



T.C.
NECMETTİN ERBAKAN
ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN
ŞEBEKEYE ENTEGRASYONU
Hatice AYDIN

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Haziran-2023
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Hatice AYDIN

Tarih: 16/06/2023

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKEYE ENTEGRASYONU

Hatice AYDIN

**Necmettin Erbakan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı**

Danışman: Prof. Dr. Muciz ÖZCAN

2023, 176 Sayfa

Jüri

Prof. Dr. Muciz ÖZCAN

Doç. Dr. Mümtaz MUTLUER

Doç. Dr. Bayram AKDEMİR

İklim değişikliğine karşı küresel ortalama yüzey sıcaklığındaki artışı 2 derece ile sınırlandırmayı, mümkünse 1,5 derecenin altında tutmayı ve bu doğrultuda, bu yüzyılın ortasına kadar sera gazı emisyonlarının sıfırlanmasını hedefleyen Paris İklim Anlaşması kapsamında 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefinin benimsenmesiyle Türkiye'nin iklim politikasında yeni bir dönem başlamıştır. İklim değişikliğine en büyük etkiye neden olan enerji sektörü fosil yakıtlardan aşamalı olarak çıkması ve tüm kamu kaynaklarını güneş ve rüzgâr başta olmak üzere yenilenebilir enerji yatırımlarına, bunun için gerekli altyapı çalışmalarına ve tüm kesimleri kapsayacak bir şekilde adil bir dönüşüm planlarının yapılması öncelikli konular haline gelmiştir.

Ülkemiz bu küresel dönüşüm de iklim dostu temiz tükenmez enerji kaynakları dağıtık üretim tesisleri ile ilgili mevzuatı 2014 yılında yürürlüğe koymuş olup günümüze kadar dağıtık üretim tesisleri hızlı bir ivme kazanarak enerji üretiminde önemli bir rol almaktadır ve bununla ilgili yatırımlar devam etmektedir.

Mevcut elektrik dağıtım şebekeleri, enerji üretim kaynaklarının çeşitliliğine bağlı olarak entegrasyonu yapılacak şekilde dizayn edilmemiş olup dağıtım şebekelerinin dizaynında güç akışı tek yönlüdür. Dağıtık üretim tesislerinin devreye girmesi ile mevcut şebekelerimiz tamamen farklı bir yapıya doğru gitmektedir.

Giderek artan dağıtık üretim sayısı ile birlikte dağıtım sisteminde gerçekleştirilecek üretim entegrasyonları mevcut şebeke üzerinde çok önemli etkilere neden olabileceği düşünüldüğünden bu çalışmada dağıtık üretim tesislerinin mevcut olan şebekeye etkilerinin incelenmesi yapılmıştır. Bu incelemeler sonucunda dağıtık üretim tesislerinin sisteme bağlantısı gerçekleştirilirken bağlantı yapılacak yerin ve şebekenin barındırma kapasitesinin en önemli faktörler olduğu görülmüştür.

Üretim tüketim dengesi dikkate alınarak yapılan bağlantılarda dağıtık üretim tesisinin gerilimin nominal işletme sınırlarında çalışmasına pozitif etki yaptığı ve gerilim düşümünden kaynaklı ilave yatırımlar yapılmasına ihtiyaç kalmadığı, üretilen enerji yerinde tüketildiği için şebekenin toplam teknik kayıpları 0.48 MW iken DÜ sonrası 0.44 MW' a düşerek sistem kayıplarının azalmasında olumlu etki yaptığı görülmüştür.

Ancak üretim tüketim dengesi ve hattın barındırma kapasitesi dikkate alınmadan yapılan bağlantılarda güç kalitesi parametrelerinde olumsuz etkiye neden olduğu görülmüştür. Özellikle gerilimin nominal işletme sınırı olan 31,5 kV' dan DÜ bağlantıları sonrası 31,9 kV' a yükselmesine neden olduğu ve nominal işletme geriliminin üzerinde çalıştığı, hem bara üç faz kısa devre akımına hem de bara üç faz kısa devre gücüne %14-21 katkıda bulunduğu, şebekenin kararlılığının bozulduğu ve bu olumsuzluklar sonucu sistemde kullanılan malzeme ve teçhizatın yıpranması, malzeme ömrünün azalacağı görülmüştür. Yapılan analizler sonucu kapasiteden kaynaklı bu olumsuz etkileri azaltma da enerji depolama tesisinin olumlu katkısı olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Dağıtık üretim, Elektrik dağıtım sistemi, Güç kalitesi, Yük akış analizi.

ABSTRACT

MS THESIS

INTEGRATION OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES WITH ELECTRICAL GRID SYSTEMS

Hatice AYDIN

**THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCE OF
NECMETTİN ERBAKAN UNIVERSITY
THE DEGREE OF MASTER OF ELECTRICAL ELECTRONICS
ENGINEERING**

Advisor: Prof. Dr. Muciz ÖZCAN

2023, 176 Pages

**Jury
Prof. Dr. Muciz ÖZCAN
Doç. Dr. Mümtaz MUTLUER
Doç. Dr. Bayram AKDEMİR**

A new era has begun in Turkey's climate policy with the adoption of a net zero emission target by 2053 within the scope of the Paris Climate Agreement, which aims to limit the increase in global average surface temperature against climate change to 2 degrees Celsius and, if possible, to keep it below 1.5 degrees Celsius and, in this direction, to zero greenhouse gas emissions by the middle of this century. The energy sector, which causes the greatest impact on climate change, has become a priority issue to phase out fossil fuels and to invest all public resources in renewable energy investments, especially solar and wind, to carry out the necessary infrastructure works for this, and to make a fair transformation plans to cover all segments.

In this global transformation, our country enacted the legislation on distributed generation facilities, which are climate-friendly clean inexhaustible energy sources, in 2014 and until today, distributed generation facilities have gained rapid momentum and play an important role in energy production and related investments continue.

Existing electricity distribution networks are not designed to integrate the diversity of energy generation sources and the power flow is unidirectional in the design of distribution networks. With the introduction of distributed generation facilities, our existing grids are moving towards a completely different structure.

With the increasing number of distributed generations, the integration of generation in the distribution system may have significant impacts on the existing grid. Therefore, this thesis examines the effects of distributed generation facilities on the existing grid. As a result of these analyzes, it is seen that the location of the connection and the hosting capacity of the grid are the most important factors when connecting distributed generation facilities to the system.

In the connections made by taking into account the generation consumption balance, it is seen that the distributed generation facility has a positive effect on the

operation of the voltage at nominal operating limits and there is no need for additional investments due to voltage drops, and since the energy produced is consumed in place, the total technical losses of the network decreased from 0.48 MW to 0.44 MW after DER and had a positive effect on the reduction of system losses.

However, it was observed that the connections made without taking into account the generation consumption balance and the hosting capacity of the line caused a negative impact on power quality parameters. In particular, it was observed that the voltage increased from 31.5 kV, which is the nominal operating limit, to 31.9 kV after the DC connections and that it operated above the nominal operating voltage, contributed 14-21% to both busbar three-phase short circuit current and busbar three-phase short circuit power, the stability of the network deteriorated, and as a result of these negativities, the wear and tear of the materials and equipment used in the system and the material lifespan decreased. As a result of the analysis, it was concluded that the energy storage facility has a positive contribution in reducing these negative effects caused by capacity.

Keywords: Distributed generation, Electricity distribution system, Load flow analysis, Power quality.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmamın her aşamasında bilgi ve tecrübeleriyle bana yol gösteren, benden yardımlarını hiçbir zaman esirgemeyen ve her konuda bana anlayış gösteren değerli tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Muciz ÖZCAN' a ve her zaman yanımda olan, desteklerini her an arkamda hissettiğim aileme teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Hatice AYDIN
KONYA-2023



İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	vi
ÖNSÖZ	viii
İÇİNDEKİLER.....	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ	xi
TABLolar.....	xiii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiv
1. GİRİŞ	1
1.1.Literatür Araştırması.....	3
1.2. Tezin Amacı.....	6
1.3. Tezin Yapısı.....	7
2. DAĞITIK ENERJİ KAYNAKLARI	9
2.1. Yakıt Hücreleri	10
2.2. Pistonlu Motorlar	12
2.3. Gaz Türbinleri.....	12
2.3.1. Mikro türbinler.....	13
2.3.2. Yanma türbinleri	15
2.4. Fotovoltaik Sistemler	15
2.5. Rüzgar Enerjisi Dönüştürme Sistemleri	17
2.6. Güneş Termal.....	17
2.7 Jeotermal.....	19
2.8. Küçük Hidro Türbinler	21
2.9. Biokütle.....	22
2.10. Birleşik Isı ve Enerji	23
2.11. Enerji Depolama Teknolojileri	25
2.11.1. Batarya enerji depolama sistemi	27
2.11.2. V2G Teknolojisi	27
2.11.3. Volanlar	31
2.11.4. Süper iletken manyetik enerji depolama.....	33
2.11.5. Basınçlı hava enerji depolaması	34
2.11.6. Pompalı depolama	34
3.DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ.....	38
3.1. DÜ' nün Çevresel Etkileri	41

3.2. DÜ' nün Ekonomik Etkileri	42
3.3. DÜ' nün Teknik Etkileri.....	42
3.3.1. DÜ'nün optimum boyutlandırılması ve lokasyonun önemi	43
3.3.2. Barındırma kapasitesi	43
3.3.3. Adalanma	47
3.3.4. DÜ' lerin gerilim üzerindeki etkisi	59
3.3.5. Kayıplar	73
3.3.6. Harmonikler	74
4.ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDEKİ GÜÇ KALİTESİ CİHAZLARI VE İZLEME/KONTROL TEKNOLOJİSİ	79
4.1. FACTS Cihazları	83
4.1.1. Statik VAR kompanzatörü (SVC)	85
4.1.2. Tristör kontrollü seri kompanzatör (TCSC).....	87
4.1.3. Statik senkron kompanzatör (STATCOM).....	89
4.1.4. Statik senkron seri kompanzatör (SSSC).....	92
4.1.5. Dağıtık FACTS (D-FACTS).....	93
4.2. SCADA.....	94
4.3. Enerji Analizörü.....	99
5.ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİ	102
5.1. Elektrik İletim Şebekesi.....	103
5.2. Elektrik Dağıtım Şebekesi	104
6.YÜK AKIŞ ANALİZİ.....	105
7.ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN SİMÜLASYONU VE ANALİZİ	107
7.1. DiGSILENT PowerFactory Programı	107
7.2. Elektrik Dağıtım Şebekesinin Modellenmesi	110
7.2.1. EDS' nin simülasyonu (I. Durum).....	113
7.2.2. DÜ entegrasyonu sonrası EDS' nin simülasyonu (II. Durum)	116
7.2.3. DÜ ve enerji depolama entegrasyonu sonrası EDS' nin simülasyonu (III. Durum).....	119
7.3. Simülasyon Sonuçlarının Analizleri	121
7.3.1. Gerilim profili analizi	121
7.3.2. Kısa devre analizi.....	123
7.3.3. Sistem kayıpları analizi.....	124
8.SONUÇ VE ÖNERİLER	126
9. KAYNAKLAR	128
EKLER	135
ÖZGEÇMİŞ	Hata! Yer işareti tanımlanmamış.

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1. DÜ teknolojileri.....	9
Şekil 2.2 Yakıt hücresi tesisinin şematik blok diyagramı gösterimi	11
Şekil 2.3. Gaz türbinin görünümü	13
Şekil 2.4. Temel mikro türbin şematik diyagramı	14
Şekil 2.5. 80 kW Fulcrum mikro türbin generatörünün görünümü	15
Şekil 2.6. Bir FV modülünün tipik V–I karakteristiği	16
Şekil 2.7. FV bağlantı şematik diyagramı	16
Şekil 2.8. Rüzgar türbini bağlantı şematik diyagramı	17
Şekil 2.9. Bir termal güneş enerji santralinin şematik diyagramı.....	18
Şekil 2.10. Parabolik oluk sistemleri bağlantı şeması	19
Şekil 2.11. Kuru buhar santrali	20
Şekil 2.12. Mikro hidroelektrik santralinin şematik diyagramı.....	21
Şekil 2.13. Biokütle kaynakları	22
Şekil 2.14. Birleşik ısı ve enerji' nin şematik gösterimi.....	24
Şekil 2.15. a) Yük dengeleme b) Pik Tıraş	26
Şekil 2.16. Enerji depolamanın sınıflandırılması	27
Şekil 2.17. V2G şematik gösterimi.....	28
Şekil 2.18. V2G altyapısı.....	28
Şekil 2.19. Çift yönlü ve tek yönlü güç akışı	29
Şekil 2.20-21. Çift yönlü dönüştürücüler kullanan V2G.....	30
Şekil 2.22. Volanlı enerji depolama sistemi	31
Şekil 3.1. Geleneksel ve geleceğin elektrik sistemleri	38
Şekil 3.2. Ara bağlantı trafolarında güç akışı durumunda geçmişten geleceğe geçiş(Psarros & Papakonstantinou, 2020)	39
Şekil 3.3. Elektrik dağıtım sistemindeki DÜ etkileri.....	41
Şekil 3.4. BK geliştirme teknikleri	47
Şekil 3.5. Kasıtlı olarak adalanma tek hat şeması	48
Şekil 3.6. Adalanma tespit teknikleri.....	49
Şekil 3.7. Şebekeye bağlı DÜ kaynağı olarak FV dizisi	50
Şekil 3.8. Aktif adalanma tekniklerinin genel akış diyagramı	53
Şekil 3.9. İnvertör akımı ve şebeke gerilimi.....	56
Şekil 3.10. 120 V bazında A ve B aralığı işletme gerilimi limitleri	60
Şekil 3.11. DÜ birimlerinin arıza katkılarının şematik diyagramı	63
Şekil 3.12. EPS devre kesici-DK' nın şeması	65
Şekil 3.13. Kullanıcı çalışma koşulları kadran sistemi.....	69
Şekil 3.14. Temel bileşenin (120 V genlik ve 60 Hz frekans) 10 Hz' lik modülasyon frekansı nedeniyle gerilim titreşimi	71
Şekil 3.15. Dört farklı durum için sistemin harmonik kısıtlı barındırma kapasitesi	77
Şekil 3.16. Harmonik filtreleme yoluyla harmonik kısıtlı barındırma kapasitesini geliştirme konsepti.....	78
Şekil 4.1. DÜ' nün aktif bir şebekeye entegrasyonuna ait blok diyagramı (Bayod-Rújula, 2009b).....	84
Şekil 4.2. Statik VAr kompanzatör (SVC)	86
Şekil 4.3. SVC V-I karakteristiği	86
Şekil 4.4. Bir SVC' nin tek hat ve kontrol blok şeması	87
Şekil 4.5. Tristör kontrollü seri kompanzatörler (TCSC).....	88
Şekil 4.6. XTCSC' ye karşı TCSC' nin α karakteristiği.....	89

Şekil 4.7. STATCOM tek hat şeması	90
Şekil 4.8. STATCOM V-I karakteristiği	91
Şekil 4.9. STATCOM' un tek hat şeması ve kontrol blok şeması	91
Şekil 4.10. SSSC' nin tek hat şeması ve kontrol blok şeması.....	93
Şekil 4.11. İletişim ağı için veri akış haritası	97
Şekil 4.12. Enerji analizörü kurulum şeması.....	100
Şekil 5.1. Elektrik güç sisteminin yapısı	102
Şekil 5.2. Türkiye geneli dağıtım şirketlerine göre dağıtım hattı uzunluklarının dağılımı (ELDER, 2021).....	103
Şekil 7.1. Kısa Devre Hesaplamanın Uygulama Alanları	108
Şekil 7.2. Kısa devre akımı zaman fonksiyonu	109
Şekil 7.3. Elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması.....	111
Şekil 7.4. Elektrik dağıtım şebekesine ait coğrafi görünüm.....	111
Şekil 7.5. Üretim tesislerinin bağlı olmadığı elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması	114
Şekil 7.6. I. Durum üç faz kısa devre tek hat şeması.....	115
Şekil 7.7. Üretim tesislerinin bağlı olduğu elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması	117
Şekil 7.8. II. Durum kısa devre tek hat şeması	118
Şekil 7.9. Enerji depolama tesisinin bağlı olduğu elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması	119
Şekil 7.10. DM_3 enerji akış şeması	122
Şekil 7.11. Elektrik dağıtım şebekesine ait gerilim değerleri.....	122
Şekil 7.12. Elektrik dağıtım şebekesine ait bara kısa devre akımı değerleri.....	123
Şekil 7.13 Elektrik dağıtım şebekesine ait bara kısa devre gücü değerleri	124

TABLÖLAR

Tablo 2.1. Enerji depolama sistemlerinin çalışma özelliklerinin karşılaştırılması	35
Tablo 2.2. Enerji depolama sistemleri için SWOT analizi değerlendirmesi.....	36
Tablo 3.1. 2020-2021 yıllarında elektrik üretiminin kaynak bazında gelişimi.....	40
Tablo 3.2. Uluslararası Dağıtım Şirketleri' lerinin DÜ enterkoneksiyonları için temel kurallar	45
Tablo 3.3. Farklı pasif adalanma tespit tekniklerine genel bakış	52
Tablo 3.4. Farklı aktif adalanma tespit tekniklerine genel bakış	59
Tablo 3.5. Senkronizasyon parametre limitleri	61
Tablo 3.6. DÜ' lerin tipik hata seviyeleri	64
Tablo 3.7. Tipik arıza seviyeleri	66
Tablo 3.8. İletim hatları için tipik X/R oranları	67
Tablo 3.9. DÜ' lerin dört bölgesi çalışması	69
Tablo 3.10. AG, OG ve YG ağlarında fliker için uyumluluk ve planlama seviyeleri ...	71
Tablo 3.11. Standartlara göre fliker planlama düzeyleri.....	72
Tablo 3.12. Dağıtım sistemleri için mevcut harmonik bozulma limitleri (IEEE519-1992).....	76
Tablo 4.2. Elektrik şebekelerinde FACTS cihazlarının sınıflandırması(Gandoman vd., 2018).....	85
Tablo 4.3. Temel FACTS cihazlarının faydaları ve uygulamaları.....	92
Tablo 4.4. Modern elektrik şebekelerindeki D-FACTS cihazları	94
Tablo 4.5. SCADA standartları	99
Tablo 5.1. Gerilim seviyelerine göre istatistikler.....	102
Tablo 6.1. Yük akış analizinde değişkenler	106
Tablo 7.1. Üretim tesislerine ait bilgiler	112
Tablo 7.2. TM_1' e ait teknik bilgiler.....	112
Tablo 7.3. Fider yük bilgileri	113
Tablo 7.4. Elektrik dağıtım şebekesine ait enerji nakil hattı bilgileri	113
Tablo 7.5. I. Durum yük akış analiz değerleri.....	115
Tablo 7.6. I. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri	116
Tablo 7.7. II. Durum yük akış analiz değerleri	117
Tablo 7.8. II. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri.....	118
Tablo 7.9. III. Durum yük akış analiz değerleri	120
Tablo 7.10. III. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri	120
Tablo 7.11. Elektrik dağıtım şebekesine ait genel sistem kayıp değerleri.....	124
Tablo 7.12. Elektrik dağıtım şebekesine ait aktif ve reaktif güç değerleri	125

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

$B_{\max}$	: Maksimum kapasitif duyarlılığı
c	: Fliker faktörü
cf	: Kayma faktörü
f_1	: Temel güç sistemi frekans bileşeni
h_{th}	: Harmonik bileşen
ip	: Tepe kısa devre akımı (<i>Amper</i>)
Ik	: Üç faz bara kısa devre akımı (<i>Amper</i>)
I_{th}	: Eşdeğer ısı akım (<i>Amper</i>)
S_b	: Üç faz bara kısa devre gücü (<i>VA</i>)
S_{rE}	: Üretim tesisinin nominal görünür gücü (<i>VA</i>)
P	: Aktif güç (<i>Watt</i>)
P_{lt}	: Bir üretim ünitesinin uzun dönem fliker gücü
P_{st}	: Kısa dönem fliker şiddeti endeksi
Q	: Reaktif güç (<i>VAR</i>)
$T_{V\text{şebeke}}$	: Şebeke gerilimi periyodu
$TiFV$	: İnvertör akımının periyodu
V	: Gerilimin genliği (<i>volt</i>)
θ	: Gerilimin açısı
X_s	: Eğim veya düşüş reaktansı (<i>henry</i>)
θ_{OFK}	: İnverter çıkış akımının başlangıç açısı
ω_0	: Frekans
$\emptyset$	: Faz

Kısaltmalar

AC	: Alternatif akım
AFS	: Aktif frekans sapması
AG	: Alçak gerilim
AKİ	: Akım kaynağı invertörü
ANSI	: American national standards
AYH	: Alkalın yakıt hücresi
BEDS	: Batarya enerji depolama sistemi
BDEW	: Almanya enerji ve su endüstrileri derneği
BHED	: Basınçlı hava enerji depolama
BIE	: Birleşik ısı ve enerji
BK	: Barındırma kapasitesi
COROCOF	: Frekans korumasının değişim oranının karşılaştırılması
DC	: Doğru akım
DER	: Dağıtılmış enerji kaynakları
DGK	: Doğrudan güç kontrolü
DK	: Devre kesici
DM	: Dağıtım merkezi
DÜ	: Dağıtık üretim
D-FACTS	: Dağıtık FACTS

EA	: Elektrikli araçlar
ED	: Elektrik depolama
EDS	: Elektrik dağıtım sistemi
EMC	: Elektro manyetik uyumluluk
ENH	: Enerji nakil hattı
EPRI	: Electric power research institute
EKYH	: Erimiş karbonat yakıt hücresi
FACTS	: Esnek alternatif akım iletim sistemi
FAT	: Faz atlama tespiti
FRT	: Voltage fault ride-through
FV	: Fotovoltaik
GES	: Güneş elektrik santrali
GKİ	: Gerilim kaynağı invertörü
GUI	: Grafiksel kullanıcı arabirimi
G2V	: Şebekeden araca
HES	: Hidroelektrik santral
Hz	: Hertz
IEC	: International Electrotechnical Commission
IEEE	: Elektrik ve elektronik mühendisleri enstitüsü
IP	: Koruma derecesi
KDO	: Kısa devre oranı
KOYH	: Katı oksit yakıt hücresi
KÖK	: Kesici ölçü kabini
KMC	: Kayan mod kontrol
KMK	: Kayma modu frekans kaydırma
kVA	: Kilo volt amper
kV	: Kilo volt
kW	: Kilo watt
LÜY	: Lisanssız elektrik üretim yönetmeliği
LÜT	: Lisanssız elektrik üretim tebliği
MGNT	: Maximum güç noktası takibi
MLZ	: TEDAŞ Malzeme şartnameleri
MMI	: İnsan-Makine Ara yüzü
MPPT	: Maksimum güç noktası izleme
MT	: Mikro türbinler
MVA	: Mega volt amper
MW	: Mega watt
OFP	: Aşırı frekans koruma
OFK	: Otomatik faz kaydırma
OG	: Orta Gerilim
OVP	: Aşırı gerilim koruma
PAYH	: Fosforik asit yakıt hücresi
PEMYH	: Proton değişim membranlı yakıt hücresi
PD	: Pompalı depolama
PID	: Oransal-integral-türev kontrolörler
PLC	: Programlanabilir mantık denetleyicileri
PLL	: Faz kilitlemeli çevrim
PWM	: Darbe genişliği modülasyonu
RMS	: Ortalama karekök
ROCOF	: Frekans değişim oranı

RTU	: Uzak terminal birimi
SCADA	: Gözetleyici kontrol ve veri toplama
SFK	: Sandia frekans kayması
SGK	: Sandia gerilim kayması
SHY	: Seçici harmonik yok etme
SMED	: Süper iletken manyetik enerji depolaması
SSSC	: Statik senkron seri kompanzatör
STATCOM	: Statik senkron kompanzatör
STK	: Standart test koşulu
SVC	: Statik VAR kompanzatörü
TEB	: Tespit edilmeyen bölge
TCSC	: Tristör kontrollü seri kompanzatör
THD	: Toplam harmonik bozulma
TM	: Trafo merkezi
TSE	: Türk standartları enstitüsü
UFP	: Düşük frekans koruma
UVP	: Düşük gerilim koruma
VAR	: Volt- amper- reaktif
V2G	: Araçtan şebekeye enerji
VD	: Gerilim dengesizliği
VS	: Gerilim dalgalanması
VKD	: Gerilim kaynağı dönüştürücü
YEK	: Yenilenebilir enerji kaynakları
YG	: Yüksek gerilim
YH	: Yakıt hücreleri
YKT	:Yıldırımdan korunma tesisatı
YT	: Yanma türbinleri

1. GİRİŞ

Elektrik üretiminin geleceği giderek daha merkezi olmayan dağıtık bir yapıya dönüşmektedir. Bunun başlıca nedeni, daha küçük ölçekli üretim tesislerinin (ör. güneş, kombine ısı ve güç sistemleri) sisteme bağlantısıdır (Yazdanie vd., 2018). Merkezden dağıtma, geleneksel merkezi güç kaynağını değiştirdiğinden, sistem işleticileri dağıtık üretim tesisleri üzerinde daha az kontrole sahip olma eğilimindedir (Bahrami & Hadi Amini, 2018; Lehner & Weißbach, 2008). Ayrıca, bir dağıtım şebekesindeki fazla güç, güç akışının yönünü tersine çevirebileceğinden, mevcut elektrik şebekesi orijinal tasarımı sırasında öngörülenden farklı bir şekilde kullanılacaktır. Genel olarak arz ve talebi dengelemek için şebekenin daha esnek hale gelmesi gerekmektedir. Şebeke esnekliği, gerçek zamanlı elektrik şebekesi operasyonlarında önemli bir parametredir. Esnekliği düşük sistemlerde, yeni rüzgâr ve güneş santrallerinin şebekeye entegrasyonu sistem dayanıklılığını azaltmakta, yüksek maliyetlere yol açmakta ve sürdürülebilir enerjinin sisteme dahil edilmesini zorlaştırmaktadır (Uzun & Özcan, 2020).

