin arıza seviyesi de değişir. Dağıtık üretim tesislerinin bağlantısı aynı zamanda bu hesaplamaları daha karışık hale getiren bir unsurdur.

Şebeke üzerindeki koruma elemanlarının belirli bir dayanımı olduğu bilinmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin bağlanması dikkatle kontrol edilmeli ve bu koruma elemanlarının arıza seviye limitlerinin aşılmamasına dikkat edilmelidir.



Şekil 3.3. Arıza Durumu Yönünden Hata Seviyesine Göre Dağıtık Üretim Kapasitesinin Belirlenmesi

Dağıtık üretimin hata seviyesine (arıza akımına) etkisi bir kaç faktöre bağlıdır. Bunlar;

- Dağıtık üretim tesisinin tipi: Farklı tipteki dağıtık üretim tesisleri hata akımına farklı boyutlarda katkı sağlarlar.
- Dağıtık üretim tesisinin arıza noktasına uzaklığı: Arıza noktasına olan uzaklık arttıkça hat empedansından dolayı arıza akımı azalır.
- Dağıtık üretim tesisi ile arıza noktası arasında transformatör olup olmaması: Transformatörlerin kısa devre empedansı arıza akımını sınırlayabilir.
- Dağıtık üretim tesisinin şebekeye bağlantı şekli: Doğrudan bağlantıda, güç elektroniği ara elemanları devreleri ile bağlantı durumuna göre arıza akımı daha yüksek olabilir.

Adalaşma

En önemli koruma sorunlarından biri de senkron olmayan tekrar kapamalar ve adalaşma durumudur. Senkron olmayan tekrar kapamalar yalnızca tekrar kapama ile korunan ve geleneksel aşırı akım koruma sistemlerinin de kullanıldığı şebekelerdeki adalaşma durumlarında oluşmaktadır. Adalaşma durumu senkron olmayan tekrar kapamalarla yakından ilgilidir. Tekrar kapamanın ölü süresi boyunca dağıtık üretim üniteleri fiderin izole kısmında bağlı olabilir. Bu durumda dağıtık üretim tesisi bağlı olduğu kısmı beslemeye devam edebilir. Bu da adalaşma durumu olarak ele alınabilir. Yük ve üretim arasında büyük bir dengesizlik mevcut ise generatörün hızı artabilir veya azalabilir bu da gerilim ve frekans değerlerinin standartlarca izin verilen değerlerin dışına çıkmasına sebep olabilir.

DG'lerin bağlı olduğu şebekelerde meydana gelen istenmeyen adalaşmalar artan dağıtık üretim yoğunluğu ile birlikte düşünülmesi gereken önemli konulardan biridir. Fakat günümüzde geçerli olan standartlardan da görüldüğü üzere sadece bağlantı uygulamalarında ve koruma sistemlerinde değil dağıtık üretim adalaşmalarının gerçekleşme ihtimali ve sürekliliği konusunda da geniş çaplı belirsizlikler bulunmaktadır. Geçerli standartlar dağıtım sistemi operatörleri, diğer üreticiler ve tüketiciler arasında tutarlı ve sürekli bir politika oluşturamamaktadır.

Doğal bir sorun olmasa da istenmeyen adalaşmalar şebekenin adalaşan kısmı için gerilimin, frekansın ve diğer güç kalitesi parametrelerinin izin verilen değerlerin dışına çıkması, düşük kısa devre kapasitesi, topraklamasız işletme veya faz dışı tekrar kapama sebebiyle oluşan temizlenmemiş toprak veya faz arızaları gibi güvenli işletme içeriğiyle çelişen durumlar içermektedir. Ayrıca AG şebekelerde canlı iletkenlere dokunma yoluyla çarpılma tehlikesi de vardır. Bu durum can kaybıyla sonuçlanabilir.

Kanada hariç hiçbir ülkede hiçbir şart altında adalaşma durumunda işletmeye izin verilmemektedir. Diğer taraftan eğer şebekenin geri kalanında arıza devam ederken DG'nin bağlı kalmasına izin verilirse güvenilirlik ve arz kalitesinde iyileşmeler görülebilir. Dahası DG, sistemin bir bölümünü başka bir kaynak olmadan enerjilendirebilir ve böylece ana sistemin çöküşünden kaynaklanan baskıyı hafifletebilir.

Normal şartlar altında Kanada'da dağıtım sistemlerinde istenmeyen adalaşma durumlarına yetkililer tarafından güvenlik nedeniyle ve IEEE Standard 1547 gereğince izin verilmemektedir. Ancak bazı durumlarda kamu tarafı ve DG tarafı için teknik ve finansal anlamda uygunsa adalaşma durumlarına izin verilmektedir.

Anti-Adalaşma koruması bir çok şekilde uygulanabilir. IEEE Standard 1547 tarafından dört örnek sunulmaktadır:

1. Toplam DG kapasitesi bölgesel sistemdeki minimum yükün üçte birinden az olmalıdır.
2. DG geçerli adalaşmama testlerini geçmiş ve sertifikalandırılmış olmalıdır.
3. DG kurulumu ters güç akışı ve minimum güç akışı korulamaları içermelidir. Bu sistemler DG'nin bağlandığı nokta ile çoklu bağlantı noktası (PCC) arasında değerlendirme yapar ve sistemden DG'ye güç akışı tersine dönerse veya ayarlanan eşik değerlerin altına düşerse DG'yi sistemden çıkarır veya izole eder
4. Dağıtık üretim tesisi a) zorlamalı frekans veya gerilim kaydırma, b) transfer trip (fider üzerinde iki taraftan senkron açma), c) sabit gücü ve sabit güç faktörünü muhafaza eden yönetici ve uyarıcı kontroller barındırabilir.

Planlı Adalaşma Durumu

Dağıtık üretim tesislerinin yaygın halde bulunduğu YG ve OG dağıtım şebekelerinde adalaşma durumunda işletme belli şartlar altında mümkündür.

Adalaşma durumundaki şebekenin işletilmesi konusunda iki farklı yaklaşım bulunmaktadır. Kavramsal olarak adalaşma durumunda işletme, manuel anahtarlama veya koruma cihazları yardımıyla dağıtım ağının ana şebekeden ayrılması sonucu oluşmaktadır. Kasıtlı şekilde oluşturulan adalaşma durumlarından ilki iletim şebekesinde veya bağlantılarda yapılan bakım onarım işlemleri sonucunda oluşan adalaşma durumlarıdır. İkinci durum ise iletim hattında oluşan arızayı takiben uzaktaki koruma rölelerinin hattı açması sonucu oluşan adalaşma durumudur.

Mikro şebekeler dağıtılmış enerji kaynakları (mikro-türbinler, yakıt pilleri, fotovoltaiik piller, vb.), depolama aygıtları (volanlar, enerji kapasitörleri ve bataryalar) ve kontrollü yüklerden oluşan dağıtım şebekeleridir. Bu tür sistemler dağıtım sistemine bağlantılı veya adalaşma modunda ya da ana şebekeden ayrı ise fiziksel adalar gibi işletilirler. Özellikle adalaşma işletmesi altında alçak gerilim şebekesinde mikro-kaynakların çalışması ciddi zorluklar ortaya çıkarmaktadır. Fakat bu kaynaklar verimli bir şekilde yönetilir ve koordine edilebilirse, işlem güvenilirliği ve hizmet kalitesi yönünde sistem performansına faydalar sağlayabilir.

Mikro şebekelerin çoğu işletme koşulu altında ana güç şebekesine bağlı çalışacağı düşünölmüştür. Orta gerilim veya yüksek gerilim sisteminde arızalar meydana geldiğinde, mikro şebeke otomatik olarak adalaşma moduna geçer ve kendi kendini besleyen fiziksel adalar oluşturulur. Enterkonnekte sistemle adalaşma sistemi arasındaki bu sayısız geçiş arz sürekliliği için çok önemlidir. Akıllı bir yaklaşımla Yerel Mikro-Kaynak Kontrolörleri ve Yük Kontrolörleri bağımsız birer birim olarak hızlıca davranırlar ve yerel kaynakların verimli şekilde kullanılmasını sağlarlar.

İstenmeyen ve Plansız Adalaşma Durumları

DG'nin bölgesel elektrik sisteminin bir bölümünü PCC noktasından enerjilendirdiği istenmeyen adalaşma durumlarında DG'nin bağlantı sistemi adalaşmayı tespit edebilmeli ve adalaşma oluşumundan itibaren iki saniye içinde enerjiyi kesebilmelidir. Sistemdeki elektrik güç kaynağı ile DG arasındaki koruma elemanları tarafından açma işlemi gerçekteştiğinde adalaşma durumunun oluşma ihtimali vardır. Böyle durumlarda

düşünülmesi gereken önemli bir nokta da oluşan ada içindeki üretim ve yükün birbirine oranıdır. Bir tarafın baskın olması durumunda gerilim ve frekans değerinde değişimler meydana gelebilir. Bu oran 3'te 1 oranının dışına çıktığında ise gerilim ve frekansdaki bu değişimler daha hızlı gerçekleşecektir.

Adalaşmanın tespiti sınırlı bir süre içinde gerçekleşmelidir. Planlanmamış adalaşma durumlarında DG için bu durumun 2 sn.'den fazla sürmemesi istenir. Daha uzun sürecek adalaşma durumları güvenlik ve güç kalitesi gibi konularda sorunlara yol açar ve bölgenin elektrik sistemini ve yerel yükleri etkiler.

Yerel elektrik güç sistemlerinin onarım sürecinde işçilerin zorunlu güvenlik tedbirlerini yerine getirdiklerinden ve hatların enerjisiz olduğundan emin olunmalıdır. İstenmeyen adalaşma durumları halka, acil çağrı personeline ve kamu işçilerine karşı tehdit oluşturabilir. Örneğin canlı iletkenlere güvenlik topraklaması uygulanması gibi işlemler elektrik şebekesi personelinin yaralanmasına sebep olabilir. İstenmeyen adalaşmaları besleyen güç sistemlerinin arıza durumlarını desteklememesi ve personeli hatların enerjisiz olduğu gibi bir yanılgıya düşürmemesi gerekir. İstenmeyen DG adalaşmaları konusunda alınacak güvenlik önlemleri bakım onarım işlemlerinin gecikmesine sebep olabilir.

Plansız gelişen ve istenmeyen adalaşma durumunda şebekenin üst kısımlarında faz dışı tekrar kapama (senkronizasyon gerçekleşmeden yapılan kapama işlemi) gerçekleştirildiğinde dağıtık üretim birimleri ciddi hasarlar alabilir. Elektrik güç sistemlerindeki cihazlar (kesiciler ve recloser'lar) genelde yük tarafındaki hattın enerjisiz olduğunu kabul ettikleri için kapama işlemi gerçekleştirilmeden önce yük tarafındaki gerilim ve frekans değerlerini izlemeye gerek duymazlar. Adalaşma durumunda sistemin yük tarafı DG tarafından enerjilendirilmişse ciddi durumlar söz konusu olabilir. Standartlarca belirlenen değerlerin dışına çıktığında dağıtık üretim ünitesi kendi koruma elemanlarınca tekrar kapamadan önce devreden çıkarılabilirse asenkron tekrar kapamalar önlenmiş olur. Adalaşma ve senkron olmayan tekrar kapama durumlarını önlemenin en etkili yolu budur. Bu noktada önemli olan adalaşma halinin ne kadar hızlı tespit edildiğidir.

Adalaşma algılama yöntemleri üç kategoride incelenebilmektedir bunlar;

1. Pasif metot
2. Aktif metot
3. Geleneksel metot veya kumanda teknolojileridir.

Pasif Metot: Adalaşma durumunda gerilim, akım, frekans ve harmonik bozunum gibi devre parametrelerinde görülebilecek değişimler izlenerek adalaşma durumları tespit edilir. Pasif yöntemin olumlu yönlerinden biri güç kalitesine etki etmemesidir. Bir diğer olumlu yönü ise adalaşma durumlarının tespiti için iletişim sistemleri gerektirmemesidir. Bu sistemlerin pahalı ve hassas oldukları bilinmektedir. Bu yöntemdeki sorun ise adalaşmayı diğer arızalardan ayırt edecek eşik değerlerin belirlenmesinde yaşanan zorluklardır.

Tablo 3.2. Küçük ve Orta Büyüklükte Üretim Tesisleri İçin Örnek Koruma Ayarı Sınır Değerleri

Parametre	Temizleme Süresi	Açma Ayarı
Aşırı Gerilim (ANSI 59) – Kademe 1	0 sn	$V \geq 120\%$
Aşırı Gerilim (ANSI 59) - Kademe 2	10 sn	$110\% < V < 120\%$
Düşük Gerilim (ANSI 27) – Kademe 1	2,0 sn	$50\% < V < 90\%$
Düşük Gerilim (ANSI 27) – Kademe 2	0,2 sn	$V < 50\%$
Aşırı Frekans (ANSI 81/O)	0,2 sn	51 Hz
Düşük Frekans (ANSI 81/U)	0,2 - 300 sn	47 – 49,5 Hz
Vektör Kayması (ANSI 78)	0,2 sn	$6^\circ - 9^\circ$
Frekans Değişimi Oranı (ROCOF) (ANSI 81R)	0,2 sn	0,5 – 2,5 Hz/sn

Pasif Metot uygulamalarında baz alınan değerler ve tercih edilen yöntemler aşağıdaki gibidir;

Gerilim: Gerilim röleleri dağıtık üretim tesisi tarafında gerilim genliğini ölçmekte ve belirli bir süre için gerilim değeri anormal değerlerde kalırsa dağıtık üretim ünitesini devreden çıkartmaktadır.

Gerilim röleleri hem düşük gerilim durumlarına hem de aşırı gerilim durumlarına cevap verebilirler. Bu yöntem reaktif gücün üretimi ve tüketimi arasındaki dengesizlik üzerine kuruludur. Bu dengesizlik belirli bir bölgede gerilim değerlerinin değişmesine sebep olmaktadır. Kısa devre dağıtık üretim tesisindeki gerilimi baskılayabileceği için rölelerin gecikme süresi ayarlanırken sistemin daha üst seviyelerinde yaşanabilecek arıza durumları ve arızaların süreleri göz önünde bulundurulmalıdır.

Frekans: Kalıcı durumda sistemin her noktasında frekans değeri aynıdır. Senkron generatörün hızıyla frekans değeri kendi arasında orantılıdır fakat bu ilişki, anahtarlamanın yapıldığı ve arıza durumlarında bozulabilir. Arıza anında baralarda ölçülen şebeke frekansı hız ile orantısı bozulmaktadır. Frekans rölesi dağıtık üretim tesisindeki gerilimin frekansına göre karar vermeli ve belirli bir süre için yaşanacak düşük frekans – yüksek frekans durumlarında tesisi şebekeden ayırmalıdır.

Şebeke içindeki bir bölgenin sistemden ayrılarak adalaştığı durumda yük miktarı üretimden fazla ise veya bulk güç üretim ünitesi (Bulk Power Production Unit) kaybı gibi durumlarda frekans değeri nominal değerinin altına düşebilir. Aksi durumda üretim miktarı yüksek ise frekans yükselmeleri görülebilir.

Frekans Değişimi Oranı (ROCOF) ve Faz Açısı Atlaması: Bu sistemler frekansın zamana göre türevini alarak adalaşma durumlarını tespit etmektedirler. Adalaşma durumlarında yük ve üretim arasındaki denge bozulur ve makinenin türbin ile rotor kısımlarındaki kinetik enerji miktarında değişimler meydana gelir bu da hızın değişmesine, dolayısıyla frekansın değişmesine sebep olmaktadır.

ROCOF röleleri genelde arıza anında algılayacak şekilde ayarlanırlar. Röle milisaniyeler içinde elektriksel ada içindeki gerilimin bir veya birkaç periyodunu ölçerek girilen nominal değerler ile karşılaştırır ve arızayı belirler.

Vektör Kayması: Normal şebekelerde generatör ve ana şebeke yükleri besleme işini paylaşmaktadır. Generatör empedansı üzerinde yaşanan gerilim düşümü ΔV generatör akımına göre belirlenir.

Adalaşma durumunda bölge ana şebekeden ayrıldığı için yüklerin beslenmesi sadece generatör üzerinden yapılmaktadır. Bu da generatörden çekilen akımı arttırarak ΔV 'yi arttırmaktadır. Bunların sonucunda ise yük açısı artmaktadır.

Yük açısındaki artış gerilimin sıfır noktasını kesme süresinde gecikmelere sebep olur. Vektör kayması röleleri de bu durumu kullanarak periyot sürelerini karşılaştırmaktadır. 50 Hz sistemlerde nominal periyot süresi 20 ms'dir. Örneğin; bir periyodun süresi 20.5 ms olarak ölçülmüşse bu yük açısında 10° 'lık değişim olduğu anlamına gelmektedir ve önlem alınması gerekebilir.

Vektör kaymasıyla çalışan röleler direkt olarak periyotlar arasındaki farkı ölçtüğü için frekans değerlerini ayrı olarak karşılaştırmaya gerek yoktur.

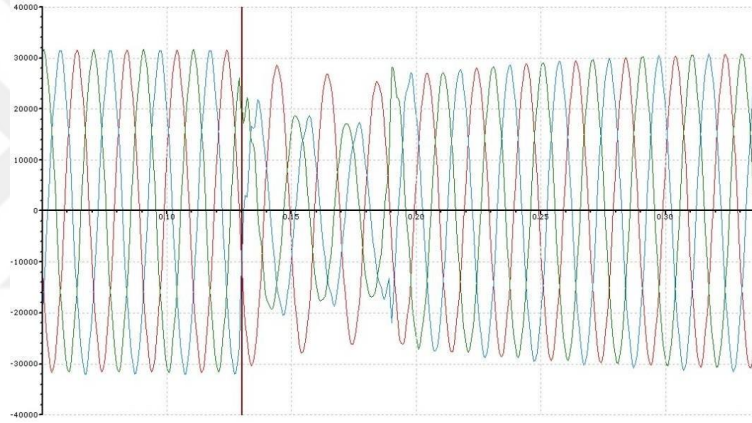
Aktif Metot: Aktif yöntemde adalaşma tespiti için sistem içinde küçük bir bozunum yaratılır. Bu parazit, adalaşma durumu söz konusu ise sistem parametrelerinde büyük değişimler yaratmaktadır. Ana şebekeye bağlı fiderlerde bu bozunum fark edilmeyecek seviyededir. Kasıtlı üretilen bozunumlara dağıtık üretim tesisinin otomatik gerilim regülatörü ile uygulanan küçük ölçekli bir gerilim dalgalanması örnek gösterilebilir. Adalaşmanın olduğu fiderde gerilim dalgalanmasının etkisi şebekeye bağlı fiderlere göre çok daha büyük olacaktır. Aktif yöntemin avantajı yük ve üretim miktarının eşit olduğu durumlarda bile adalaşmayı belirleyebilmesidir fakat bozunumların yaratılması için bir süre gerekeceğinden pasif yönteme kıyasla daha yavaştır.

Geleneksel Metot Ve Kumanda Teknolojileri: Geleneksel metot ve kumanda teknolojilerinin kullanımı kamu birimleri ile dağıtık üretim tesisleri arasındaki iletişime dayalıdır. Trafo merkezinde, adalaşmaya sebep olacak kesicilerin konumları izlenir ve bir veya birden fazla kesici açıldığında dağıtık üretim tesisinin kesicilerine açma sinyali gönderilir. Bu sistemin izlenebilmesi için SCADA kullanılabilir. Açma sinyalinin iletilebilmesi için bu işe tahsis edilen bir iletişim kanalının olması gerekmektedir. Bu da uygulaması pahalı olan dolayısıyla ekonomik olmayan bir yöntemdir. Bu yüksek

maliyetli yatırımlara alternatif olarak PLC iletişimi kullanılabilir. Fakat PLC iletişiminin saha testlerine tabii tutulması ve fizibilitesinin incelenmesi gerekmektedir.

Güç Kalitesi

Güç kalitesi sisteme bağlı olan yüklerin ne kadar güvenli çalıştığına bir ölçüsü olarak kabul edilebilmektedir. Bu da dağıtım şebekemizin herhangi bir noktasındaki parametrelerin istenen değerlerin altında olup olmadığıyla ilgilidir. İşletmelerin ara vermesi ve cihaz arızaları gibi özellikle büyük kayıplara neden olan güç kalitesi sorunları önemli bir problemdir. Tipik güç bozulmaları; gerilim düşüşleri ve süreleri, harmonik distorsiyon, dengesiz gerilimler, fliker ve geçici rejim gibi olaylardır. Ani gerilim düşmeleri en yaygın olup, güç bozulmalarında en büyük paya sahiptir.



Şekil 3.4. Güç Kalitesini Olumsuz Etkileyen Dip-Swell Durumları Dalga Görüntüsü

3.2.1. Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Üzerine Etkileri

Sayıları gittikçe artan dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sonucunda oluşacak etkiler, dağıtık üretim tesisinin gücüne, tasarımına (konverter tipi, bağlantı transformatörü, empedansı), dağıtık üretim tesisinin kaynağına (GES, HES, RES), tesisin şebeke içerisinde bağlantı konumuna ve bağlandığı dağıtım şebekesinin karakteristiğine bağlıdır. (Çetinkaya, 2014)

Dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonu ile şebekede adalaşma problemleri, harmonik ve fliker problemleri, koruma koordinasyonunun bozulması, kısa devre problemleri ve yük akışı problemleri görülebilmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu sonucu oluşan problemler:

- Dağıtık üretim biriminin ürettiği enerjiyi tüketen yükün bağlandığı noktaya yakın bir konumda olması dağıtım mesafesini azaltacağı için karşılaşılabilecek problemler de azalacaktır.
- Dağıtık üretim şebekeye bağlanarak sadece yük akışını değil aynı zamanda arıza akımını da değiştirmektedir. Çoğu dağıtım şebekesi koruma sistemi anormal şebeke durumlarını arıza akımıyla normal yük akımına bakarak belirlemektedir. Çünkü dağıtık üretim, şebekenin arıza akımına olan katkısını değiştirebilmekte ve koruyucu sistemlerin çalışmasını etkileyebilmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin bağlı olduğu fiderdeki arıza akımlarını ne kadar etkileyebileceği bağlı olan dağıtık üretim tesislerinin tipi ve kapasitesiyle yakından ilgilidir.
- Dağıtık üretim tesisleri uzun hatlar ile dağıtım şebekesine bağlanabilmektedir. Hatların uzun olması ve kesitin uygun seçilmemesi sonucunda, dağıtım şebekesi bağlantı noktasında ve üretim tarafında gerilim yükselmesi problemleri görülmektedir. Üretim miktarı, bağlanılan dağıtım noktası, hattın paralel devre sayısı ve kesiti gerilim yükselmesi miktarını doğrudan etkilemektedir. Üretim tarafında gerilimin yükselmesi sonucunda reaktif güç üretimi sınırlandırılmaktadır ve de gerilimin düşürülmesi için sistemden reaktif güç çekilmesi gerekebilmektedir.
- Dağıtık üretim tesislerinde kullanılmakta olan konverter yapıları, şebekede fliker oluşmasına ve harmonik akımlarının yükselmesine sebep olmaktadır. Teknolojinin gelişmesiyle harmonik ve fliker standartlara göre sınırlandırılmaktadır. Ayrıca bağlantı

noktasındaki kısa devre gücüne ve güç iletimi mesafesine bağı olarak analiz yapılması gerekebilmektedir.