Dağıtık üretim uygulamaları; enerji tedariki, güvenilirliği ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için büyük öneme sahiptir (Jamian vd., t.y.). Dağıtık üretim uygulamaları ile tüketicilerin enerji ihtiyaçlarını tüketim noktasına en yakın kendi üretim tesisinden karşılamasına imkan sağlanacaktır. Ayrıca arz güvenliğinin sağlanmasında dağıtık üretim tesislerinin ülke ekonomisine kazandırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının etkin kullanımını sağlayacaktır (Andrić vd., 2017).

Çevresel ve ekonomik açıdan hem üreticiye hem tüketiciye hem de sistem işletmecisine fayda sağlayan dağıtık üretim tesislerinin dağıtım şebekesine entegre olabilmesi için güvenilirlik ve sürdürülebilirlik önemli hale gelmiştir (Ugranlı & Karatepe, 2013). Dağıtık üretim santrallerinin neden olabileceği olası problemler ve işletme zorlukları dağıtım sistemine bağlantı kısıtları göz önünde bulundurularak teknik kriterlerin belirlenmesi, ilgili düzenlemeler yapılması ve oluşacak yeni dağıtım sistemi yapısının güvenli olarak işletilmesine yönelik planlar oluşturulması gerekmektedir.

Mevcut iletim ve dağıtım yapısının, tüketicilere kaliteli ve yeterli elektrik enerjisi arz güvenilirliği ve kalitesi koşullarının sağlanmasına rağmen dağıtık üretim tesislerinin devreye alınması ile farklı yük profillerine sahip olacağından böyle bir değişime entegre olup olmadığı sorgulanmalıdır (Van Roosmalen vd., 2021). Gelecekte, tüketicilerin de birer üretici olabilecekleri düşünüldüğünde, “microgrid” yapıya geçildiğinde mevcut dağıtım sisteminin yeterli olamayacağı bilinmektedir (Doğanşahin, 2018; Karadeniz &

Balcı, 2019). Bu yapıların konumlarının şebekenin güvenilirliği üzerindeki etkisinin ne olacağını bilmek ve buna uyum sağlayan yapılar olması gerektiği açıkça görülmektedir.

Dağıtım sistemleri üzerinden gerçekleştirilecek üretim entegrasyonlarında, entegrasyon öncesi yaşanabilecek problemlerin tespit edilmesi, sistem işletmecisine, üretim tesisi sahibine ve dağıtım bölgesindeki kullanıcılara büyük fayda sağlayacağından problemlerin tespiti elektriksel sistem analizleri yolu ile belirlenebilmekte olup şebekeye bağlı üretim tesislerinde analizler yapılmalıdır(Çetinkaya & Dumlu, t.y.).

Bu analizler kapsamında bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güçlerin kontrolünün yapılabilmesi için sisteme bağlı veya bağlanacak dağıtık enerji üretimi tesislerinin incelenmesi yapılmıştır (Tuttokmagi & Kaygusuz, 2019).

Dağıtık enerji üretimi tesislerinin sebep olacağı kısa devre akımı, kısa devre gücü, gerilim yükselmesi, gerilim çökmesi ve harmonik distorsiyon, frekans ile devre dışı olma problemleri hakkında standartların belirlediği sınırlamalar incelenmiştir (Yılmaz & Bayrak, 2018).

Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının günlük üretim kapasitelerinde mevsimsel koşullara bağlı olarak değişikliklerin olması sebebiyle sistem bağlantısı yapılırken yenilenebilir enerji kaynaklarının kalitesi, enerjinin ne kadar kesintisiz olduğuna ve tüketicilerin enerjide meydana gelen değişikliklerden etkilenmemesine göre yapılan entegrasyon işlemleri sonucunda şebeke üzerindeki güvenilirliği incelenmiştir(Ramos vd., 2005).

Maksimum izin verilebilir dağıtık enerji üretimi bağlantı kapasitesi” ve “Barındırma kapasitesi” (hosting capacity), dağıtık üreticilerin güç sistemlerine katılımları sonrasında, bağlantı yaptıkları nokta ve etrafında gerilim yükselmesi veya çökmesi, sisteme bağlı kullanıcıların, sistemdeki gerilim dalgalanmalarından zarar görmelerini engellemek üzere, sistem gerilimleri izin verilebilir alt ve üst gerilim değerlerinin analizi yapılmıştır (Akçin vd., 2013).

Teknik parametrelerin incelenmesi yapılırken hali hazırda çalışmakta olan bir Trafo Merkezi(154/31,5 kV) ve bu trafo merkezine bağlı dağıtık enerji üretim tesisleri, mevcut şebeke kullanıcılarına ait bilgiler ilgili kurumlardan alınmış parametreler kullanılacaktır. Yük akış analizleri metodu ile test senaryoları kurgulanarak bu değerler üzerinden değerlendirmeler yapılmıştır (Gül, 2013). Ortaya çıkan değerlerin grafiksel yorumu, senaryoların geliştirilmesi analizlerinin anlaşılabilir hale gelmesi için DİGSILENT PowerFactory programı kullanılmıştır.

1.1.Literatür Araştırması

Yesbol G. ve arkadaşları (2018) çalışmalarında DÜ' nün gerilim profili, iletken ve trafo yükü hesaplama göstergeleri elektrik kayıpları ve güç kalitesi üzerinde olumlu ve olumsuz etkileri olabileceğini incelemişlerdir. Bu çalışma sonucunda, DÜ' nün elektrik şebekeleri üzerinde herhangi bir operasyonel etkisi olmadığını, ancak elektrikli araçların, elektrik şebekelerinin güç talebini artırdıkları ve güç dönüştürücüler kullanarak elektrik sinyallerini bozdukları için genellikle olumsuz etkilere neden olduğunu gözlemlemişlerdir.

Abdul Motin H. ve arkadaşları (2020) DÜ' ler üzerine yaptıkları çalışmalarda, DÜ' lerin elektrik şebekesi işletimi üzerindeki etkilerine odaklanmışlardır. Bu etkiler, elektrik üretimini etkileyen hava koşullarının değişkenliğinden güç elektroniği dönüştürücülerinin karakteristik davranışından ve elektrik üretimi ve talebinin kontrol ekipmanından kaynaklandığı sonucuna ulaşmışlardır.

Qingxin S. ve arkadaşları (2021) DÜ' lerin elektrik şebekesinin performansına operasyonel faydalar sağladığı, DÜ' lerin güç kaybının azaltılması, barındırma kapasitesinin artırılması, arıza yönetiminin desteklenmesi, hem gerilim hem de frekans değişimlerinin desteklenmesi, özellikle puant talepte gerilim profillerinin iyileştirilmesi ve elektrik şebekesinin direncinin artırılması gibi olumlu etkilere neden olduğunu savunmuşlardır. Bununla birlikte DÜ' lerin, gerilim ve frekans kararsızlığı, sarkma ve yükselmeler, gerilim dengesizliği, aktif olmayan güçte artış, güç kalitesi sorunları (örn. hem sinyal geriliminin hem de akımın bozulması), elektrik koruma arızaları güç kayıplarında artış, barındırma kapasitesinde azalma ve dağıtılmış üretimin bağlantısının kesilmesine (hem aktif güç kesintisi hem de aktif güç azaltımı) neden olduğunu savunmuşlardır.

Sa'adah D. ve arkadaşları (2015) DÜ' nün gerilim profili, iletken ve trafo yükü hesaplama göstergeleri elektrik kayıpları ve güç kalitesi üzerinde olumlu ve olumsuz etkileri olabileceğini ancak DÜ' nün elektrik şebekeleri üzerinde herhangi bir operasyonel etkisi olmadığını belirtmişlerdir.

Gerardo O. ve arkadaşları (2018) elektrikli araçların katılımı ile elektrik şebekelerinin güç talebini artırdıkları ve güç konvertörleri kullanarak elektrik sinyallerini bozdukları için genellikle olumsuz etkilere neden olduğunu savunmuşlardır.

Mehdi Z. ve arkadaşları (2019 DÜ operasyonlarının gerilim profili ve sistem frekansı üzerinde olumlu ve olumsuz etkileri olabileceğini, genellikle, olumsuz etkiler nedeniyle, DÜ' lerin doğal çalışması, DÜ' leri şebekeye bağlamak için kullanılan güç dönüştürücülerindeki kontrol stratejileri ile hafifletilebileceğini belirtmişlerdir. Şebekeye bağlı yüksek güçlü DÜ cihazlarının gerilim regülasyonu ve dengesizlik gibi beklenmedik gerilim işlemlerine neden olabileceğini göstermişlerdir. Bu sorunlar, DÜ aktif gücün azaltılması, DÜ sistem tarafından üretilen reaktif gücün kontrol edilmesi ve depolamanın kontrol edilmesi gibi kontrol stratejilerini çözüm önerisi olarak sunmuşlardır.

DÜ' lerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi açısından Emilio G. ve arkadaşları (2018), yenilenebilir güç enjeksiyon ayarları (FV gibi) ve düşük/yok yük olduğunda üretimde veya diğer bağlantı noktalarında ani değişiklikler olduğunu göstermiştir. Bu tür artışların sık sık bağlantı kesilmelerini, istenmeyen yükleri ve kullanıcı üretimini tetiklediğini, bu da hızlı ekipman yaşlanmasına, güç üretiminin azalmasına ve ekonomik kayıplara neden olduğunu bir FV sisteminin güç enjeksiyonunun, gerilimin düzenleyici sınırlarının aşılmasına, gerilim düşüşlerine, FV sistem bağlantılarının kesilmesine ve hızlı gerilim değişikliklerine yol açtığını belirtmiştir.

Ayrıca, Salish M. ve arkadaşları (2020) DÜ' lerin (özellikle yenilenebilir enerji kaynakları) güç dalgalanmalarının frekans ve gerilim sapmalarına neden olabileceğini ve bunun da güç, yük ve koruma dönüştürücülerinin yanlış çalışmasına yol açabileceğini savunmuşlardır.

Emilio G. ve arkadaşları (2018) DÜ' lerin gerilim üzerindeki etkisinin bir diğer faktörünün de tipik dağıtım hatlarında, özellikle radyal topoloji ve yaşlanan iletkenler için uzun boylu fiderlerde ortaya çıkan yüksek reaktans-direnç (R/X) ilişkisi olduğunu, bu durumun yenilenebilir enerji kaynaklarının ara bağlantı noktasındaki gerilim büyüklüğünde bir artışa yol açtığını belirtmiş ve bu olumsuz etkileri azaltmaya yönelik bir strateji olarak, depolama sistemini DÜ kaynağıyla entegre edilmesini önermiştir. Depolama ile DÜ' lerin en yüksek güç üretimini ve boş yükü sunduğunda, fazla üretilen

elektriği depolanarak aşırı gerilimi önlenmesi, DÜ' lerin üretimi olmadığında ve yük maksimum değerlere yükseldiğinde, depolanan gücün gerilim düşüşlerini önlemek veya azaltmak için kullanıcı ağına enjekte edilmesini tavsiye etmişlerdir.

Andreas P. ve diğerleri (2020) hesaplama simülasyonları aracılığıyla Victoria (Avustralya) güç sisteminin FV sistemlerini entegre etme kapasitesini araştırmıştır. FV sistem ağındaki kapasitenin %20' sini simüle ettiklerinde elektrik şebekesi trafo dağıtımında aşırı gerilim göstermiştir. Bu durumun sık sık elektrik kesintilerine yol açarak düşük şebeke güvenilirliği endekslerine, FV üretiminin kesilmesine, yalıtım iletkeni sorunlarına ve güç sistemi elemanlarında termal sorunlara neden olduğunu göstermişlerdir.

Bei Z. ve arkadaşları (2019) DÜ' lerin elektrik şebekelerine entegrasyonunda barındırma kapasitesini iyileştirmek için, depolama entegrasyonunun (bataryalar gibi) güçlendirilmesi veya iletkenler ve transformatörler gibi elektrik şebekesi versiyonlarında yeni bileşenler yapılması önerilmektedir.

Haymonet Takele (2022) tarafından yapılan araştırma çalışmasında, içinde 62 bara bulunan Debre Markos DN (fider 4) şebekesinin korunması için azaltma teknikleri olarak UFCL (tek yönlü arıza akımı sınırlayıcı) ve RPR (ters güç rölesi) kullanılarak arıza akımının azaltılması incelenmiştir. DÜ' lerin entegrasyonundan sonraki arıza akım seviyelerinin arttığını ancak UFCL tarafından bu etkinin hafifletildiğini RPR kullanımı ile kesici açma sürelerinin daha kısa sürede açma yaptığı sonucuna ulaşmışlardır.

Nauman Ali Larik ve arkadaşları (2022) tarafından DÜ' lerin bağlantısı ile hızlı ve doğru kasıtsız adalanma tespiti öneminin ve geleneksel olarak uygulanandan son zamanlarda tanıtılana kadar farklı adalanma tespit metotları tartışılmıştır. Ada tespiti için veri bilimleri ve IoT (nesnelerin interneti ağı) gibi yakın zamanda tanıtılan alanların uygulanmasının adalanma tespit metotlarının performansını artırabileceği ve ayrıca adalanma tespit metotlarına uyarlanabilir eşikler sağlamak için belirli sistem parametrelerinin kullanılması gerektiği bulunmuştur.

Chao-Shun C. ve arkadaşları (2013) ile Foad H. G. ve arkadaşları (2015) çalışmalarında zamanla değişen yükler veya maksimum üretim koşulları için, yeni

gerilim kaynaklı dönüştürücülerin topolojilerine, anahtarlama stratejilerine ve hızlı kontrol edilebilirlik düzenlemesine dayanan D-FACTS cihazları incelenmiş ve FACTS cihazlarının etkinliğini artırmakta ve çok kullanımlı geniş ölçekli bir dağıtım için düşük maliyetli FACTS cihazları kullanarak şebekenin yeni rolünü, talep kontrolünü, kayıp azaltmayı hızlandıracağını ve aşırı gerilim sorunlarının üstesinden gelebileceğini belirtmiştir.

Rajeev K. ve arkadaşları (2010) elektrik dağıtım sisteminde güç kalitesi, güvenilir iletişim ağları kullanarak güç kalitesi takibi ve izlenmesi için daha katı limitler ve mekanizmalar ile müşterilere temiz enerji sağlanmasını garanti etmek için geleceğin akıllı şebekelerinde SCADA' nın önemli bir rol oynayacağını savunmuştur.

DÜ' lerin elektrik şebekeleri üzerindeki etkisini belirlemek için Salish M. ve arkadaşları (2020) DigSILENT PowerFactory, Fernando M. Ve arkadaşları (2018) OpenDSS, MATLAB/SIMULINK, Shari M. Ve arkadaşları (2016) PSCAD gibi hesaplama araçlarıyla bu teknolojilerin entegre edildiğini elektrik şebekesi işletiminin modellemesi ve simülasyonu kullanılarak analizler yapılmıştır. Bu çalışmalarda DÜ' lerin entegrasyonu nedeniyle oluşabilecek karmaşıklık ve yüksek ekipman maliyetleri nedeniyle gerçek güç şebekelerinin analiz edilmesi tavsiye edilmektedir.

1.2. Tezin Amacı

Dağıtık enerji üretimi literatürde; küçük ölçekli üretim ve bölgesel enerji sistemleri için Avrupa'da “merkezi olmayan” enerji üretimi, uluslararası ölçekte, genellikle dağıtılmış veya gömülü enerji sistemleri olarak adlandırılır (Davis vd., 2021). Ancak Türkiye’ de dağıtık enerji üretimi ile ilgili bir tanım yer almamaktadır. Türkiye’ de ki uygulamada yenilenebilir enerji kaynaklarının dağıtım sistemine bağlantısında lisanslı ve lisanssız santraller olarak bir ayırım bulunmaktadır. Lisanssız santrallerde EPDK tarafından kurulu gücü bir megawatt veya ürettiği enerjinin tamamını iletim veya dağıtım sistemine vermeden kullanan, üretimi ve tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri olarak belirlenmiş olduğundan lisanssız santralleri dağıtık üretim kaynağı olarak değerlendirebiliriz (Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretim yönetmeliği, 2014).

Dağıtık üretim tesislerinin dağıtım sistemine hangi noktadan bağlanması gerektiğinin tespit edilmesi ve yeni kurulacak tesislerin sisteme entegre edilmesi uygulamada önemli bir problem olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu tez çalışmasının amacı günümüzde yaygın olarak mikro üretim tesislerin mevcut sisteme entegrasyonu işlemi sırasında şebekeye bağlantı gerilimi ve sisteme transfer edilecek gücün kontrol edilmesi, üretim tesisinin şebeke üzerinde oluşturabileceği adalanma, fliker ve harmonik etkileri araştırılmıştır. Üretim tesisinin bağlandığı noktada oluşturacağı kısa devre katkısı, teknik parametrelerin dağıtım sisteminde oluşturacağı olası etkileri DIGSILENT PowerFactory programı ile analizleri yapılmıştır. Ayrıca dağıtım sisteminde gerçekleştirilen üretim entegrasyonları ile enerjinin kalitesinin bozulmadan, kesintisiz sürekli olması amacıyla dağıtım sistemine ve kullanıcılara olumsuz etkileri incelenmesi ve karşılaşılması muhtemel sorunlar için çözüm önerileri araştırılmıştır.

1.3. Tezin Yapısı

Birinci bölümde dağıtık enerji kaynakları hakkında kapsamlı bilgi verilmiştir. Bu kapsamda kullanılan dağıtık üretim teknolojileri, bu teknolojilere ait teknik bilgiler detaylandırılarak literatür araştırması gerçekleştirilmiştir.

İkinci bölümde dağıtık üretim tesislerinin çevresel, ekonomik etkileri hakkında kısaca bilgi verilmiştir. Ayrıca dağıtım şebekesi üzerindeki barındırma kapasitesi, adalanma, gerilim, fliker, harmonik vb. teknik etkiler ve bu etkilerden korunma yöntemleri detaylı bir şekilde incelenmiştir.

Üçüncü bölümde dağıtık üretim tesislerinin şebekeye olumsuz etkilerini azaltmak ve daha iyi bir entegrasyon için kullanılan güç kalitesi cihazları ile bağlantı noktasında oluşabilecek olumsuz etkileri tespit için kullanılan kalite kaydedici cihazları ve uzaktan izleme sistemi SCADA' nın yapısı, kullanılmakta olan mevcut topolojisi incelenmiştir.

Dördüncü bölümde mevcut dağıtım şebekesi hakkında istatistiki bilgiler verilmiştir, elektrik güç sisteminin genel yapısı ve karakteristiği hakkında literatür araştırması gerçekleştirilmiştir.

Beşinci bölümde yük akış analizinde elde edilecek parametreler, analiz yöntemleri, analizin neden yapılması gerektiği incelenmiştir.

Altıncı bölümde DIgSILENT PowerFactory programı ile şehir merkezinde mevcut olan bir trafo merkezinde (154/31,5 kV) bütün fider çıkışları dikkate alınarak bu fiderler üzerindeki üretim ve tüketim tesisleri için yük akış analizi yapılmıştır. Aynı trafo merkezi, farklı fiderlere bağlı güneş, rüzgar, hidroelektrik, kojenerasyon üretim tesisleri için analiz sonuçları, üretim tesislerinin bağlı olmadığı duruma ait analiz sonuçları ve depolama sisteminin dahil edildiği analiz sonuçları kıyaslanarak şebekenin teknik parametreleri incelenmiştir.

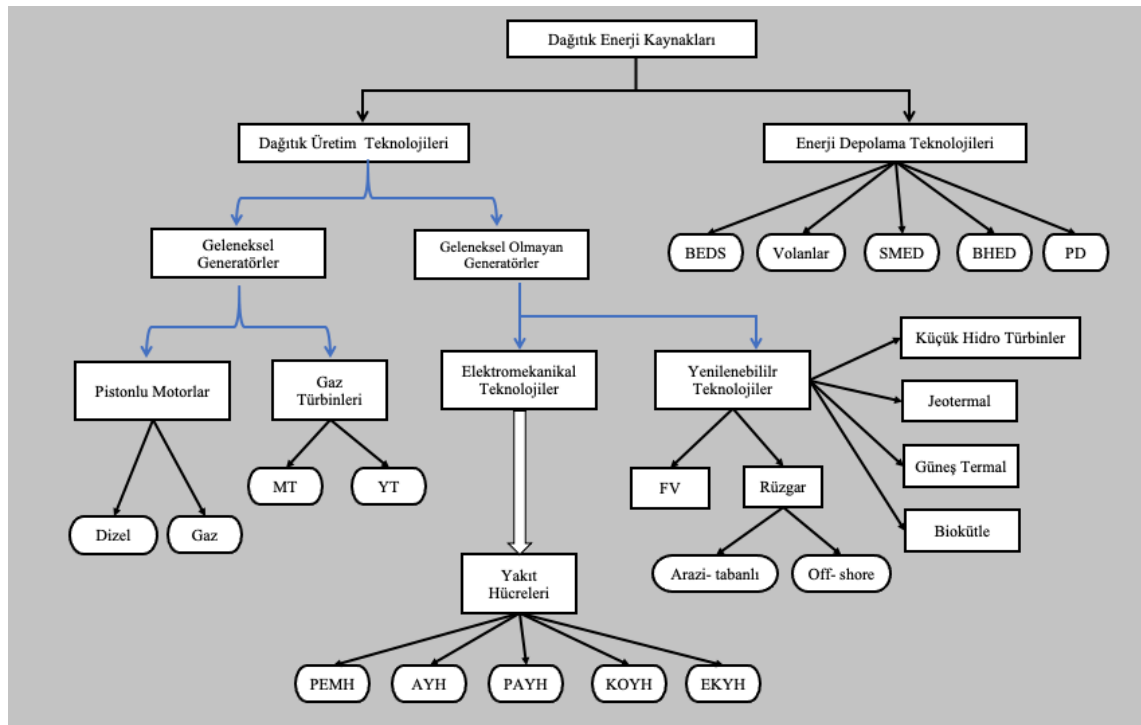


2. DAĞITIK ENERJİ KAYNAKLARI

Dağıtık enerji kaynakları (DER), toplu güç iletim sistemlerinden ziyade doğrudan orta gerilim (OG) veya alçak gerilim (AG) dağıtım sistemlerine bağlı elektrik enerjisi üretim kaynaklarını ifade eder (Akorede vd., 2010).

Dağıtık üretim (DÜ), elektrik dağıtım ağındaki tüketici terminallerinin yakınına kurulan küçük ölçekli güç üreten santrallerden oluşur. DÜ sistemleri yenilenebilir veya yenilenemez olarak kategorize edilebilir. Yenilenebilir DÜ'ler güneş, rüzgar, jeotermal, dalga ve biyoyakıt enerjilerini içerir. Yenilenemez DÜ'ler çevre dostudur, çünkü geleneksel merkezi kömüre dayalı termal üretime kıyasla üretim sürecinde genellikle minimum düzeyde karbon dioksit ve diğer sera gazlarını serbest bırakırlar. Yenilenemeyen kaynaklara dayalı DÜ'ler, içten yanmalı motorları, kombine çevrimleri, yanmalı türbinleri, mikro türbinleri ve yakıt hücrelerini içerir. Bu tür enerji üretimi genellikle elektrik üretmek için benzin, dizel ve fosil gazı gibi fosil yakıtları yakarak sera gazı salar (Zhang vd., 2022).

DÜ birimleri yenilebilir ve yenilenemeyen üretim tesislerinin yanı sıra bataryalar, sıkıştırılmış hava veya su depolamalı sistemler, volanlar, süper iletken manyetik enerji depolama vb. gibi enerji depolama teknolojilerini içerir.



Şekil 2.1. DÜ teknolojileri

Dağıtık üretimin (DÜ) kesin tanımı, kaynaklar ve kapasiteler arasında biraz farklılık gösterir; bununla birlikte, genel olarak, son kullanıcılar tarafından tüketildiği güç sistemi dağıtım şebekesine doğrudan bağlı, sınırlı kapasiteye sahip herhangi bir elektrik gücü kaynağı olarak tanımlanır. Gerçekte DÜ, elektrik endüstrisinin evriminde yeni bir kavram değildir.

DÜ sistemlerini genel olarak çalışma şekillerine göre aşağıdaki gibi 10 ana grupta toplanabilir(Akorede vd., 2010);

- Yakıt Hücreleri,
- Pistonlu motorlar,
- Gaz Türbinleri,
- Fotovoltaik Sistemler,
- Rüzgar Enerjisi Dönüştürme Sistemleri,
- Güneş Termal,
- Jeotermal,
- Küçük Hidro Türbinler,
- Biokütle,
- Birleşik Isı ve Enerji.

DÜ, burada belirtilen sistemler tarafından enerji üretebilir. DÜ iki seviyede gerçekleşir; yerel seviye ve son nokta seviyesi. Yerel seviyedeki enerji üretim tesisleri genellikle rüzgar türbinleri, jeotermal enerji üretimi, güneş sistemleri (fotovoltaik ve yakma) ve bazı hidro termal santraller gibi sahaya özgü yenilenebilir enerji teknolojilerini içerir. Son nokta düzeyinde, bireysel enerji tüketicisi aynı teknolojilerin birçoğunu benzer etkilerle uygulayabilir. Son nokta kullanıcıları tarafından sıklıkla kullanılan bir DÜ teknolojisi, modüler içten yanmalı motorlardır.

2.1. Yakıt Hücreleri

Yakıt hücreleri kimyasal enerjiyi doğrudan elektrik enerjisine ve ısıya dönüştürür. Bu işlem, pillere benzetilebilir, çünkü her ikisi de bir DC akım oluşturmak için hidrojen ve oksijen arasındaki elektrokimyasal işlemi kullanır. Bu iki cihaz (piller ve yakıt hücreleri) bir elektrolit ile ayrılmış iki elektrottan oluşur. Denklem 1 yakıt hücrelerindeki genel kimyasal reaksiyonu gösterir.

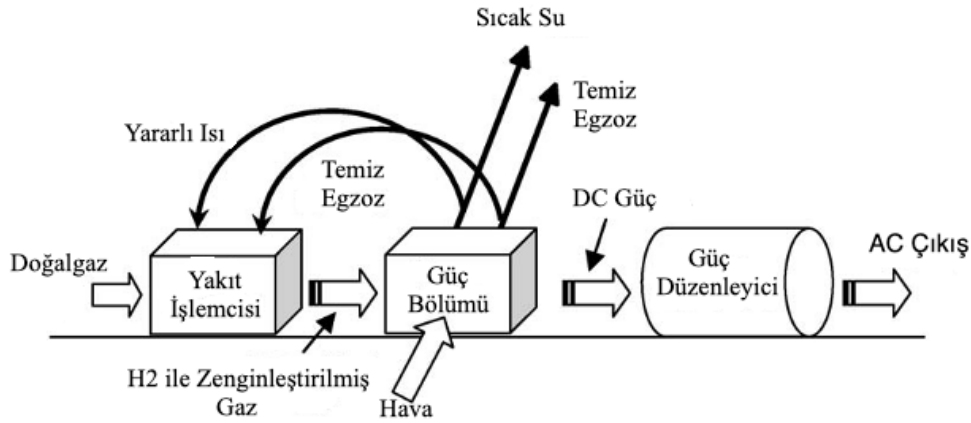


Yakıt hücresi genellikle kullanılan elektrolit malzemesi ile karakterize edilir. Halihazırda, ticari bulunabilirliğin farklı aşamalarındaki beş ana tip yakıt hücresi mevcuttur.

Bunlar;

- Proton değişim membranlı yakıt hücresi (PEMYH),
- Alkalın yakıt hücresi (AYH),
- Fosforik asit yakıt hücresi (PAYH),
- Katı oksit yakıt hücresi (KOYH),
- Erimiş karbonat yakıt hücresi (EKYH) dir.

AYH, yakıttaki CO₂ ve CO bileşenlerine neredeyse sıfır toleranslı oldukları için DÜ uygulaması için uygun olmasa da yakıt hücresi teknolojisinden AC akımı elde etmek için, yakıt hücresi tarafından üretilen DC akımın dağıtım şebekesine entegre edilmesi gereken AC akımına çevrilmesi için güç koşullandırma ekipmanı gereklidir.



Şekil 2.2 Yakıt hücresi tesisinin şematik blok diyagramı gösterimi

Fiziksel olarak bir yakıt hücresi tesisi, Şekil 2.2' de gösterildiği gibi üç ana parçadan oluşur; yakıttaki kirliliklerini gideren ve yakıttaki hidrojen konsantrasyonunu artırabilen bir yakıt işlemcisi; elektriği üreten katalitik elektrotlar içeren bir dizi yığından oluşan bir güç bölümü (yakıt hücresinin kendisi); ve güç bölümünde üretilen doğru akımı şebekeye bağlanmak üzere alternatif akıma çeviren bir güç düzenleyici. Bu teknolojinin sonucunda ortaya çıkan avantajlar kısmi yükte yüksek verimlilik, düşük emisyon, hareketli parça olmamasından kaynaklanan sessizlik ve serbest ayarlanabilir oranda

elektrik güç üretimi (50 kW–3 MW) ve ısı üretimidir. Yüksek dönüşüm verimliliğinden kaynaklanan enerji tasarrufu sayesinde, yakıt hücresi tipine bağlı olarak verimleri %40 civarında veya biraz daha yüksektir. Mevcut termal enerji çıktısını geri kazanarak bir kojenerasyon uygulamasında kullanıldığında ise, yakıt hücresinin genel enerji kullanım verimliliği %85 civarına ulaşabilir veya geliştirilen sisteme bağlı olarak bununda üzerine çıkabilir (Akorede vd., 2010; Willis & Scott, 2000).

2.2. Pistonlu Motorlar

Ticari ve küçük endüstriyel müşteriler için yedek güç sağlanmasında dizel ve benzinli motorların kullanılması durumu yeni bir uygulama değildir. İçten yanmalı motorların bir alt grubu olan pistonlu motorlar, silindirlerdeki pistonların ileri geri hareket ettiği motorlardır. Daha küçük güçte olanlar genel olarak yük taşımacılığında kullanmak için tasarlanmıştırlar, ancak küçük değişikliklerle elektrik enerjisi üretebilecek şekilde dönüştürülebilirler, daha büyük güçte olanları ise öncelikle elektrik enerjisi üretimi, sistemlerin ihtiyacı olan mekanik tahrikler ve gemiler için gereken deniz itme gücünü elde etmek için tasarlanmıştırlar. Fosil yakıtlarla çalışan pistonlu motorlar DÜ teknolojilerinin başında gelir. 1 kVA'lık küçük güçlü ünitelerden onlarca MVA'lar gücünde büyük güçlü elektrik enerjisi üretim santrallerinde kullanılırlar.

DÜ uygulamaları için, pistonlu motorlar düşük maliyetler ve iyi bir verimlilik sunar, ancak yüksek emisyon ve yüksek bakım maliyetleri gibi dezavantajlara sahiptir. Uygun olmayan hava-yakıt karışımları ve aşırı silindir soğutması karbon monoksit (CO), hidrokarbon emisyonları üretirken, yanma işlemi (nitrit oksit) NO_x üretir. Bu yüzden, sıkılaştırıcı emisyon düzenlemeleri nedeniyle dizel jeneratörlerin artık DÜ sistemde kalmasını son derece zorlaştırdı. Artık günümüzde bunların yerini doğal gazla çalışan motorlar aldı. Bu motorlar, dizel eşdeğerine göre minimum NO_x emisyonuna ve bir dizel motorun verimlilik ve güç üretme güvenilirliğine sahiptirler (Akorede vd., 2010).

2.3. Gaz Türbinleri

Yanma türbini olarak da bilinen bir gaz türbini, yanma gazı akışından elde edilen enerjiyle çalışan bir döner motordan oluşur. Aşağı akış türbinine bağlı olan yukarı akış kompresörü arasında bir yanma odasına sahiptirler. Gaz türbinlerinin yapısı genel olarak üç ana kategoriye ayrılır. Bunlar; ağır çerçeve, aeroderivatif ve mikro türbinden oluşurlar.

Ticari olarak uygun olan mikro türbinler (MT) 27–250 kW aralığındadır. Bunlar büyük ölçüde uçak yardımcı güç ünitelerine ve otomotiv tarzı turbo şarj cihazlarında kullanılmaktadır. Havanın yakıtla karıştığı ve tutuştuğu yanma odasındaki gaz akışına ilave yakıt enerjisi eklenir. Yanma, gaz akışının sıcaklığını, hızını ve hacmini artırır. Bu, türbin kanatları üzerindeki bir nozül aracılığıyla yönlendirilerek türbini döndürür ve kompresöre güç sağlar. Enerji, herhangi bir kombinasyonda şaft gücü, basınçlı hava ve itme şeklinde çıkarılır ve uçaklara, trenlere, gemilere, jeneratörlere ve hatta tanklara kadar çok geniş alanda bir güç sağlamak için kullanılırlar (Willis & Scott, 2000).



Şekil 2.3. Gaz türbinin görünümü

Bunlar yapısal olarak;

- Mikro Türbinler,
- Yanma Türbinleri,

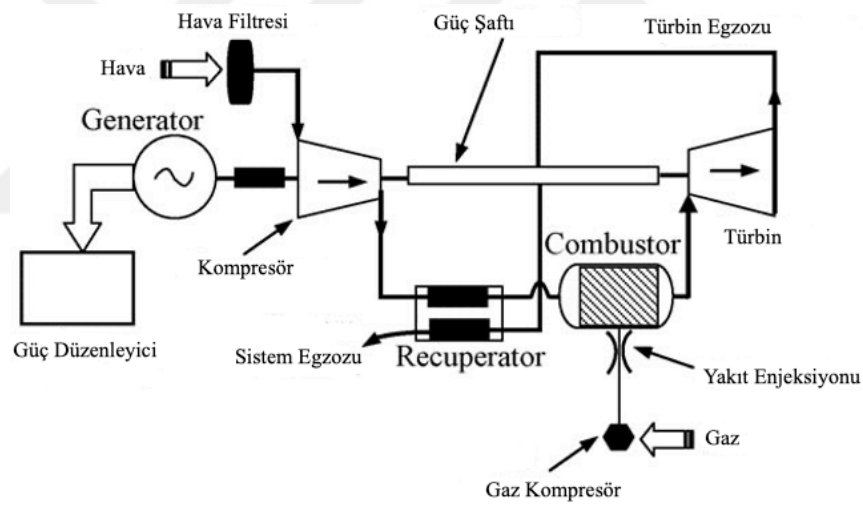
olmak üzere iki genel grupta toplanabilirler.

2.3.1. Mikro türbinler

Mikro türbinler, hızlı bir şekilde sisteme alınıp çıkartılabildikleri için dağıtılmış üretim tesisleri ve birleşik ısı ve enerji uygulamalarında kullanımları her geçen gün yaygınlaşmaktadır. Günümüzde hibrit elektrikli araçlara güç sağlamak için en umut verici teknolojilerden biri olarak karşımıza çıkmaktadır. Genel olarak mikro türbin sistemlerin güçleri 30 ila 400 kW arasında değişirken, konvansiyonel gaz türbinlerinin güçleri ise 500 kW ila 300 MW arasında değişir (Hajagos & B&ub&, 2000). Bu sistemlerin elektrik güç üretim sistemlerinde kullanılması başarılarının bir kısmı, gözetimsiz çalışmayı ve

elektrik dağıtım şebekesi ile arayüz oluşturmayı mümkün kılan güç elektroniğinde meydana gelen gelişmelerden kaynaklanmıştır. Tipik mikro türbin verimleri (%85 etkili reküperatörler sayesinde) %33 ile %37 arasındadır, ancak birleşik ısı ve enerji uygulamasında %80' in üzerinde verimlilik elde edebilir (Jurado & Saenz, 2003).

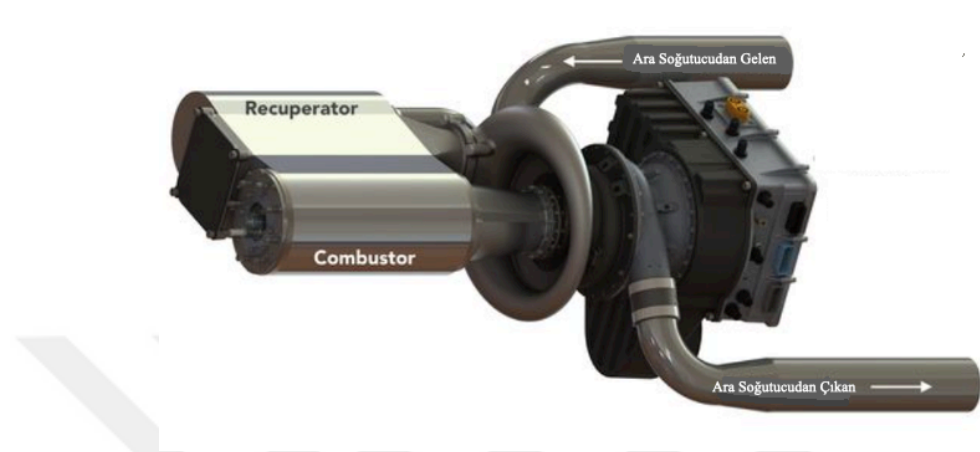
Mikro türbinler, Brayton döngüsü olarak bilinen termodinamik döngüye dayalı olarak geleneksel gaz türbinlerine benzer şekilde çalışır. Hava, Şekil 2.4' te gösterildiği gibi hava giriş borusu aracılığıyla kompresöre çekilir. Kompresörde, basınçlandırılır ve yanma odasına girmeden önce ön ısıtmaya tabi tutulduğu reküperatörün soğuk tarafına doğru itilir. Isıtılan hava ve yakıt birbirine iyice karışır ve yanar. Bu yakıt türbini 96.000 rpm hızında çalıştırmak için kullanılan türbin boyunca genişleyen karışımdır. Bu dönme enerjisi elde edilen mile bağlı olan generatörde elektrik üretimi sağlanır. Generatörde üretilen elektrik enerjisi, güç elektroniği cihazları kullanılarak gereken frekansta AC güç üretimi sağlanır.



Şekil 2.4. Temel mikro türbin şematik diyagramı

Mikro türbin sistemleri, pistonlu motorlu generatörlere göre, kapladığı alan ve ağırlık açısından daha yüksek güç yoğunluğuna sahip olması, son derece düşük emisyonlar ve çok az veya sadece bir hareketli parçaya sahip olması gibi birçok avantajı vardır. Folyo yataklar ve hava soğutma ile çalışabilecek şekilde tasarlananları yağ, soğutma sıvısı veya diğer tehlikeli maddelere ihtiyaç duymadan çalışırlar (Jurado & Saenz, 2003). Mikro türbinler ayrıca atık ısılarının büyük bir kısmını yüksek sıcaklıktaki egzozlarında tutulması avantajına sahiptirler. Pistonlu motorlarda ise atık ısı egzoz ve soğutma sistemi arasında paylaşılır. Bununla birlikte, pistonlu motor generatörleri,

çıkış gücü gereksinimindeki değişikliklere yanıt vermek için daha hızlıdır ve mikro türbinlerin verimliliği artmasına rağmen, pistonlu motor generatörleri genellikle bunlardan biraz daha verimlidir. Mikro türbinler ayrıca düşük güç seviyelerinde pistonlu motorlara göre daha verimsizdirler(Hajagos & B&ub&, 2000).



Şekil 2.5. 80 kW Fulcrum mikro türbin generatörünün görünümü

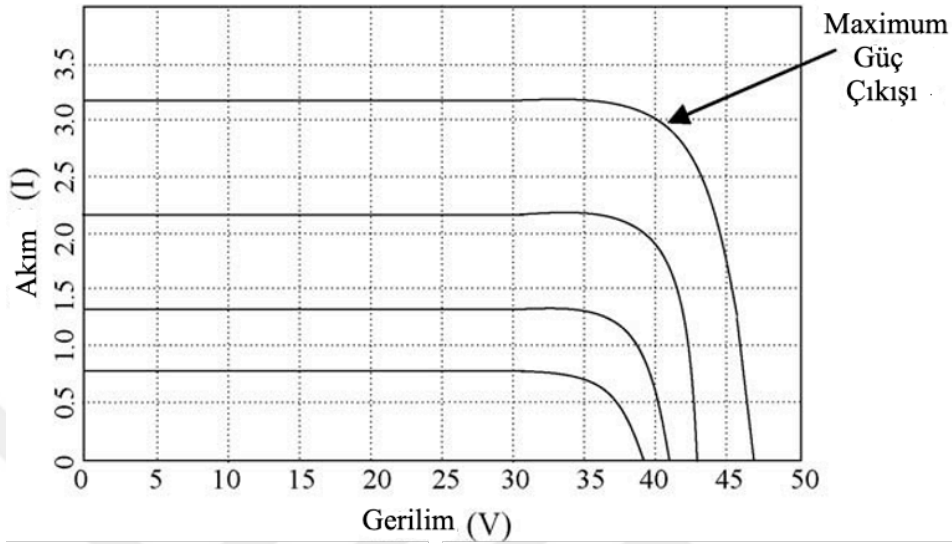
2.3.2. Yanma türbinleri

Ağır gövde ve aero türevler de dahil olmak üzere yanma türbinleri (YT), tipik olarak birim başına 200 kW–250 MW seviyesinden başlayan büyük ölçekli endüstriyel ve iletim şirketlerinin üretim istasyonlarında kullanılır . 15 MW ve üzeri güç üreten sistemlere, sabit düşük hızlarda bir AC senkron jeneratörü çalıştıran ve DÜ uygulaması için pratik olmadığı düşünülen, genellikle şebeke dışında yerel elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamada kullanılan harici türbinlerdir (Willis & Scott, 2000).

2.4. Fotovoltaik Sistemler

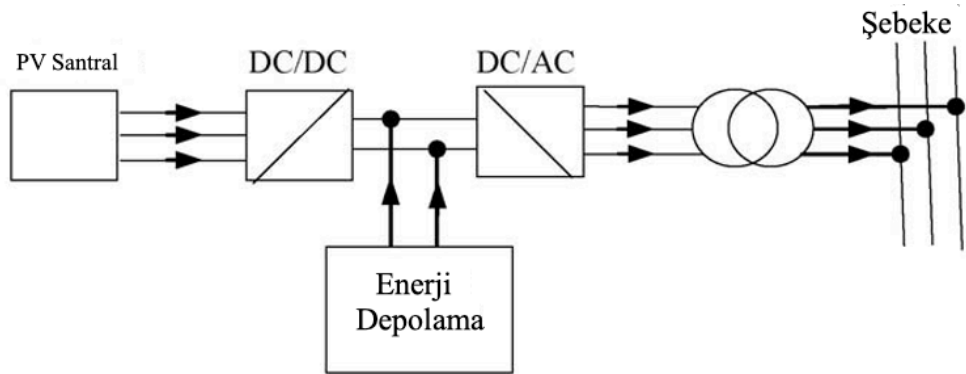
Güneş enerjisinin doğrudan elektriğe dönüştürülmesi, fotovoltaik sistemler (FV'ler) kullanılarak 1930' ların sonlarından beri teknolojik olarak mümkün olmuştur. Bu sistemler genellikle güneş panelleri olarak bilinir. FV güneş panelleri, ışık radyasyonunu elektriğe dönüştüren, seri veya paralel olarak birbirine bağlanmış ayrı çoklu hücrelerden oluşur. FV teknolojisi bağımsız veya şebekeye bağlı olabilir. FV panellerin çıkış gücü, hücrelerin yüzey alanı ve ayak izi boyutları ile doğru orantılıdır. Bu nedenle, kaplama alanının nispeten büyük olması gerekir (0,02kW/m²). Bu teknolojinin işletme verimliliği

nispeten düşük olsa da (%10-24), elde edilen kazanç yine de yenilenemeyen sistemlerle kıyaslanamaz. Bir FV modülünün maksimum güç çıkışı, Şekil 2.6' da gösterildiği gibi V-I karakteristiklerinin eğim noktasında yakın yerde elde edilir.



Şekil 2.6. Bir FV modülünün tipik V-I karakteristiği

FV'lerin çıkış akımı, güneş radyasyonu ve sıcaklığın bir fonksiyonu olduğundan, her zaman maksimum güç çıkışını elde etmek için dönüştürücüde bir maksimum güç noktası izleme (MPPT) aşaması gereklidir.



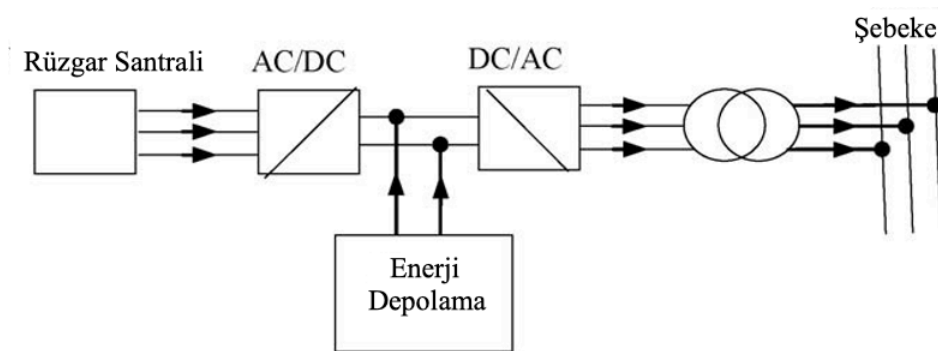
Şekil 2.7. FV bağlantı şematik diyagramı

FV üniteleri, Şekil 2.7' de gösterildiği gibi, mevcut standartlar yeterli görünse de potansiyel olarak sisteme harmonikler üreten invertörler kullanılarak şebekeye entegre edilir. Bununla birlikte, çoklu invertörlerin sistem üzerine olan etkilerinin araştırılması gereken konular arasında yer almaktadır (Akorede vd., 2010).

2.5. Rüzgar Enerjisi Dönüştürme Sistemleri

Yel değirmenleri veya rüzgar türbinleri, akan havanın kinetik enerjisini elektrik enerjisine dönüştürür. Yapılan araştırmalar, 4–25 m/s aralığındaki rüzgar hızlarında güç üretildiğini ortaya koymuştur. Rüzgâr türbininin hem boyutsal ölçüleri hem de elektrik enerjisi üretim kapasiteleri son yirmi yılda hızla arttı ve ünite boyutlarının 20 kW' ın altında olduğu 1970' lere kıyasla Nisan 2022' den beri ticari olarak satışta olan ve Siemens Gamesa tarafından üretilen en büyük üniteler SG 11.0-200 DD modeli 11MW anma gücündedir (Wikipedia, 2022).

1 MW' ın üzerindeki rüzgar türbinleri, mekanik streslerin üstesinden gelmek için güç elektroniği içeren değişken hızlı bir sistemle donatılır. Tek üniteler normalde 10–20 kV' luk bir dağıtım şebekesine entegre edilebilir, ancak mevcut eğilim, rüzgar enerjisinin, iletim sisteminde yüksek gerilim seviyelerine bağlı olan kıyı açıklarındaki daha büyük parklarda konumlandırılmasıdır. Güç kalitesi, sistem tasarımına bağlıdır. Senkron generatörlerin doğrudan bağlanması, artan titreşim seviyelerine ve nispeten büyük aktif güç değişimine neden olabilir. Günümüzde, rüzgar enerjisinin tüm yenilenebilir enerji teknolojileri arasında en rekabetçi olduğu tespit edilmiştir. Şekil 2.8' de elektrik dağıtım şebekesine rüzgar türbininin bağlantısının şematik blok diyagramını göstermektedir(Akorede vd., 2010).

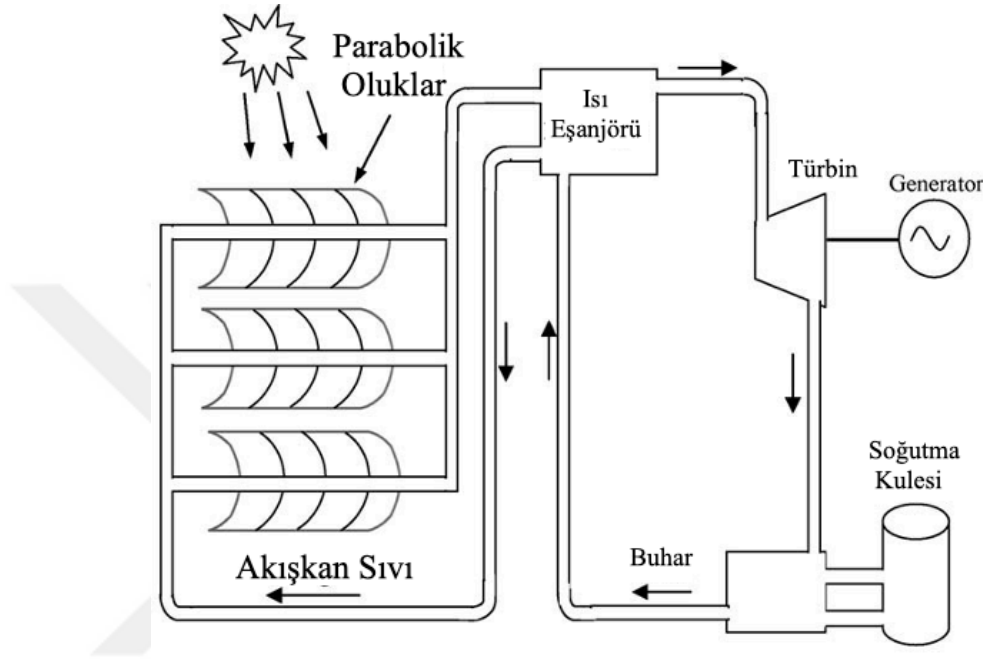


Şekil 2.8. Rüzgar türbini bağlantı şematik diyagramı

2.6. Güneş Termal

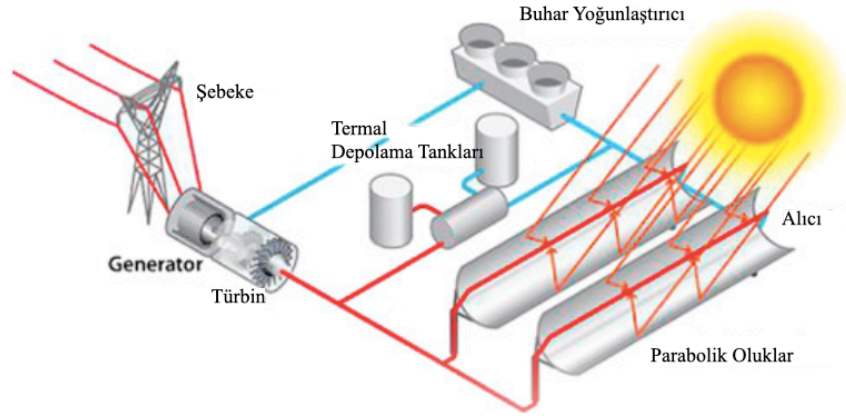
Güneş termal, termal (ısı) enerji üretmek için güneş enerjisinden yararlanmaya yönelik bir teknolojidir. Enerji üretmek için, çizgi odaklamalı parabolik yoğunlaştırıcılar ise güneş ışınımını tek bir eksen boyunca odaklayarak yaklaşık 350° C sıcaklık üretirken,

yoğunlaştırıcı aynalar gibi yansıtıcı malzemelerden yapılmış parabolik çanak sistemler, güneş ışığını 1000°C 'nin üzerinde sıcaklıklar üretmek için çalışma sıvısını içeren merkezi bir kaba odaklamak için kullanılır. Ortaya çıkan yüksek sıcaklıklar, Şekil 2.9' da gösterildiği gibi elektrik türbini generatörlerini çalıştırmak için buhar oluşturmak veya hidrojen üretimi gibi kimyasal işlemlere güç sağlamak için kullanılabilir.