➤ Dağıtık üretim tesisleri ile şebekenin yapısı çift yönlü güç akışına doğru kaymaktadır. Mevcut şebekeler tek yönlü güç akışı dikkate alınarak dizayn edilmiştir. Güç akışının çift yönlü olarak değişmesiyle sistemdeki reaktif güç kontrol yapısı ve sisteme ait koruma koordinasyonu değişmektedir.

➤ Şebekede oluşan bir kısa devre sonucunda adalaşma oluşabilmektedir. Adalaşan kısımda frekans ve gerilim kontrolü istenilen düzeyde kontrol edilemeyeceği için can ve sistem güvenliği açısından büyük riskler oluşabilir. Adalaşmayı engelleyebilmek için gerilim ve frekans rölelerinin kullanılması önerilmektedir. IEEE 1547 standardına göre adalaşma durumunda aktif olarak koruma yapabilecek inverter yapısı seçilmelidir.

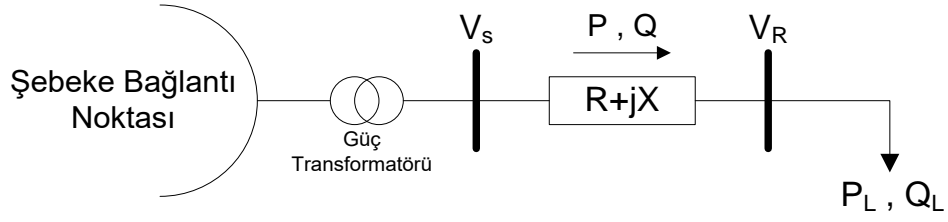
➤ Üretim tesislerinin konumunun yanlış seçilmesi sonucunda şebekedeki gerilim profili bozulabilmektedir. Ayrıca üretim tesislerinin konumları şebekedeki kayıpların artmasına ya da azalmasına sebep olmaktadır. Kayıpları artırmayacak şekilde konumlandırma yapılmalıdır.

3.3. Dağıtım Şebekelerinde Dağıtık Üretimlerin Kontrolü ile Şebeke Optimizasyonu

Yakın geçmişe kadar elektrik sistemi, merkezi üretim ünitelerinin varlığıyla karakterize edilmekteydi. Elektrik sistemlerinde yüksek gerilim seviyesinde enerji iletimi ve orta gerilim seviyesinde enerji dağıtım yapılmaktadır. Dağıtım sisteminden bağlanan üretim birimlerinin bulunmadığı geleneksel sistem geçtiğimiz yıllarda hızlı şekilde değişmiştir. Günümüzde dağıtık üretim olarak isimlendirdiğimiz küçük ve orta ölçekli üretim sistemleri dağıtım şebekesine bağlanmaktadır. Elektrik sistemindeki gelişmelerin geleceğine dair öngörülerde dağıtık elektrik üretiminin miktarı açıkça belirtilmemiş olmakla birlikte, yaşanacak büyümenin dağıtık üretim tesislerinin şebeke içindeki konumuna ve miktarına pozitif yönde etki yapacağı şüphesizdir.

Aktif ve reaktif gücün temelde gerilimin yüksek olduğu baradan düşük olduğu baraya doğru aktığı geleneksel dağıtım sistemlerinin yapısı dağıtık üretim tesislerinin şebeke içerisinde yük akışını ve sistemdeki baraların gerilim değerlerini etkileyebilen aktif ve güçlü elemanlar haline gelmesiyle kökten değişmiştir. Dağıtılmış üretim birimlerinin plansız yerleştirilmesi ve kontrolsüz şekilde işletilmesi sistemde gerilim regülasyonu ve kayıplar açısından olumsuz durumların oluşmasına sebebiyet vermektedir. Planlanmış adımlar ile dağıtılmış üretimlerin dağıtım şebekesini destekleyici yönde işletilmesi ile gerilim regülasyonlarının düzenlenmesi ve kayıpların düşürülmesi gibi olumlu etkiler ortaya çıkabilmektedir. Bu noktada şebekede mevcut dağıtık üretim birimlerinin ve entegrasyonu planlanan tesislerin reaktif güç kontrolü ile şebekenin gerilim regülasyonunun düzenlenmesi, hem sistemi daha kararlı hale getirecek hem de kayıpların optimizasyonu noktasında faydalı olacaktır.

Geleneksel dağıtım şebekelerinde sistemde belirlenen iki nokta arasında yaşanan gerilim düşümünün değeri aşağıdaki gibi hesaplanabilmektedir.



Şekil 3.5. İki Baralı Dağıtım Sistemi Örneği

İki baralı örnek test sistemi üzerinde V_S hat başındaki ölçülen gerilim, V_R hat sonunda ölçülen gerilim, P_L ve Q_L ise yükün aktif ve reaktif güç değeri olarak kabul edilirse;

$$\widehat{V}_S = \widehat{V}_R + \widehat{I}(R + jX) \quad (3.1)$$

Hat boyunca akan akımın fazör gösterimi \widehat{I} ($I = |\widehat{I}|$) olarak kabul edilirse şebeke tarafından sağlanan güç değeri;

$$P + jQ = \widehat{V}_S \widehat{I}^* \quad (3.2)$$

olmaktadır. Buna göre hat boyunca akan akım;

$$\widehat{I} = \frac{P - jQ}{\widehat{V}_S} \quad (3.3)$$

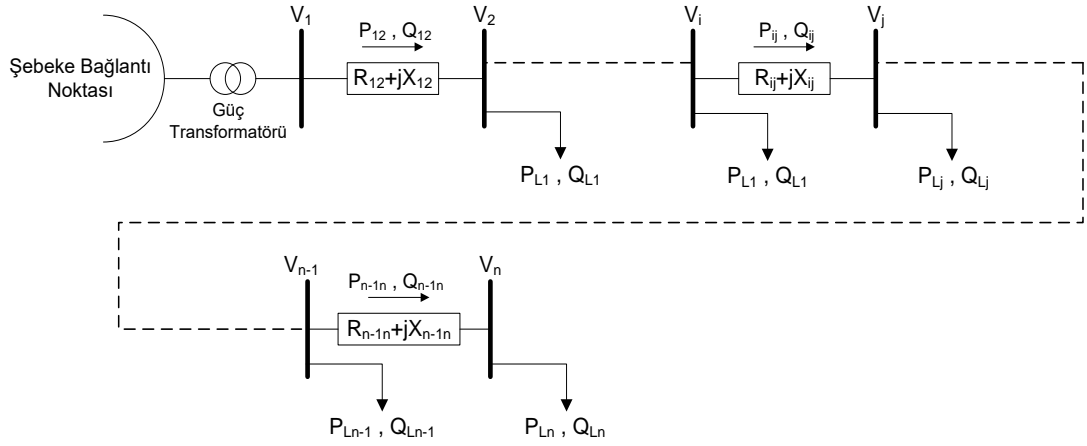
olarak yazılabilir. Akım ifade edilebildiğine göre hat başında ölçülen gerilim değeri de elde edilebilmektedir;

$$\widehat{V}_S = \widehat{V}_R + \frac{P - jQ}{\widehat{V}_S} (R + jX) \quad (3.4)$$

$$(\widehat{V}_S = \widehat{V}_R + \frac{RP + XQ}{\widehat{V}_S} + j \frac{XP - RQ}{\widehat{V}_S}) \quad (3.5)$$

Buna göre hat başında ölçülen gerilim ile hat sonunda ölçülen gerilimin farkı aşağıdaki şekilde yazılabilmektedir;

$$\Delta \widehat{V} = \widehat{V}_S - \widehat{V}_R = \frac{RP + XQ}{\widehat{V}_S} + j \frac{XP - RQ}{\widehat{V}_S} \quad (3.6)$$



Şekil 3.6. n Baralı Örnek Konvansiyonel Dağıtım Sistemi

n baralı büyük dağıtım sistemlerinde de iki nokta arasındaki gerilimin farkı yine aynı formül ile hesaplanabilir. Hesaplamalar yapılırken n baralı sisteme göre i^{th} ve j^{th} arasındaki gerilim düşümü aşağıdaki gibi ifade edilebilmektedir.

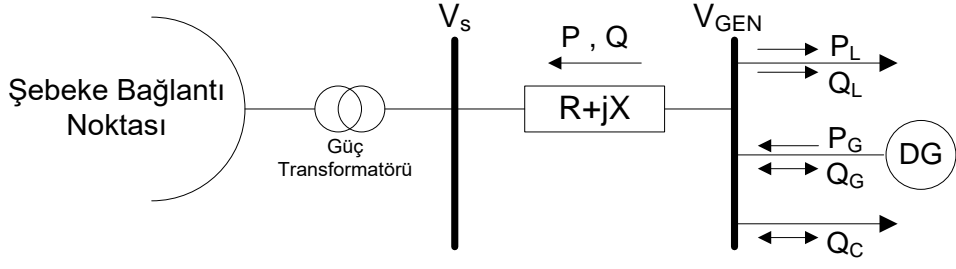
$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i} \quad (3.7)$$

Yukarıdaki denklemde i^{th} ile j^{th} baraları arasında gerilim farkı ΔV_{ij} ile gösterilmektedir. Yine R_{ij} ve X_{ij} değerleri i^{th} ve j^{th} baraları arasındaki rezistansı ve reaktansı ifade etmektedir. i^{th} barasındaki gerilim V_i ve i^{th} barasından j^{th} barasına iletilen aktif ve reaktif güç değerleri P_{ij} ve Q_{ij} ile gösterilmektedir.

Dağıtık üretim birimlerinin dağıtım şebekelerine entegrasyonunun ardından şebekelerde radikal değişiklikler meydana gelmiştir. Ürettikleri gücü sisteme aktaran generatörlerin çıkış baralarındaki gerilim seviyesi, şebekeye güç sağlayan kaynak barasındaki gerilimden daha yüksek değerlere çıkabilmektedir. Bu durum aşağıdaki şekilde formüle edilebilmektedir;

$$V_{GEN} \approx V_R \approx V_S + RP + XQ \quad (3.8)$$

Yukarıdaki denklemde V_R generatör barasındaki gerilimi, V_S ise kaynak barasındaki gerilimi ifade etmektedir.



Şekil 3.7. Dağıtık Üretim Biriminin Bağlantısının Ardından Örnek İki Baralı Dağıtım Sistemi

Sistemde gücün akış yönü değiştiğine göre üretim biriminin bağlandığı V_{GEN} barasının geriliminin şebeke bağlantı noktasındaki bara geriliminden (V_s) yüksek olduğu söylenir. Yukarıdaki şekilde generatör tarafından üretilen aktif güç P_G , yine generatör tarafından sistemden çekilen veya sisteme verilen reaktif güç de Q_G olsun. P_L ve Q_L ye baraya bağlı yüklerin aktif ve reaktif güçleri, Q_C 'yi de mevcut kompanzasyon ünitelerinin gücü olarak kabul edersek;

$$P = (P_G - P_L) \quad (3.9)$$

$$Q = (\pm Q_C - Q_L \pm Q_G) \quad (3.10)$$

Buna göre;

$$\Delta V = V_{GEN} - V_s \approx \frac{RP + XQ}{V_{GEN}} \quad (3.11)$$

Dağıtık üretim birimlerinin çalışma eğrileri incelendiğinde çalışma noktasına göre sisteme reaktif güç verebileceği ve istendiğinde sistemden reaktif güç çekebilecek çalışma noktalarında çalıştırılabilir oldukları görülmektedir. Buna göre eğer V_{GEN} per-unit cinsinden yazılırsa denklem aşağıdaki şekilde yazılabilmektedir:

$$\Delta V = V_{GEN} - V_s \approx R(P_G - P_L) + X(\pm Q_C - Q_L \pm Q_G) \quad (3.12)$$

Denklem 3.12'den de görülebileceği gibi sistemde gerilim değerinin belirlenmesinde sistemdeki yükler tarafından çekilen reaktif güç, mevcut kompanzasyon üniteleri

tarafından sağlanan endüktif veya kapasitif reaktif güç ve dağıtık üretim birimlerinin sisteme sağladığı veya sistemden çektiği reaktif güç doğrudan rol oynamaktadır.

Günümüzde, yerinde üretim olarak da anılan lokal, dağıtık üretim tesisleri şebekenin yönetiminde yük akışı, gerilim bağıntıları ve kayıp değerlerini doğrudan değiştirmiştir. Gelişen şebekelerin artık geleneksel yöntemlerle işletilmeye devam edilemeyeceği açıktır. Dağıtık üretim birimleri de şebeke içerisinde gerilim kontrolü, reaktif güç desteği gibi yardımcı roller üstlenebilmelidir.



4. MATERYAL VE YÖNTEM

4.1. Materyal

Bu tez çalışmasında materyal olarak elektrik dağıtım şebekesine bağlı güneş ve hidroelektrik santralleri kullanılmıştır. Belirlenen üretim santrallerinden kalite kaydedici yardımıyla değerler alınarak inceleme yapılmıştır.

4.2. Yöntem

4.2.1. Dağıtık üretim birimi içeren şebekelerde gerilim ve reaktif güç kontrolü için kullanılan yöntemler

Dağıtım sisteminde tüketicilere sunulan elektrik enerjisinin kalitesinin artırılması ve teknik kayıpların azaltılması için dağıtık üretim birimleri reaktif güç kontrolü kapsamında kontrol edilebilmelidir. Ülkemizde geçerli olan standartlara göre; OG seviyesi için; (kesintisiz bir hafta) ölçülen gerilim etkin değerlerinin 10'ar dakikalık ortalamalarının en az % 99'u beyan etkin gerilim değerinin + % 10'nu aşmamalı, yine bu ortalamaların en az %99'u beyan etkin gerilim değerinin - % 10'nun altına düşmemelidir. Pratikte dağıtım şirketleri bu limitleri daha da sınırlamayı amaçlamaktadır. Şebeke gerilimini kontrol etmek için literatürde birçok metot kullanılmıştır.

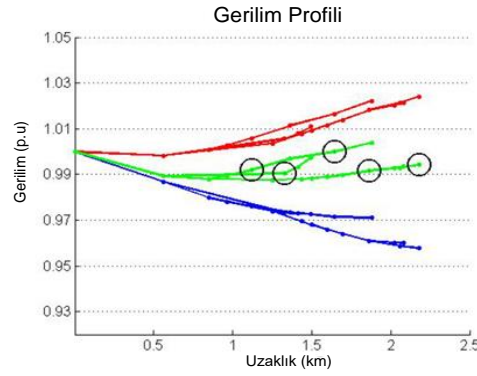
Bu metotların başlıcaları;

- ✓ Yükte kademe değiştiricili transformatörlerin kullanılması,
- ✓ Şönt kapasitörler ve reaktörler ile reaktif gücün kontrol edilmesi,
- ✓ Gerilim regülatörleri kullanılması,
- ✓ Gerilim yükselmelerini önlemek için dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması ve/veya dağıtık üretim birimlerinin reaktif güçlerinin kontrol edilmesi ile şebekeye reaktif güç verebilme ve şebekeden reaktif güç çekebilme kapasitelerinin aktif şekilde kullanılmasıdır.

Şebekenin gerilim profilini iyileştirmek için kullanılan şönt kapasitörler, reaktörler ve gerilim regülatörleri ilave yatırım gerektirmektedir. Aynı zamanda dağıtım şebekesindeki çift yönlü güç akışı sebebiyle oluşan problemlerde yeterince etkili olamamaktadır.

Şebekedeki gerilim yükselmesi problemlerini gidermek için dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması yöntemi kullanılabilir. Fakat maddi yönden düşünüldüğünde yöntemin tercih edilebilirliği çok azdır. Dünya genelinde OG dağıtım şebekelerinde gerilim profilini düzenlemek için yükte kademe değiştiricili transformatör yaygın olarak kullanılmaktadır. Yükte kademe değiştiricili transformatörler aracılığıyla gerilim belirli aralıklarda hem yükseltilebilmekte hem de düşürülebilmektedir. Yükte kademe değiştirici ile gerilim profilini düzeltme, kademe sayısı ve kademeler arasındaki adım büyüklüğü ile sınırlıdır. Ayrıca, yükte kademe değiştiricili transformatörler ile tüm şebekenin gerilimi değiştirilmektedir. Şebekede aynı anda hem gerilimi yüksek hem de gerilimi düşük fiderler bulunabilmektedir. Bu durumda kademe değişikliği yapılarak bir fiderin gerilim profili düzeltilmeye çalışılırken bir diğer fiderin gerilim profili daha da kötü hale getirilebilir. Farklı özelliklerde fiderlerin bulunduğu dağıtım şebekelerinde sadece kademe değiştiricili transformatör kullanımı ile geniş çaplı gerilim kontrolü uygun bir yöntem değildir. (Vovos, Kirakis , Wallace , Harrison ,2007)

Sulligoi ve Chiandone çalışmalarında şebekedeki gerilim yükselmesi problemlerine çözüm sunacak yöntem kullanmıştır. Bu yöntem, generatörlerin kapasite limitlerini dikkate alarak dağıtık üretim birimlerinin koordineli bir şekilde reaktif güç kontrolüne katılması ilkesine dayanmaktadır. Dağıtık üretimlerin bağlantı noktalarını istenilen gerilim seviyesinde tutabilmek için gerekli reaktif güç hesaplanmış ve generatörlerin reaktif güç sağlayabilme kapasitesi ile karşılaştırılmıştır. (Her bir generatörün reaktif güç kapasitesi aktif güçlerinin 0.4 katı olarak kabul edilmiştir.) Generatörlerin reaktif güç kapasitesinin gerilimi düzeltmek için gerekli reaktif güç miktarından düşük olması durumunda maksimum kapasitede çalıştıkları kabul edilmiştir. Aşağıdaki grafikte çalışmadan elde edilen sonuç görülmektedir.



Şekil 4.1. Dağıtık Üretim Birimlerinin Reaktif Güç Kontrolünün Gerilim Profili Üzerine Etkisi

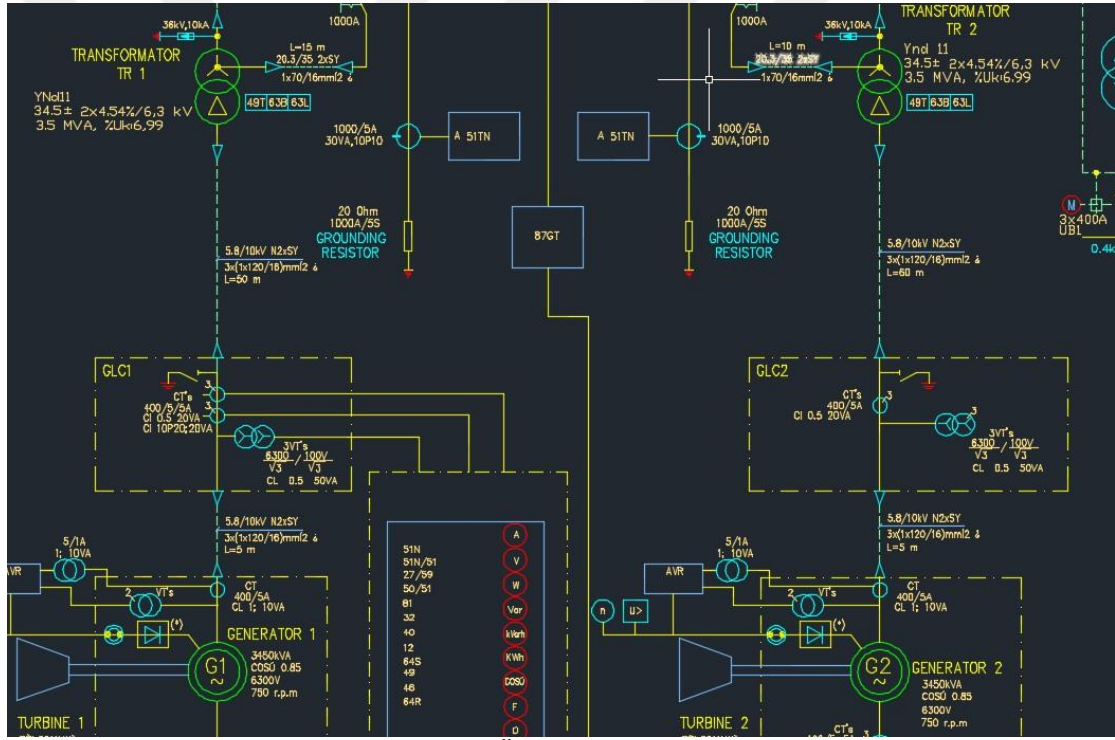
Şekil 4.1’de mavi olarak gösterilen eğri şebekede hiç dağıtık üretim birimi olmadığı durumda sistemin gerilim profilidir. Fider sonuna doğru gidildikçe gerilim düşmektedir. Kırmızı olarak gösterilen gerilim profili şebekede dağıtık üretim birimlerinin bulunduğu fakat kontrol tekniğinin uygulanmadığı durumdur. Yeşil olarak gösterilen gerilim profili ise dağıtık üretimlerin reaktif güç kontrolüne katıldığı durumdur. Dağıtık üretim birimlerinin reaktif güçlerinin kontrol edilmesi ile şebekedeki gerilim profili istenilen sınırlara yaklaştırılmıştır.

Zhang ile Sidhu tarafından gerçekleştirilen çalışmada amaç dağıtık üretim birimi içeren dağıtım şebekelerinde gerilim ve reaktif güç kontrolü ile gerilim profillerinin düzenlenmesidir. Önerilen kontrol yöntemi ile güç kayıpları, gerilim değişimleri ve şebekedeki kompanzasyon elemanlarının anahtarlama sayıları incelenmektedir. Yöntemin test edilmesi için Kuzey Amerika dağıtım şirketinin sistem ve yük verileri kullanılmıştır. Reaktif güç çıkışı kontrol edilebilen dağıtık üretim tesislerinin şebekede reaktif güç kompanzasyonuna katılması durumunda, dağıtık üretim tesisinin dinamik özelliğinin gerilim profilini ve güç akışını önemli ölçüde etkilediği görülmüştür. Reaktif güç kapasitesi büyük olan dağıtık üretim birimlerinin reaktif güç kompanzasyonunda daha iyi sonuçlara sahip olduğu görülmüştür. Literatürde yapılan çalışmalarda şebekede reaktif güç akışının kontrol edilmesi, gerilim profilinin düzenlenmesi, kayıpların iyileştirilmesi gibi konularda dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç kontrolüne katılması öncelikli kullanılan yöntemlerdendir. (Filho. and Kotter ,2015)

5. ARAŞTIRMA BULGULARI

5.1. Kayalık HES'in Güç Kalitesi Yönünden İncelenmesi

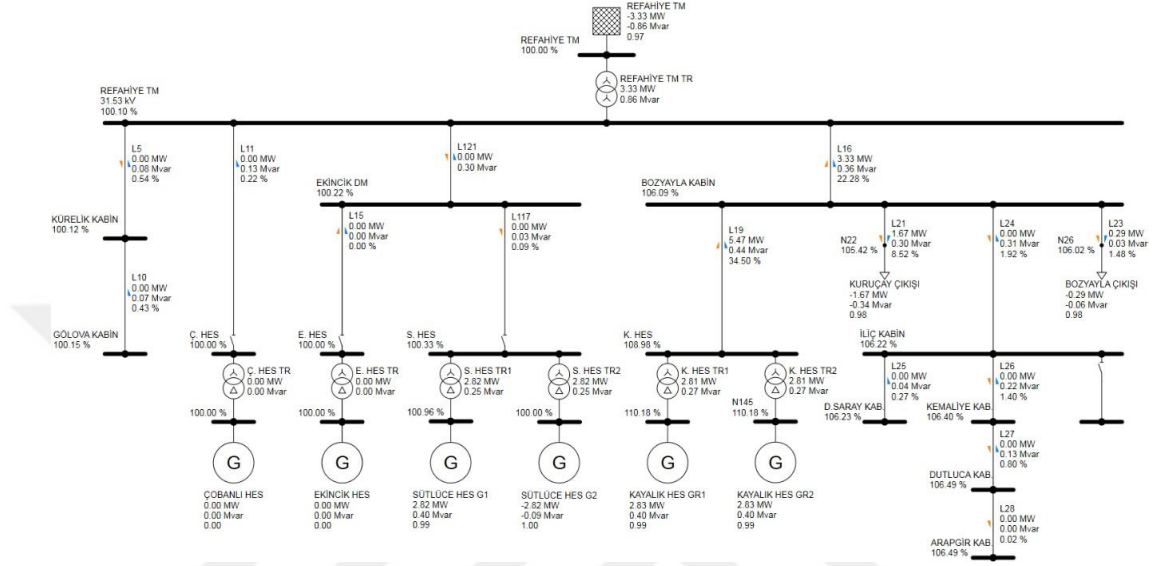
Kayalık HES'in Refahiye Transformator Merkezinden beslenmesi düşünülmektedir. Kayalık HES ile transformator merkezi arası uzaklık 65 km'dir. Kullanılması planlanan iletken 3/0 iletkenidir. Kayalık HES planlama çalışmalarında modellenirken Şekil 1.'de gösterilen tek hat şemasına bağlı olarak iki adet 6.3 kV, 3450 kVA ve güç faktörü 0,85 olan üretim birimi olarak modellenmiştir. Üretim birimleri 3500 kVA gücünde, 34.5/6.3 kV gerilimli, YNd11 bağlantı grubuna sahip ve bağlı kısa devre gerilimi%6.99 olan güç transformatörleri ile sisteme bağlanması planlanmaktadır.