Şekil 2.9. Bir termal güneş enerji santralinin şematik diyagramı

ABD Enerji Bilgi Kurumu, termal güneş enerjisi sistemini düşük, orta veya yüksek sıcaklık kolektörleri olarak sınıflandırmıştır. Düşük sıcaklık kolektörleri genellikle yüzme havuzlarını ısıtmak için kullanılan düz plakalardır. Orta sıcaklık toplayıcıları da genellikle düz plakalardır. Konut ve ticari kullanımında sıcak su oluşturmak için kullanılırken, yüksek sıcaklık kolektörleri aynalar veya mercekler kullanarak güneş ışığını yoğunlaştırırlar. Genellikle elektrik enerjisi üretimi için kullanılırlar. Termal güneş enerjisi teknolojisi, çevresel sorunlara çözüm bulurken şebeke gücünün %90'ından fazlasını sağlama potansiyeline sahiptir(Akorede vd., 2010).

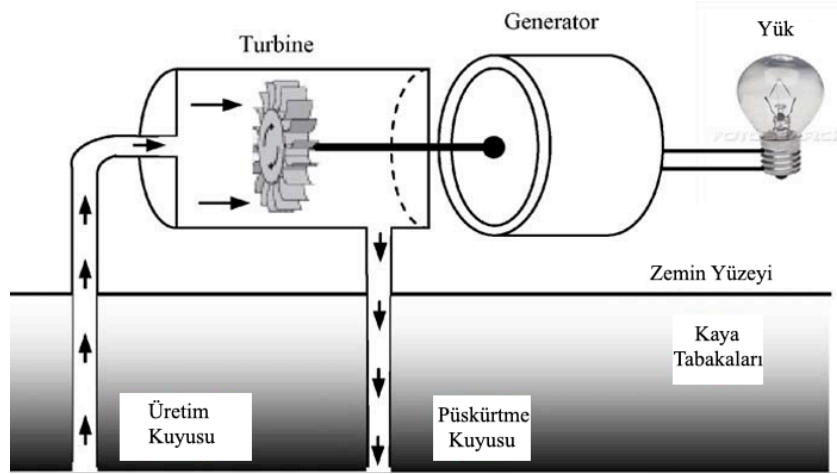


Şekil 2.10. Parabolik oluk sistemleri bağlantı şeması

2.7 Jeotermal

Jeotermal enerji, dünyadan gelen ısıdır. Jeotermal enerji, bugün dünya gezegeninde var olan en çok kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Dünya çapında 21 ülkede 6000 MW' tan fazla kurulu üretim kapasitesine sahiptir. Günümüzde faaliyette olan en büyük jeotermal santral, San Francisco' nun kuzeyindeki Geysers adlı bir bölgede bulunmaktadır. Jeotermal enerji kaynakları, sığ zeminden sıcak suya ve dünya yüzeyinin birkaç mil altında bulunan sıcak kayaya ve hatta daha da derinlerde, magma adı verilen erimiş kayanın son derece yüksek sıcaklıklarına kadar uzanır (Fridleifsson, 2001).

Bir jeotermal enerji santrali, jeotermal faaliyetini elektrik enerjisi üretmek için kullanır. Enerjiden yararlanmak için, önemli bir jeotermal sıcak nokta bulunana kadar, tıpkı petrol için sondaj yaparken olduğu gibi, toprağa derin delikler açılır. Isı kaynağı keşfedildiğinde, deliğin derinliklerine, yer kabuğunun derinliklerinden gelen sıcak buharın yüzeye çıkmasını sağlayan bir boru takılır. Basınçlı buhar daha sonra, Şekil 2.11' de gösterildiği gibi buharın büyük kuvveti altında dönmeye başlayan bir türbine kanalize edilir. Türbin generatöre bağlandığından, generatör de dönmeye başlar ve bu da elektrik üretimine yol açar. Soğuk su daha sonra toprak tarafından ısıtılan yeni bir boruya pompalanır ve ardından işlemi tekrarlamak için ilk boruya geri gönderilir.



Şekil 2.11. Kuru buhar santrali

Bir elektrik santraline güç sağlamak için jeotermal ısı kullanmanın ilk avantajı, çoğu elektrik santralinin aksine jeotermal sistemin son derece çevre dostu olmasıdır. Arada bir yerin derinliklerinden biraz zararlı olabilecek bazı gazlar çıkarsa da, bunlar oldukça kolay bir şekilde kontrol altına alınabilir. Yine bir jeotermal enerji santralının inşa edileceği arazinin maliyeti, genellikle petrol, gaz, kömür veya nükleer santral inşa etmekten daha ucuzdur. Bir diğer faktör de, jeotermal enerji çok temiz olduğu için, vergi indirimleri alabilirsiniz ve/veya (eğer varsa) ülkelerin karbon emisyon planına uymak için çevre faturaları veya teşvikler alabilirsiniz. Ayrıca, enerji üretmek için yakıt satın alma, taşıma veya temizleme maliyetleri olmadığından santrallerin işletme maliyetleri çok düşüktür.

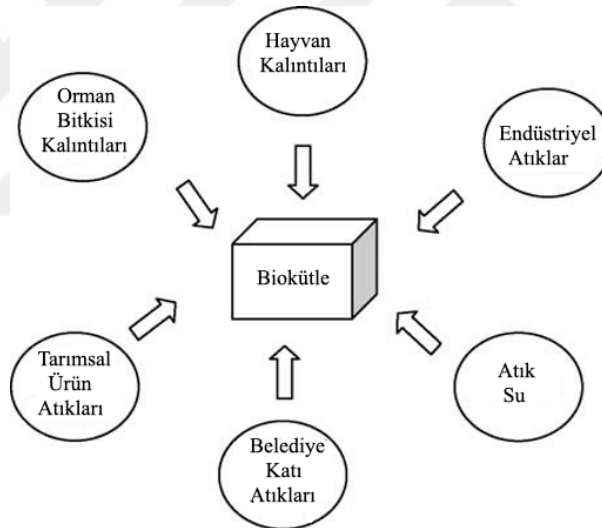
Bazı dezavantajları ise ilgili arazide jeotermal sıcak noktaların bulunmamasını içerir. Bulunsa bile, bir araştırma sırasında karşılaşılabilecek muhtemel olan aşağıda belirlenen sorunların önceden belirlenmesi ve üstesinden gelinmesi genellikle oldukça zor olan bazı işlem basamaklarının gerçekleştirilmesi gerekir. Karşılaşılabilecek muhtemel sorunlar;

- Kaya delmek için yeterince yumuşak mı?
- Derinlerdeki kayalar yeterli ısı içeriyor mu?
- Bu ısı önemli bir süre boyunca sürdürülebilir olacak mı?
- Çevre santral için uygun mu?

Bu temel soruların cevabı evet olsa bile, daha derinlemesine bir araştırma yapılarak bunların değerlerinin iyi bir şekilde tespit edilmesi gerekir. Jeotermal enerji çıkarmanın bir diğer büyük dezavantajı, birçok durumda, yıllarca stabil bir şekilde buhar

2.9. Biokütle

Biokütle, yakın gelecekte yenilenebilir enerjiler arasında en önemli enerji kaynaklarından biri olarak kabul edilmektedir. Biokütle, bitki ve hayvanlardan elde edilen organik bir malzemedir ve her zaman daha fazla ağaç ve ürün yetiştirilebilir olması ve bunlardan kaynaklanan atıkların her zaman var olabilmesi nedeniyle bu kaynaklar yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak kabul edilirler. Modern biokütle enerjisi, mısır koçanları, pirinç kabukları, odun atıkları ve preslenmiş şeker kamışı gibi ormancılık ve tarımdan kaynaklanan organik atıkları geri dönüştürür veya yakıt olarak söğüt ve dallı çimen gibi özel, hızlı büyüyen "enerji mahsulleri" kullanır. ABD Uluslararası Enerji Ajansı'na göre, hem ısı hem de güç olmak üzere dünya enerjisinin %11' i şu anda biokütleden elde ediliyor ve en fakir ülkeler enerjilerinin %90' ını biokütleden üretmektedir. Biokütle yakıtlarının bazı örnekleri, Şekil 2.13' de gösterilmiştir.



Şekil 2.13. Biokütle kaynakları

Biokütlenin dünya enerji talebini karşılamaya yardımcı olma potansiyeli geniş çapta kabul görmüştür. Yakıldığında, biokütledeki kimyasal enerji, elektrik üretimi için bir türbini çalıştırmak veya endüstrilere ve evlere ısı sağlamak için kullanılabilen buhar üretmek için kullanılan ısı olarak açığa çıkar. Biokütlenin yakılması, biokütlenin kg başına 4-5 kg hava akış hızında havada yakılmasını içerir. Küçük ölçekli bu süreç her zaman termal uygulamalar için kullanılırken, enerji üretimi için buhar çevrimli büyük ölçekli bir yakma tesisi gereklidir. Biokütle, otomobiller için petrolden önemli ölçüde daha temiz yakıt da üretilmesinde de kullanılabilir(Kirubakaran vd., 2009).

Avantajları;

- Teorik olarak tükenmez bir yakıt kaynağıdır,
- Bitki kütlesinin doğrudan yakılması yerine enerji üretmek için fermentasyon, piroliz vb. kullanıldığında çevresel olumsuz etkisi minimum düzeydedir,
- Biokütle tarafından üretilen alkoller ve diğer yakıtlar verimli, uygulanabilir ve nispeten temiz yanmaktadır,
- Dünyanın her yerinde mevcuttur,
- Arabalarda biyoyakıt kullanmak, benzine göre daha az küresel ısınma kirliliğine neden olur.

Dezavantajları;

- Doğrudan yakılırsa küresel ısınmaya ve partikül kirliliğine büyük katkı sağlayabilir,
- Hem biokütlenin üretilmesi hem de alkole dönüştürülmesi açısından hala pahalı bir kaynaktır,
- Küçük ölçekte kullanımlarında küçükte olsa bir enerji kaybı vardır, yakma verimini artırmak için bitki kütlesini artırmak gerekir bunu sağlamak içinde daha çok enerji harcamak gerekir.

2.10. Birleşik Isı ve Enerji

Birleşik ısı ve enerji, kullanım noktasında veya yakınında tek bir yakıt veya enerji kaynağından gelen ısı ve gücün aynı anda kullanılmasıdır. İhtiyaç fazlası elektriği taşımak, bir BIE tesisinden gelen fazla ısıyı taşımaktan daha az maliyetli olduğundan, optimum bir BIE sistemi, ister bina, ister endüstri veya şehir çapında olsun, enerji kullanıcılarının ısı talebini karşılamak için tasarlanmaktadır. Bu nedenle BIE, yan ürün olarak elektriğin yanı sıra öncelikle bir ısı kaynağı olarak görülebilir.

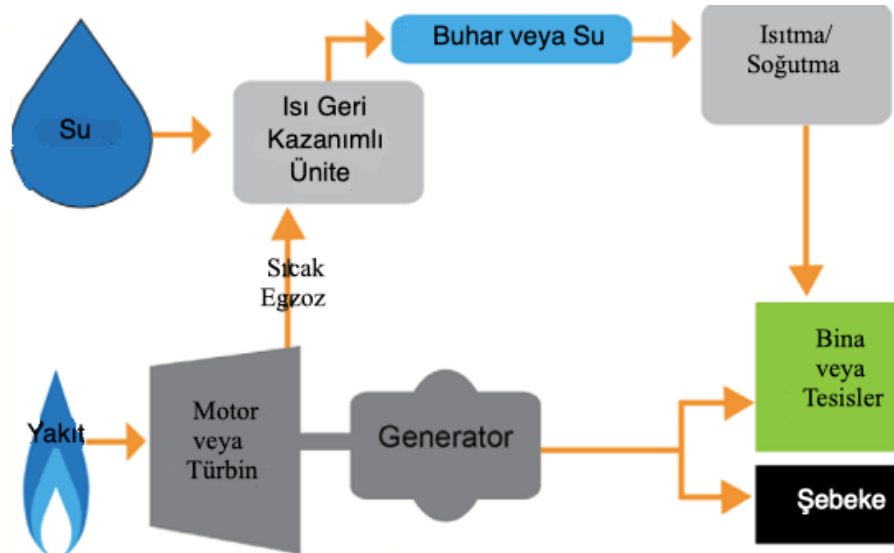
"Kojenerasyon" olarak da bilinen birleşik ısı ve enerji, herhangi bir üretim biriminin geri kazanılan egzoz ısısının başka bir proses gereksinimi için kullanılması anlamına gelir. Bu da ünitenin enerji kullanımında iyileşme ile sonuçlanır. Bu şekilde, üretimin genel termal verimliliği %40-50' den %70-90' a yükseltilebilir. %90' lık üst sınır, çok iyi tanımlanmış ve sabit ısı talebi olan büyük tesisler için geçerlidir.

Birleşik ısı ve enerji, yenilenebilir bir enerji kaynağı olmak zorunda değildir. BIE birçok biçim alabilir ve bir dizi teknolojiyi kapsayabilir, ancak her zaman elektrik üretimi

ile bir ısı geri kazanım sistemini birleştiren verimli, entegre bir sistem olarak tasarlanmalıdır. Elektrik üretiminden elde edilen ısı çıkışını ısıtma veya endüstriyel uygulamalar için kullanarak, BIE tesisleri genellikle yakıt kaynağının %75-80' ini faydalı enerjiye dönüştürürken, en modern BIE tesisleri %90 veya daha fazla verimliliğe ulaşır. BIE santralleri, son kullanıcıya yakın yerleştirildikleri için ağ kayıplarını da azaltır (Mokhtari vd., 2017).

BIE tesisleri dört temel unsurdan oluşur. Bunlar; ana hareket ettirici (motor veya tahrik sistemi), elektrik generatörü, ısı geri kazanım sistemi ve kontrol sistemidir. Ana hareket ettirici, elektrik generatörünü çalıştırırken, geri kazanılabilen kullanılabilir ısı üretir. BIE üniteleri genel olarak uygulama tipine, ana hareket ettirici ve kullanılan yakıtla göre sınıflandırılır.

Teorik olarak, hemen hemen her yakıt BIE için uygundur, ancak şu anda yeni sistemler için doğal gaz diğerlerine göre daha baskın olarak karşımıza çıkmaktadır. Diğer yaygın yakıt kaynakları arasında fosil yakıt bazlı ticari yakıtlar (örn. kömür, dizel), belediye katı atıkları ve biokütle yer alır. Biokütle ve endüstri kaynaklı gazlar daha fazla bulunup daha ucuz hale geldikçe, artan çevre ve enerji güvenliği endişeleri nedeniyle önemleri artacaktır. Bazı BIE teknolojileri, artan yakıt güvensizliği ve fiyat oynaklığı döneminde değerli esneklik sağlayan birden fazla yakıt türü kullanabilir (Baker & Dueweke, 2018) .



Şekil 2.14. Birleşik ısı ve enerji' nin şematik gösterimi

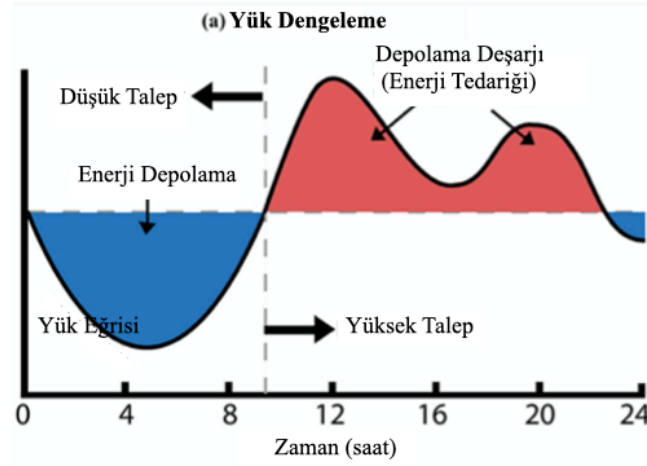
2.11. Enerji Depolama Teknolojileri

Elektrik enerjisi üretimi, herhangi bir enerji türünün elektriğe dönüştürülmesi işlemini gerektirir. Bununla birlikte, güneş, rüzgar ve su gibi sürdürülebilir enerji teknolojilerinin dönüşüm süreçleri dalgalanan bir yakıt kaynağına dayanır ve şebeke güç kalite değerlerini sabit tutmak için önemli sorunlar yaratabilir. Bu durumlarda, güç sistemi, enerji arzındaki dalgalanmaların üstesinden gelmek, yenilenebilir enerji kaynaklarının çıkışındaki değişikliklerle birlikte, güç ve voltaj dengelemesi için bünyesinde kapasitesinin altında da olsa bir miktar enerji depolama kapasitesine sahip olması gerekir.

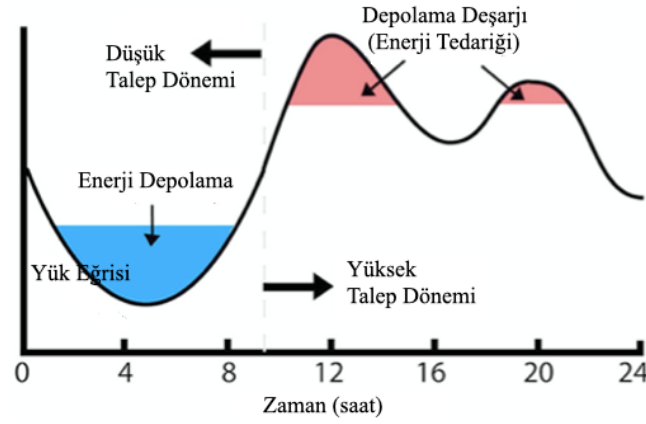
Ayrıca elektrik kesintisi durumunda enerji yönetimi, frekans kontrolü, pik tıraşlama, yük dengeleme, periyodik depolama ve yedek üretim için de elektriğin depolanması gereklidir.

Güvenilirliği artırmak için, elektrik enerjisi depolama sistemlerinin bu enerji üretim ortamlarından bazılarında entegre edilmesi önerilir. Çünkü bu yaklaşım şebekenin frekans düzenlemelerini ve daha iyi güç kalitesini vb. bir takım sistem işletilmesi esnasında talep edilmesi muhtemel enerjinin kalitesinin korunması için gereken üstünlükleri sağlar(Kirubakaran vd., 2009).

Yük dengeleme ve tıraşlama, enerji gereksinimlerindeki dalgalanmaları yumuşatmak için iki en önemli stratejidir. Yük dengeleme, yoğun dönemlerde gereken ekstra enerjiyi ve yoğun olmayan dönemlerde ekstra enerjiyi en aza indirmek için yükleri yeniden programlamayı amaçlar (Şekil 2.15a). Pik tıraşlama, enerjinin yoğun olmayan dönemlerde depolanmasına ve yoğun dönemlerde yeniden kullanılmasına dayanır (Şekil 2.15b). Şebekenin kararlı, esnek olmasını sağlamak ve tedarik sağlanırken enerjiyi hızlı bir şekilde serbest bırakmak için elektrik enerjisi depolama ünitelerine ihtiyaç vardır(Weissbach vd., 2001).



(b) Yük Azaltma

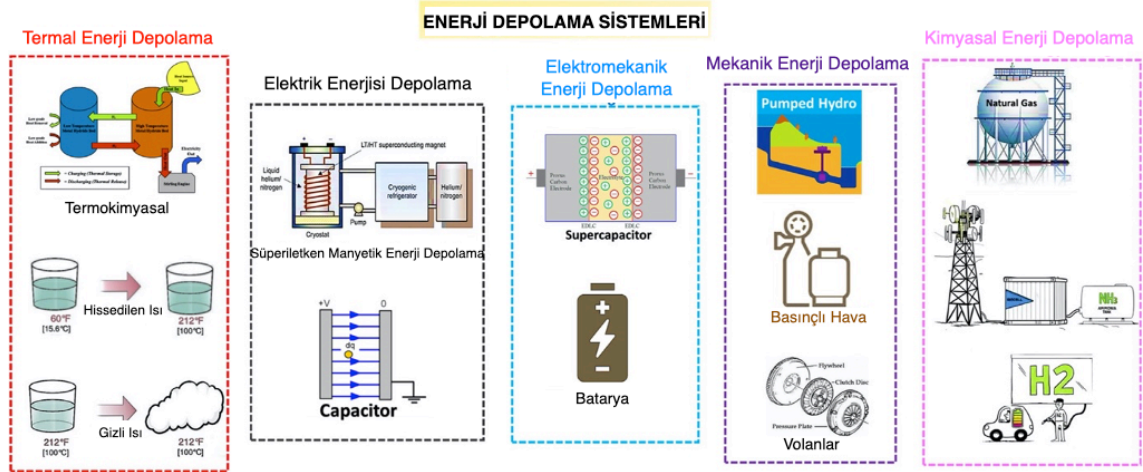


Şekil 2.15. a) Yük dengeleme b) Pik Tıraş

Büyük ölçekli enerji depolama sistemlerini genel olarak altı grupta toplanabilir.

Bunlar;

- Batarya Enerji Depolama Sistemi,
- V2G Teknolojisi,
- Volanlar,
- Süper İletken Manyetik Enerji Depolama,
- Basıncılı Hava Enerji Depolaması,
- Pompalı Depolama.



Şekil 2.16. Enerji depolamanın sınıflandırılması

2.11.1. Batarya enerji depolama sistemi

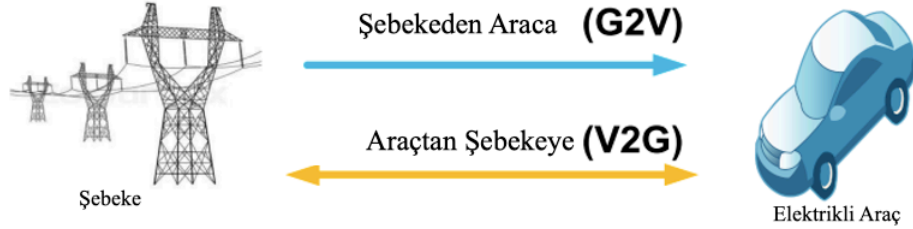
Batarya enerji depolama sisteminin (BEDS) birincil işlevi, elektrik santrali veya iletim hattı ekipmanının arızalanması durumunda dönen rezerv sağlamaktır. Bu sistemlerde elektriği kimyasal enerji şeklinde depolamak için şarj edilebilir piller kullanılır. Enerji depolama gereksinimlerini karşılamak için pilin yüksek enerji yoğunluğuna, yüksek güce, yüksek şarj verimliliğine, iyi çevrim kapasitesine, uzun ömre ve düşük başlangıç maliyetine sahip olması gerekir. Mevcut şebeke ölçeğinde akü depolama sistemlerinin çoğu, otomobil akülerinde bulunana benzer bir teknoloji kullanan çok sayıda kurşun-asit hücresinden oluşur.

Bunun dışında, şebeke güç sistemleri için pillerin değerlendirildiği diğer uygulamalar arasında yük dengeleme ve voltaj, VAR ve frekans kontrolü yer alır. Piller hızlı yanıt süresi sağlar; yük değişikliklerine yanıt yaklaşık 20 ms içinde gerçekleşir. Ayrıca sessizdirler ve çevreyi kirletmezler, bu da onları banliyö alanlarında, yük merkezlerine yakın kurulum için ideal kılar(Akorede vd., 2010).

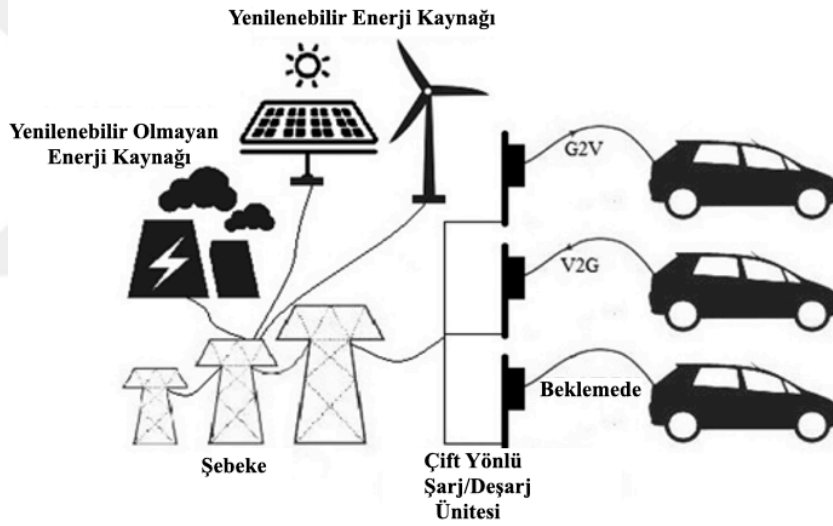
2.11.2. V2G Teknolojisi

Elektrikli araçlar (EA' lar), tahriklerine güç sağlayan güvenilir, yüksek güçlü ve yüksek enerjili bir pil takımı taşır. Geleneksel EA' lar, pillerini şarj etmek için şebeke gücünü tükettiklerinden, yalnızca güç sistemi üzerinde bir yük olarak kabul edilir. Şarj işlemi, tek bir güç akış modu olan şebekeden araca (G2V) şarjı destekleyen tek yönlü akü şarj cihazları tarafından büyük ölçüde kolaylaştırılır(Lin & Bie, 2016).

EA pilleri, güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir kaynaklardan üretilen kesintili gücü depolamak için de kullanılabilir. Bu nedenle, EA' ları sadece şebekedeki yükler olarak düşünmek yerine, son teknoloji ürünü V2G teknolojisi, EA' ların pillerini şebekeye bağlı enerji depolama sistemleri olarak kullanılması hedeflenmektedir.



Şekil 2.17. V2G şematik gösterimi

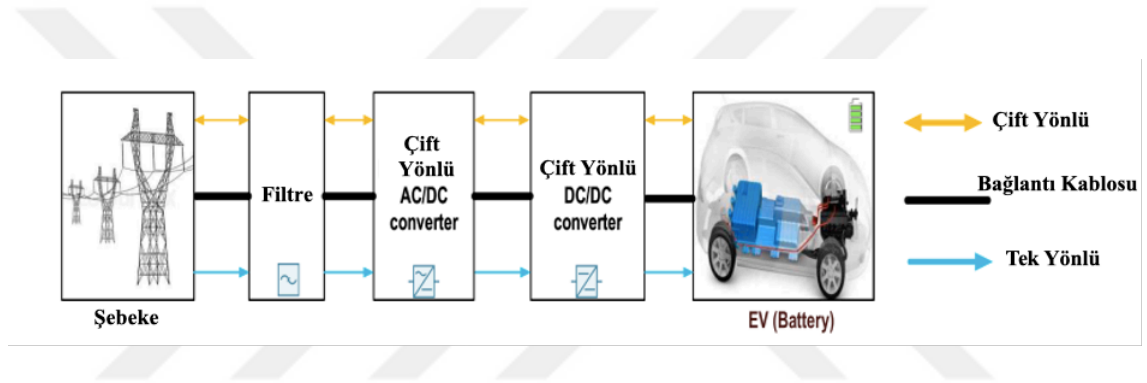


Şekil 2.18. V2G altyapısı

V2G teknolojisi, boştaki veya park halindeki elektrikli araçların (EA' lar) pillerinin dağıtılmış kaynaklar olarak çalışmasına izin veren uygun zamanlarda enerjiyi depolayabilen veya serbest bırakabilen, AC şebeke ve DC EA pilleri arasında çift yönlü bir güç alışverişi ile, elektrik dağıtım şirketlerinin voltaj regülasyonu, reaktif güç kompanzasyonu, aktif güç regülasyonu, yük dengeleme, yedek kapasite gereksinimleri, tepe yükü tıraşlama ve akım harmonik filtreleme ile ilgili ciddi sorunları çözmesine yardımcı olur, güç üretim kapasitesini artırır, şebekenin kararlılığını, güvenilirliğini, verimliliğini artırır ve karşılığında, EA sahipleri önemli ekonomik avantajlardan yararlanır(Sharma & Sharma, 2019).

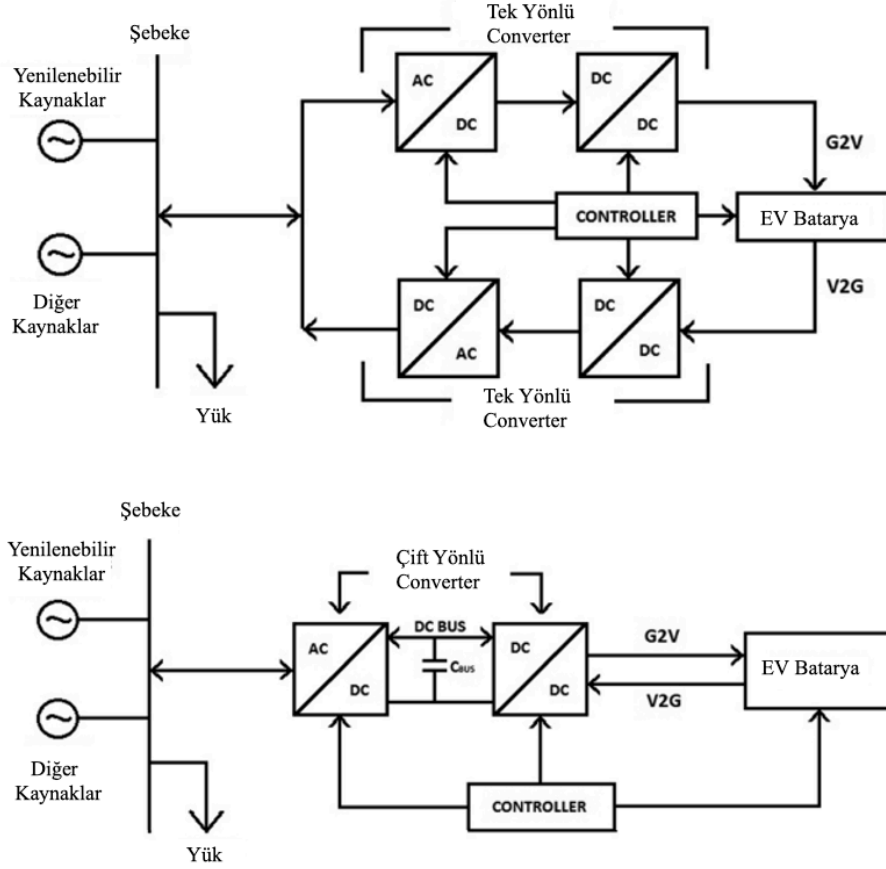
Araçtan şebekeye enerji temini teknolojisi AC şebekesini EA' ların pillerine bağlar ve aralarında çift yönlü bir güç akışına izin verir. Buna göre, EA pilini minimum akım harmonikleri üretirken şarj etmek ve standartlara uygun olarak pil gücünü şebekeye geri beslemek için şebeke ile EA' lar arasında farklı gerilim seviyelerini eşleştirme potansiyeline sahip çift yönlü bir arayüz kullanılmaktadır. Burada güç elektroniği, AC şebeke geriliminin şarj edilebilir DC gerilime dönüştürülmesinde ve bunun tersi durumda da çok önemli bir rol oynar.

Enerji dönüşümü açısından, V2G ve G2V' de kullanılan iki temel dönüştürücü türü, tek yönlü ve çift yönlü dönüştürücülerdir. Birincisi, elektriği tek yönde, yani şebekeden araca (G2V) aktarmak için kullanılır ve ikincisi, çift yönlü bir enerji akışı kullanır (Alsharif vd., 2021).



Şekil 2.19. Çift yönlü ve tek yönlü güç akışı

Çift yönlü arayüz, tek yönlü veya çift yönlü dönüştürücüler kullanılarak şekil 2.20 ve 2.21' de gösterildiği gibi oluşturulabilir.



Şekil 2.20-21. Çift yönlü dönüştürücüler kullanan V2G

Tek yönlü dönüştürücülerin kullanılması, sistemin ağırlığını, hacmini ve maliyetini neredeyse iki katına çıkaracak ve bileşenlerin yetersiz kullanımına neden olacaktır. Katı hal teknolojisindeki son gelişmelerle birlikte, V2G sistemleri için yalnızca çift yönlü dönüştürücüler tercih edilmektedir (F. Li vd., 2017).

V2G uygulamaları için çift yönlü dönüştürücüler üzerine yapılan araştırmaların çoğu, iki özel güç dönüştürme aşamasını kullanmaya odaklanılmıştır; güç faktörü düzeltmesine yardımcı olan bir çift yönlü ac-dc dönüştürme aşaması ve ardından voltaj eşleştirme sağlayan çift yönlü bir dc-dc dönüştürme aşaması konularını içermektedir. Bununla birlikte, tek bir çift yönlü ac-dc dönüştürme aşaması, V2G ve şebekeden araca (G2V) aktif güç transferlerini de kolaylaştırabilir (Sharma & Sharma, 2019).

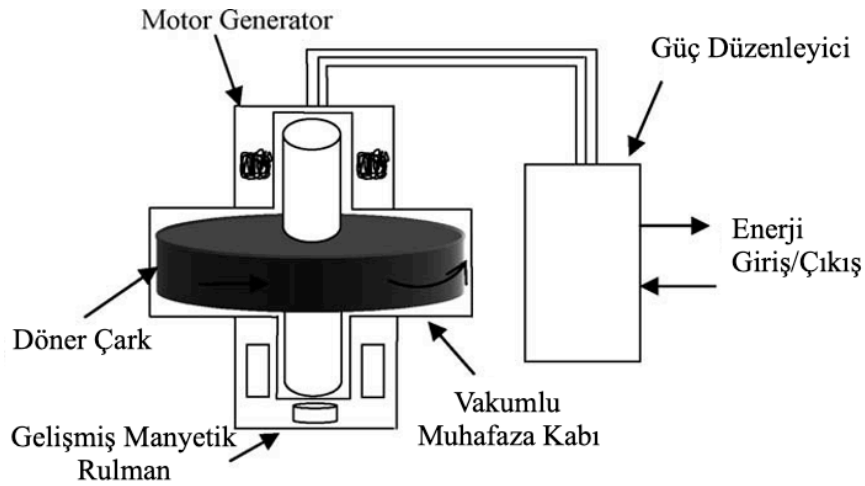
V2G ara bağlantısı için tasarlanmış tipik bir çift yönlü şarj/deşarj sisteminin aşağıdaki gereksinimleri karşılaması önerilebilir;

- Geçici yük taleplerine hızlı yanıt,
- Şebeke ve EA akü voltajının düzenlenmesi,
- Hızlı şarj için yüksek güç yoğunluğu kapasitesi,

- Verimli güç transferleri,
- Anahtarlama kaybını, cihaz stresini ve EMI' yi en aza indirmek için güç cihazlarının yumuşak anahtarlama,
- Sistemin ayak izini ve maliyetini sınırlamak için azaltılmış bileşen sayısı ve HF işlemi,
- Basit ve verimli kontrol sistemi,
- Daha geniş uygulama için yüksek güvenilirlik,
- Şebeke kararlılığı için güç faktörü düzeltmesi ve minimum harmonik bozulma,
- Ara bağlantı şartlarını ve standartlarını karşılamak.

2.11.3. Volanlar

Volan, enerjinin dönen bir kütlenin kinetik enerjisinde depolandığı elektromekanik bir depolama sistemidir. Yaklaşık %80 enerji verimliliği sağlar. Yanmalı motorlarda enerji dalgalanmalarını yumuşatmak ve enerji akışını üniform hale getirmek için bir volan kullanılır.



Şekil 2.22. Volanlı enerji depolama sistemi

Şekil 2.22, bir volan enerji depolama sisteminin şematik bir diyagramını göstermektedir. Volan, sürtünme onu dağıtana kadar bir elektrik generatörüne güç sağlamak için dönme enerjisi sağlar. Depolanan enerji, volanı oluşturan bireysel kütle

elemanlarının kinetik enerjilerinin toplamına eşittir. Bir volanın Nm (J) cinsinden kinetik enerjisi denklem (2.2)' de gösterilmektedir.

$$E_f = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.2)$$

Burada I atalet momenti (kg m²), ω açısal hız (rad/s). Eylemsizlik momenti şu şekilde tanımlanır:

$$I = kMR^2 \quad (2.3)$$

Burada M kütle, R yarıçap ve k nesnenin şekline bağlı olan atalet sabitidir.

Rotor, enerjiyi elektriksel ve mekanik biçimler arasında dönüştüren bir motor/generatör içerir. Sistemde rotor vakumda çalışarak sürtünmeyi azaltmak ve verimliliği artırmak için yataklar üzerinde döner. Çelik rotorlu sistemler, enerjiyi depolamak için çoğunlukla rotorun kütlesine güvenirken, kompozit volanlar çoğunlukla hıza dayanır. Şarj sırasında, elektrik akımı motordan akarak volanın hızını artırır, ancak generatör deşarj sırasında tekerleği yavaşlatan sistemden akım akışı üretir. Enerji-kütle oranını optimize etmek için volanın mümkün olan maksimum hızda dönmesi gerekir. Enerjinin etkili bir şekilde depolanması için uzun çalışma süreleri gereklidir. Hava direncini en aza indirmek için sürtünmesiz yataklar ve vakum kullanılması, 6 aylık arıza sürelerine neden olabilir. Volanlar 5–120 s içinde devreye girerek 40 kW ile 1,6 MW arasında değişen anma güçlerine sahip olabilirler (Weissbach vd., 2001).

Volanlar, kritik operasyonlar için güç koruması sağlamak üzere kesintisiz güç kaynağı (UPS) sistemleri olarak kullanılır . Volan teknolojisi için artan bir kullanım, elektrik şebekesinde frekans düzenlemesi uygulamalarını içerir. Rüzgar türbini jeneratörlerinden ve/veya diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan zayıf şebeke bağlantılı ve otonom güç sistemlerine entegre edildiğinde, volan enerji depolaması, rüzgar türbülansı ve öngörülemeyen yük dengeleme nedeniyle rüzgar gücü dalgalanmalarını filtrelemek için en etkili bir şekilde kısa vadeli enerji depolaması sağlayabilir.

Avantajları;

- Volanlar, geleneksel pillere kıyasla büyük miktarda gücü çok hızlı ve verimli bir şekilde depolayabilir ve serbest bırakabilir,

- Volan teknolojilerinin ömrü ve bakımı 20–30 yıl civarındadır ve bazıları bu süre zarfında bakım gerektirmeden çalışabilir,
- Volanlar, bazı pil türlerini rahatsız eden hafıza etkisinden muzdarip değildir,
- Daha yüksek sıcaklıklarda ve daha geniş çevre koşullarında çalışabilirler,
- Volanlar, kimyasal şarjlı piller gibi sıcaklık değişimlerinden etkilenmezler,
- Ayrıca çevreye daha az zarar verme potansiyeline sahiptirler,
- Dönüş hızının basit bir ölçümü ile volanlarda depolanan enerji miktarının değerini bilmek mümkündür.

Dezavantajları;

- Büyük güçlü volan akümülatörlerinin kullanımı, aşırı yük nedeniyle devasa olarak imal edilen tekerleğin patlayarak parçalanması tehlikesi nedeniyle şu anda engellenmektedir,
- Volan tasarımında kullanılan birincil sınırlardan biri, rotor için kullanılan malzemenin çekme dayanımıdır. Bu da büyük güçlü volanların inşasında sorun olmaktadır (Akorede vd., 2010).

2.11.4. Süper iletken manyetik enerji depolama

Dikkate alınması gereken başka bir enerji depolama sistemi türü, süper iletken manyetik enerji depolamadır (SMED). SMED, aktif ve reaktif gücü absorbe edebilen veya sağlayabilen hızlı kontrol edilebilir bir cihazdır. Bu tür bir enerji depolama, tepe noktası olmayan güç doğru akımını dönüştürmeyi ve onu halka şeklindeki bir süper iletken tel bobinine beslemeyi içerir. Bobin bir yatağa yerleştirilir ve bir soğutma sistemi tarafından süperiletken gereken sıcaklıkta tutulur. Bu işlem ile ünite %90' ın üzerinde bir verimle enerjiyi depolayıp deşarj edebilmekte ve 25 ms' den daha kısa sürede şarj edebilmektedir. Ancak bu sistem çok pahalıdır ve süper iletkenlerle ilgili bazı mühendislik problemlerinin çözülmesi gerekmektedir. Bu engellere ek olarak SMED, geniş manyetik alan nedeniyle bilinmeyen sağlık etkileri içerir.

Süper iletken manyetik enerji depolamanın diğer enerji depolama yöntemlerine tercih edilmesinin birkaç nedeni vardır. SMED' in en önemli avantajı şarj ve deşarj sırasındaki gecikme süresinin oldukça kısa olmasıdır. Güç neredeyse anında kullanılabilir ve kısa bir süre için çok yüksek güç çıkışı sağlanabilir. Pompalanan hidro veya basınçlı hava gibi diğer enerji depolama yöntemleri, depolanan mekanik enerjinin tekrar elektriğe

dönüştürülmesiyle ilişkili önemli bir zaman gecikmesine sahiptir. Bu nedenle, sistem için gereken enerji talebinin anında karşılanması gerekiyorsa, SMED en uygun seçenektir. Diğer bir avantajı ise sistemdeki elektrik akımları neredeyse hiç dirençle karşılaşmadığından güç kaybı diğer depolama yöntemlerine göre daha azdır. Son olarak SMED, ana parçaları hareketsiz olduğundan yüksek güvenilirliği garanti edebilir (Louie & Strunz, 2007).

2.11.5. Basıncı hava enerji depolaması

Yoğun olmayan elektrik tüketim döneminde, BHED tesisleri havayı mağara olarak bilinen bir yeraltı rezervuarına sıkıştırır. Elektrik talebinin yüksek olduğu yoğun dönemde, hava çekilir, gaz veya yağ ile ısıtılır ve bir jeneratörü çalıştırmak için genleşme türbinlerinden geçirilir. Bu tesisler, geleneksel bir yanma türbininin yakıtının yaklaşık üçte birini yakmakta ve böylece kirleticilerin yaklaşık üçte birini üretmektedir. Bu işlemde elektrik üretmek için bir elektromekanik dönüştürücü kullanılmaktadır. BHED ' in öne çıkan bir uygulaması, rüzgar enerjisinin kesintili olması nedeniyle rüzgar türbini enerji santrallerinde enerji depolama sistemi olarak kullanılmasıdır.

BHED' in diabatik ve adyabatik sınıfları mevcuttur. Diabatik bir BHED' de hava, mağaraya girmeden önce soğutulur ve değiştirilmiş bir gaz türbini işleminde genleşmeden önce yeniden ısıtılır. Bu santrallerin ilki 1978 yılında Almanya'da 290 MW kapasiteli inşa edilmiştir. Öte yandan, havanın ısı enerjisi ayrı olarak depolanır ve adyabatik bir BHED' de basıncı hava bir hava türbininde genleşmeden önce geri kazanılır. Bu tür tesisler şu anda geliştirme aşamasındadır ve daha yüksek verimlilik ve doğrudan sıfır CO₂ emisyonu vaat etmektedir(Bullough vd., 2004).

2.11.6. Pompalı depolama

BHED gibi, pompalı hidro tesisler, suyu daha alçak bir rezervuardan daha yüksek rakımlı bir rezervuara pompalamak için yoğun olmayan elektrik kullanır. Üst rezervuarda depolanan su serbest bırakıldığında elektrik üretimi için hidrolik türbinlerden geçirilir. Suyu tepeye pompalamak için kullanılan yoğun olmayan elektrik enerjisi, üst rezervuarda yerçekimi enerjisi olarak süresiz olarak depolanabilir. Böylece, uzun bir süre boyunca büyük miktarlarda elektrik enerjisi depolamak için iki rezervuar birlikte kullanılabilir. Pompalı depolama, şu anda mevcut olan en yüksek kapasiteli şebeke enerji depolama

şeklidir. Büyük elektrik santrallerinin sık sık açılıp kapanması onları çalıştırmanın verimsiz bir yolu olduğundan, pompalı hidro-enerji depolaması hidroelektrik santrallerinden temel yük üretimi talebini yumuşatmak için kullanılabilir. Pompalı depolamanın temel avantajları arasında düşük maliyetli güç, şebekenin frekans regülasyonu ve su, talebin yoğun olduğu dönemlerde bir türbinden salındığında rezerv kapasitesi sağlanır (Akorede vd., 2010).

Günümüzde tercih edilen enerji depolama sistemlerinin bir özeti Tablo 2.1’de verilmiştir. Tablo 2.2’ de ise farklı pil enerji depolama sistemleri türleri arasında bir karşılaştırma gösterilmektedir.

Tablo 2.1. Enerji depolama sistemlerinin çalışma özelliklerinin karşılaştırılması

Enerji depolama türü	Kullanım ömrü (yıl)	Döngü süresi (Döngü)	Verim (%)	Enerji yoğunluğu (Wh/L)	Güç yoğunluğu (W/L)
Pompalı hidro ED	35-60	10.000-40.000	65-85	0.499-1.499	0.499-1.499 (~)
Büyük ölçekli amaçlar için basınçlı hava ED	20’ den fazla	7.000-12.000	40-54	2-6	0.499-2
Küçük ölçekli amaçlar için basınçlı hava ED	23’ den fazla	30.000 (~)	-	-	-
Volan enerji depolama	15 (~)	20.000’ den fazla	90-95 (~)	20-85	1000-2000
Termal enerji depolama	30	-	30-60 (~)	80-120	-
Süper iletken manyetik ED	30	100.000 (~)	90-97	0.2-0.25	2500 (~)
Kapasitör	$\cong 5$	50.000’ den fazla	60-70	0.05 (~)	100.00
Süper kapasitör	10-30	100.000’ den fazla	95 (~)	10-30	100.00 (~)
Batarya ED	Kurşun asit	3-15	250-1500	50-90	50-80
	Lityum iyon	5-20	600-1200	85-95	200-400
	Sodyum Sülfür	10-15	2500-4500	80-90	15-300
	Nikel kadmiyum	3-20	3500	83	15-80
	Vanadyum Redoks	5-10	12.000 (~)	80-90	20-70
	Çinko bromür	5-10	200.000 (~)	60-75 (~)	30-65

Tablo 2.2. Enerji depolama sistemleri için SWOT analizi değerlendirmesi

Enerji depolama türü	Güçlü Yönler	Zayıf Yönler	Fırsatlar	Tehditler
Basınçlı hava enerji depolaması	- Daha yüksek kapasite. - kW başına ucuz. - Güç elektroniği dönüştürücülerine gerek yoktur. - Depolama kayıpları önemsizdir. - Enerjiyi bir yıldan fazla bir süre boyunca depolayabilir.	- Yeraltı depolama ünitesi gerektirir. - Proseste türbin kullanılması durumunda gaz gereklidir.	- Dağıtılmış depolamada kullanışlıdır	- Termik santrallerle ilgili popülerlik. - İstikrarsız yakıt fiyatları.
Pompa hidro enerji depolama	- Daha yüksek kapasite. - kW başına ucuz. - Güç elektroniği dönüştürücülerine gerek yoktur. - Daha uzun ömürlüdür. - Güvenilirdir.	- Konum nedeniyle sınırlamalar. - Daha yüksek ilk sermaye maliyeti. - Çevresel zorluklar.	- Teknoloji, okyanus yüzeyinin altındaki daha düşük bir rezervuarın yanı sıra kıyıda uzakta rüzgar çiftlikleri için kullanılabilir.	- Dağıtılmış depolama seçildiğinde, bu özellik geçerliliğini yitirebilir. - Çevreye verilen zararın bir sonucu olarak, artan bir toplumun tepkisi vardır.
Batarya enerji depolama	- Dağıtılmış depolama. - Güvenilir yapı. - Daha yüksek enerji verimliliği. - Daha yüksek enerji yoğunluğu.	- Daha yüksek ilk sermaye maliyeti - Daha kısa kullanım ömrü - Daha soğuk bir ortamda bu teknoloji sorun olabilir.	- Gelişmekte olan teknoloji nedeniyle, BED büyük olasılıkla dağıtılmış bir sistem olacaktır.	- Sürekli geliştirme aşaması seçim sürecini zorlaştırır. - Çevre sorunları. - Hammaddelerle ilgili sınırlamalar.
Hidrojen enerji depolama	- Dağıtılmış depolama. - Çevre dostu.	- Düşük Verimlilik. - Yüksek ilk sermaye maliyeti. - Kararlı yükleme koşulları gerektirir.	- Özel dönüştürücüler.	- Güç elektroniği ile ilgili zorluklar.