Şekil 5.1. Kayalık HES Ünitelerinin Preansiyon Bağlantı Şeması

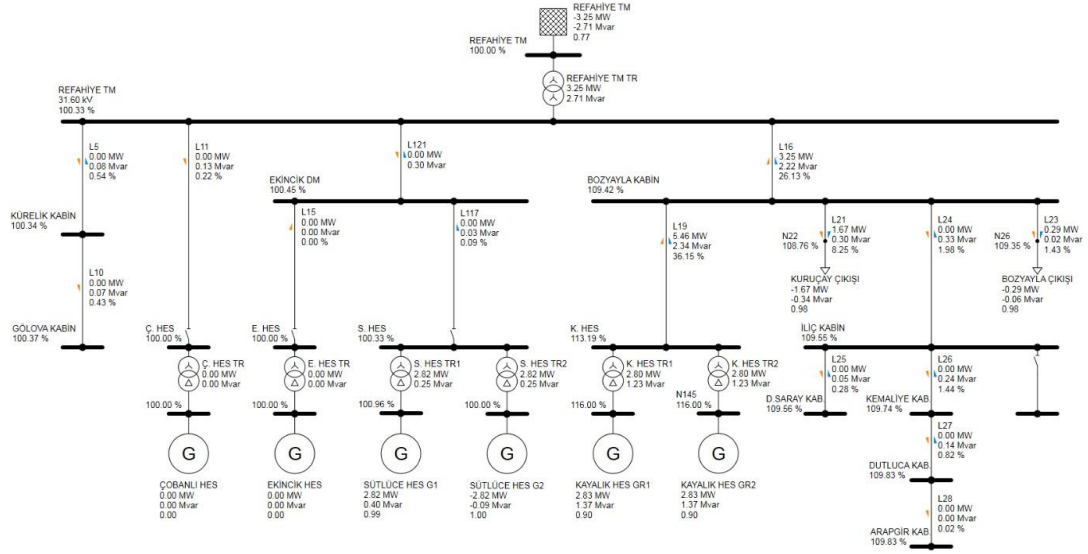
Kayalık HES şebeke bağlantı çalışmaları kapsamında bazı özet çalışma senaryoları oluşturulmuştur. Bu kapsamda santralin şebekeye 0,99 ve 0,90 güç faktörü ile bağlanması durumu ile şebeke tarafından geriliminin nominal ve %5 artması durumunda Kayalık HES (K.HES) barasında oluşacak gerilim yükselmesi problemleri incelenmiştir. Bunun yanısıra Kayalık HES'in bağlanacağı Refahiye TM'ye diğer üretim birimlerinin bağlanması durumunda oluşacak gerilim yükselmesi problemleri de incelenmiştir.

Şekil 5.2.'de Kayalık HES üretim biriminin tek başına Refahiye TM'den 0,99 güç faktöründe bağlanması durumu incelenmiştir. Sistemde sadece Bozyayla Kabinde yaklaşık 2 MW güç tüketiminin olduğu düşünülmüştür. Bu durumda Kayalık HES üretim biriminin 6,3 kV barasında %110 ve 34.5 kV barasında %109'luk bir gerilim yükselmesi görülmektedir.



Şekil 5.2. Kayalık HES'in Refahiye TM'den Tek Başına 0,99 Güç Faktöründe Bağlanması Durumu

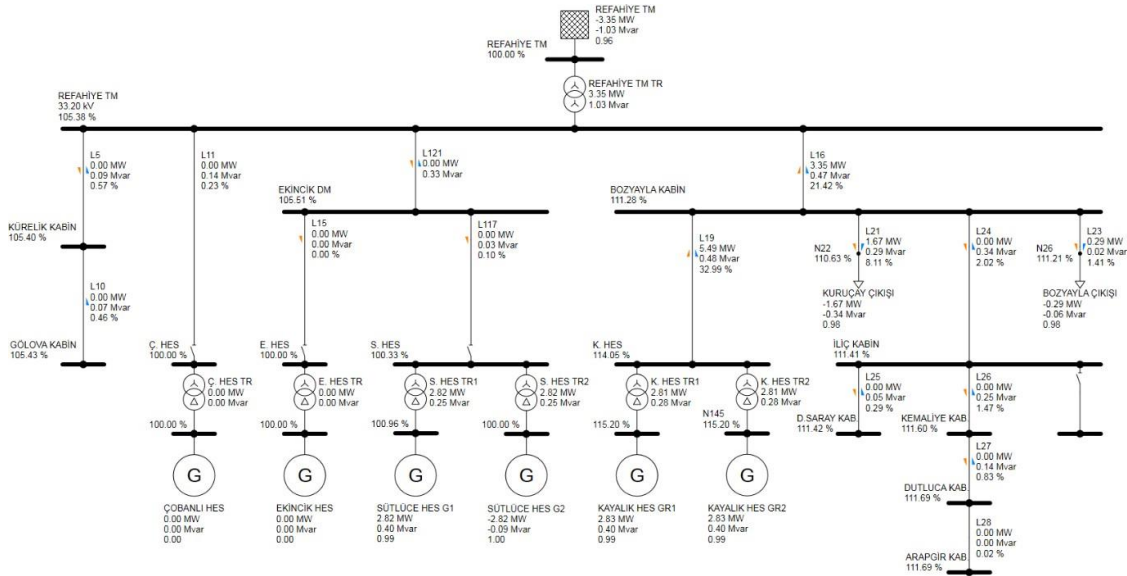
Şekil 5.3'de Kayalık HES üretim biriminin tek başına Refahiye TM'den 0,90 güç faktöründe bağlanması durumu incelenmiştir. Sistemde sadece Bozyayla Kabinde yaklaşık yaklaşık 2 MW güç tüketiminin olduğu düşünülmüştür. Bu durumda Kayalık HES üretim biriminin 6,3 kV barasında %116 ve 34.5 kV barasında %113'luk bir gerilim yükselmesi görülmektedir.



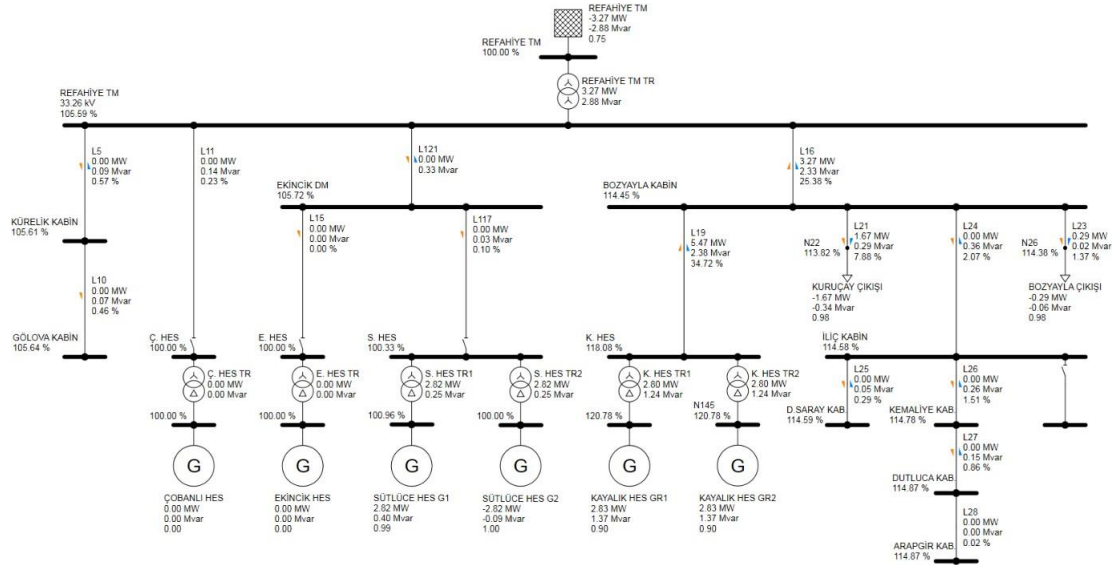
Şekil 5.3. Kayalık HES'in Refahiye TM'den Tek Başına 0,90 Güç Faktöründe Bağlanması Durumu

Şekil 5.4.'de indirici merkezde bara gerilimi değeri %5 yükseldiğinde Kayalık HES üretim biriminin tek başına Refahiye TM'den 0,99 güç faktöründe bağlanması durumu incelenmiştir.

Sistemde sadece Bozyayla Kabinde yaklaşık 2 MW güç çekişinin olduğu düşünülmüştür. Bu durumda Kayalık HES üretim biriminin 6,3 kV barasında %115 ve 34.5 kV barasında %114'lük bir gerilim yükselmesi görülmektedir.



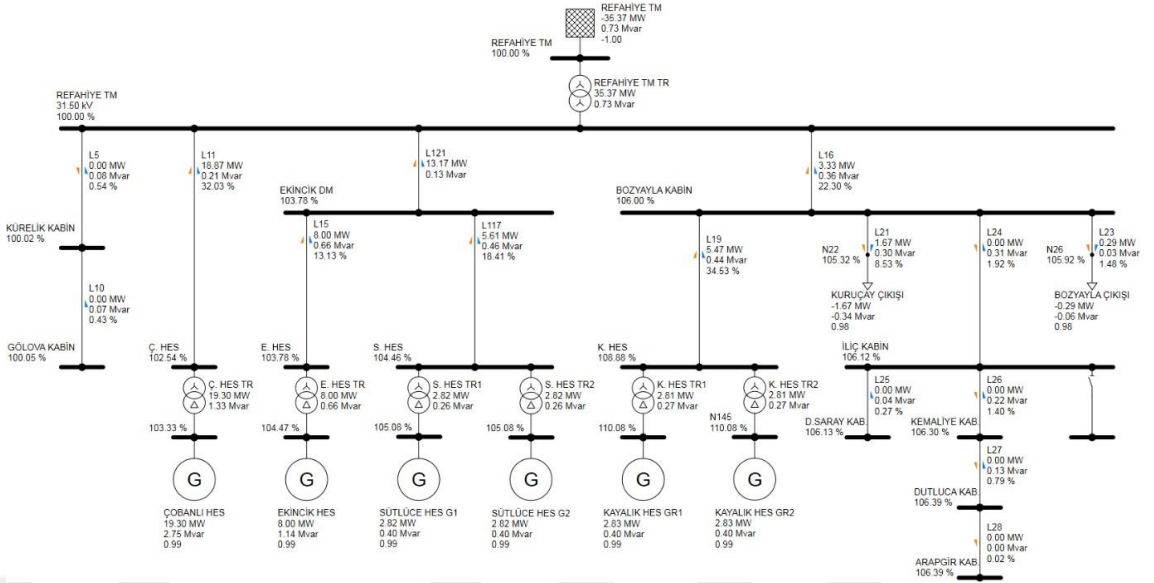
Şekil 5.4. Kayalık HES'in Refahiye TM'den Tek Başına 0,99 Güç Faktöründe Bağlanması Durumu (TM Gerilimi %5 Artma Durumu)



Şekil 5.5. Kayalık HES'in Refahiye TM'den Tek Başına 0,90 Güç Faktöründe Bağlanması Durumu (TM Gerilimi %5 Artma Durumu)

Şekil 5.5.'de indirici merkezde bara gerilimi değeri %5 yükseldiğinde Kayalık HES üretim biriminin tek başına Refahiye TM'den 0,90 güç faktöründe bağlanması durumu incelenmiştir. Sistemde sadece Bozyayla Kabinde yaklaşık 2 MW güç çekişinin olduğu düşünülmüştür. Bu durumda Kayalık HES üretim biriminin 6,3 kV barasında %120 ve 34,5 kV barasında %118'luk bir gerilim yükselmesi görülmektedir.

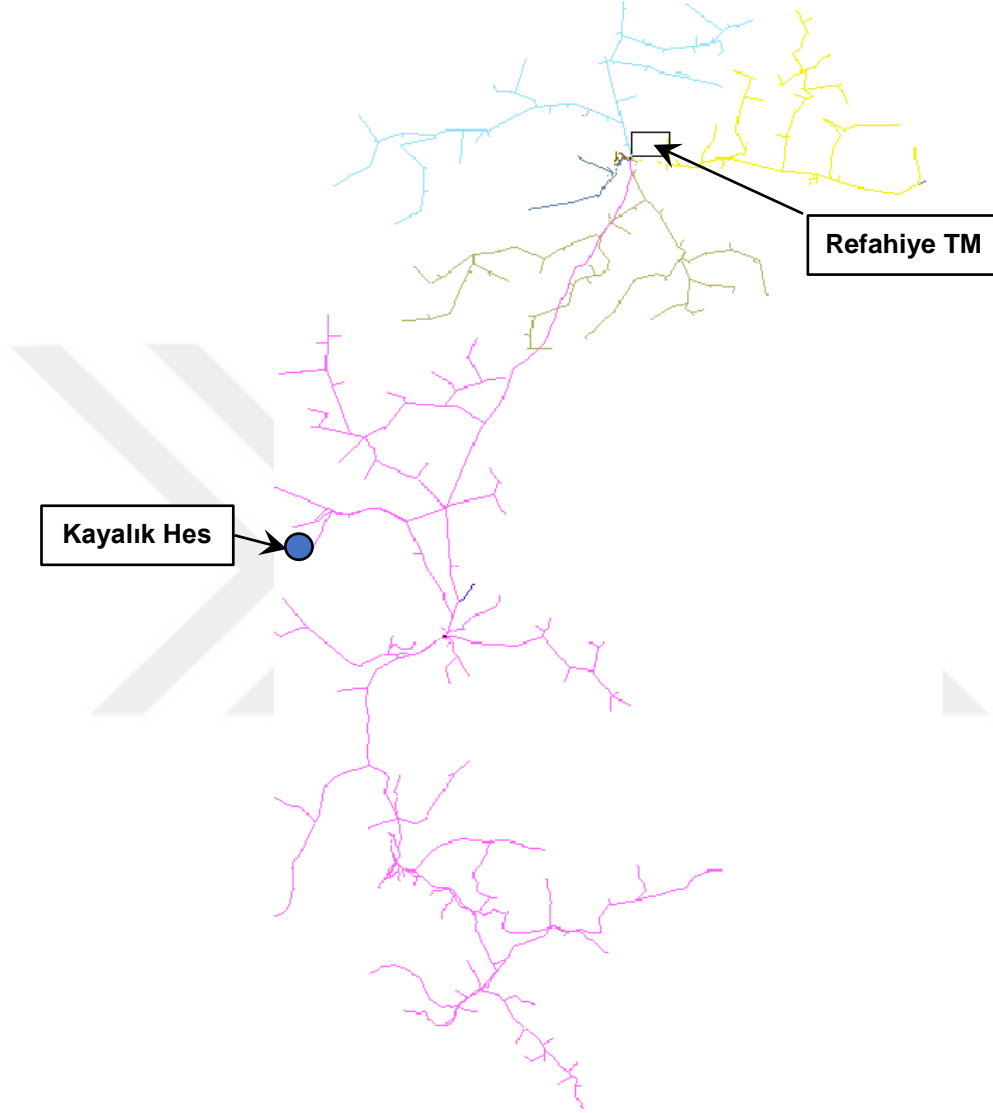
Şekil 5.6'da Refahiye TM ye bağlanması planlanan üretim birimlerinin devreye girmesi durumunda oluşacak yeni yük akışı durumu gösterilmektedir. Bu durumda Kayalık HES üretim biriminin 6,3 kV barasında %110 ve 34,5 kV barasında %109'luk bir gerilim yükselmesi görülmektedir.



Şekil 5.6. Kayalık HES'in Refahiye TM'den Beslenmesi ve Muhtemel Tüm Üretim Birimlerinin 0,99 Güç Faktöründe Bağlanması Durumu

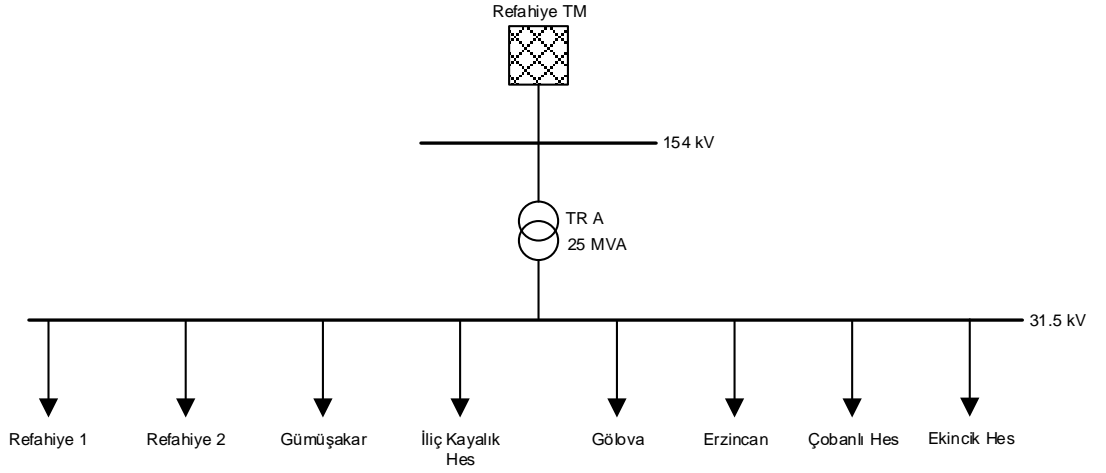
5.2. Refahiye TM'nin İncelenmesi

Refahiye TM'ye ait fiderler ve bölgede bulunan dağıtık üretim tesisleri coğrafik olarak Şekil 5.7.'de gösterilmektedir.



Şekil 5.7. Refahiye TM Coğrafik Şebeke Modeli

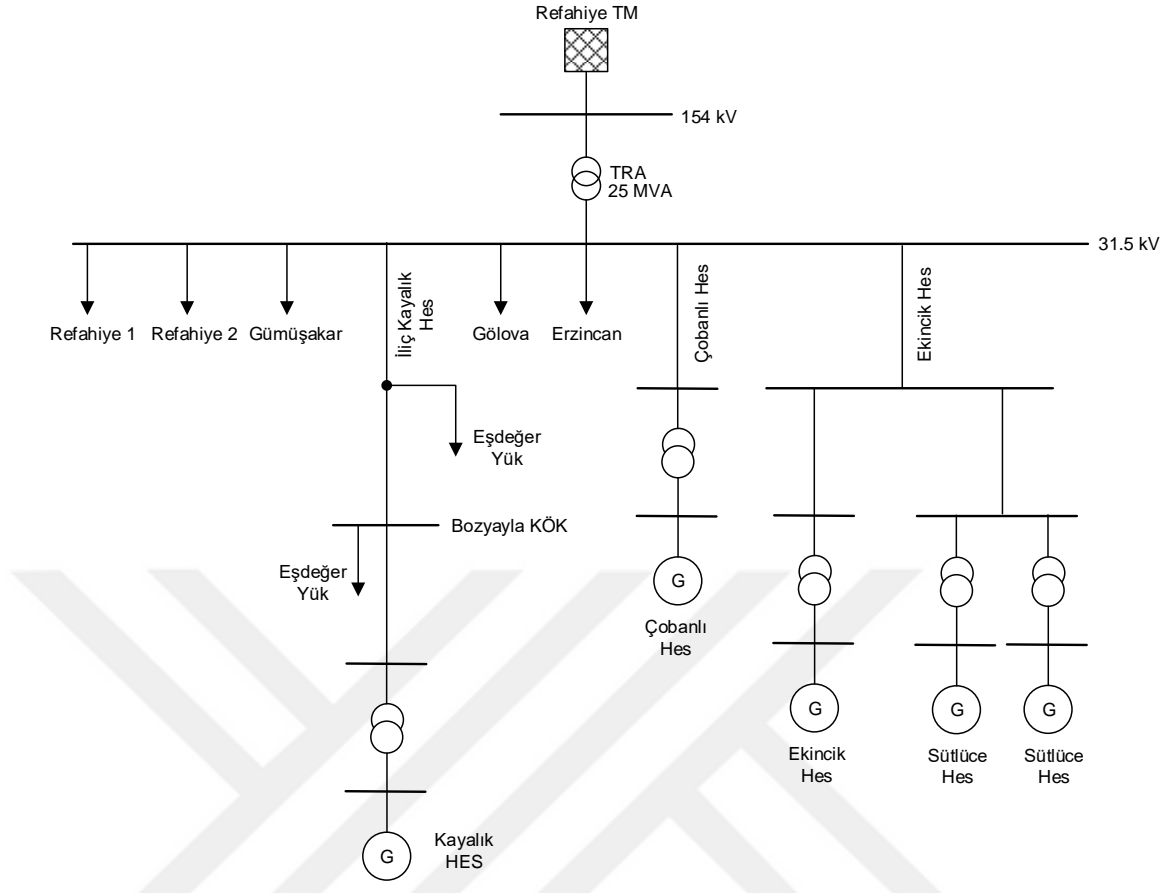
— Refahiye 1 Fideri	— Gölova Fideri
— Refahiye 2 Fideri	— Erzincan Fideri
— Gümüşakar Fideri	— Çobanlı Hes Fideri
— İliç Kayalık Hes Fideri	— Ekincik Hes Fideri



Şekil 5.8. Refahiye TM Prensip Tek Hat Gösterimi

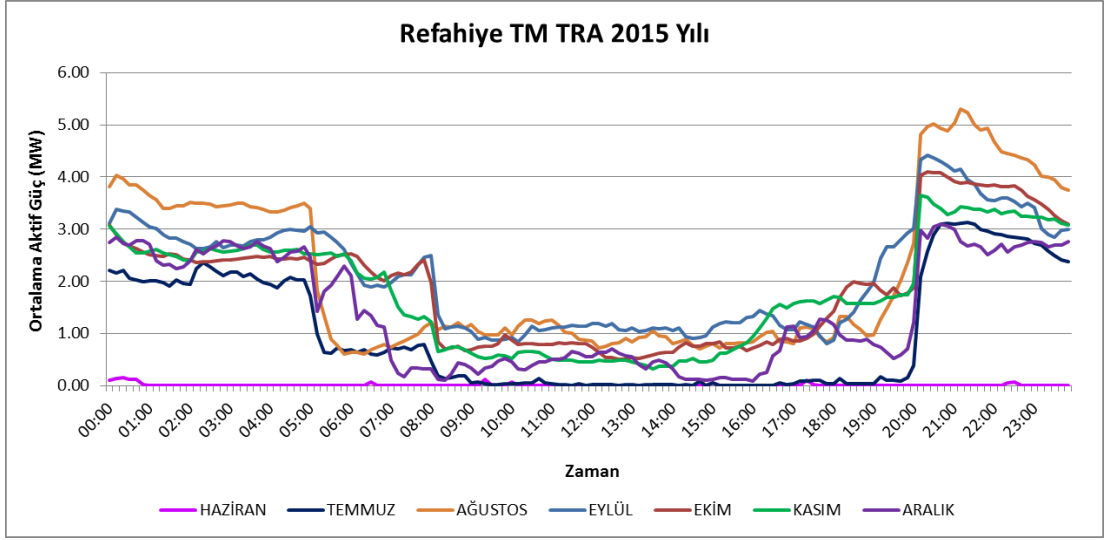
5.2.1. Refahiye TM'deki TR-A'nın İncelenmesi

Refahiye TM'de 1 adet güç transformatörü bulunmaktadır. Refahiye 1 Fideri, Refahiye 2 Fideri, Gümüşakar Fideri, Gölova Fideri ve Erzincan Fideri şebekedeki yükleri beslemektedir ve fiderlere bağlı dağıtık üretim tesisi bulunmamaktadır. Çobanlı Hes, müstakil fider olan Çobanlı Hes Fideri ile Refahiye TM'nin OG barasına bağlanmıştır ve tesisin bağlantı anlaşması TEİAŞ ile yapılmıştır. Ekincik Hes, müstakil fider olan Ekincik Hes Fideri ile Refahiye TM'nin OG barasına bağlanmıştır. İliç Kayalık Hes fideri şebekedeki yükleri beslemektedir ve Kayalık Hes isimli dağıtık üretim tesisi şebekeye bu fiderden enerjili Bozyayla Kök'ten bağlanmıştır. Refahiye TM TR-A'dan çıkış alan fiderler Şekil 'da gösterilmektedir.