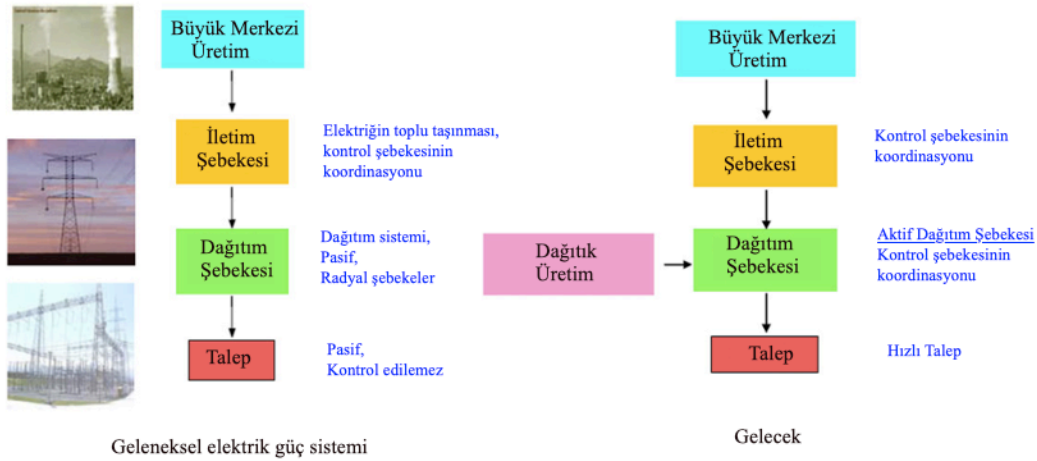
Tablo 2.1, kendine özgü kullanımları, özellikleri ve zayıflıkları ile birlikte çeşitli enerji depolama sistemlerini göstermektedir. Örneğin, volan enerji depolaması, diğer enerji depolama sistemlerinden daha yüksek verimlilik ve daha yüksek güç yoğunluğu sergileme eğilimindedir. Bu enerji depolama türünün en önemli sınırlamalarından biri, daha yüksek kendi kendine deşarj oranlarıdır. Daha yüksek başlangıç sermayesi ve birtakım güvenlik sorunları vardır. Basınçlı hava enerji depolama sistemleri için, şebeke ölçeğinde potansiyel, daha uzun ömür, daha düşük çalışma koşulları ve sistemin bakım maliyetinin oldukça düşük olması gerekir. Basınçlı hava enerji depolaması için kendi kendine deşarj oldukça düşer. Bununla birlikte, sistem verimliliğinin orta düzeyde olduğuna dikkat edilmelidir. Bu teknolojinin ana dezavantajı, ideal bir saklama yeri gereksiniminin olmasıdır. Öte yandan, piller, kullanımlarıyla ilgili esneklik, sınırlı bakım çalışması gerektirmesi, yüksek verimlilik ve çok güvenilir olması nedeniyle çok popüler bir teknolojidir. Sistem kurulumunda ana sınırlama, çevresel zorluklar, ihtiyaç duyulan

malzemelerin türü ve depolama alanının inşası maliyetiyle ilgilidir. Güç kaynağı ve kullanımı aynı anda gerçekleşir. Bu nedenle, üretilen enerjinin ihtiyaç duyulan enerji açısından bu değişimi karşılayabilmesi zorunludur (Olabi vd., 2022).

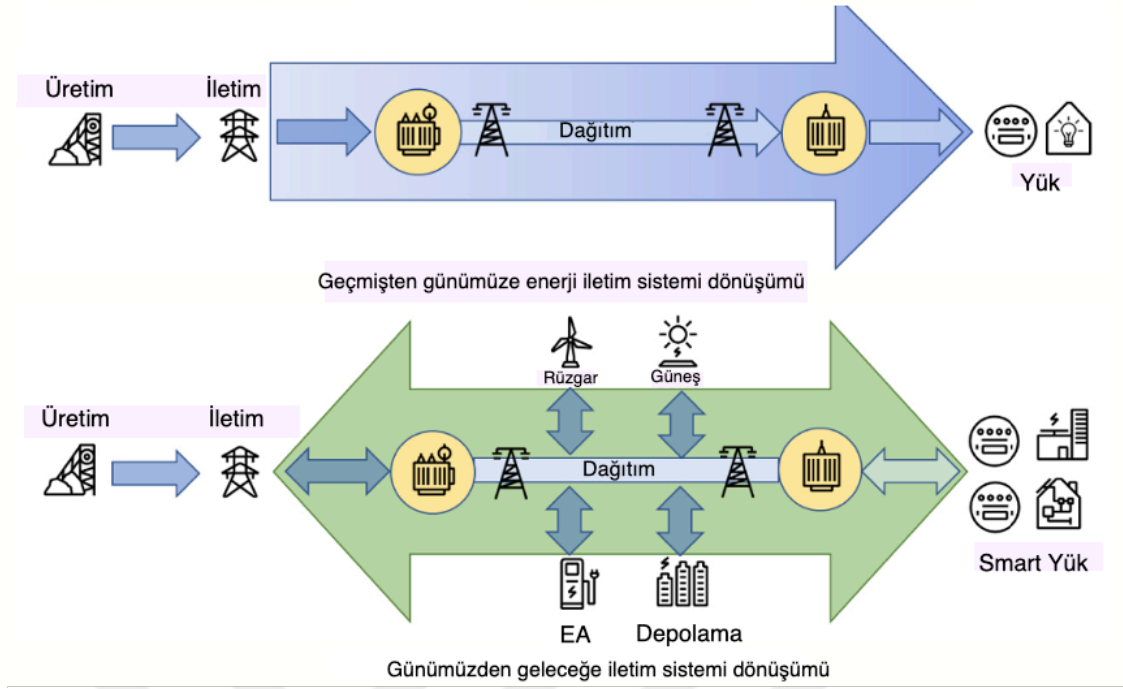


3.DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ELEKTRİK DAĞITIM ŞEBEKESİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ

Şehirlerin modernleşmesi ve nüfus artışı ile birlikte dünya da toplam elektrik tüketim miktarı da artmaktadır. Geçtiğimiz on yıllarda, küresel ısınma ve güç tüketimindeki artış endişeleriyle, düşük emisyon ve düşük enerji üretim maliyetleri gibi avantajları nedeniyle önemli sayıda DÜ, özellikle yenilenebilir DÜ' ler dağıtım sistemine bağlandı. DÜ tesislerinin bağlantıları ile mevcut dağıtım şebekesinin yapısı farklı bir yapıya doğru evirilmektedir (Bayod-Rújula, 2009a). Şekil 3.1 ve 3.2' de elektrik dağıtım şebekesine DÜ' lerin bağlanması ile geleneksel ve gelecek yapı gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Geleneksel ve geleceğin elektrik sistemleri



Şekil 3.2. Ara bağlantı trafolarında güç akışı durumunda geçmişten geleceğe geçiş(Psarros & Papakonstantinou, 2020)

Ülkemizde DÜ tesisleri incelendiğinde; 2014 yılı itibariyle Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Yönetmeliği ile dağıtım şebekelerine bağlantı yapan DÜ' lerde hızlı bir ivme kazanmıştır. Aşağıdaki tablo 3.1' de Türkiye' de 2020-2021 yıllarına ait kaynaklı bazlı enerji üretim miktarı ve yüzde olarak değişimi verilmiştir (EPDK, 2022). Güneş, rüzgar, biokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim miktarında önemli bir artış görülmektedir.

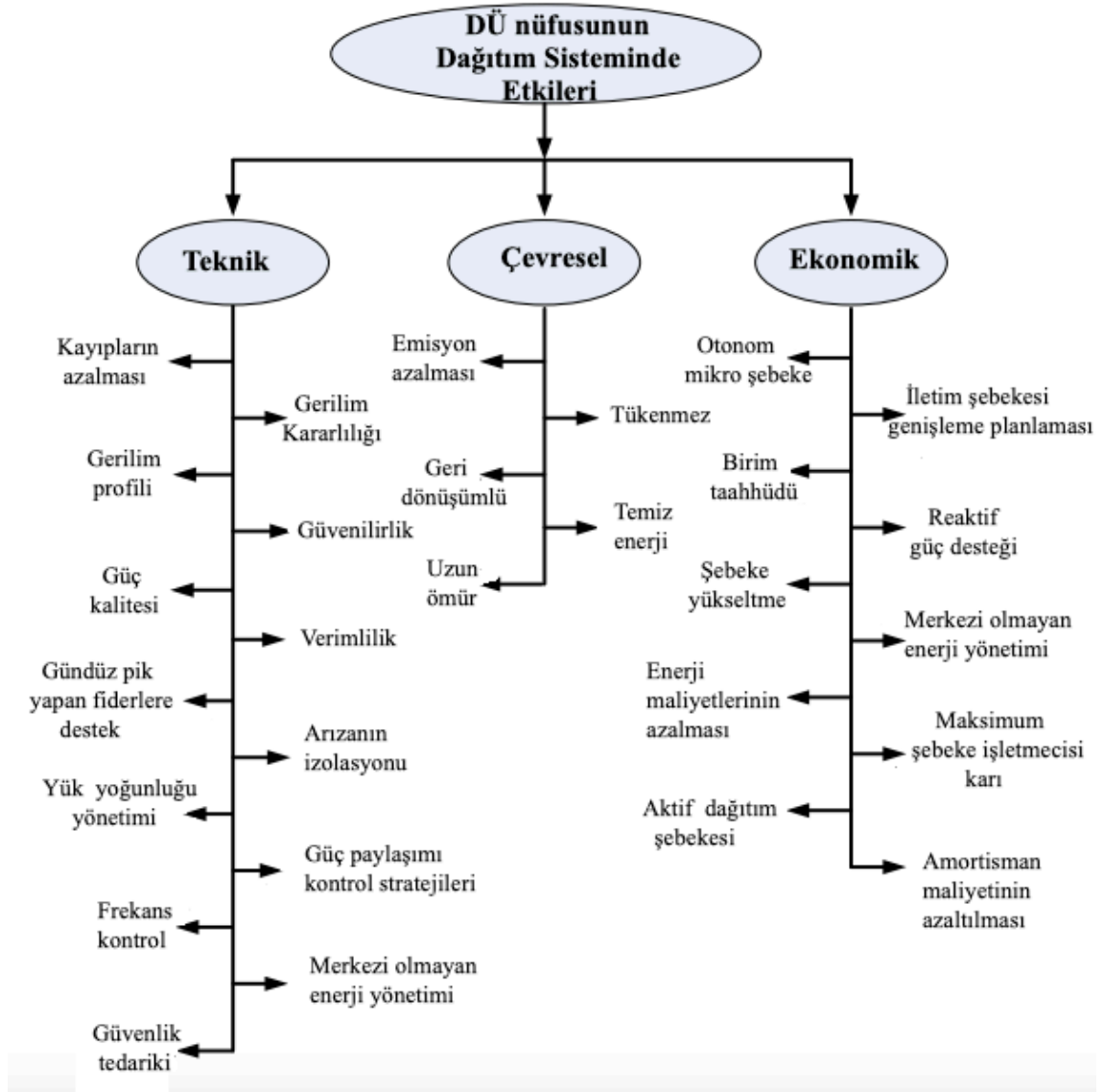
Tablo 3.1. 2020-2021 yıllarında elektrik üretiminin kaynak bazında gelişimi

Kaynak Türü	2020 Değeri (GWh)	Pay (%)	2021 Değeri (GWh)	Pay (%)	2020-2021 Değişimi (%)
Doğal Gaz	69.277,94	23,56	108.394,91	33,95	56,46
Hidrolik	78.087,89	26,55	55.656,35	17,43	-28,73
İthal Kömür	62.466,47	21,24	54.888,84	17,19	-12,13
Linyit	38.163,85	12,98	43.400,43	13,59	13,72
Rüzgar	24.561,43	8,35	30.990,20	9,71	26,17
Jeotermal	9.929,41	3,38	10.770,88	3,37	8,47
Biyokütle	5.228,58	1,78	7.371,86	2,31	40,99
Taş Kömür	3.415,83	1,16	3.539,79	1,11	3,63
Asfaltit Kömür	2.222,88	0,76	2.372,95	0,74	6,75
Güneş	423,24	0,14	1.559,82	0,49	268,54
Fuel Oil	313,04	0,11	336,64	0,11	7,54
Motorin	1,00	0,00	0,08	0,00	-92,00

Dağıtık üretim kapasitesindeki günden güne yaşanan artış, geleneksel enerji sistemlerini farklı bir boyuta taşıyarak elektrik akışının iletimden dağıtıma ve en nihayetinde tüketiciye olan olağan yönünü tersine çevirmektedir. Bu dönüşüme aracılık eden dağıtık üretim, sadece elektrik şebekesi için değil çevresel ve ekonomik açıdan da birçok potansiyel fayda ve fırsat sunmaktadır. Bu bölümde dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaşmasıyla oluşabilecek potansiyel etkiler incelenmektedir (SHURA, 2021).

DÜ' nün etkileri, aşağıda listelendiği gibi genel olarak üç kategoride sınıflandırılabilir;

- DÜ' nün Çevresel Etkileri,
- DÜ' nün Ekonomik Etkileri,
- DÜ' nün Teknik Etkileri.



Şekil 3.3. Elektrik dağıtım sistemindeki DÜ etkileri

3.1. DÜ' nün Çevresel Etkileri

Kirlilik ve iklim değişikliği etkileri ışığında konvansiyonel kaynakların hızla tükenmesi, yeşil enerji üretimini zorunlu kılmıştır. DÜ teknolojilerinin çoğu yenilenebilir kaynaklar tarafından desteklendiğinden, DÜ' ler uygulanabilir bir seçenek sunmaktadır. Araştırmalara göre, dünyadaki toplam kirliliğin %80' i yakıt yakılmasından kaynaklanmaktadır.

Birçok araştırma da, DÜ teknolojilerinin küresel ısınmadan sorumlu olan karbon emisyonunu azaltabileceğini iddia etmiştir. Birleşik Krallık' ta 1999 yılında yayınlanan bir rapora göre, BIE tabanlı DÜ teknolojisi karbon emisyonunu yaklaşık %41 oranında azaltabilmektedir(Sandhya & Chatterjee, 2021).

DÜ teknolojisi, çevreye saygı ile topluma yan hizmet faydaları sağlayabilir. Merkezi elektrik üretim üniteleri, karbon monoksit, kükürt oksitler, partikül madde, hidrokarbonlar ve nitrojen oksitler gibi büyük miktarda sera gazı yayar. Bu kirleticiler küresel ısınmaya en büyük katkıyı yapanlardır. Araştırmalarda, DÜ teknolojilerinin geniş ölçekli kullanımının emisyonları önemli ölçüde azalttığını doğrulamıştır.

Sonuç olarak, DÜ kurulumunun toplumun sağlık bakım maliyetinin azaltması üzerinde bir etkisi olabilir. Rüzgar türbinleri, güneş fotovoltaik hücreleri ve hidroelektrik türbinleri gibi birçok DÜ teknolojisi fosil yakıt tüketmezler. Diğer yandan yakıt hücreleri, mikro türbinler ve bazı içten yanmalı motorlar doğal gaz yakar. Bu artan çeşitlilik, ekonomi giderlerini, aksamaları ve yakıt kıtlığını yalıtıma yardımcı olur.

DÜ, geleneksel ısıtma cihazları ve şebekeden sağlanan elektriğe kıyasla zararlı karbondioksit (CO₂) salınımında yaklaşık %30 azalma sağlar. Mikro türbinler %40' ın üzerinde çalışma verimliliğine sahiptir ve NO_x <7 ppm (Doğal Gaz) çok az miktarda toksik gaz yayılımına sebep olurlar.

3.2. DÜ' nün Ekonomik Etkileri

DÜ kullanımına geçişe neden olan elektrik dağıtım şirketleri ve yatırımcıların ekonomisini etkileyen başlıca faydalar aşağıdaki gibi listelenebilir (Prakash & Khatod, 2016).

- Tesislerin zenginleştirilmesi için ertelenmiş yatırımlar,
- Bazı DÜ teknolojilerinin işletme ve bakım maliyetlerinin düşürülmesi,
- Yükseltilmiş üretkenlik,
- Geliştirilmiş çevre nedeniyle azaltılmış sağlık yatırımları,
- Artan verimlilik nedeniyle azaltılmış yakıt giderleri,
- Azaltılmış zorunlu karşılıklar ve ek masraflar,
- Pik tıraş sayesinde daha düşük işletme gideri,
- Kritik yükler için artırılmış koruma.

3.3. DÜ' nün Teknik Etkileri

Elektrik dağıtım hizmetinin amacı, tüketicilerine ihtiyatlı, verimli ve güvenilir (düzgün) bir şekilde elektrik enerjisi sağlamaktır. Kesinti maliyeti ve elektrik

kesintilerinin hem dağıtım şirketleri hem de tüketiciler üzerinde çeşitli ekonomik etkileri olduğu için, güvenilir güç sistemlerini korunması önemli bir konudur. DÜ ünitelerinin dağıtım sistemine dahil edilmesi her zaman zordur(R. Li vd., 2017). Teknik olarak DÜ' nün şebekeye bağlantısı yapılırken; şebeke arızaları açısından bağlantı olasılığının değerlendirilmesi, bağlantı noktasındaki şebeke empedansına (kısa devre gücü, rezonanslar), bağlantı gücüne ve üretim tesisinin tipine ve çalışma moduna, optimal boyutlandırılması ve konumlandırılması esastır. DÜ' nün bağlantısı yapılırken uygun şekilde ele alınmazsa, dağıtım sistemi aşağıda belirtilen pek çok teknik sorunlarla karşılaşabilir(BDEW,2008).

3.3.1. DÜ'nün optimum boyutlandırılması ve lokasyonun önemi

DÜ ünitelerinin dağıtım şebekesine yerleştirilmesi ve boyutlandırılması çok önemli ve zor bir konudur, çünkü optimal ve stratejik olarak yerleştirilmiş DÜ sistem kayıplarını azaltır, sistem gerilim profilini, yüklenebilirliği, güvenilirliği, kararlılığı, güç güvenliğini, gerilim regülasyonunu, gerilim stabilite marjını, gerilim düşümü ve yükselmesi, sistem güç faktörü vb. güç kalitesini iyileştirir.

Bu avantajların yanı sıra DÜ teknolojisi, optimal konumlara kurulmadığı takdirde bazı dezavantajlarla da ilişkilidir. DÜ stabilite sorunlarına, çift yönlü güç akışı nedeniyle koruma sorunlarına yol açabilir. Ayrıca, adalanma zorluklarıyla birlikte frekans sorunları da ortaya çıkabilir. Bu nedenle, dağıtım sistemindeki DÜ birimlerinin yerleşiminin ve boyutlandırılmasının, elektrik dağıtım şirketlerinin yanı sıra tüketicilere faydalarını en üst düzeye çıkarmak için en uygun boyutta ve uygun yerde olması çok önemlidir(Prakash & Khatod, 2016).

3.3.2. Barındırma kapasitesi

Barındırma kapasitesi, dağıtım şebekesinin farklı türdeki enerji sistemleriyle entegre olabilmesine yol sağlayan transaktif bir yaklaşımdır. Bir sistemdeki DÜ yayılımı, sistemin barındırma kapasitesi (BK) olarak bilinen belirli bir değeri aşarsa güç kalitesini ve enerji verimliliğini etkileyebilir(Ismael vd., 2019).

DÜ' ler uygun boyutlandırılmadıkları takdirde sistemin performansını olumsuz etkileyebilir, dağıtım sistemlerinde aşırı ve düşük gerilimler, aşırı hat kayıpları, trafo ve fiderlerin aşırı yüklenmesi, kısa devre kapasitesini aşma, koruma ekipmanının hatalı

çalışması, uluslararası standartların sınır değerlerini aşan yüksek harmonik bozulma seviyeleri gibi sorunlara yol açabilirler. Bu sorunlar, DÜ birimlerinin miktarı izin verilen maksimum kapasite seviyesini aştığında, yani sistem (veya besleyici) barındırma kapasitesi sınırını aştığında ortaya çıkar(Sakar vd., 2018).

Bu nedenle, sistemin operasyonel performans limitlerini aşmadan yeni DÜ' lerin bağlantı yapabilmesi için sistem kapasitesinin değerlendirilmesi önemlidir.

EPRI, BK değerlendirmesindeki belirsizliğin, güç sistemi hesaplamalarında DÜ konumunun bilinmemesi, birim derecelendirmelerinin çeşitliliği ve bunların öngörülemezliği, iklim değişikliklerine bağlı olarak DÜ çıkış gücünün kesintili doğası, yük profillerinin değişmesi ve doğrulanmış sistem parametrelerinin olmaması nedeniyle ortaya çıktığını belirtmektedir.

Buna göre, BK hesaplaması bir kez hesaplanabilecek tek bir değer değildir. Gerilim ve frekans değişimleri, güç kalitesi vb. gibi çeşitli performans endeksleri için düzenli olarak hesaplanmalıdır. Ayrıca genel sistemin BK' sını tahmin etmek için her bağlantı noktasında BK' nın minimum değeri belirlenmelidir. BK hesaplamalarının değerlendirilmesindeki belirsizlik, DÜ konumları ve derecelendirmeleri, gibi birçok faktörden kaynaklanabilir. Buna göre BK rastgeleliğin dahil olmadığı deterministik bir yaklaşım olmamalıdır. Hesap doğruluğunun ve belirsizlik düzeylerinin dikkate alındığı olasılıksal bir yöntem olarak görülmelidir.

IEEE 1547-2008' de DÜ teknolojileri için tipik birincil veya ikincil dağıtım geriliminde bir elektrik dağıtım sistemine bağlanan ortak bağlantı noktasında toplam kapasitesi 10 MVA veya daha az olarak tanımlamıştır. Ayrıca entegre DÜ kapasitelerini sınırlamak için %15 kuralı gibi hızlı ama ölçülü yöntemler kullanılmaktadır(Ismael vd., 2019).

Tablo 3.2. Uluslararası Dağıtım Şirketleri' lerinin DÜ enterkoneksiyonları için temel kurallar

Ülke	Dağıtım Şirketlerinin pratik kuralları: Ön BK tahmini		
	Termal limitler dikkate alınarak	Kısa devre kapasitesi dikkate alınarak	(Tüketim/üretim) yüzdesi dikkate alınarak
Güney Kore	OG şebekeleri için, toplam DÜ değerleri YG/OG trafo değerinin %20' inden daha düşük olmalıdır, ($P_{DÜ} > 0,2P_{tr}$)	- OG şebekeleri için, toplam DÜ değerleri YG/OG trafo değerinin %15' inden daha düşük olmalıdır, yani ($P_{DÜ} > 0,15P_{tr}$) - Toplam DÜ oranları etkilenen fiderlerin termal limitinden %15 düşük olmalıdır, ($P_{DÜ} > 0,15P_{\text{termal limit}}$)	-
İspanya	- Toplam DÜ değerleri OG/AG trafo değerinin %50' inden düşük olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,5P_{tr}$) - Toplam DÜ değerleri, DÜ 'nün etkilenen fiderlerin termal limitinin %50' inden daha düşük olmalıdır. ($P_{DÜ} > 0,5P_{\text{termal limit}}$)	Toplam DÜ değerleri, bağlantı noktasındaki kısa devre kapasitesinin %10' undan daha düşük olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,1MVASC$)	-
Güney Afrika	AG şebekeleri için; - OG/AG transformatörünün %25' inden daha düşük, ($P_{DÜ} > 0,25P_{tr}$) - Diğer yüklerle paylaşılan fider durumunda besleme devre kesici (DK) değerinin %25 'inden, ($P_{DÜ} > 0,25DK$ değeri) daha düşük olmalıdır. - Toplam DÜ değerleri, DÜ' ler için özel fider olması durumunda besleme devre kesici (DK) değerinin %75' inden, ($P_{DÜ} > 0,75DK$ değeri) daha düşük olmalıdır.	-	Toplam DÜ değerleri, fider pik yükünün %15' inden daha düşük olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,15$ fider pik yükü)
Çin	-	- Toplam DÜ değerleri, bağlantı noktasındaki kısa devre kapasitesinin %10' undan daha düşük olmalıdır, ($P_{DÜ} > 0,1 MVASC$)	-
USA	-	- Toplam DÜ değerleri, bağlantı noktasındaki kısa devre kapasitesinin %10' undan daha düşük olmalıdır, ($P_{DÜ} > 0,1 MVASC$) - DÜ' lerin toplam kısa devre kapasitesi bağlantı noktasındaki kısa devre kapasitesinin %25' inden daha düşük olmalıdır, ($MVASC_DÜ > 0,25 MVASC_fider$)	- Radyal devreler için, toplam DÜ değerleri fider yıllık pik yükünün (%15) altında olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,15$ bağlı fider pik yükü) - Bir fiderdeki toplam DÜ değerleri, toplam yıllık pik yükünün (%5) altında olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,05$ kat yıllık pik yükü) - 3-fazlı, 4 telli besleme sisteminden beslenen DÜ' ler için, bir fiderdeki toplam DÜ, toplam hat bölümü tepe yükünün (%10) altında olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,1$ hat bölümü tepe yükü)
Belçika	AG şebekeleri için, toplam DÜ değerleri OG/AG trafo değerinden daha düşük olmalıdır, $P_{DÜ} > P_{tr}$	-	-
Kanada	DÜ entegrasyonu nedeniyle oluşan ters güç akışı, ana trafo merkezindeki trafo değerinin %60' ını ve minimum trafo merkezi yükünü aşmamalıdır.	-	Toplam DÜ değerleri, fider kapasitesinin veya trafo merkezinin yıllık minimum yükünün (%50- %100) altında olmalıdır, ($P_{DÜ} > (0,5-1)$ Min. trafo merkezi yükü) veya ($P_{DÜ} > (0,5-1)$ bağlı fider kapasitesi)

Tablo 3.2. Uluslararası Dağıtım Şirketleri' lerinin DÜ enterkoneksiyonları için temel kurallar (devamı)

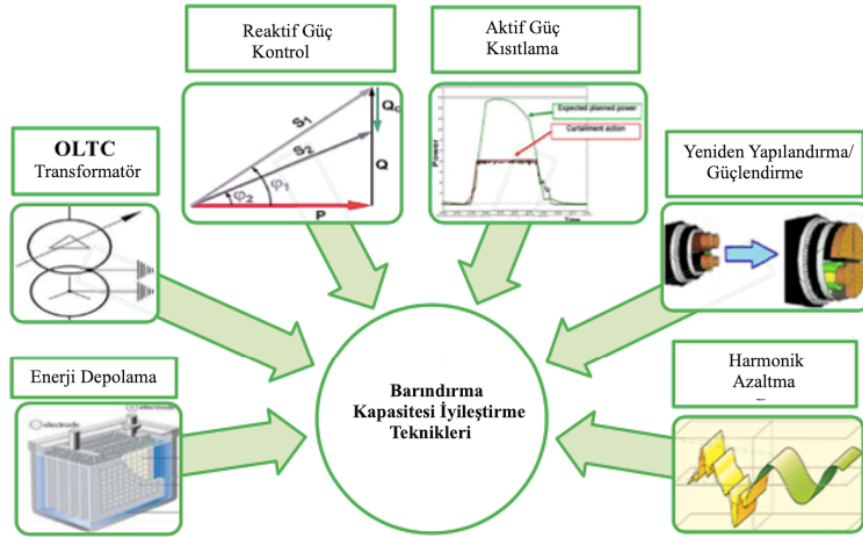
Çek Cumhr.	110 kV şebekelerde, toplam DÜ değerleri YG trafo değerinden ve min. trafo merkezi yükünden daha düşük olmalıdır, $P_{DÜ} > (P_{tm} + \text{min TM yükü})$	-	-
İtalya	- Toplam DÜ değerleri OG/AG trafo değerinin %65' inden düşük olmalıdır ($P_{DÜ} > 0,65P_{tr}$) - Toplam DÜ değerleri, DÜ 'nün etkilenen fiderlerin termal limitinin %60' ından daha düşük olmalıdır. ($P_{DÜ} > 0,6P_{\text{termal limit}}$)	-	-
Portekiz	AG şebekeleri için, toplam DÜ değerleri OG/AG trafo değerinin %25' inden daha düşük olmalıdır, ($P_{DÜ} > 0,25P_{tr}$)	-	-
Türkiye	AG şebekeleri için, toplam DÜ değerleri OG/AG trafo değerinin %50' sini aşmamalıdır.	-	-

BK' nın belirlenmesi, bir dizi değerlendirme endeksi kullanılarak DÜ birimlerinin güç sisteminin performansı üzerindeki etkisini ölçmesini sağlar.

Ayrıca bazı çalışmalarda; analitik sonuçlar, sistemin BK' sın, şebeke tarafının arka plan gerilim bozulması ve yük tarafının doğrusal olmama değerlerinin artmasıyla azaldığını göstermektedir. BK seviyesi, şebeke tarafının arka plan gerilim bozulmasından çok yük tarafının doğrusal olmamasından etkilenmiştir.

Sistemin sınırlı BK' sın maksimum düzeye çıkarmak için tek harmonik hafifletme filtresinin kullanılmasını önermektedir. BK geliştirme teknikleri arasında şekil 3.4' de belirtilen bazı tekniklerde tavsiye edilmektedir(Bollen vd., 2008).

BK araştırması, uygun fiyatlı, güvenilir ve yenilenebilir enerji kaynakları için önemli bir kolaylaştırıcıdır. Bu nedenle, güç kaynaklarının sistem güvenilirliğini artırırken ve aşırı barındırılan alanları kontrol ederken zorlu DÜ penetrasyonuna ev sahipliği yapabilen esnek dağıtım ağlarını gerçekleştirmek amacıyla ağların gelecekteki gelişmelerle başa çıkmasını sağlamak için yeni çözümler aranması zorunludur(Bollen vd., 2008).



Şekil 3.4. BK geliştirme teknikleri

3.3.3. Adalanma

Adalanma, bir veya daha fazla DÜ ile bağlı elektrik dağıtım sisteminin bir bölümünün ana şebekeden arıza, kesinti vb. nedenlerle izole edildiği (adalındığı), ancak bağlı yükün DÜ tarafından enerjilendirildiği durumdur.

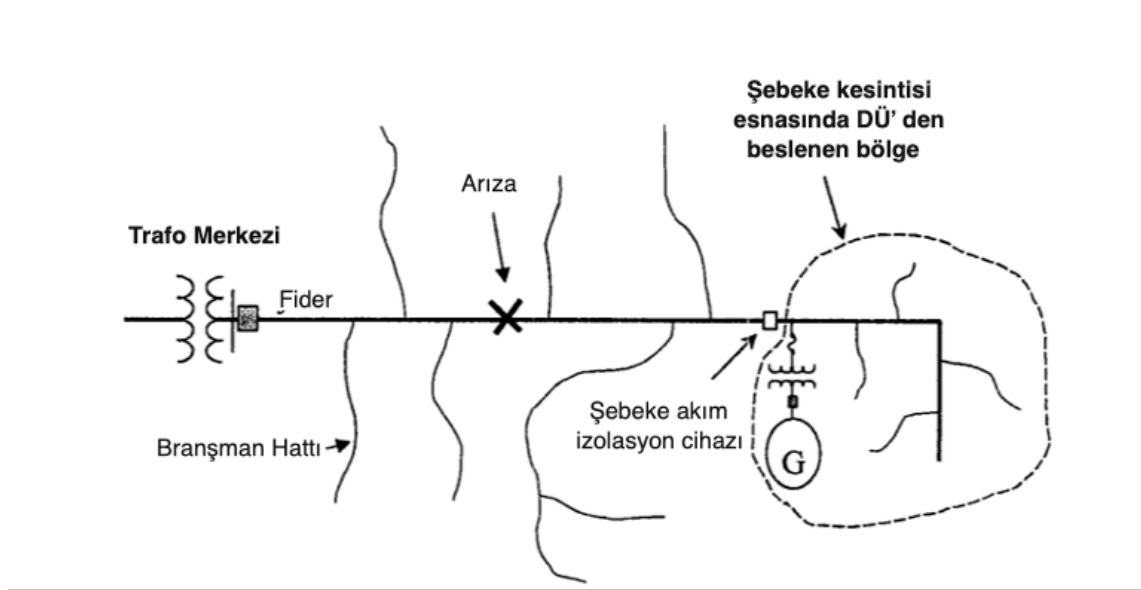
Adalı sistemlerle ilgili karşılaşılabilecek temel sorunları aşağıdaki gibi listelenebilir;

- DÜ tarafından temin edilen gerilim, frekans vb. gibi güç kalitesi parametrelerinin önemli ölçüde değişmesine neden olabilir,
- Adalanma durumunda, DÜ' nün bağlı olduğu hattın enerjili kalmasına neden olabileceğinden elektrik hattı çalışanları için tehlike oluşturabilir,
- Adalı kısımdaki DÜ, ada EDS' yi tekrar kapattığında güç kalitesi parametreleri olumsuz yönde etkilenebilir,
- Adalanma oluştuğunda, DÜ' den beslenen tüketicilerin yeniden EDS' ye bağlanması durumunun gerçekleşmesi için gerekli manuel veya otomatik işlem manevrası engellenebilir.

Bu nedenle, güç sisteminde adalanma tespit tekniklerinin belirlenmesi çok önemlidir. Adalanma algılama yöntemleri merkezi (uzak) ve yerel yöntemler olarak sınıflandırılabilir. Uygulamada ise en çok yerel adalanma tespit teknikleri tercih edilmektedir. Yerel tespitler arasında Şekil 3.6' de belirtildiği gibi aktif, pasif ve hibrit teknikler bulunmaktadır(Kunte & Gao, 2008).

Tespit Edilemeyen Bölge (TEB), adalanma olayı gerçekleştiğinde, DÜ tarafından adalanma olayının belirlenemediği bölge olarak tanımlanır. İyi bir adalanma tespit şemasının güvenilirlik ölçütü, TEB' in en küçük olduğu durumdur. Ada tespit yönteminin iyi olup olmadığı TEB' in ihmal edilebilir olması ile yakından alakalıdır. TEB oluştuğunda geri kalan güç kalitesi parametreleri üzerinde olumsuz etki yaratmayacaktır.

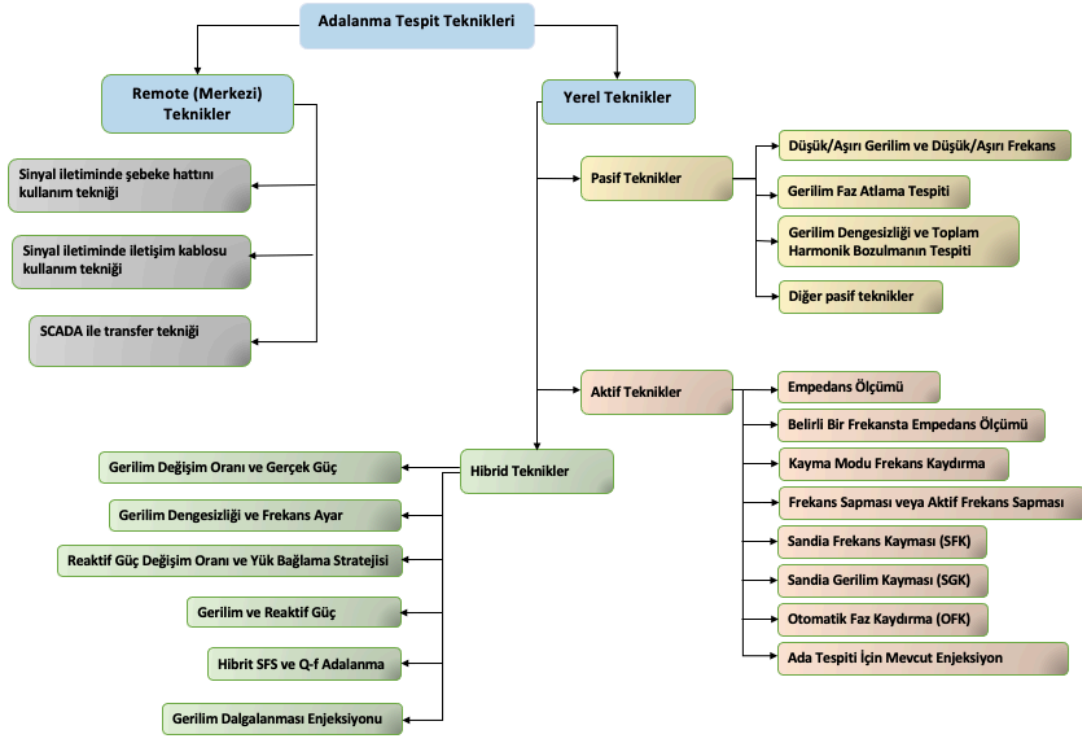
Şekil 3.5' de bir dağıtım fiderinin bir bölümünün DÜ ile kasıtlı olarak ada haline getirilmesi durumu gösterilmektedir. Kasıtlı adalanma ile şebeke enerjisi kesilen bölgenin güvenli ve düzgün bir şekilde enerjisi sağlanabilir(Barker & De Mello, 2000).



Şekil 3.5. Kasıtlı olarak adalanma tek hat şeması

Adalanma Tespit Teknikleri

Adalanmayı tespit etmek için çeşitli teknikler geliştirilmiştir. Bu teknikler, Şekil 3.6' da gösterildiği gibi genel olarak merkezi (uzak) ve yerel yöntemler olarak sınıflandırılabilir(Kunte & Gao, 2008). Aşağıdaki bölümlerde, adalanma tespitinde çoğunlukla tercih edilen pasif ve aktif tekniklerin ayrıntıları açıklanmakta ve değerlendirilmektedir.



Şekil 3.6. Adalanma tespit teknikleri

a. Pasif teknikler

DÜ' nün EDS ile bağlantısı gerçekleştirildiğinde adalanma için başlangıçta pasif olarak adlandırılan yöntemler kullanılmıştır. Daha sonra teknoloji ilerledikçe uygulamada aktif yöntemler kullanılmaya başlanmıştır. Pasif yöntemlerin eksikliklerini gidermek için aktif yöntemler önerilmiştir. Merkezi yöntemler ise güvenilirdir ancak pasif ve/veya aktif yöntemlere göre ekonomik değildir.

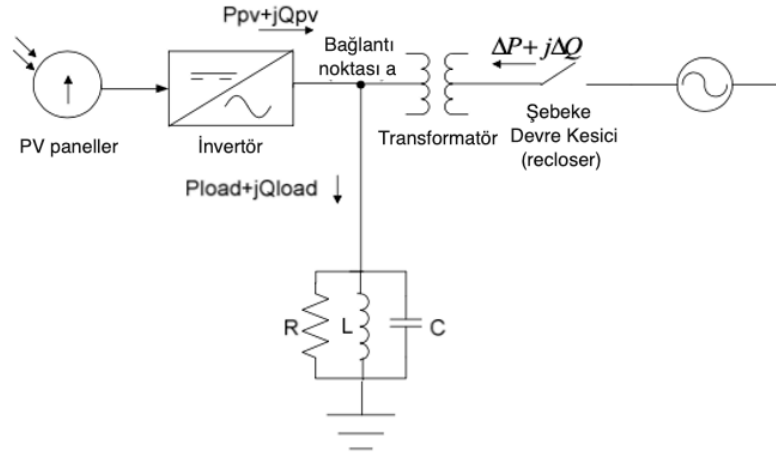
Pasif teknikler aşağıda verildiği gibi dört şekilde gerçekleştirilmektedir.

- Düşük/Aşırı Gerilim ve Düşük/Aşırı Frekans,
- Gerilim Faz Atlama Tespiti,
- Gerilim Dengesizliği ve Toplam Harmonik Bozulmanın Tespiti,
- Diğer Pasif Teknikler.

a.1. Düşük/Aşırı Gerilim ve Düşük/Aşırı Frekans

Dağıtım sisteminin koruması için benimsenen en eski yöntemlerden biridir. Düşük/aşırı gerilim (UVP/OVP) ve düşük/aşırı frekans (UFP/OFP) koruma röleleri, çeşitli anormal koşullar için dağıtım fiderlerine yerleştirilmiştir. DÜ, dağıtım sisteminin koruma sistemi konfigürasyonunu değiştirir.

Adalanma için bu röleler, şebeke DÜ' den izole edildiğinde DÜ' nün çalışmasını durdurmalıdır. Şekil 3.7' de gösterilen, güç akışlarının ve "a" düğümünün gösterildiği konfigürasyonu göz önünde bulundurulduğunda;



Şekil 3.7. Şebekeye bağlı DÜ kaynağı olarak FV dizisi

bağlantı noktasında;

$$\Delta P = P_{Load} - P_{inv} \quad (3.1)$$

$$\Delta Q = Q_{Load} - Q_{inv} \quad (3.2)$$

Şebeke bağlantısı kesildiğinde sistemin davranışı, ada oluşmadan önceki andaki ΔP ve ΔQ 'ya bağlıdır.

$\Delta P \neq 0$ ise, bağlantı noktasındaki gerilimin genliği değişecek, UVP/OVP bu değişikliği algılayacak ve DÜ kaynağını açacaktır. $\Delta Q \neq 0$ ise yük gerilimi ani faz değişimi gösterecek ve bu nedenle evirici çıkış akımının frekansı değişecektir. Frekanstaki bu değişiklik OFP/UFP tarafından algılanır.

Piyasada bu frekans değişim oranını da algılayacak bazı yeni röleler bulunmaktadır. ROCOF ve vektör dalgalanma (VS) röleleridir. Normal OFP/UFP ve OVP/UVP röleler için ayar yapmak oldukça zordur. Bu yöntemin dezavantajı, nispeten büyük TEB' e sahip olması ve yavaş tespit etmesidir(Kunte & Gao, 2008).

a.2. Gerilim Faz Atlama Tespiti

Faz atlama tespiti (FAT) yöntemi, Şekil 3.6' da gösterildiği gibi bağlantı noktasındaki gerilim ile sürücü çıkış akımı arasındaki faz farkının izlenmesini içerir. Bu yöntem, akım kaynağı invertörü (AKİ) için uygulanır. Gerilim kaynağı invertörleri (GKİ) durumunda, bağlantı noktasındaki akım ile invertörün çıkış gerilimi arasındaki faz farkı gözlenir.

Bağlantı noktasındaki gerilim dalga biçimleri ve sürücü çıkış akımları bir analog veya dijital PLL kullanılarak senkronize edilir. Ada durumu altında, evirici akımı sabittir ancak gerilim artık sabit kalmaz. Faz hatası ölçülür ve belirli bir eşiğin üzerine çıktığında adalanma tespit edilir(Khan vd., 2022).

a.3. Gerilim Dengesizliği ve Toplam Harmonik Bozulmanın Tespiti

Bu yöntem, DÜ' nün ada durumunu saptamak için iki parametre önerir; gerilim dengesizliği ve akımın Toplam Harmonik Bozulması (THD). DÜ terminallerindeki gerilim dengesizliği (VD) şu şekilde tanımlanabilir;

$$\text{Gerilim Dengesizliği (VD)} = \frac{V_{NS}}{V_{PS}} \quad (3.3)$$

burada V_{NS} ve V_{PS} , DÜ çıkış geriliminin negatif ve pozitif dizi gerilimleridir. Şebeke kaybı nedeniyle DÜ için yüklemdeki değişiklikler de akımların harmoniklerinin değişmesine neden olur. Akımın THD' si şu şekilde tanımlanabilir;

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (3.4)$$

Formül 3.4.' de; I_h , h^{th} harmonik bileşenin rms değeri ve I_1 , temel bileşenin rms değeridir.

Ada durumunda DÜ, yerel yük ve diğer ağ koşullarının sorumluluğunu üstlenmelidir. Böylece DÜ' nün yüklenmesi aniden değişir. Bu ani değişim gerilim dalgalanmasına neden olur ve ayrıca harmonik akımların oluşmasına neden olur. Her örneklem aralığında, üç faz geriliminin VD' si ve faz A akımının THD' si hesaplanır ve eşik ile karşılaştırılır. Bu değerler önceden ayarlanmış değer altına düşerse, adalanma algılanır.

Kalite faktörü Q' nun yüksek değerleri için bu yöntem başarısız olur. Ayrıca eşiği ayarlamak zordu(Khan vd., 2022; Kunte & Gao, 2008)r.

a.4. Diğer pasif teknikler

Bu yöntemler arasında mikroişlemci tabanlı izleme tekniği, bir diğeri ise frekans değişim oranını (COROCOF) karşılaştırır. Ayrıca bir yöntemde, gerilimi ve güç faktöründeki değişiklikleri izler. Diğer bir yöntem ise yönlü reaktif güç ölçümüne dayanmaktadır.

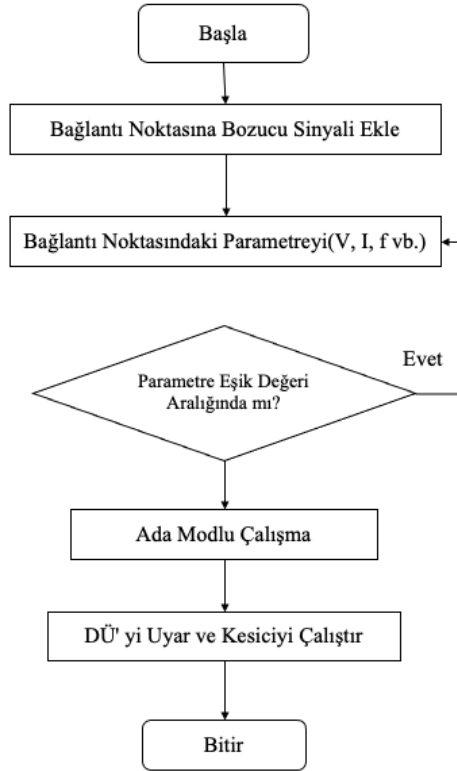
Tablo 3.3. Farklı pasif adalanma tespit tekniklerine genel bakış

Yöntem	Teknikler	Avantajları/Kısıtlamaları
Düşük/Aşırı Gerilim ve Düşük/Aşırı Frekans	Standartlar kapsamında çalışmak için şebeke gerilimini ve frekansını ölçer.	Çok düşük maliyetle uygulaması kolaydır. Büyük TEB sayesinde reaksiyon süresi emsalsizdir.
Gerilim Faz Atlama	Faz açısındaki hızlı değişimi tespit eder.	Şebeke senkronizasyonu için gerekli olan faz kilit döngüsünde (PLL) değişiklik yapılarak kolayca uygulanabilir. Dağıtılmış üretim yerel talebi karşıladığında adalanma durumunu tespit etmekte başarısız olur.
Gerilim Dengesizliği ve Toplam Harmonik Bozulma	Bağlantı noktasındaki THD değerini ölçer ve DÜ yüklemesindeki değişiklikleri ve bunların gerilim döngüsü üzerindeki etkilerini izler.	Açma eşiklerinin seçilmesi ve sistemin yanlış arızalanmasının önlenmesi bu teknikle ilgili önemli bir sorundur. Yüksek Q -faktörü tespiti de bir sorundur. Üç fazlı bir sistem arızasındaki dengesizliği tespit etmek için etkilidir. Tek fazlı bir sistem için uygulanamaz. Küçük bir dengesizliği tespit edebilir.

b. Aktif Teknikler

Aktif yöntemlerde, bağlantı noktasında belirli parametrelere bozulma sinyali uygulanır, böylece adalanma durumu tespit edilebilir. Aktif yöntemler, bağlantı noktasındaki frekans veya gerilim değişiklikleri tespit eden bir tür geri besleme tekniği veya kontrol mekanizması içerir.

Aktif yöntemlerin genel çalışma prensiplerini gösteren akış şeması ise Şekil 3.8' de gösterilmiştir. Şekil 3.8' de ki akış diyagramına göre, aktif yöntemlerde bağlantı noktasına bozucu sinyaller eklenmektedir. Daha sonra bu sinyallerdeki değişimler incelenerek, adalanmanın olup olmadığına karar verilmektedir(Khan vd., 2022; Kunte & Gao, 2008).



Şekil 3.8. Aktif adalanma tekniklerinin genel akış diyagramı

Aktif teknikler aşağıda verildiği gibi sekiz şekilde gerçekleştirilmektedir.

- Empedans Ölçümü
- Belirli Bir Frekansta Empedans Ölçümü
- Kayma Modu Frekans Kaydırma Yöntemi
- Frekans Sapması veya Aktif Frekans Sapması (AFS) Yöntemi
- Sandia Frekans Kayması (SFK) Yöntemi
- Sandia Gerilim Kayması (SGK) Yöntemi
- Otomatik Faz Kaydırma (OFK) Yöntemi
- Ada Tespiti İçin Mevcut Enjeksiyon Yöntemi

b.1. Empedans Ölçümü

Bu yöntem FV invertörleri için geliştirilmiştir. İnvertör tarafından beslenen devrenin toplam empedansını ölçmeye çalışır. Akım kontrollü FV invertörün akım çıkışı dikkate alındığında;

$$i_{FV-inv} = I_{FV-inv} \sin(\omega_{FV}t + \phi_{FV}) \quad (3.5)$$

Formülde, genlik I_{FV-inv} , frekans ω_{FV} ve faz ϕ_{FV} değiştirilebilen üç parametredir. Yöntem, bu parametrelerden birinde varyasyon empoze etmeye çalışır. Gerilimdeki bozulma, dolaylı olarak güçte bozulmalara neden olur.

Şebeke bağlantısı kesilirse, bu varyasyon, ada durumunu tespit etmek için kullanılabilir bağlantı noktasındaki gerilimde tespit edilebilir değişikliği zorlayacaktır. İnverter dV/dI ölçtüğü için yöntem empedans ölçüm yöntemi olarak da adlandırılır.

Bu yöntemin ana özelliği, herhangi bir yerel yük ile tek inverter durumu için nispeten küçük TEB' dir. Bu yöntem, birden çok invertör bağlandığında kötü sonuçlar verir. Uygun empedans eşiğini ayarlamak da başka bir sorundur(Khan vd., 2022; Kunte & Gao, 2008).

b.2. Belirli Bir Frekansta Empedans Ölçümü

Bu yöntem, harmonik algılama yönteminin özel bir durumu veya uzantısıdır. Harmonik genlik atlama" olarak da bilinen aslında Harmonik Algılama' ya daha yakındır. Yöntem, kasıtlı olarak bağlantı noktasına belirli frekanstaki harmonik akımları enjekte eder. Şebeke varlığında, şebeke empedansı harmonik frekansta yük empedansından büyükse, şebekeye harmonik akım akar ve anormal bir gerilim görülmez. Şebeke bağlantısının kesilmesi üzerine yük boyunca harmonik akım akar. Yük doğrusal ise (paralel RLC), yük tespit edilebilen harmonik gerilim üretir. Harmonik gerilimin genliği, harmonik akımların frekansındaki yük empedansı ile orantılı olduğu için yöntemle böyle bir ad verilmiştir.