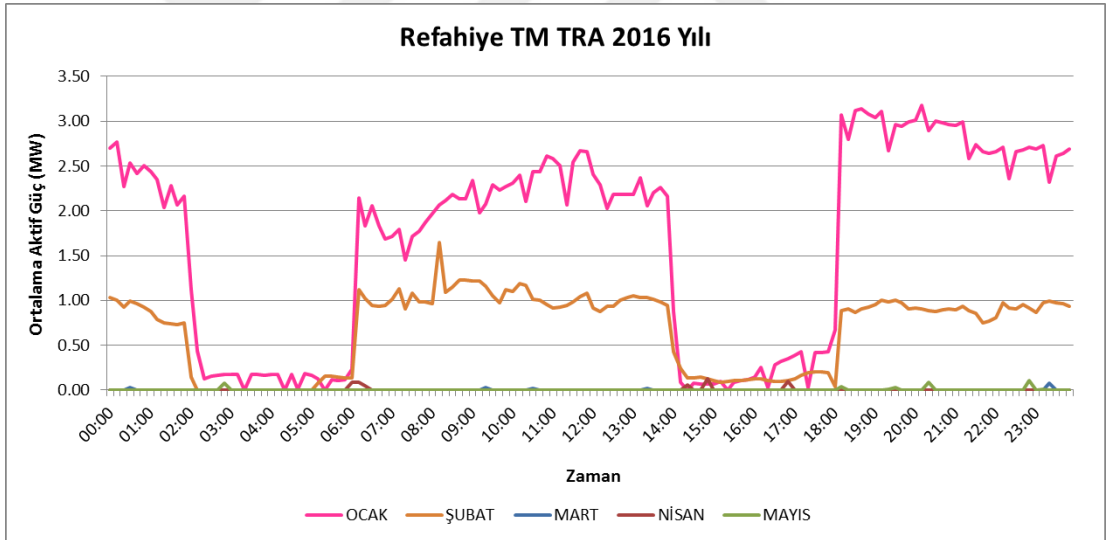


Şekil 5.9. Refahiye TM Fiderlerinin Tanıtımı İçin Prensiptek Hat Şeması

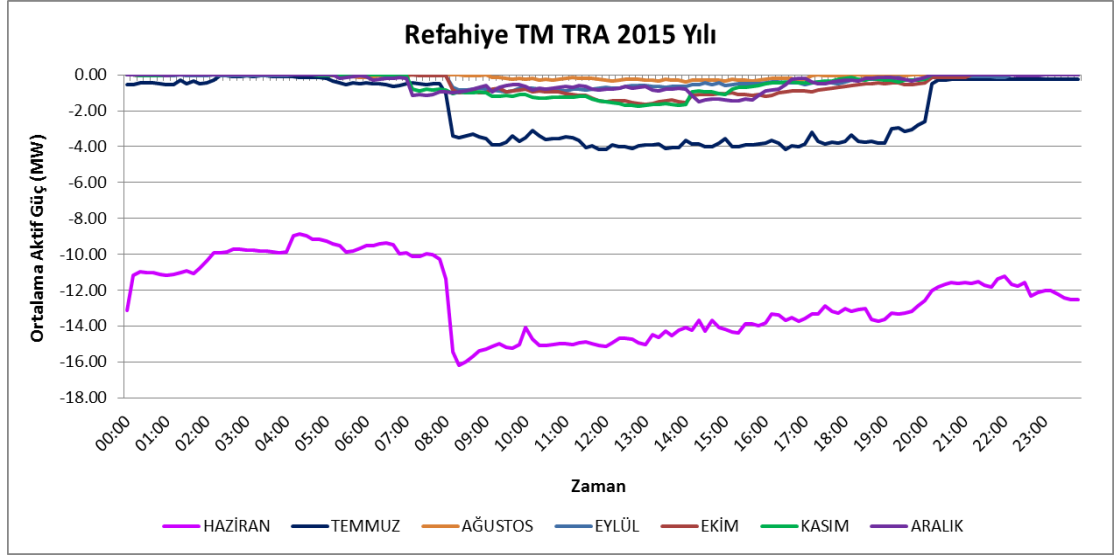
Teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler 2015 ve 2016 yılları olarak ele alınarak incelenmiştir. 2015 yılı için Haziran, Temmuz, Ağustos, Eylül, Ekim, Kasım, Aralık ayları, 2016 yılı için Ocak, Şubat, Mart, Nisan, Mayıs ayları değerlendirilmiştir. 2015 ve 2016 dönemlerinde Refahiye TM TRA güç transformatörüne ait, şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri aşağıdaki grafiklerde sırasıyla gösterilmektedir.



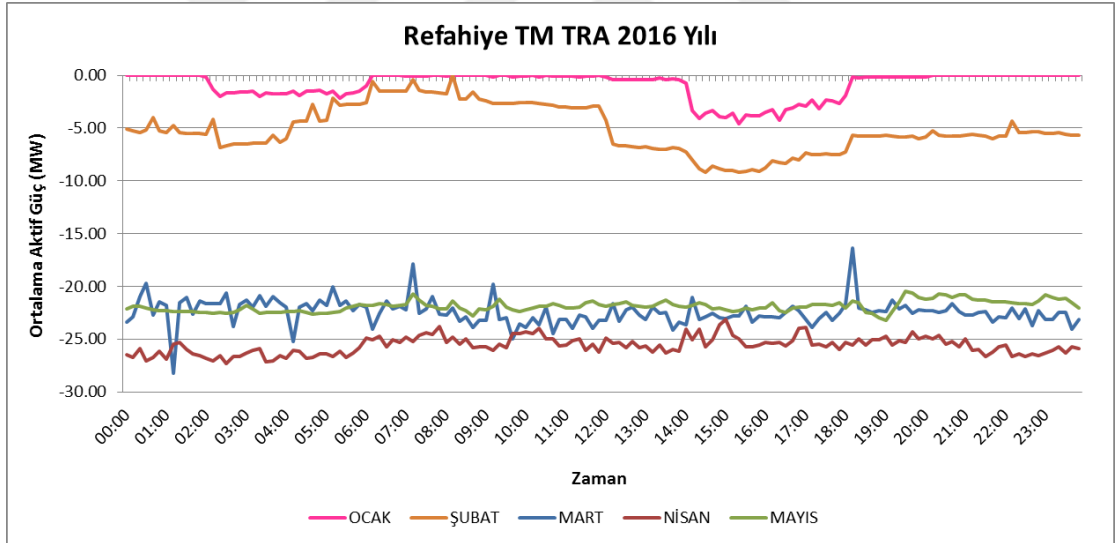
Şekil 5.10. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)



Şekil 5.11. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)

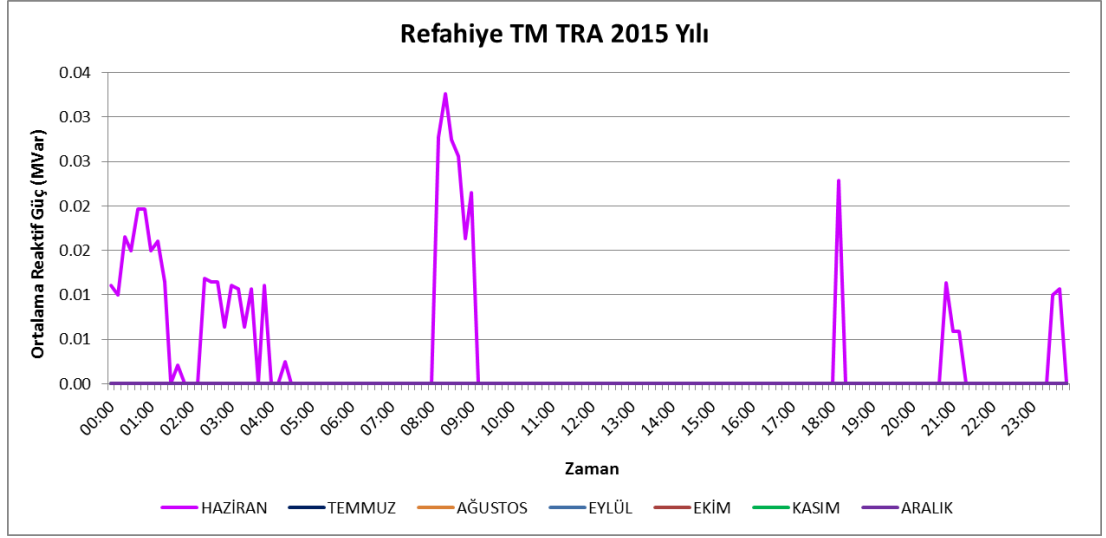


Şekil 5.12. Refahiye TM TRA Transformatörü; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)

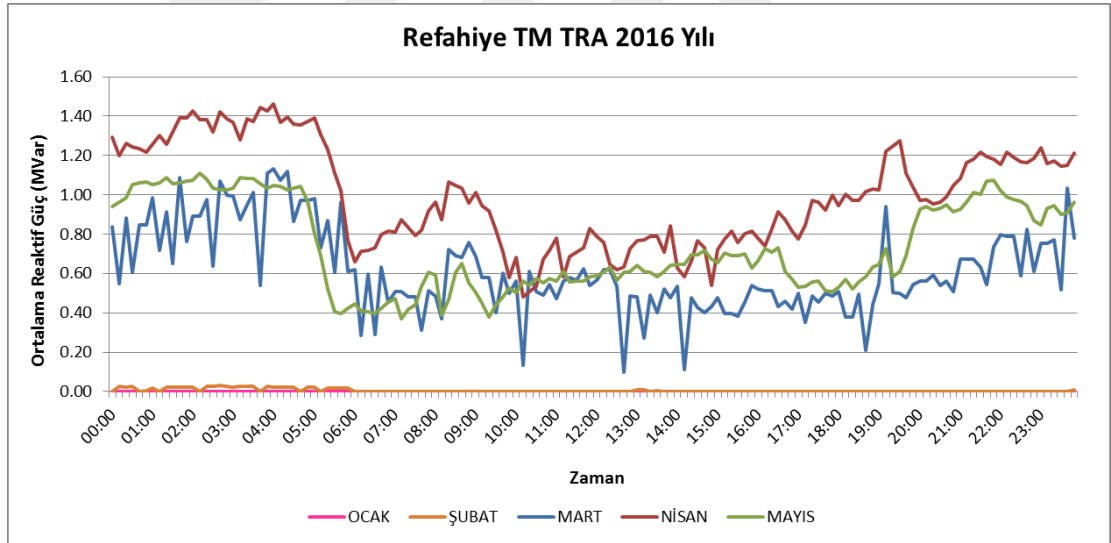


Şekil 5.13. Refahiye TM TRA Transformatörü; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)

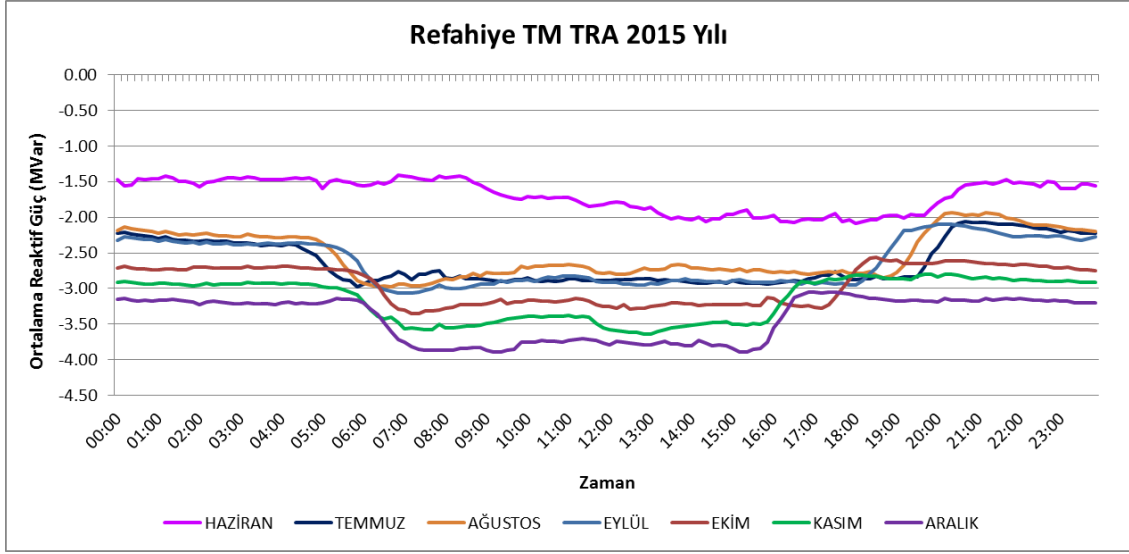
Refahiye TM TRA güç transformatörüne ait, şebekeden çekilen aylık ortalama endüktif reaktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama kapasitif reaktif güç ölçüm verileri sırasıyla aşağıdaki grafiklerde gösterilmektedir.



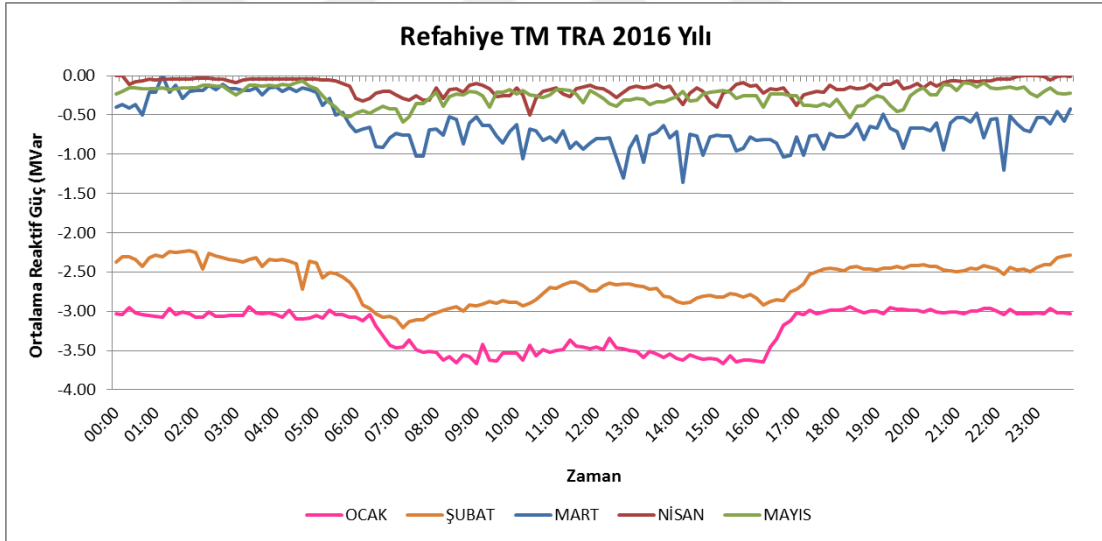
Şekil 5.14. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



Şekil 5.15. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeden Çekilen Aylık Reaktif Güç (2016)



Şekil 5.16. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



Şekil 5.17. Refahiye TM TRA Transformatorü; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2016)

Refahiye TM TRA'nın reaktif cezaya girme durumunun değerlendirmesi için öncelikle Elektrik Şebeke Yönetmeliğinin 14. Maddesinde bulunan ilgili açıklama incelenmelidir.

Elektrik Şebeke Yönetmeliğine göre;

“Birinci fıkra: İletim sistemine doğrudan bağlı tüketiciler ve dağıtım lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; aylık olarak sistemden çekilen endüktif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı **yüzde yirmi**yi, aylık olarak sisteme verilen kapasitif reaktif enerjinin sistemden çekilen aktif enerjiye oranı ise **yüzde on beşi** geçemez.”

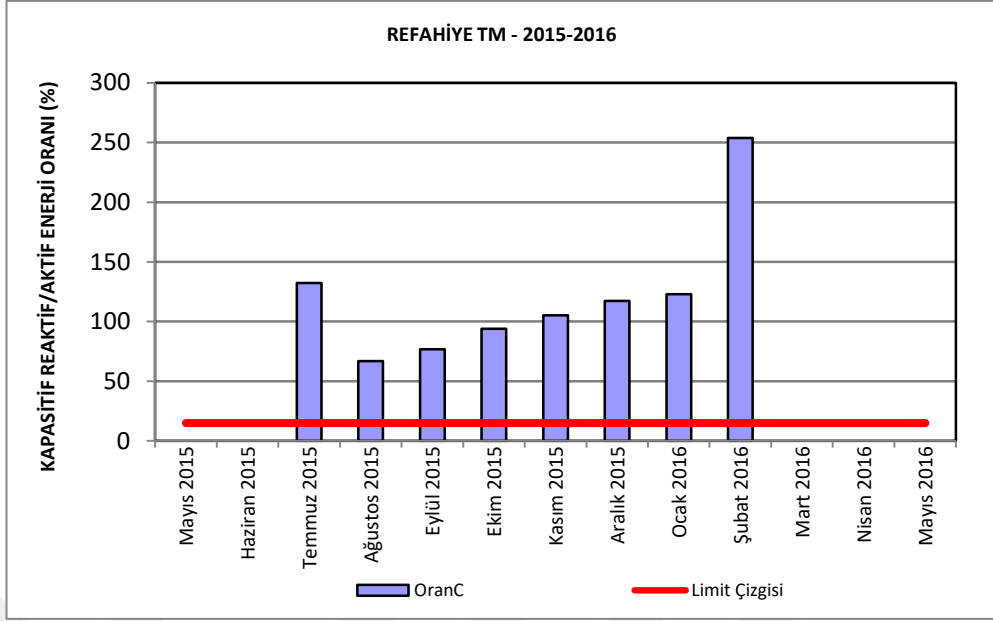
“Ölçülen toplam aylık aktif enerji tüketimi dikkate alınarak hesaplanan aylık ortalama güç miktarının; söz konusu ölçüme tabi noktalarda ölçümün yapıldığı aydan geriye dönük 12 ayın demand ölçüm değerleri dikkate alınarak belirlenmiş maksimum eş zamanlı demand değerlerinin toplamına oranının **yüzde beşten daha az** olması halinde o ay için birinci fıkrada yer alan oranlar için hesaplama yapılmaz.”

Refahiye TM'den beslenen bölgenin yük talebinin düşük olması ve bölgede bulunan dağıtık üretim tesisleri sebebiyle özellikle ilkbahar aylarında aktif enerji tüketimi çok düşük seviyelerdedir veya hiç tüketim yoktur. Bu sebeple birinci fıkrada yer alan oranlar için hangi aylarda hesaplama yapılması gerektiği belirlenmelidir. EDW 3000'den alınan veriler kullanılarak Refahiye TM TRA için tüm aylarda tüketilen aylık ortalama güç miktarı hesaplanmıştır ve ölçüm verisi bulunan 12 ayın demand ölçüm değerleri dikkate alınarak demand değer belirlenmiştir. Tablo 'de her ay için hesaplanan ortalama aylık güç, belirlenen demand değere oranlanmıştır ve sonucun yüzde beşi geçip geçmediği kontrol edilmiştir. Oranın yüzde beşi geçmediği durumlar için cezaya girme durumunun kontrol edilmesi gerekmemektedir. (Anlaşması TEİAŞ'la olan Çobanlı Hes hesaplamalara dâhil edilmemiştir.)

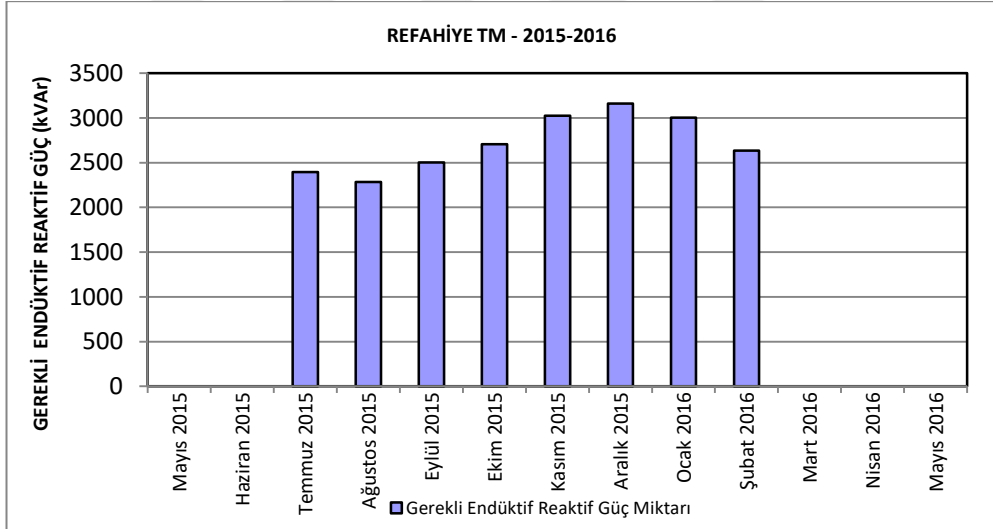
Tablo 5.1. Refahiye TM Her Ay için Ortalama Güç / Demand Güç Oranları

Aylar	Demand Güç [kW]	Ortalama Güç [kW]	Ortalama Güç / Demand Oranı	%5 ile Karşılaştırma
May.15	5860	52.75908479	0.900325679	Küçük
Haz.15	5860	18.97222222	0.323758058	Küçük
Tem.15	5860	1810.026918	30.88783136	Büyük
Ağu.15	5860	3425.329744	58.45272601	Büyük
Eyl.15	5860	3259.027778	55.61480849	Büyük
Eki.15	5860	2880.469799	49.15477472	Büyük
Kas.15	5860	2877.805556	49.10930982	Büyük
Ara.15	5860	2692.150538	45.94113545	Büyük
Oca.16	5860	2445.900538	41.73891702	Büyük
Şub.16	5860	1038.405172	17.72022479	Büyük
Mar.16	5860	4.441453567	0.075792723	Küçük
Nis.16	5860	5.027777778	0.085798256	Küçük
May.16	5860	0	0	Küçük

Tablo 5.1. incelendiğinde 2015 yılında Mayıs ve Haziran ayında, 2016 yılında Mart, Nisan ve Mayıs aylarında ortalama güç / demand oranının %5'ten küçük olması sebebiyle cezai durumun kontrol edilmesine gerek yoktur. Cezai durumun kontrol edileceği aylarda sistemden endüktif reaktif enerji çekilmemektedir. Ceza durumu kapasitif reaktif enerji sebebiyle ortaya çıkmaktadır. Tablo 5.1.'de görüldüğü gibi cezai durumun kontrol edildiği tüm aylarda %15 sınırı aşılmaktadır ve cezaya girilmektedir. Tablo 5.1.'te cezaya girmeyi önlemek için gerekli olan endüktif reaktif güç değerleri bulunmaktadır.



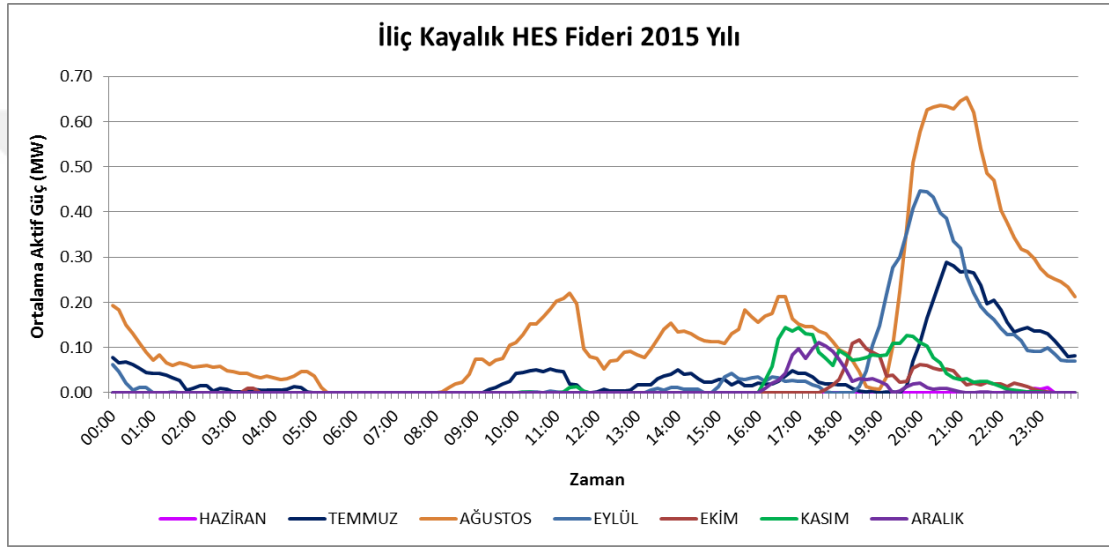
Şekil 5.18. Refahiye TM 2015-2016 Yılı Aylık Kapasitif Reaktif/Aktif Enerji Oranı Değişimi



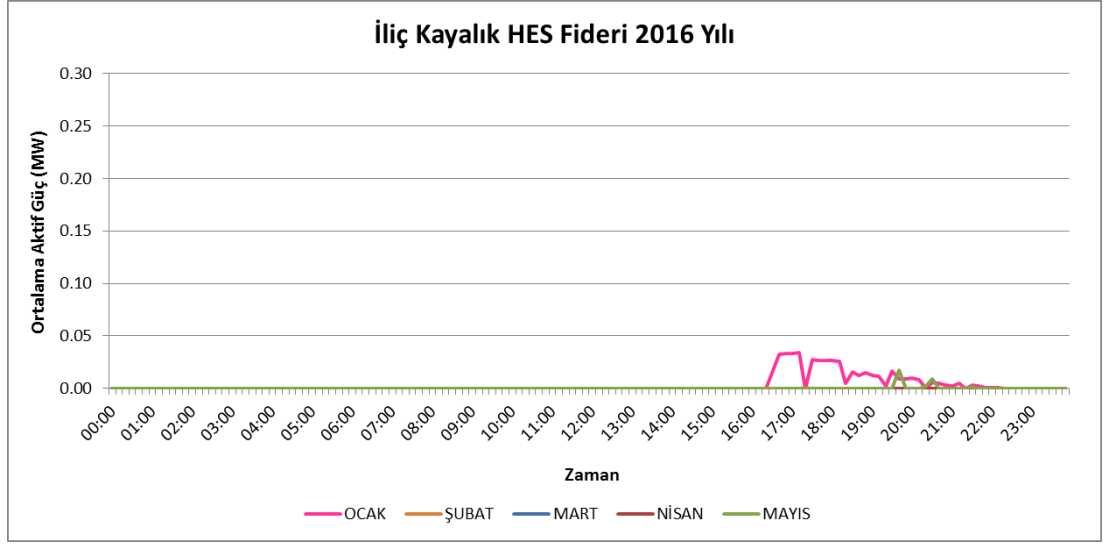
Şekil 5.19. Şebekedeki Reaktif Gücü Sıfıra Düşürmek İçin Gerekli Endüktif Reaktif Güç

5.2.2. İliç Kayalık Hes Fiderinin İncelenmesi

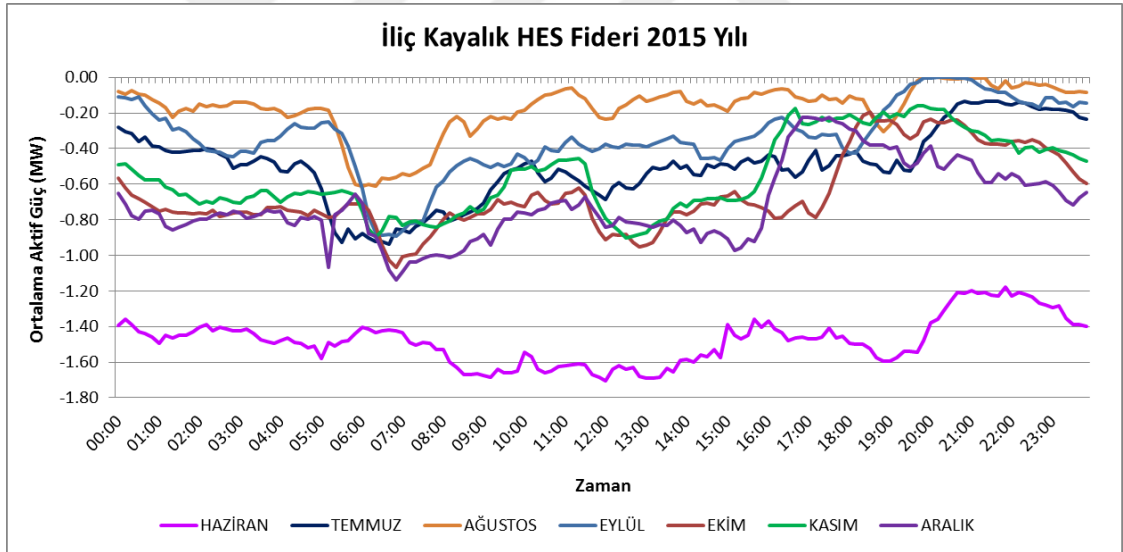
Teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler 2015 ve 2016 yılları olarak ele alınarak incelenmiştir. 2015 yılı için Haziran, Temmuz, Ağustos, Eylül, Ekim, Kasım, Aralık ayları, 2016 yılı için Ocak, Şubat, Mart, Nisan, Mayıs ayları değerlendirilmiştir. 2015 ve 2016 dönemlerinde İliç Kayalık Hes fiderine ait, şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri aşağıdaki grafiklerde sırasıyla gösterilmektedir.



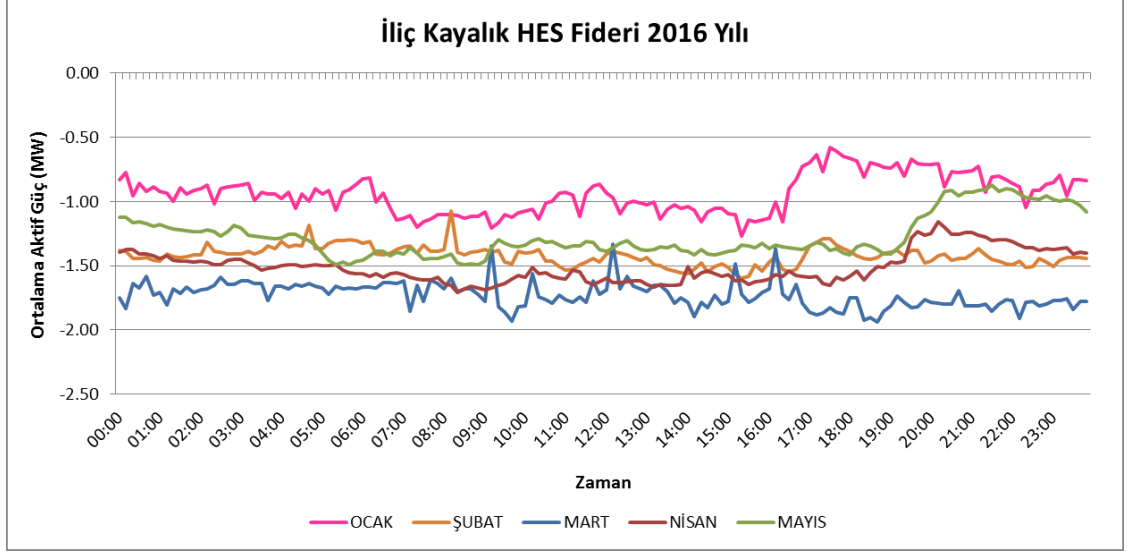
Şekil 5.20. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)



Şekil 5.21 İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)



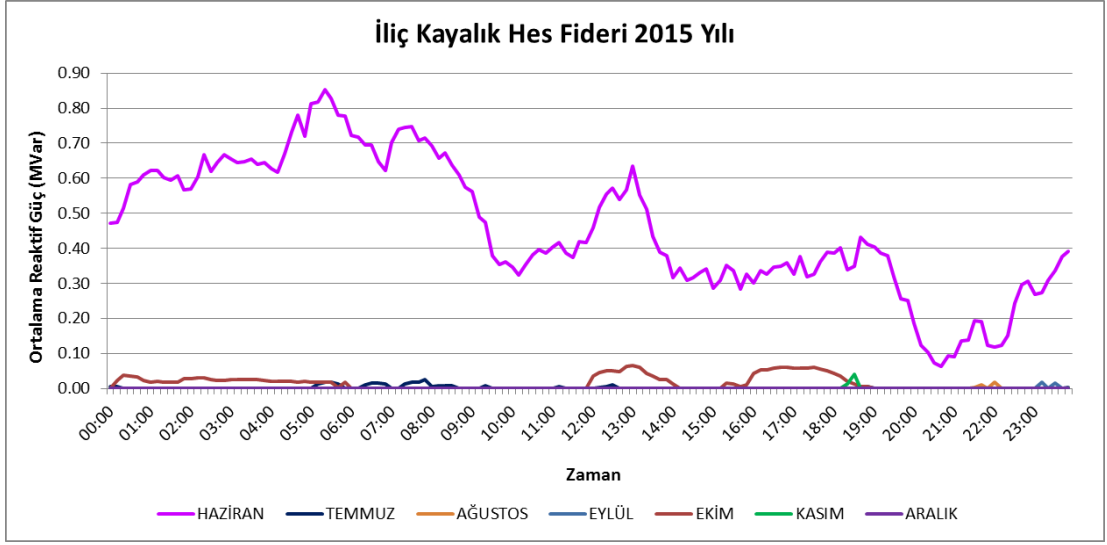
Şekil 5.22. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)



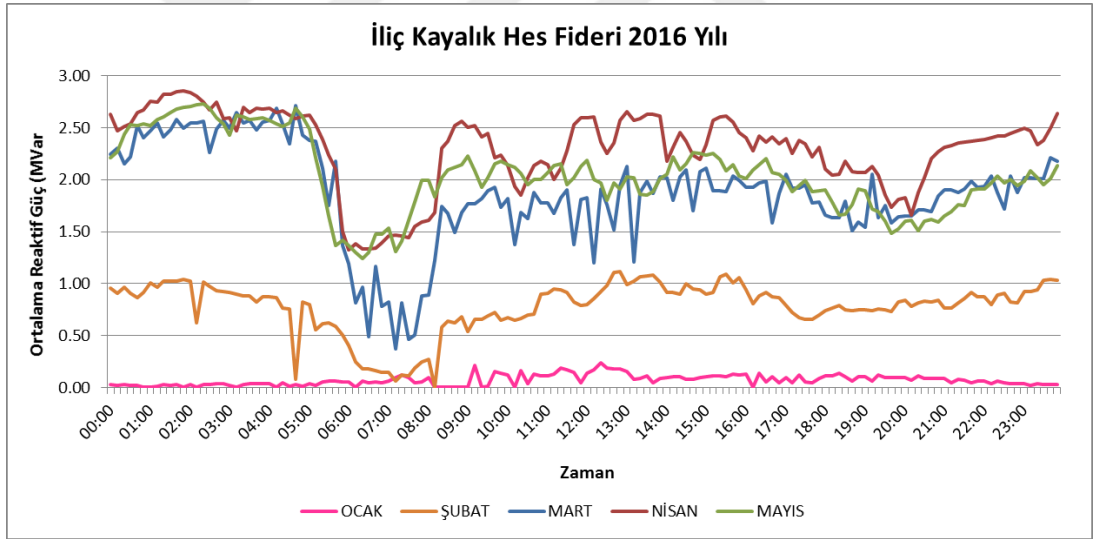
Şekil 5.23. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)

Kayalık Hes, şebekeye İliç Kayalık Hes fiderinden beslenen Bozyayla KÖK'ten bağlanmaktadır. Yukarıdaki şekillerde de görüldüğü gibi Kayalık Hes genellikle mevcut yüklerin aktif güç talebini karşılamaktadır ve oluşan fazla aktif güç şebekeye verilmektedir.

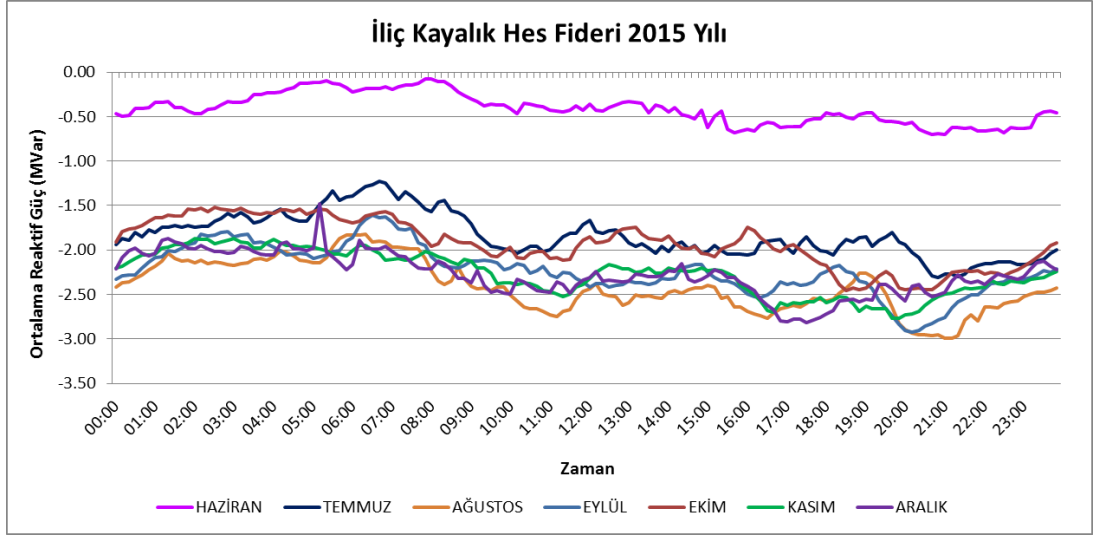
İliç Kayalık Hes fiderine ait, şebekeden çekilen aylık ortalama endüktif reaktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama kapasitif reaktif güç ölçüm verileri sırasıyla aşağıdaki grafiklerde gösterilmektedir.



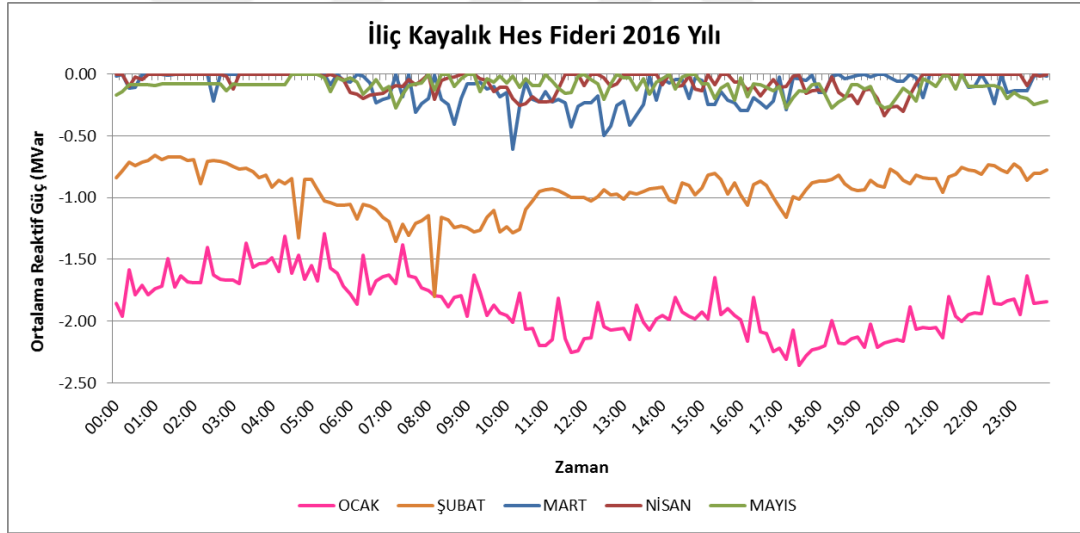
Şekil 5.24. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



Şekil 5.25. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2016)



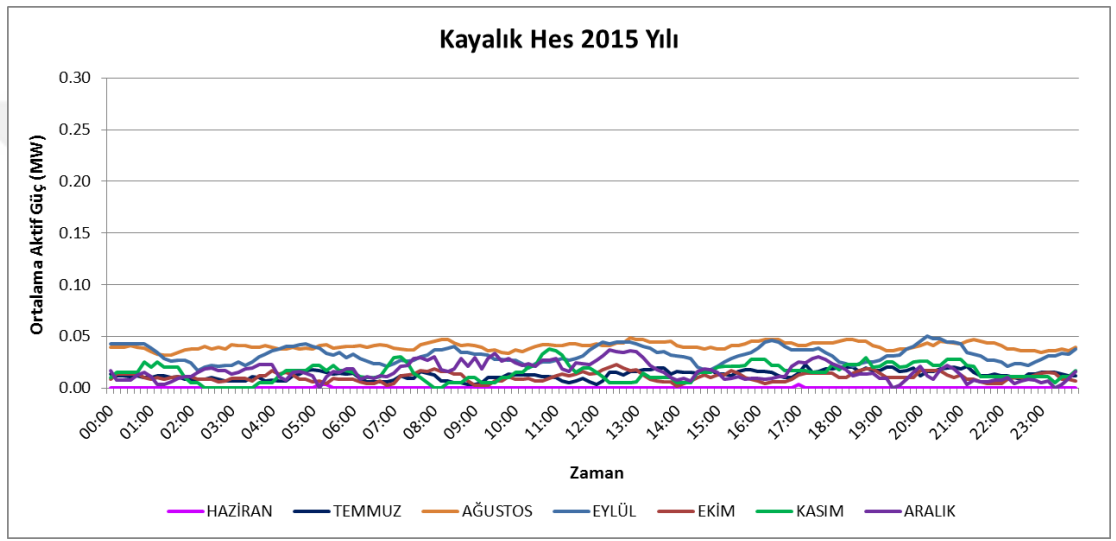
Şekil 5.26. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



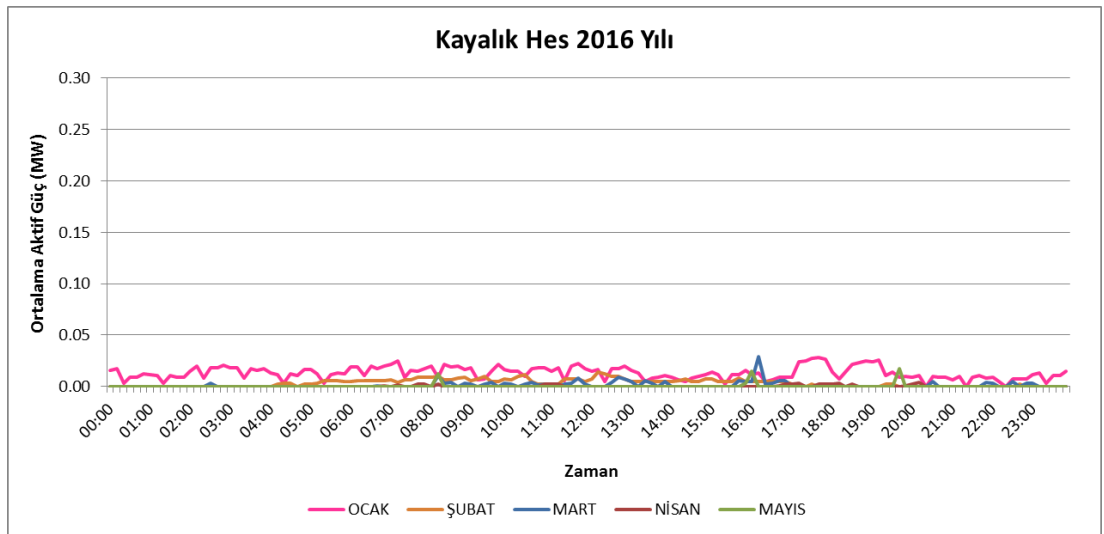
Şekil 5.27. İliç Kayalık Hes Fideri; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2016)

5.3. Kayalık HES'in İncelenmesi

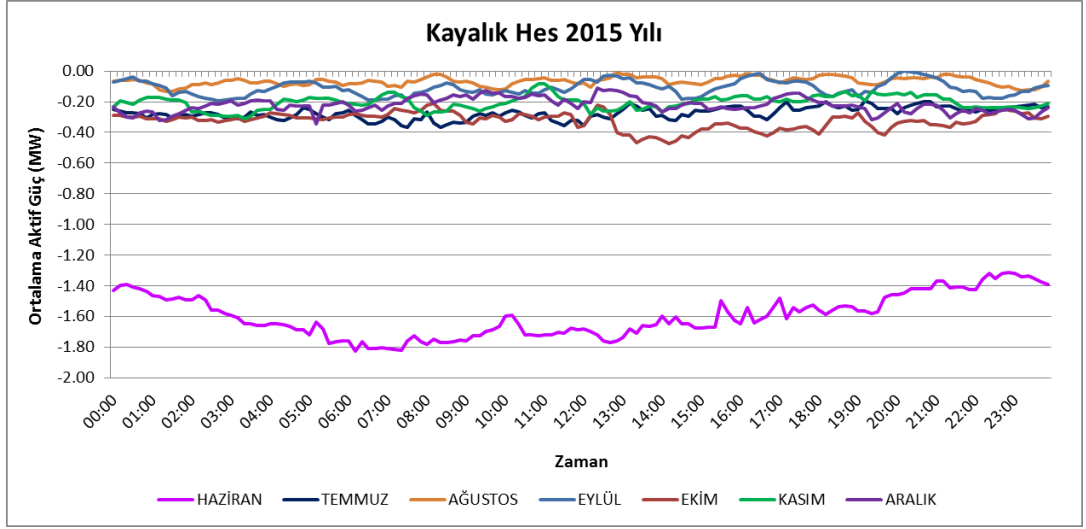
İliç fiderinden şebekeye bağlı olan Kayalık HES için teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler 2015 ve 2016 yılları olarak ele alınarak incelenmiştir. 2015 yılı için Haziran, Temmuz, Ağustos, Eylül, Ekim, Kasım, Aralık ayları, 2016 yılı için Ocak, Şubat, Mart, Nisan, Mayıs ayları değerlendirilmiştir. 2015 ve 2016 dönemlerinde Kayalık Hes'e ait, şebekeden çekilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama aktif güç ölçüm verileri aşağıdaki grafiklerde sırasıyla gösterilmiştir.



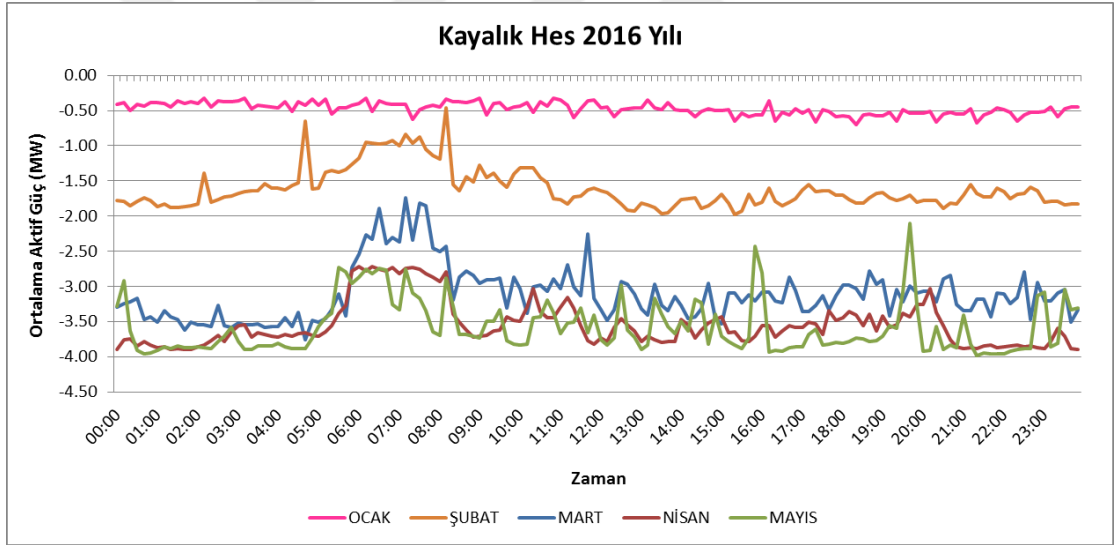
Şekil 5.28. Kayalık Hes; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)



Şekil 5.29. Kayalık Hes; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)

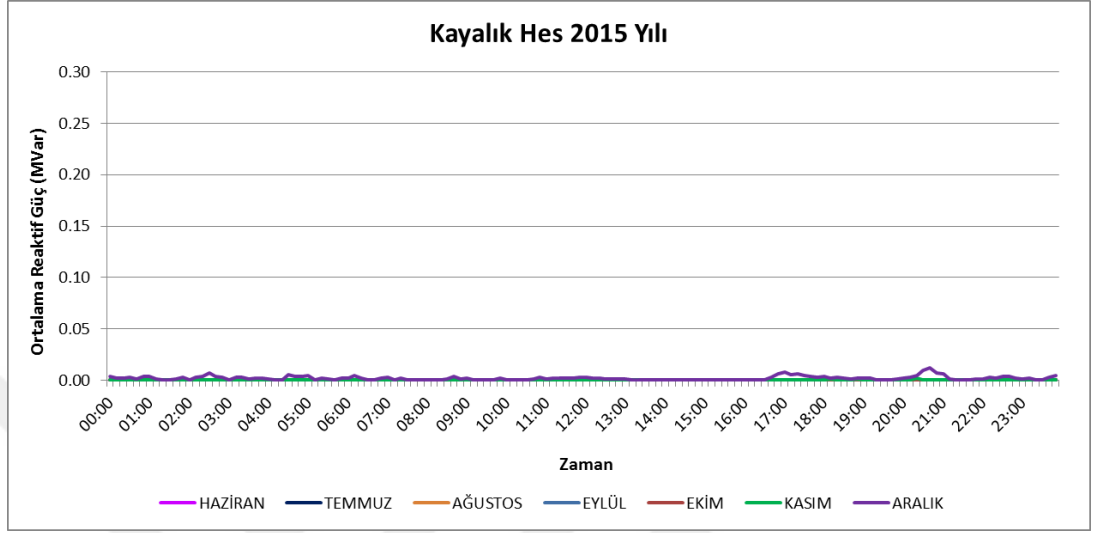


Şekil 5.30. Kayalık Hes; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2015)

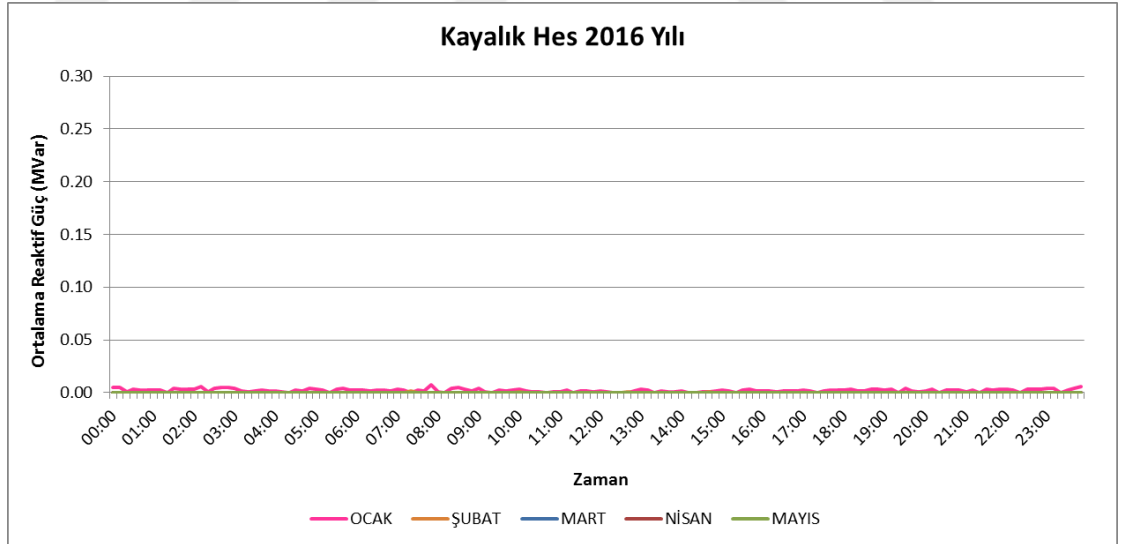


Şekil 5.31. Kayalık Hes; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Aktif Güç (2016)

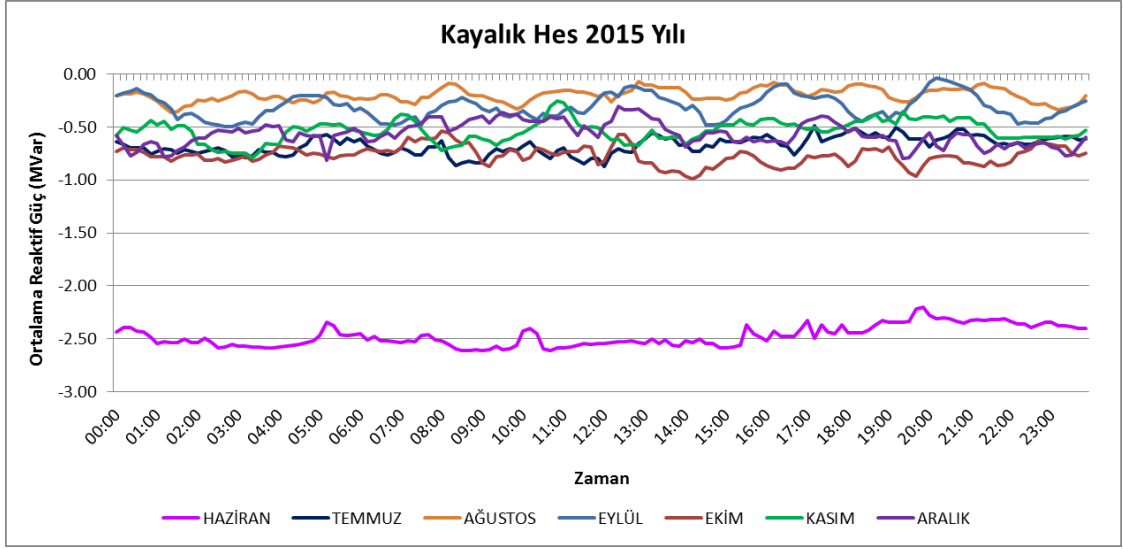
Kayalık Hes'e ait, şebekeden çekilen aylık ortalama endüktif reaktif güç ölçüm verileri ve şebekeye verilen aylık ortalama kapasitif reaktif güç ölçüm verileri sırasıyla aşağıdaki grafiklerde gösterilmektedir.



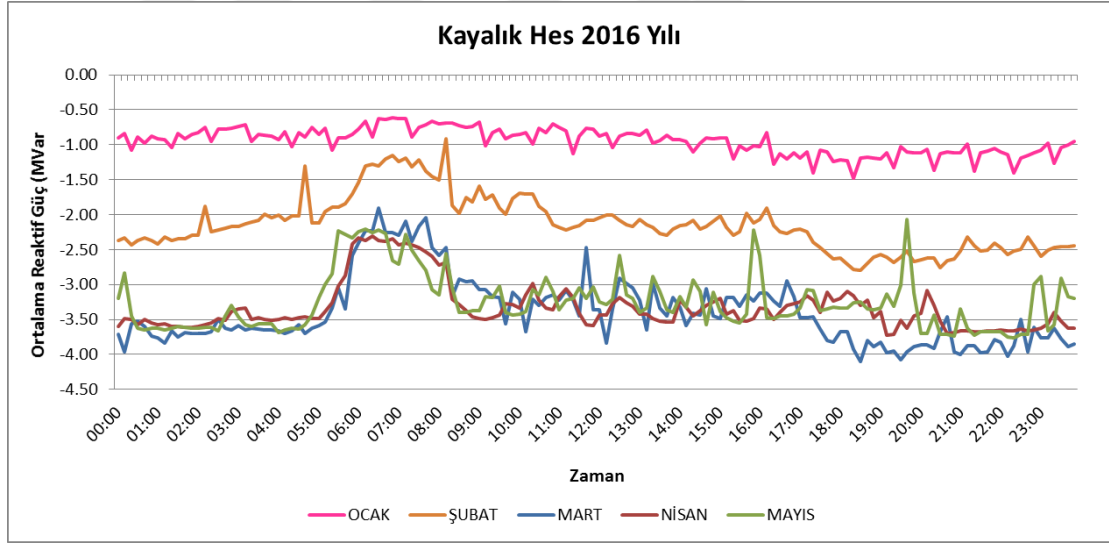
Şekil 5.32. Kayalık Hes; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



Şekil 5.33. Kayalık Hes; Şebekeden Çekilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2016)



Şekil 5.34. Kayalık Hes; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2015)



Şekil 5.35. Kayalık Hes; Şebekeye Verilen Aylık Ortalama Reaktif Güç (2016)

Kayalık Hes'in ölçüm verileri incelendiğinde en az şebekeye verdiği aktif güç miktarı kadar reaktif güç de verdiği aylar olduğu görülmektedir. Yukarıdaki grafikler incelendiğinde Haziran ayında şebekeye ortalama 1,6 MW aktif güç verilirken yaklaşık 2,5 MW reaktif güç verildiği görülmektedir.

5.4. Refahiye TM ve Kayalık HES'in Aktif ve Reaktif Güç Ölçümleri

Bu bölümde Refahiye TM, İliç fideri ve İliç fiderine bağlı olan Kayalık HES için teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler incelenmiştir. Bu çalışmada 2015 ve 2016 yılına ait tüm aylar ile 2017 yılına ait ocak, şubat ve mart ayı verileri değerlendirilmiştir.

Teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler ile incelenen aylara ait Refahiye TM'nin cezai durumu değerlendirilmiştir. Cezai duruma giren aylarda Kayalık HES'in üretim durumu dikkate alınarak santralin ürettiği reaktif güç kontrol edilerek Refahiye TM'deki cezai durumun giderilmesi için sayısal analiz programında analizler gerçekleştirilmiştir.

5.4.1. Refahiye TM'nin aktif ve reaktif güç ölçümleri

Refahiye TM'ye ait 2015 yılından itibaren 2017 Mart ayına kadar olan tüm aylar reaktif ceza durumu açısından incelenmiştir. İncelenen veriler saatlik olarak teknik kalite izleme sisteminden alınmıştır. Bu kapsamda teknik kalite izleme sisteminden veriler incelenirken Refahiye TM'de bulunan iki güç transformatörü de dikkat alınmıştır. Aynı zamanda cezai durum incelenirken Refahiye TM'ye bağlı ve TEİAŞ ile anlaşması olan Çobanlı Hes ölçüm verileri dâhil edilmemiştir.

Tablo 5.2'de Refahiye TM'den çekilen/verilen aktif ve reaktif güç değerleri ile 2015 yılına ait aylık ortalama güç faktörü değerleri ve ceza durumları verilmiştir.

Tablo 5.2. 2015 Yılı Refahiye TM Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2015 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Ceza
Ocak	-1.853,42	454,67	0,24	X
Şubat	-1.588,74	-806,08	0,45	X
Mart	-1.834,54	-2.182,92	0,77	X
Nisan	-1.374,62	-4.194,54	0,95	X
Mayıs	-823,67	-4.516,07	0,98	X
Haziran	-960,67	-2.694,00	0,94	X
Temmuz	-1.677,49	1.226,78	0,59	X
Ağustos	-1.587,36	2.379,87	0,83	X
Eylül	-1.542,22	1.968,22	0,79	X
Ekim	-1.814,96	1.956,48	0,73	X
Kasım	-2.118,40	2.023,01	0,69	X
Aralık	-2.109,03	1.811,64	0,65	X

Tablo 5.2.'de verilen değerler incelendiğinde 2015 yılında tüm aylarda Refahiye TM'nin ceza durumunda olduğu görülmüştür.

Tablo 5.3'de Refahiye TM'den çekilen/verilen aktif ve reaktif güç değerleri ile 2016 yılına ait aylık ortalama güç faktörü değerleri ve ceza durumları verilmiştir.

Tablo 5.3. 2016 Yılı Refahiye TM Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2016 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Ceza
Ocak	-2.218,44	1.786,83	0,63	X
Şubat	-1.517,66	-300,13	0,19	X
Mart	-24,80	-6.097,71	0,99	✓
Nisan	298,725	-6172,048	0,99	✓
Mayıs	307,89	-5.243,37	0,99	✓
Haziran	-11,76	-3.066,42	0,99	✓
Temmuz	-1.322,30	782,15	0,51	X
Ağustos	-1.550,81	2.438,15	0,84	X
Eylül	-1.732,99	2.471,75	0,82	X
Ekim	-1.240,74	2.042,07	0,85	X
Kasım	-927,73	2.276,14	0,93	X
Aralık	-1.591,63	1.608,94	0,71	X

Tablo 5.3.'de verilen değerler incelendiğinde 2016 yılı mart, nisan, mayıs, haziran aylarında TM'den ölçülen aktif ve reaktif güce göre hesaplanan güç faktörü mevcut durumda 0,99'a yakın olduğundan dolayı bu aylarda bir reaktif güç kontrolüne ihtiyaç duyulmamaktadır. Kış aylarından sonra ilkbahar aylarında eriyen karlar ile birlikte hidroelektrik santrallerin üretimini artmakta ve TM'deki aktif güç değerine bakıldığında üretim miktarının en çok bu dönemlerde olduğu ve Refahiye TM'den şebekeye doğru aktif güç verildiği gösterilmektedir. Hidroelektrik santrallerinde ilkbahar aylarında üretim maksimum seviyeye ulaşırken, yaz ve kış aylarında üretim minimum seviyelerdedir.

Tablo 5.4.'te Refahiye TM'den çekilen/verilen aktif ve reaktif güç değerleri ile 2017 yılına ait aylık ortalama güç faktörü değerleri ve ceza durumları verilmiştir.

Tablo 5.4. 2017 Yılı Refahiye TM Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2017 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Ceza
Ocak	-1.399,67	939,17	0,56	X
Şubat	-354,80	608,93	0,86	X
Mart	84,97	-1.547,35	0,99	✓

Tablo 5.4.'te verilen değerler incelendiğinde 2017 yılında incelenen aylardan ocak ve şubat aylarında Refahiye TM'nin ceza durumunda olduğu görülmüştür. Mart ayında artan su miktarı ile paralel olarak artan hidroelektrik santrallerin üretimi Refahiye TM'nin ceza durumuna girmesini önlemiştir.

5.4.2. Kayalık HES'in Aktif ve Reaktif Güç Ölçümleri

Bu bölümde Kayalık Hes'e ait 2015 yılından itibaren 2017 Mart ayına kadar olan tüm aylar için aktif güç, reaktif güç, güç faktörü değerleri ve Kayalık Hes'in üretim durumu incelenmiştir. İncelenen veriler saatlik olarak teknik kalite kaydedici sisteminden alınmıştır. Tablo 5.5.'te Kayalık HES'in 2015 yılındaki 12 aya ait aktif güç, reaktif güç, güç faktörü ve üretim durumları verilmiştir.

Tablo 5.5. 2015 Yılı Kayalık Hes Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2015 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Üretim
Ocak	-1.527,38	-706,15	0,42	✓
Şubat	-1.823,09	-920,64	0,45	✓
Mart	-2.073,92	-1.429,48	0,57	✓
Nisan	-2.307,66	-1.783,07	0,61	✓
Mayıs	-1.946,19	-1.542,67	0,62	✓
Haziran	-985,91	-637,05	0,54	✓
Temmuz	-480,47	-187,07	0,36	✓
Ağustos	-139,20	-17,96	0,13	✓
Eylül	-188,83	-48,14	0,25	✓
Ekim	-440,91	-180,29	0,38	✓
Kasım	-147,61	-52,48	0,34	✓
Aralık	-320,47	-115,19	0,34	✓

Tablo 5.5.'te verilen değerler incelendiğinde Kayalık Hes'in düşük güç faktörü değerlerinde çalıştığı görülmektedir. Aynı zamanda 2015 yılında tüm aylarda üretim olduğu görülmektedir.

Tablo 5.6’da Kayalık Hes’in 2016 yılındaki 12 aya ait aktif güç, reaktif güç, güç faktörü ve üretim durumları verilmiştir.

Tablo 5.6. 2016 Yılı Kayalık Hes Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2016 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Üretim
Ocak	-683,85	-329,84	0,43	✓
Şubat	-1.275,49	-969,03	0,60	✓
Mart	-2.077,58	-1.926,54	0,68	✓
Nisan	-2093,63	-2236,929	0,73	✓
Mayıs	-433,24	-476,76	0,74	✓
Haziran	0,00	0,00	-	X
Temmuz	0,00	0,00	-	X
Ağustos	-16,40	7,87	0,43	✓
Eylül	-14,29	17,80	0,78	✓
Ekim	-36,49	7,71	0,21	✓
Kasım	-8,46	-1,75	0,20	✓
Aralık	0,00	0,00	-	X

Tablo 5.6.’da Kayalık Hes’in 2016 yılındaki 12 aya ait aktif güç, reaktif güç, güç faktörü ve üretim durumları verilmiştir. Veriler incelendiğinde 2016 yılında haziran, temmuz ve aralık aylarında Kayalık Hes’in üretim yapmadığı görülmüştür. Bazı aylarda ise üretimin mevcut su oranı ile değiştiği görülmektedir.

Tablo 5.7.’de Kayalık Hes’in 2017 yılındaki 3 aya ait aktif güç, reaktif güç, güç faktörü ve üretim durumları verilmiştir.

Tablo 5.7. 2017 Yılı Kayalık Hes Aktif (P) , Reaktif Güç (Q) ve Güç Faktörü (Cos θ) Ölçümü

2017 yılı	Q (MVarh)	P (MWh)	Cosfi	Üretim
Ocak	-156,38	-57,68	0,35	✓
Şubat	-491,33	-221,97	0,41	✓
Mart	-2.075,85	-592,65	0,27	✓

Tablo 5.7.’de verilen farklı aylara ait veriler incelendiğinde 2017 yılının ilk 3 ayında üretimin gerçekleştiği ve Kayalık HES’in düşük güç faktörü ile çalıştırıldığı görülmektedir.

5.5. Jüpiter Ges'in Güç Kalitesi Yönünden İncelenmesi

Her biri 1 MW gücünde olan Jüpiter GES ve Plüton GES'in şebekeye bağlanacağı noktada analizler gerçekleştirilmiştir. Bu analizler gerçekleştirilirken maksimum ve minimum yük durumlarının oluşturduğu senaryolar üzerinden incelemeler yapılmıştır. Gereken veriler Teknik Kalite İzleme Sisteminden elde edilmiştir.

Bu senaryolardan biri olan maksimum yük durumu oluşturulurken Karayazı ve Tekman fiderleri için ölçülen veriler izleme sisteminden alınarak kullanılmıştır. Bu verilere göre;

Karayazı Fiderinden 0.99 güç faktörü ile 7.61 MW ve Tekman Fiderinden 0.97 güç faktörü ile 3.45 MW Yük çekildiği görülmüştür bunu sağlamak için model üzerinde; Hacı Ömer DM'ye 0.99 güç faktörü ile 7.1 MW ve Tekman DM'ye 0.97 güç faktörü ile 3.25 MW Değerlerinde yükler bağlanmıştır. Tekman fiderinde bir sebepten dolayı açma işlemi gerçekleştirildiği ve Tekman DM'den beslenen yüklerin Tekman fideri ile Hacı Ömer DM arasındaki hat yardımıyla Hacı Ömer DM üzerinden beslendiği kabul edilmiştir.

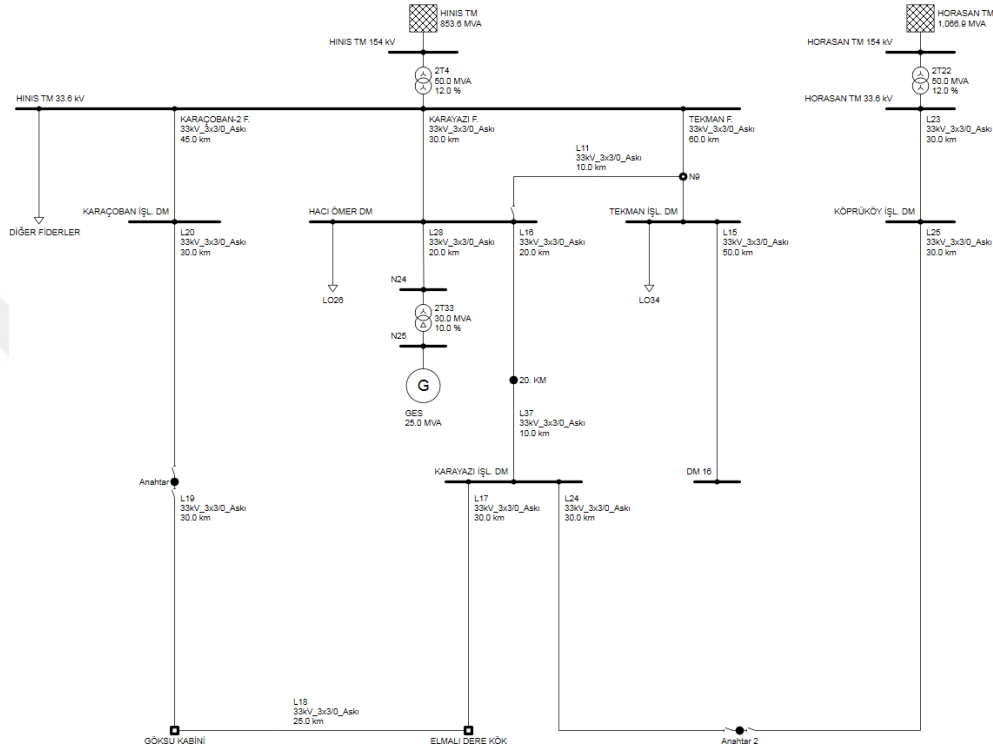
Mevcut durumda maksimum yük koşullarında sistemdeki hatlar üzerinde yaşanan kayıp 754 kW olarak hesaplanmıştır.

Bir diğer senaryo olan minimum yük durumunda ise ölçüm verileri izleme sisteminden alınarak minimum yük durumuna örnek olarak kabul edilmiştir. Bu verilere göre; Karayazı Fiderinden 0.98 güç faktörü ile 1.74 MW ve Tekman Fiderinden 0.87 güç faktörü ile 1 MW Yük çekildiği görülmüştür bunu model üzerinde sağlamak için; Hacı Ömer DM'ye 0.98 güç faktörü ile 1.7 MW ve Tekman DM'ye 0.98 güç faktörü ile 1 MW Değerlerinde yükler bağlanmıştır. Hınıs TM ile Tekman DM arasındaki hat üzerinden Hacı Ömer DM'ye uzanan hattın açık olarak beklediği, Hacı Ömer DM'nin Karayazı Fideri üzerinden ve Tekman DM'nin Tekman Fideri üzerinden enerjilendirildiği kabul edilmiştir.

Mevcut durumda minimum yük koşullarında sistemdeki hatlar üzerinde yaşanan kayıp 67.6 kW olarak hesaplanmıştır.

İki durum için de diğer fiderlerden çekilen yükler tek bir yük olarak her bir fiderin ortalama değerleri toplanarak hesaplanmış ve gösterilmiştir.

Yukarıda açıklanan analizlerin uygulanabilmesi için oluşturulan model aşağıdaki gibidir.



Şekil 5.36. GES Tesisi Entegrasyonu Senaryoları İçin Oluşturulan Modelin Giriş Bilgileri

Model üzerindeki tüm hatlar 3/0 karakteristikli kabul edilmiştir. Yük akışı analizi sonuçlarında hatların yüklenme oranlarına ve bara gerilimlerine göre renklendirme uygulanmıştır. Renklendirme değerleri baralar için;

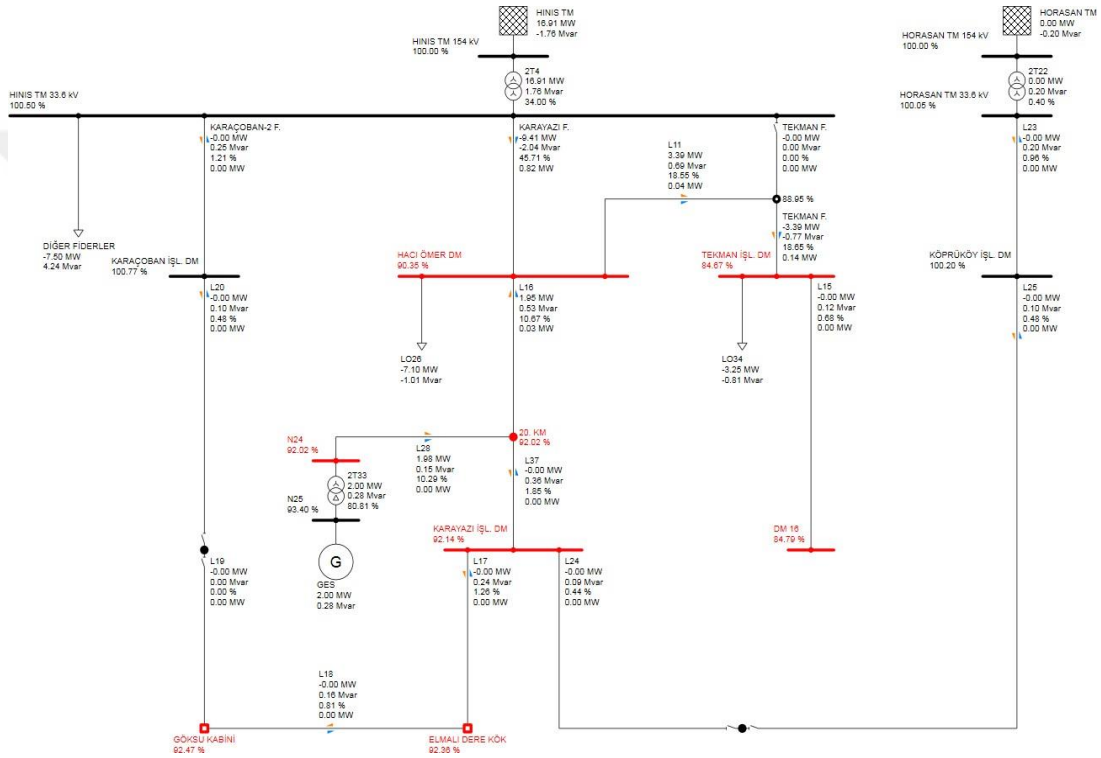
$V_{\text{bara}}/V_n < 95\%$ ise veya $V_{\text{bara}}/V_n > 105\%$ ise kırmızı Hatların yüklenme değerleri için de; Hat Yüklenmesi ($I/I_{\text{max}} > 70\%$) ise kırmızı, Belirtilen bu sınırların dışında kalan değerler için ise siyah olarak belirlenmiştir.

Hatlar üzerinde meydana gelen kayıplar her bir hat için hat üzerinde gösterilmektedir.

Aşağıda güneş enerjisi santralinin, santral sahası içerisinde geçen Hacı Ömer DM ile Karayazı DM arasındaki enerji nakil hattına bağlanması durumu için minimum ve maksimum yük durumlarında değerlendirilmiştir.

5.5.1. Jüpiter GES'in Bağlandığı Noktanın Maksimum Yük Durumu

Maksimum yük durumu için santral sahası içerisinde geçen enerji nakil hattına yapılacak GES bağlantısı sonucunda analizler ile hesaplanan değerler santralin 2 MW güç değeri için aşağıdaki gibi olmaktadır.



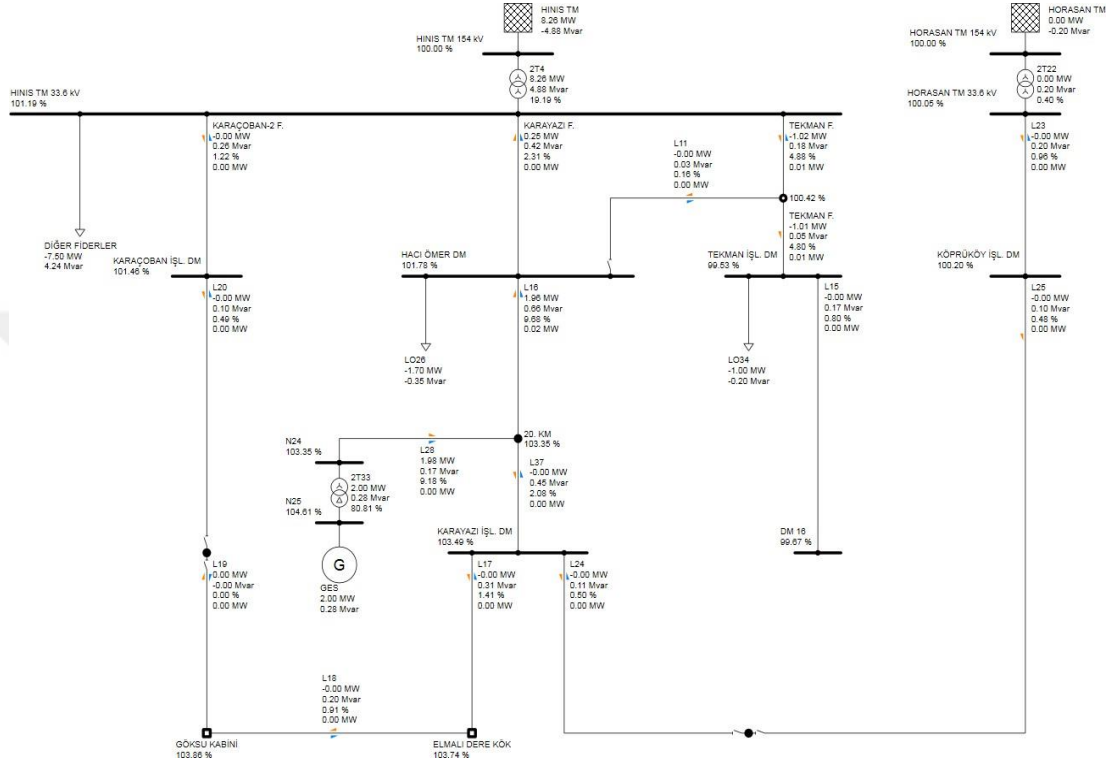
Şekil 5.37. 2 MW Gücündeki GES'in Maksimum Yük Durumu İçin Santral Sahası İçerisinden Geçen Enerji Nakil Hattı Üzerinden Şebekeye Bağlanması Durumu

Yukarıdaki sistemde bara gerilimlerinin belirlenen limitlerin altında kaldığı, hat yüklenmelerinde ise belirlenen sınırların aşılmadığı görülmüştür.

Bu durumda sistemde hatlar üzerinde meydana gelen kayıplar 1035,71 kW olarak hesaplanmıştır.

5.5.2. Jüpiter GES'in Bağlandığı Noktanın Minimum Yük Durumu

Minimum yük durumu için santral sahası içerisinde geçen enerji nakil hattına 2 MW'lık GES bağlantısı yapılması durumuna ilişkin analiz sonuçları aşağıdaki şekilde belirtilmiştir.



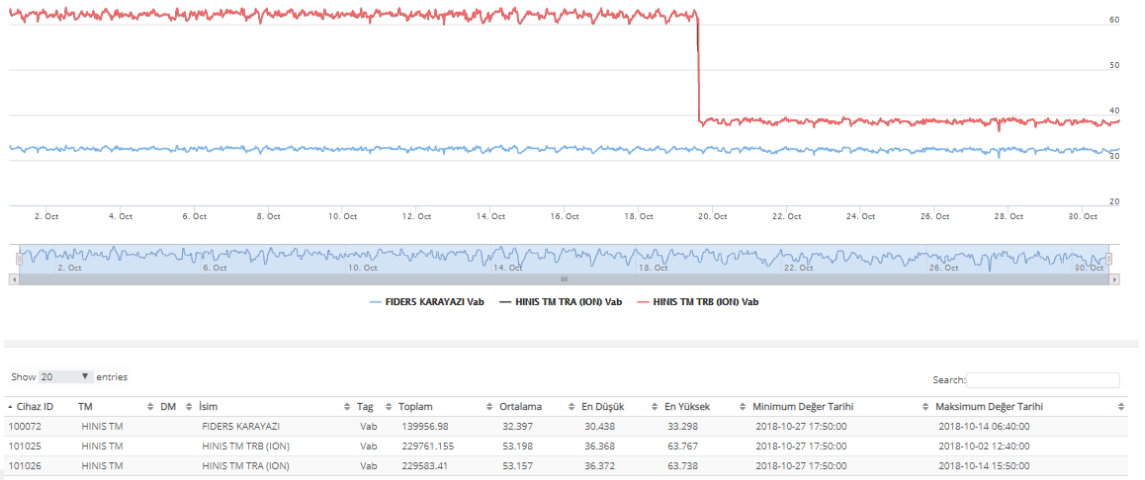
Şekil 5.38. 2 MW Gücündeki GES'in Minimum Yük Durumu İçin Santral Sahası İçerisinden Geçen Enerji Nakil Hattı Üzerinden Şebekeye Bağlanması Durumu

Santral sahası içerisinde geçen enerji nakil hattına yapılacak GES bağlantısı sonucunda analizler ile hesaplanan değerler santralin 2 MW güç değeri için aşağıdaki gibi olmaktadır.

Şekil 5.38.'deki sistemde bara gerilimlerinde ve hat yüklenmelerinde belirlenen sınırların aşılmadığı gözlemlenmiştir.

Bu durumda sistemde hatlar üzerinde meydana gelen kayıplar 46,33 kW olarak hesaplanmıştır.

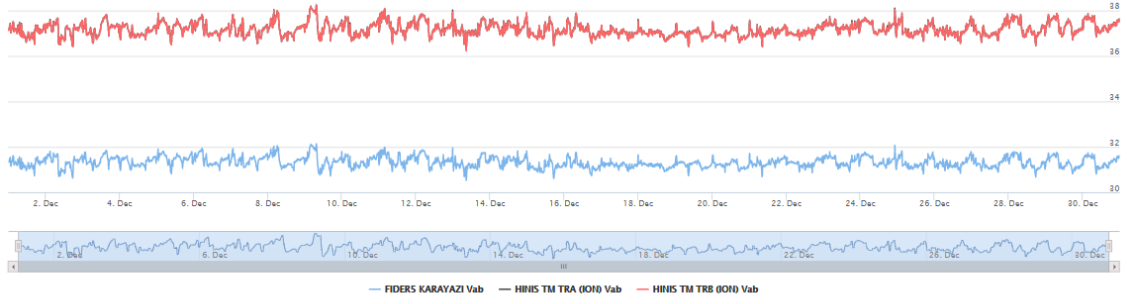
5.6. Hınıs TM'nin İncelenmesi



Şekil 5.39. Hınıs TM Ekim 2018 Gerilim Değişimleri



Şekil 5.40. Hınıs TM Kasım 2018 Gerilim Değişimleri

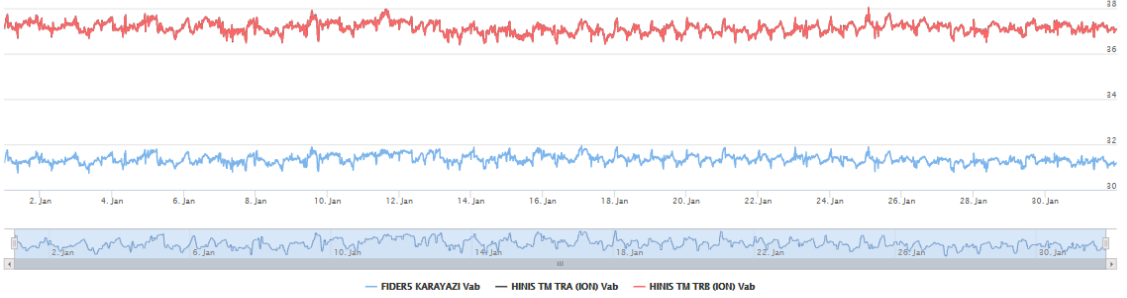


Show 20 entries

Search:

Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	135331.24	31.327	30.532	32.136	2018-12-13 08:40:00	2018-12-09 07:30:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	160610.493	37.17	36.225	38.233	2018-12-13 08:40:00	2018-12-09 07:30:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	160639.895	37.177	36.276	38.252	2018-12-13 08:40:00	2018-12-09 07:30:00

Şekil 5.41. Hınıs TM Aralık 2018 Gerilim Değişimleri

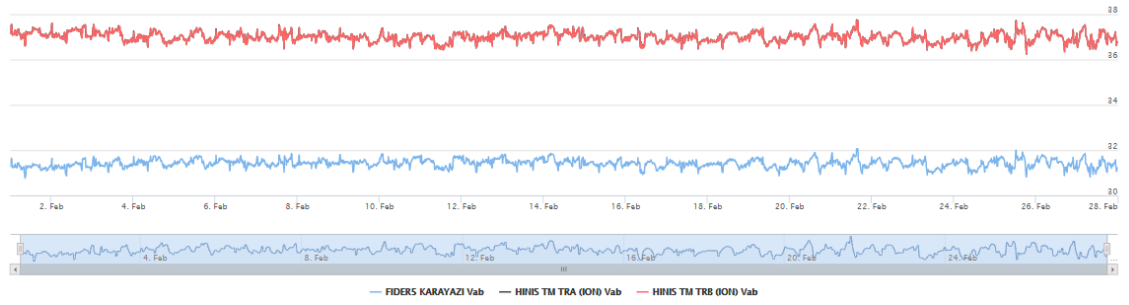


Show 20 entries

Search:

Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	139931.049	31.347	30.738	31.95	2019-01-03 08:30:00	2019-01-17 02:00:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	165759.395	37.132	36.401	38.042	2019-01-13 16:30:00	2019-01-25 01:50:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	165789.577	37.139	36.403	38.022	2019-01-13 16:30:00	2019-01-25 01:50:00

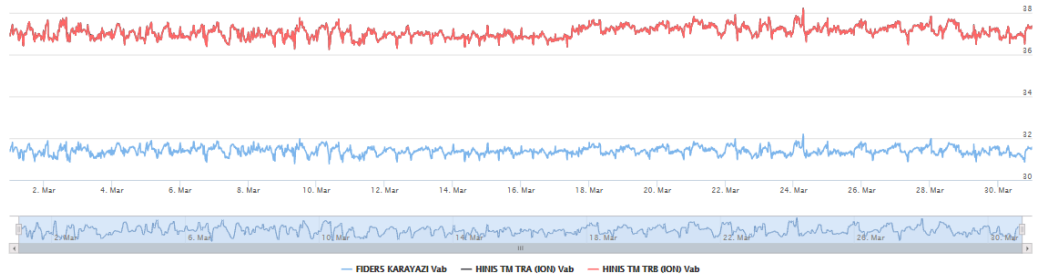
Şekil 5.42. Hınıs TM Ocak 2019 Gerilim Değişimleri



Show 20 entries

Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	122171.334	31.415	30.768	32.068	2019-02-01 08:30:00	2019-02-21 15:50:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	143888.738	36.999	36.245	37.731	2019-02-25 18:40:00	2019-02-21 15:40:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	143915.029	37.006	36.246	37.759	2019-02-25 18:40:00	2019-02-21 15:10:00

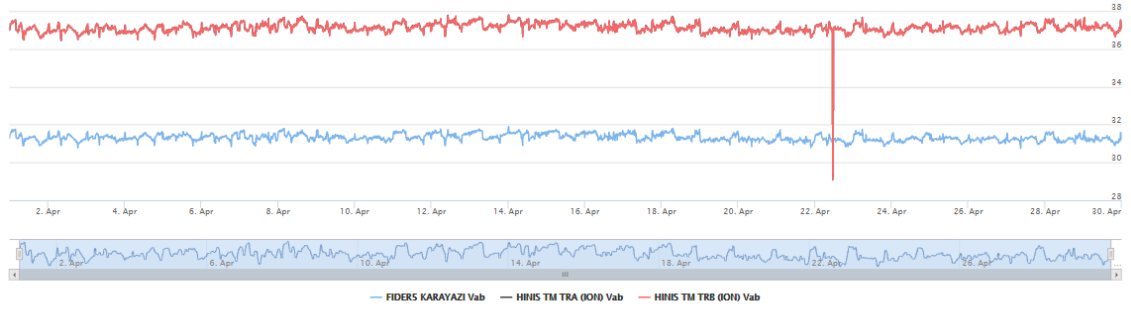
Şekil 5.43. Hınıs TM Şubat 2019 Gerilim Değişimleri



Show 20 entries

Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	135603.481	31.397	30.776	32.196	2019-03-10 09:00:00	2019-03-24 06:50:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	160243.012	37.085	36.258	38.198	2019-03-10 09:00:00	2019-03-24 06:50:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	160272.311	37.091	36.256	38.222	2019-03-10 09:00:00	2019-03-24 06:50:00

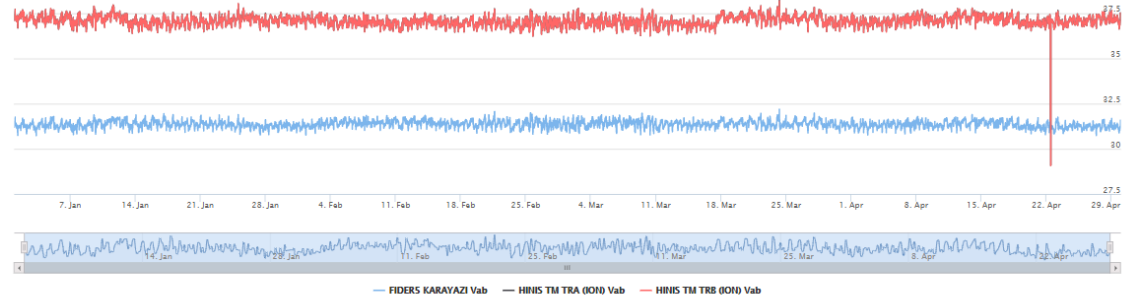
Şekil 5.44. Hınıs TM Mart 2019 Gerilim Değişimleri



Show 20 entries

Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	130793.141	31.32	30.744	31.9	2019-04-27 08:50:00	2019-04-14 00:20:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	155020.075	37.113	29.077	37.784	2019-04-22 11:10:00	2019-04-14 00:30:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	155047.783	37.119	29.095	37.793	2019-04-22 11:10:00	2019-04-14 00:20:00

Şekil 5.45. Hınıs TM Nisan 2019 Gerilim Değişimleri

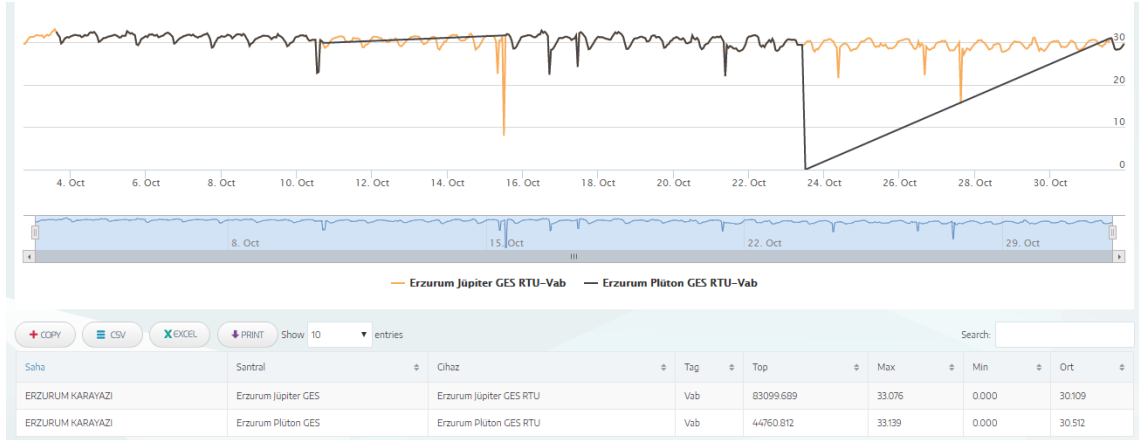


Show 20 entries

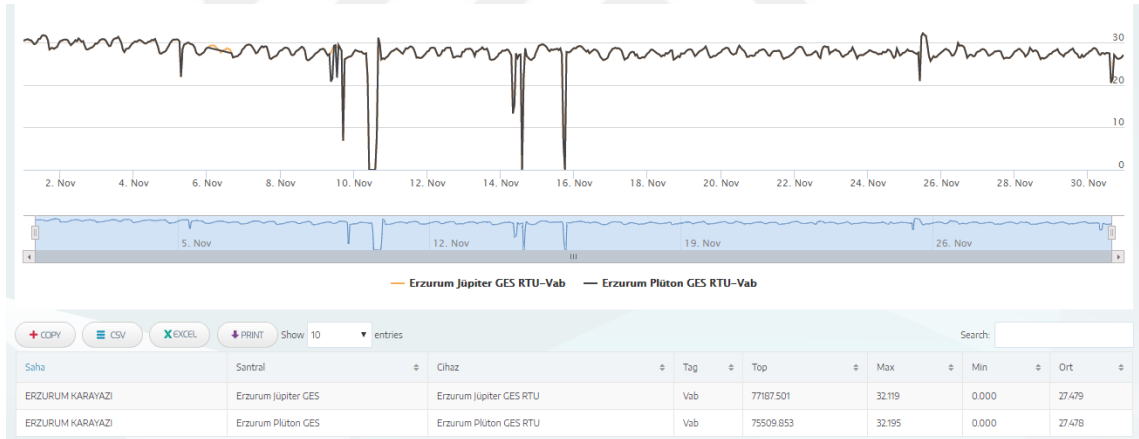
Cihaz ID	TM	DM	İsim	Tag	Toplam	Ortalama	En Düşük	En Yüksek	Minimum Değer Tarihi	Maksimum Değer Tarihi
100072	HINIS TM		FIDERS KARAYAZI	Vab	537451.926	31.368	30.738	32.196	2019-01-03 08:30:00	2019-03-24 06:50:00
101025	HINIS TM		HINIS TM TRB (ION)	Vab	635489.699	37.083	29.077	38.198	2019-04-22 11:10:00	2019-03-24 06:50:00
101026	HINIS TM		HINIS TM TRA (ION)	Vab	635605.232	37.09	29.095	38.222	2019-04-22 11:10:00	2019-03-24 06:50:00

Şekil 5.46. Hınıs TM 2019 Yılı 4 Aylık Gerilim Değişimleri

5.7. Jüpiter Ve Plüton GES'in İncelenmesi



Şekil 5.47. Jüpiter ve Plüton GES Ekim 2018 Gerilim Değişimleri



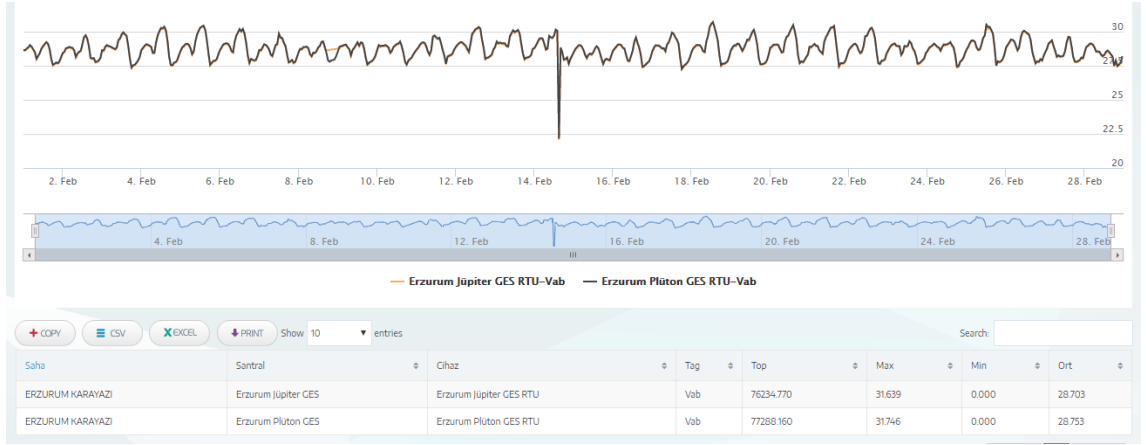
Şekil 5.48. Jüpiter ve Plüton GES Kasım 2018 Gerilim Değişimleri



Şekil 5.49. Jüpiter ve Plüton GES Aralık 2018 Gerilim Değişimleri



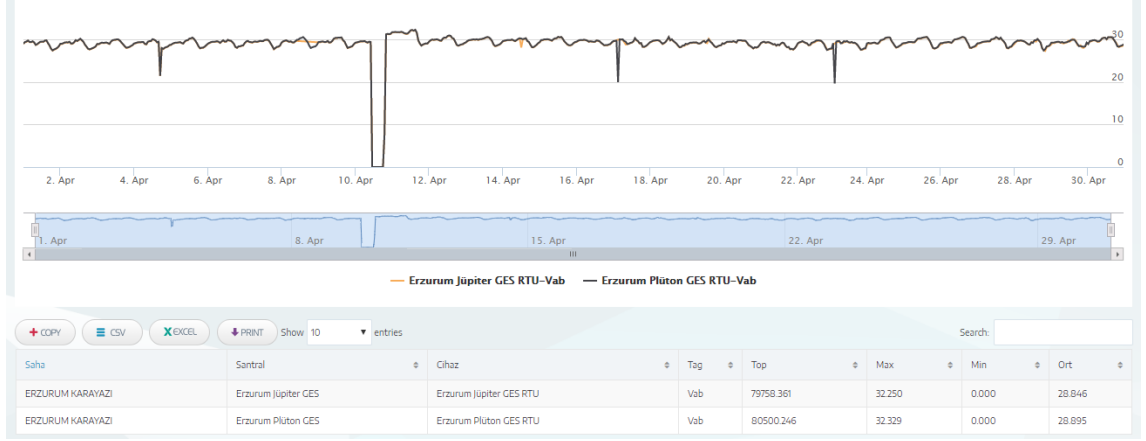
Şekil 5.50. Jüpiter ve Plüton GES Ocak 2019 Gerilim Değişimleri



Şekil 5.51. Jüpiter ve Plüton GES Şubat 2019 Gerilim Değişimleri



Şekil 5.52. Jüpiter ve Plüton GES Mart 2019 Gerilim Değişimleri



Şekil 5.53. Jüpiter ve Plüton GES Nisan 2019 Gerilim Değişimleri

Teknik kalite izleme sisteminden alınan veriler incelendiğinde özellikle kış aylarında ciddi gerilim düşümü problemi yaşandığı görülmektedir. Bölgenin kaçak elektrik kullanımını açısından ortalamanın üzerinde olması ve kış aylarında tüketim değerlerinin artması güneş santrallerinin bağlandığı noktada ciddi gerilim düşümlerine yol açmaktadır. Yaz aylarında da santral tarafından üretimin artması şebeke geriliminin de artmasına yol açacaktır. Şebeke geriliminin değişken gerilim seviyesini düzenlemek için yük altında kademe değiştirici transformatör kullanılması daha uygun olacaktır.

6. SONUÇ ve ÖNERİLER

Elektrik dağıtım şebekelerinde gün içerisinde dağıtım üretim birimlerinin üretim profillerine bağlı olarak şebeke geriliminde dalgalanmalar meydana gelmektedir. Şebeke gerilimindeki bu dalgalanmaların önüne geçilmediği sürece şebekeye bağlı cihazların arızalanmasına, ekipmanların kullanım ömürlerinin azalmasına ve arz edilen enerjinin kalitesinin düşmesine neden olmaktadır.

Şebeke gerilimini kontrol etmek için literatürde birçok metot kullanılmaktadır. Bu metotların başlıcaları;

- Yükte kademe değiştiricili transformatörlerin kullanılması,
- Şönt kapasitörler ve reaktörler ile reaktif gücün kontrol edilmesi,
- Gerilim regülatörlerinin kullanılması,
- Gerilim yükselmelerini önlemek amacıyla dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması ve/veya dağıtık üretim birimlerinin reaktif güçlerinin kontrol edilmesi ile şebekeye reaktif güç verebilme ve şebekeden reaktif güç çekebilme kapasitelerinin kullanılmasıdır.

Şebekenin gerilim profilini iyileştirmek ve kayıpları azaltmak için kullanılan şönt kapasitörler, reaktörler ve gerilim regülatörleri ek maliyetlere sebebiyet vermektedir. Ayrıca dağıtık üretim birimlerinin bağlı bulunduğu şebekelerde oluşan çift yönlü güç akışı sebebiyle bu yöntemler yeterince etkili olamamaktadır. Yükte kademe değiştiricili transformatörler aracılığıyla gerilim belirli aralıklarda hem yükseltilebilmekte hem de düşürülebilmektedir. Yükte kademe değiştirici ile gerilim profilini düzeltme, kademe sayısı ve kademeler arasındaki adım büyüklüğü ile sınırlıdır. Ayrıca, yükte kademe değiştiricili transformatörler ile tüm şebekenin gerilimi değiştirilmektedir. Şebekede aynı anda hem gerilimi yüksek hem de gerilimi düşük fiderler bulunabilmektedir. Bu nedenle farklı özelliklerde fiderlerin bulunduğu dağıtım şebekelerinde sadece kademe değiştiricili transformatör kullanılarak geniş çaplı gerilim kontrolü sağlanamamaktadır.

Şebekedeki gerilim yükselmesi problemlerini gidermek amacıyla dağıtık üretim birimlerinin aktif gücünün kısılması yoluna gidilebilmektedir. Fakat maddi açıdan değerlendirildiğinde yöntemin tercih edilebilirliği çok düşüktür.

Teknik kalite izleme sisteminde geçmişe yönelik veriler incelenmiş olup cezai koşulların sağlandığı durumlar ile üretim yapılan zaman aralıkları belirlenmiştir. Reaktif güç kontrolü için mevcut durumdaki veriler ve cezai duruma girmemesi için hesaplanan yeni duruma ait veriler ile ilgili sayısal şebeke modeli kullanılarak analizler gerçekleştirilmiştir.

Dağıtım şebekesine entegrasyonu yapılmış olan dağıtık üretim tesislerinin reaktif güç üretimleri mevcut durumda şebekeden bağımsızdır. Teknik kalite izleme sistemi verilerinden ve yapılan analizlerden de görüldüğü gibi dağıtık üretim santrallerinin reaktif güç üretimlerini, şebekenin ihtiyaçlarını göz ardı ederek yapması, şebekeye bağlantı noktasındaki gerilim seviyesinin sınır değerlerinin dışına çıkmasına, TM'lerde cezai durumların oluşmasına ve dağıtım şebekesindeki kayıpların artmasına neden olabilmektedir.

Yapılan literatür çalışmasında yükte kademe değiştiricili transformatör kullanılması en yaygın kullanılan yöntemlerden birisi olduğu görülmektedir. En yaygın kullanılan yöntem olması bütün uygulamalar için en doğru yöntem olması anlamına gelmemektedir.

Kayalık HES için alınan veriler incelendiğinde reaktör kullanılarak hem reaktif gücün azaltılmasına fayda sağlayacaktır, hem de gerilim değişimlerinin düzenlenmesine katkı sağlayacaktır. Literatürde Zhang ile Sidhu tarafından yapılan gerilim ve reaktif güç kontrolü ile gerilim profillerini düzeltmeye yönelik çalışma ile örtüştüğü için uygun yöntem olduğu düşünülmektedir.

Jüpiter GES için alınan veriler incelendiğinde şebeke geriliminde ciddi değişimlerin olduğu ve üretim değerlerine etki ettiği görülmektedir. Kış aylarında tüketim değerlerinin artması güneş santrallerinin bağlandığı noktada ciddi gerilim düşümlerine yol açmakta, yaz aylarında da santral tarafından üretimin artması şebeke geriliminin de artmasına yol açmaktadır. Literatür taramalarında yükte kademe değiştiricili transformatörler ile gerilimin belirli aralıklarda hem yükseltilebildiği hem de düşürülebildiği bilgisine ulaşıldığı için uygun yöntem olduğu düşünülmektedir.

Sonuç olarak; yapılan çalışmalar sonucunda hidroelektrik santrali için reaktör kullanılması, güneş enerjisi santrali için yük altında kademe değiştiricili transformatör kullanılması önerilmektedir.



KAYNAKLAR

- Abarrategui, O., Zamora, I. and Larruskain, D. , “Comparative analysis of islanding detection methods in networks with DG” , *19th International conference on Electricity Distribution* , Wien.
- “ABB Pocket Book – Switchgear Manual 10th Revised Version”, *ISBN: 3-46448236-7*, 2001, Berlin.
- Ackermann T. , Andersson G. and Söder L. (2001) “Distributed Generation: A Definition” , *Electric Power Systems Research*, Vol 57 , No. 3.
- Akyel, A. (2011) “Elektrik Enerji Sistemlerinde Güç Kalitesinin İncelenmesi”, Yüksek Lisans Tezi, *Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul.
- Altun, M. (2010) “Yenilenebilir Enerji Üretiminde Güç Kalitesinin Analizi”, Yüksek Lisans Tezi, *Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul.
- Beltran H. , Gimeno F. , Seguchilet S. and Torrelo J. M. , “Review of the Islanding Phenomenon Problem for Connection of Renewable Energy Systems”. *Instituto de Tecnología Eléctrica*, Paterna, Valencia, Spain.
- Capacity of Distribution Feeders For Hosting Der (2014) , *CIGRE Working Group*, C6.24.
- Central Intelligence Agency (Cia) (2014). *The World Factbook*.
<https://www.cia.gov/library/publications/download/download-2014/index.html>
Erişim tarihi: 21.12.2018
- Cooper Power Systems, Voltage Regulators, *Technical Document*.
- Cossent R. , Gomez T. and Frias P. (2009) “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 , Vol. 37 , No. 3.
- Coster E. , Myrzik J. and Kling W. (2010) “Effect of DG on Distribution Grid Protection” , *Distributed Generation*, D. N. Gaonkar (Ed.), ISBN: 978-953-307-046-9, InTech, DOI: 10.5772/8880

- “Cigre Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER” (2014). *CIGRE Working Group C6.24* . ISBN: 978- 2-85873-282-1.
- Çelik, D. (2016) “Dağıtılmış üretim sistemlerinin modellenmesi, analizi ve şebekeyle entegrasyonunun incelenmesi” Yüksek Lisans Tezi, *Yüzüncüyıl Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Van.
- Çetinkaya, H.B. ve Dumlu F. (2013) “Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Entegrasyonunda Yaşanabilecek Olası Problemler ve Entegrasyon Analizleri” , *Akıllı Şebekeler Ve Türkiye Elektrik Şebekesinin Geleceği Sempozyumu*. Ankara.
- Çetinkaya, H.B. (2014) “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Şebekeye Entegrasyonu” , *2. Uluslararası İstanbul Akıllı Şebekeler Kongre Fuarı (ICSG 2014)* , İstanbul.
- Daylak, F. (2016) “Elektrik dağıtım sistemlerinde gerilim profilinin, güç kayıpları ve maliyet minimizasyonunun dağıtık üretim kaynakları ve kademe dönüştürücüler ile iyileştirilmesi” Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul.
- De Joode J. , Van Der Welle A. and Jansen J. (2010) “Distributed Generation And The Regulation Of Distribution Networks” , *D. N. Gaonkar (Ed.)*, ISBN: 978-953-307-046-9, InTech, DOI: 10.5772/8888.
- “Distribution Power Generator Islanding Guidelines” (2006). *BC Hydro*.
- Elektrik Dağıtım ve Perakende Satışına İlişkin Hizmet Kalitesi Yönetmeliği. *EPDK*.
- Emiroğlu, S. (2017) “Dağıtık üretilen elektrik enerji sistemlerinde gerilim azaltım yöntemi ile enerji optimizasyonu” Doktora Tezi, *Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Sakarya.
- Energy Agency Of The Republic Of Slovenia (2013). *Report On The Energy Sector In Slovenia*.
- Eroğlu, H. (2009) “Bir Dağıtım Şebekesinin Güç Kalitesi ve Harmonikler Yönünden İncelenmesi”, Yüksek Lisans Tezi, *Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Konya.

European Commission (EC) (2008) . “European Energy and Transport Trends to 2030- update 2007” . European Commission , Directorate-General for Energy and Transport, ISBN 978-92-79-07620-6 , *Office for Official Publications of the European Communities* , Luxembourg,.

European Small Hydropower Association And Intelligent Energy Europe (2013), *Stream Map For Small Hydropower In The Eu-27 In The View Of The 2020 Targets*.

Federal Ministry Of Economics And Technology Germany’s New Energy Policy Heading Towards 2050 With Secure (2012), *Affordable And Environmentally Sound Energy*.

Filho W.L, Kotter R. (2015), *e-mobility in Europe*.

Hegvik A. (2012) “Case Study Analysis of Running Distributed Generators in Island Mode; Effects on Reliability of Supply”. Norwegian University of Science and Technology, *Department of Electric Power Engineering*.

“IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection” (2013) IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.7 – 2013

“IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks” (2011) , IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.6.

“IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (2008) IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.2.

“IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection” (2013) IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.7.

“IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks” , *IEEE Standarts Coordinating Committee 21 on Fuel Cells*.

“IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” , *IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells*,

“IEEE Recommended Practice For Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks” (2011) IEEE Standarts Coordinating Committee 21 On Fuel Cells, Photovoltaics, *Dispersed Generation And Energy Storage* . IEEE Std. 1547.6.

Indexmundi Belgium Electricity Imports ,

www.indexmundi.com/belgium/electricity_imports.html

Erişim tarihi: 10.10.2018

İlik, S.C. (2018) “Dağıtılmış üretim kaynakları bağlı şebekelerde koruma koordinasyonu yaklaşımlarının incelenmesi” Yüksek Lisans Tezi, *Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Kocaeli.

Karaarslan, K. (2010) “Dağıtılmış üretim kaynaklarının elektrik dağıtım sistemlerine etkileri” Yüksek Lisans Tezi, *Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Kocaeli.

Kondul, O. (2018) “Dağıtık üretim sistemlerinde koruma” Yüksek Lisans Tezi, *Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul.

Kumpulainen L. and Kauhaniemi K. , *Distributed Generation and Reclosing Coordination*.

London Research International (N.D.).Chapter 3: Belgium.

http://www.fromredatabase.com/free_reports/Belgium_pu15.pdf

Erişim tarihi: 25.04.2018

“Moltay, Ö. (2011) “Dağıtık Elektrik Üretimi ve Faydaları” , *Yeni Enerji*.

“Network Protection and Automation Guide (2011); Protective Relays, Measurement & Control” *Alstom Grid*.

- Peças Lopes J.A. , Hatziargyriou N. , Mutale J. , Djapic P. and Jenkins N. . “Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A review of Drivers, Challenges and Opportunities”. *Electric Power System Research*. Vol. 77 , No. 9.
- Pepermans G. , Driesen J. , Haeseldoncks D. , Belmans R. and D’haeseleer W. (2015) “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues , Energy Policy , Vol. 33 , No.6.
- Photovoltaics, (2011) *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.6.
- Photovoltaics, (2008) *Dispersed Generation and Energy Storage* , IEEE Std. 1547.2.
- Poland, Central Statistical Office (2013) *Energy From Renewable Sources In 2012*, Warsaw.
- Ropp M.E. , Begovic M. , Rohatgi A. Kern G.A. , Bonn R.H. and Gonzalez S. , “Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Nondetection Zones”. *IEEE Transaction on Energy Conversion*. Vol. 15 , NO. 3.
- Pudijanto D. , Cao D.M. , Grenard S. and Strbac G. (2006) “Method for Monetisation of Cost and Benefits of DG Options” . *Universty of Manchester and Imperial College London* .
- Skytte K. and Ropenus S. (2007) “Regulatory Review and Barriers for he Electricity Supply System for Distributed Generation in the EU-15” , *International Journal of Distributed Energy Resources* , Vol. 3 , No. 3.
- Strbac G. (2002) “Impact of Dispersed Generation on Distribution Systems: A European Perspective” , *Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol.1.
- Tanrıverdi, Ö. (2015) “Fotovoltaik Güç Santrali Bağlı Bir Şebekede Güç Kalitesi Ölçümleri,” Yüksek Lisans Tezi, *Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara.
- Terna (2012). *Statistical Data On Electricity In Italy*.
- The Austrian Electricity Market (2016), E-Control, International Black Out Experience and Potential Power Grid Black Outs, *Austrian Power Grid (APG)*.

United Nations Industrial Development Organization (2013) *World Small Hydropower Development Report*.

Uzun, S. (2015) “Dağıtık üretim tesislerinin şebeke entegrasyon etkileri ve şebeke uyumluluğunun güç sistem analizleriyle uygulamalı değerlendirilmesi” Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul.

Ünsar, Ö. (2010) “Elektrik sistemi ortak bağlantı noktalarında harmonik akım katkılarının ölçüme dayalı olarak belirlenmesi,” Yüksek Lisans Tezi, *Hacettepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara.

Vovos P.N. , Kirakis A.E. , Wallace A.R. and Harrison G.P. (2007) “Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration” , *IEEE Transactions on Power Systems*.

Woodman B. and Baker P. (2008) Regulatory Frameworks for Decentralised Energy” . *Energy Policy* , Vol. 36 , No. 12 ,.

World Bank (2013). *Norway*.

<http://data.worldbank.org/country/norway>

Erişim tarihi: 12.08.2018

ÖZGEÇMİŞ

1989 yılında Erzurum’da doğdu. Lise eğitimini Erzurum Mecidiye Anadolu Lisesinde tamamladı. Atatürk Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği bölümünden 2013 yılında mezun oldu.

2013 Ağustos ayında Aras Elektrik Dağıtım Anonim Şirketinde Dağıtım Planlama Mühendisi olarak göreve başladı. 2019 Temmuz ayında aynı şirket bünyesinde Dağıtım Planlama Başmühendisi olarak ataması yapıldı. Aras Elektrik Dağıtım Anonim Şirketinde üretim santrallerinin şebekeye bağlantısı ve şebeke üzerine etkileri üzerine çalışmalarda bulundu.

2016 yılında Erzincan Binali Yıldırım Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği Yüksek Lisans programına başladı. Evli ve iki çocuk babasıdır.