Bu yöntem, çoklu invertör durumunda sıkıntılı açma sorunu verebilir. Yöntem, harmonik algılama yöntemiyle benzer TEB' e sahiptir(Kunte & Gao, 2008).

b.3. Kayma Modu Frekans Kaydırma Yöntemi

Kayma Modu Frekans Kaydırma (KMK), ada durumunu tespit etmek için pozitif geri bildirim kullanan az sayıdaki yöntemlerden biridir. Sistem anormal bir durum olduğunda pozitif geri besleme kararsızlaşma eğilimindedir. Formül 8' den anlaşılacağı gibi, olumlu geri bildirimin uygulanabileceği üç parametre (frekans, genlik, faz açısı) vardır. Adalanmayı tespit etmek için bağlantı noktasındaki gerilimin fazını değiştirmek üzere pozitif geri besleme uygulayarak kısa süreli frekans sapmasını izler. Ancak, şebekenin frekansı bu yöntemden etkilenmez.

Normalde, FV invertörler aynı güç faktöründe çalışır, böylece invertör çıkış akımı ile bağlantı noktasındaki gerilim arasındaki faz açısı sıfır veya sıfıra yakın olur. KMK

yönteminde bu açı, bağlantı noktasındaki gerilim frekansının bir fonksiyonu olacak şekilde yapılır. İnvertörün faz yanıt eğrisi, şebeke frekansı ω_0' a yakın bölgede bir birim güç faktörüne sahip yükün fazından (RLC) invertörün fazı daha hızlı artacak şekilde tasarlanmıştır.

Şebeke enerjisi mevcut olduğunda, yöntem katı bir faz ve frekans referansı sağlayarak çalışma noktasını hat frekansında stabilize eder. Ada durumunda, bağlantı noktasındaki gerilimin frekansında bozulmalar vardır.

İnvertörün faz yanıt eğrisi, pozitif geri besleme mekanizmasının bir fonksiyonu olan ve kararsızlığa neden olan faz hatasının artmasına neden olur. Yöntemin uygulanması kolaydır ve diğer aktif yöntemlerle karşılaştırıldığında nispeten küçük TED' e sahiptir. Aynı zamanda çoklu invertör durumunda daha iyi bir adalanma tespit yöntemi olduğunu kanıtlamıştır.

KMK, FV invertörlerinin çıkış gücü kalitesinde bir düşüş gerektirir. Ayrıca sistem düzeyinde düşük kalite ve geçici yanıt sorunlarına neden olur.

Bu yöntemin hem teorik hem de deneysel olarak etkili olduğu gösterilmiştir. Bazı RLC yükleri, yükün fazı FV invertörün fazından daha hızlı artacak şekilde faz tepkisine sahiptir. Bunlar yüksek Q kalite faktörüne sahip yüklerdir(Khamis vd., 2013).

b.4. Frekans Sapması veya Aktif Frekans Sapması (AFS) Yöntemi

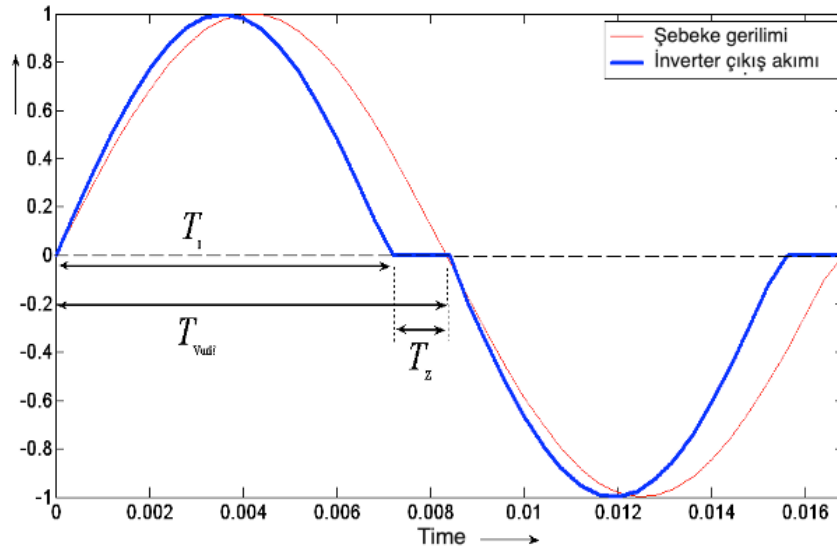
AFS yöntemi, pozitif geri besleme sağlayarak frekansı değiştirmek için bağlantı noktasındaki çıkış akımına bozucu bir akım enjekte etmeye dayanmaktadır. Normal durumda, bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans değişmez çünkü ana şebeke tarafından kontrol edilirler. Buna karşılık, şebekenin bağlı olmadığı durumda, invertör akımı ile bağlantı noktasındaki gerilim arasında faz hatası ortaya çıkar. İnvertör bu hatayı üretilen akımın frekansını yükselterek telafi eder ve frekans eşik değerini aşmadığı sürece bu uygulamayı sürdürür. Gerilim ve akım arasında meydana gelen bozulma Şekil 3.9' da verilmiştir.

Bu yöntemin mikroişlemci tabanlı denetleyicili bir FV güç düzenleyici ile uygulanması kolaydır. Ada durumu altında şebeke geriliminin frekansı, doğal frekansı artırarak yukarı veya aşağı kayacaktır.

$T_{V\text{şebeke}}$, bir şebeke gerilimi periyodudur ve T_{iFV} , invertör akımının periyodudur ve T_z ölü bir zamandır. Böylece kayma faktörü (cf) şu şekilde tanımlanır;

$$cf = \frac{2T_z}{T_{V_{\text{şebeke}}}} \quad (3.6)$$

Şebeke bağlı iken kayma faktörü düşüktür, şebeke bağlı değilken invertör akımı ve şebeke gerilimi dalga formu arasında bir faz hatası vardır. Faz hatası, kayma faktörünün değerinde artışa neden olur. Bu değer eşik değerinden büyük olduğunda, adalanma tespit edilir. AFS yönteminin avantajı, uygulanmasının kolay olmasıdır. Çoklu invertör durumunda, tüm invertörler aynı AFS sistemine sahip olmalıdır. Bir invertör yukarı doğru AFS kullanıyorsa, diğerinin de aynı tekniğe sahip olması gerektiği anlamına gelir. Birbirlerinin tam tersi şekilde çapraz olmaları, etkinin geçersiz kılınmasına neden olur ve adalanma durumunu tespit etmekte başarısız olur (Khamis vd., 2013).



Şekil 3.9. İnvertör akımı ve şebeke gerilimi

b.5. Sandia Frekans Kayması (SFK) Yöntemi

Bu yöntem AFS yönteminin bir uzantısıdır, adalanmayı tespit etmek için pozitif geri bildirim kullanılır. SFK yöntemi, pozitif geri besleme kullanarak, inverter çıkış akımı dalga şekline ölü zamanlar veya kesintiler ekleyerek, yeni bir faz açısı oluşturmaktadır. Bundan dolayı, inverter çıkış akımı frekansı, şebeke frekansından farklı bir değere zorlanmaktadır. Pozitif geri bildirimin uygulandığı yer bağlantı noktasındaki frekanstır. Pozitif geri bildirimin dahil edilmesiyle olan ilişki aşağıdaki şekilde değiştirilir;

$$cf = cf_0 + K(f_{\text{bağlantı noktası}} - f_{\text{hat}}) \quad (3.7)$$

Burada cf_0 frekans hatası olmadığı durumdaki kayma faktörü, K denetleyicinin değeridir, $f_{bağlantınoktası}$ bağlantı noktasındaki frekanstır ve f_{hat} hat frekansdır.

Şebekeye bağlandığında, yük değişimi nedeniyle frekanstaki küçük bir değişiklik, güçlü şebekeyi etkilemez. Ancak şebeke bağlantısı kesildiğinde, bağlantı noktasındaki frekans, frekans hatasını artırır ve cf artar, bu da invertörün frekansında değişikliğe neden olur. cf , pozitif geri bildirim nedeniyle OFP için ayarlanan eşik değerine ulaşana ve adalanma tespit edilene kadar artar.

SFK, tüm aktif yöntemler arasında en küçük TEB 'e sahiptir. Kapsamlı bir şekilde analiz edilmiş ve etkili bir yöntem olduğu birçok çalışmada kanıtlanmıştır. Çoğu zaman SFK, son derece etkili olduğu da kanıtlanmış olan Sandia gerilim kayması (SGK) yöntemiyle birlikte uygulanır.

SFK yöntemi, FV invertörünün çıkış güç kalitesini azaltır. Ayrıca, pozitif geri bildirim, bu yöntemi gürültüye ve harmoniklere duyarlı hale getirme eğilimindedir(Kunte & Gao, 2008).

b.6. Sandia Gerilim Kayması (SGK) Yöntemi

SGK, bağlantı noktasındaki gerilimin genliği üzerinde pozitif geri bildirim tekniği kullanır. Şebeke bağlı iken, güç azaldığında çok az etki olur veya hiç etkisi olmaz. Şebeke olmadığında, bağlantı noktasındaki gerilimde bir azalma olur. Bağlantı noktasındaki gerilimin genliğindeki bu azalma, invertör çıkış akımında azalmaya yol açar ve böylece UVP tarafından tespit edilebilen gerilimde de azalmaya yol açar. Invertörün güç çıkışını arttırmak veya azaltmak mümkündür, bu da OVP/UVP' nin hareket etmesine yol açar. Çoğu durumda UVP tercih edilir.

Daha önce de belirtildiği gibi, bu yöntemin SFK ile birlikte ada tespitinde son derece etkili olduğu kanıtlanmıştır. Bu yöntemin çok küçük TEB' i vardır.

Yöntemin iki zayıf yönü vardır. Pozitif geri bildirim işlemi nedeniyle güç kalitesinde hafif bir azalma olması ve FV invertörün çalışma verimliliğinin azalması(Khan vd., 2022).

b.7. Otomatik Faz Kaydırma (OFK) Yöntemi

AFS ve KMK yöntemleri, bazı paralel RLC rezonans yükleri için algılama dışı bölgelere sahiptir. OFK yöntemi bu sorununu azaltmaktadır. Fazın şeklinde, küçük bir bozucu etki yapmak sureti ile kaydırma yapılır. DÜ şebekeye bağlandığında, frekans sabit

olacaktır. Sistem ada modunda çalıştığında ise fazdaki kayma, frekansta büyük bir değişikliğe neden olacaktır. Şebeke geriliminin k' inci sıfır geçişinde, bir önceki gerilim döngüsünün frekansı ölçülür. İnverter çıkış akımının başlangıç açısı $\theta_{OFK}[k]$, $f[k-1]$ bir önceki periyottaki frekansa göre değiştirilir, ancak frekans nominal hat frekansında kalır.

$$\theta_{OFK}[k] = \frac{1}{\alpha} \times \left(\frac{f[k-1] - 60 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} \right) \times 360^\circ + \theta_0[k] \quad (3.8)$$

Bu yöntem çoklu ters invertörler için iyi çalışır. Ayrıca dirençli yükler ve rezonans frekansına eşit şebeke frekansına sahip paralel RLC yükleri için çalışır. Bu tür yüklerin algılanması için inverter çıkışındaki akım dalga formu bozulabilir.

Otomatik Faz Kaydırma yöntemi, AFS ve KMK yöntemlerinde oluşan sorunları hafifletir. Ancak büyük ataletle sahip indüksiyon motoru gibi doğrusal olmayan yükler için bu yöntem hata verebilir(Khan vd., 2022).

b.8. Ada Tespiti İçin Mevcut Enjeksiyon Yöntemi

Bu yöntem, elektronik ara yüze sahip DÜ birimleri için önerilmiştir. Önerilen yöntem, VKD'lerin d-ekseni veya q-ekseni akım kontrolörleri yoluyla sisteme bir parazit sinyali enjekte etmeye dayanmaktadır.

Bu yöntem $Q > 3.0$ a sahip yükler için adalanma durumunu tespit edemez. Q-kalite faktörünün altındaki diğer tüm yükler için doğru sonuçlar verir(Kunte & Gao, 2008).

Tablo 3.4. Farklı aktif adalanma tespit tekniklerine genel bakış

Yöntem	Teknikler	Avantajları/Kısıtlamaları
Empedans Ölçümü	Şönt indüktör kısa devre akımını hesaplamak için anlık olarak bağlanır.	TEB' in olmaması empedans ölçümüne dayalı adalanma tespiti çalışmasını avantajlı hale getirir. Paralel invertör bağlantısı durumunda her bir invertör hatta farklı bir sinyal göndereceğinden kullanılamaz.
Belirli Bir Frekansta Empedans Ölçümü	Harmonik rezonans, güç kalitesini etkilemeden küçük bir süre için uygulanır.	Yöntem, adalanma modunda çalışan generatör ve tüketici arasında güç dengesinin gerekli olduğu bir durum için avantajlıdır.
Kayma Modu Frekans Kaydırma Yöntemi	Kısa süreli frekansta gerilim fazına pozitif geri besleme.	Bu teknik adalanma tespitinde bir miktar gecikme yaratabilir. Küçük TEB ile adalanma tespiti için oldukça verimli bir yöntemdir. Sinyal gürültüsüne ve ölçümde yanlışlığa neden olabilecek faz kayması parabolünü ortaya çıkarır.
Aktif Frekans Sapması (AFS) Yöntemi	Hızlandırılmış frekans sapması için frekans kesme derecesini artırır.	Tespit edilmeyen bölge ve dengeli adalanma koşulları ile ilgili konular sağlanabilir. Mikro denetleyici kullanarak uygulaması kolaydır.
Sandia Frekans Kayması	İnvertör frekansı artırılır ve takviye frekans kaydırması etkinleştirilir.	Çok küçük bir TEB' e sahiptir, bu nedenle uygulanması kolaydır. Güç kalitesi ve sistem kararlılığı, istenmeyen sistem davranışlarına neden olabilecek bir sorun olmaya devam etmektedir.
Sandia Gerilim Kayması	Çıkış gücündeki değişim gerilim kaymasını hızlandırır (dV/dt).	Diğer pozitif geri besleme tabanlı adalanma tespit yöntemlerine kıyasla çok hızlı bir algılama hızına sahiptir. Teknikler, sistemin güç kalitesi ve geçici tepkisi üzerinde minimalist bir etkiye neden olabilir.

3.3.4. DÜ' lerin gerilim üzerindeki etkisi

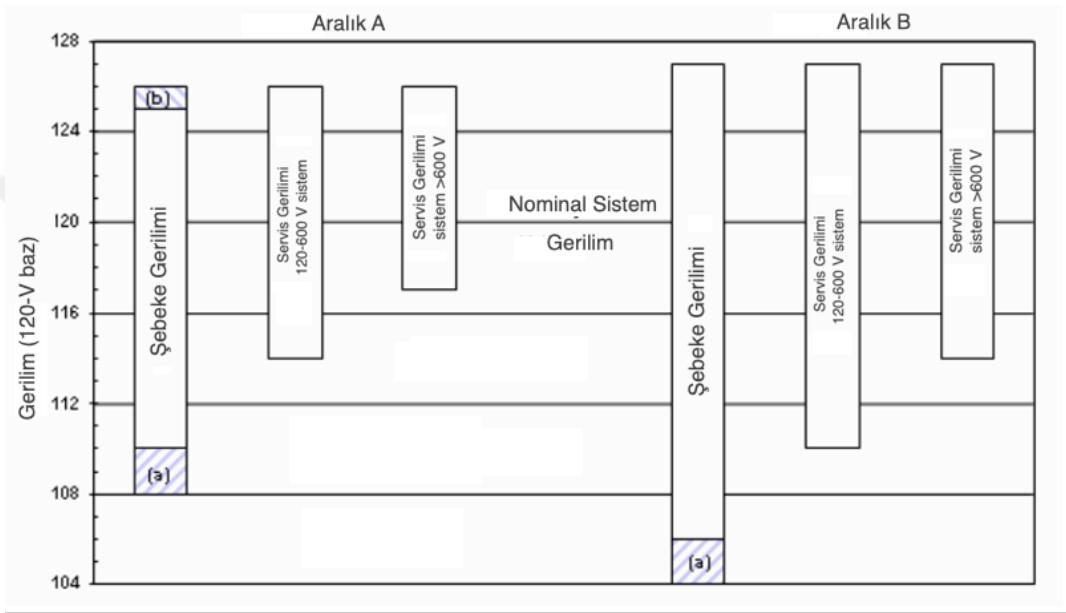
3.3.4.1. Gerilim yükselmesi

Bağlantı noktasındaki her müşteriye sağlanan gerilim, hizmet kalitesinin önemli bir ölçüsüdür. Cihazları düzgün bir şekilde çalıştırmak için tatmin edici bir gerilim seviyesi gereklidir.

Elektrik dağıtım sisteminde, işletme gerilimi; Türkiye' de normal işletme koşullarında; 400 kV' lik iletim sistemi 340 kV ile 420 kV, 154 kV' lik iletim sistemi ise 140 kV ile 170 kV arasında çalıştırılır. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişimi $\pm\%10$ olarak belirlenmiştir. Ancak normal işletme koşullarında, ünitenin aktif

güç çıkışının, gerilim değişimlerinden etkilenmemesi gerekmekte olduğu ve bu durumda ünitenin reaktif güç çıkışının $\pm 5\%$ gerilim değişim aralığı içinde tümüyle emre amade olması gerektiği belirtilmektedir.

Gerilim yükselmesi ile ilgili dünya da farklı limit değerler uygulanmaktadır. En yaygın olarak kullanılan değer aralığında ise IEEE standartları dikkate alınmaktadır. Bu bağlamda IEEE 1547' ye göre her bir bağlantı noktasındaki işletme gerilimi A Aralığı sınırları içinde olacak şekilde tasarlanmalı ve işletilmelidir(IEEE 2003).



Şekil 3.10. 120 V bazında A ve B aralığı işletme gerilimi limitleri

Bir elektrik dağıtım sisteminde A Aralığı ve B Aralığı olarak belirlenmiş iki servis gerilimi ve kullanım gerilimi aralığının karşılanması gerekmektedir. Temel olarak, A gerilim aralığı, nominal değer $\pm 5\%$ 'dir (ANSI C84.1-2006'nın işletme gerilim limitlerine de uygun olan aralıktır). Normal şartlarda çalışan dağıtım şebekeleri için gerekli gerilim aralığıdır. B gerilim aralığı ise, nominal değer $+6\%$ ila $+13\%$ 'dür. B aralığı, zorunlu olarak besleme veya kullanıcı sistemlerindeki pratik tasarım ve çalışma koşullarından veya her ikisinden kaynaklanan aralık A sınırlarının üzerindeki ve altındaki gerilimleri içerir. Bu tür koşullar, pratik operasyonların bir parçası olmakla birlikte, kapsamı ve sıklığı çok kısa süre olacak şekilde sınırlıdır.

Tablo 3.5. Senkronizasyon parametre limitleri

Toplam DÜ (kVA)	Frekans farkı (Δf , Hz)	Gerilim farkı (ΔV , %)	Faz açısı farkı ($\Delta \phi$, %)
0-500	0.3	10	20
>500-1500	0.2	5	15
>1500-10000	0.1	3	10

Tablo 3.5’ de belirtilen limitleri aşan gerilimler hem sistem hem de kullanıcı tarafında bulunan ekipmanlara zarar (koruma cihazlarının arızalanmasına ve aşırı kayıpların oluşmasına neden olabilir) verebilir (Wang, 2013).

Günümüzde yapılan çalışmaların birçoğunda DÜ birimlerinin dağıtım sistemine bağlanması ile şebekenin gerilim profili ve sistem frekansı üzerinde olumlu ve olumsuz etkileri olabileceği belirtilmiştir. Çoğu durumda, konut ölçeğinde (<10 kW) bireysel bir DÜ’ nün orta gerilim seviyesi üzerindeki etkisi ihmal edilebilir düzeydedir (IEEE , 2003).

DÜ’ lerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi açısından, bir DÜ’ nün güç enjeksiyonundaki ani değişikliklerin, gerilimin düzenleyici sınırlarının aşılmasına neden olduğu görülmüştür. Bu tür artışlar, sık sık bağlantı kesilmelerini, istenmeyen yükleri ve hızlı ekipman eskimesi, azalan güç üretimi ve ekonomik kayıpları tetikleyebilir. Ayrıca, DÜ’ lerin (özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının) güç dalgalanmalarının, güç, yük ve koruma dönüştürücülerinin yanlış çalışmasına yol açan frekans ve gerilim sapmalarına neden olabildiği durumlarda uygulamada görülmüştür (Maharjan vd., 2020).

Bu olumsuz etkilerin şebeke üzerine olan etkilerini hafifletmek ve gerilim kararlılığı sağlamak için birtakım stratejiler geliştirilmiştir.

- Bu etkiler DÜ’ leri şebekeye bağlamak için kullanılan güç dönüştürücülerdeki kontrol stratejileriyle azaltılabilir. DÜ aktif gücünün azaltılması, DÜ sistemi tarafından üretilen reaktif gücün kontrol edilmesi vb.
- İletken kesitinin artırılması ve gerilimi düzenlemek için otomatik transformatörlerin sistem üzerine kurulması.
- Şebeke kapasitesini artırılması, yani gücü artırılması ya da daha ucuz bir çözüm olarak, talebin düşük, üretimin yüksek olduğu dönemlerde generatörün güç çıkışının sınırlanması.
- Ataletli değişken yükün (motorlar gibi) bir fonksiyonu olarak reaktif gücün kontrolü edilmesi.

- Güç- gerilimin (volt-watt) çalışma eğriliği ve güç-frekansının (frekans- watt) çalışma eğriliği üzerinden güç enjeksiyonunun (güç kısma) kontrolü.
- Tipik dağıtım hatlarında, özellikle radyal topoloji ve eskiyen iletkenler için ortaya çıkan yüksek reaktans-direnç (R/X) ilişkisi.
- Depolama sistemlerinin yerinde üretim kaynağıyla entegre edilmesi. DÜ' nün en yüksek güç üretimini ve boş yükü sunduğunda, fazla üretilen elektriği depolamak ve aşırı gerilimi önlemek için kullanılır. DÜ üretimi olmadığında ve yük maksimum değerlere yükselirken, gerilim düşüşlerini önlemek veya azaltmak için depolanan güç şebekeye enjekte edilir(Caballero-Peña vd., 2022).

Gerilim yükselmesini etkileyen faktörler

Dağıtık üretim tesislerini doğrudan elektrik dağıtım şebekesine bağlarken dikkat edilecek ana unsurlar, hatların termal derecelendirmesi, güç kalitesi sorunları, çift yönlü güç akışı, üretim santrali kapasitesinden oluşmaktadır. Gerilim artışını etkileyen en önemli faktörlerden üçü aşağıdaki şekilde listelenebilir(Pisano & Ghiani, 2018):

- Sistem kısa devre derecesi, yani şebekenin ne kadar güçlü olduğu,
- X/R oranı (reaktans-direnç ilişkisi),
- Reaktif güç kompanzasyonu.

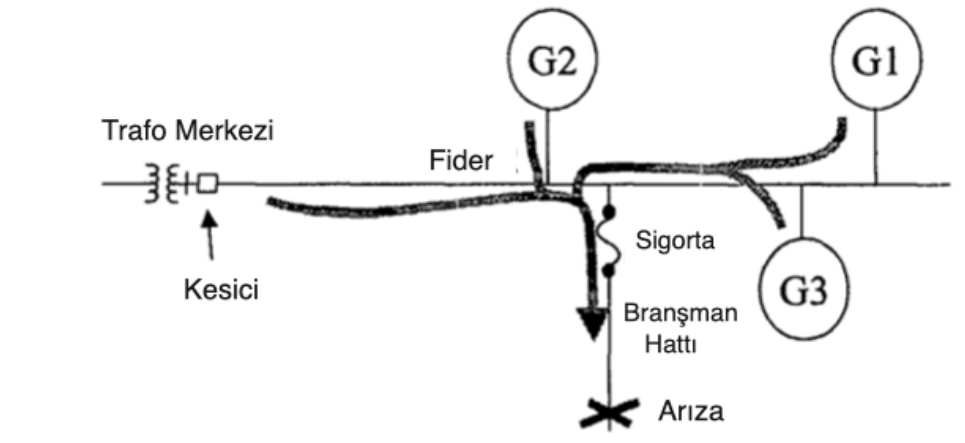
3.3.4.1.1. Kısa devre seviyesi

Dağıtık üretimin, bağlanacağı dağıtım şebekesi ile uyumlu bir trafo konfigürasyonu ve topraklama düzeni ile uygulanması gerekmektedir. Aksi takdirde, dağıtım şebekesine veya müşteri ekipmanına zarar verebilecek gerilim yükselmeleri ve aşırı gerilimler sisteme etki edebilir ve kısa devre akımları, şebekenin arıza korumasını bozabilir (IEEE , 2003).

Dağıtım şebekesine DÜ eklenmesiyle ilgili arıza akımı ve arıza giderme sorunları, DÜ boyutuna ve türüne bağlı olarak şebeke üzerinde önemli etkilere neden olabilir. DÜ, şebekenin arıza akımına katkıda bulunursa, şebekedeki koruyucu cihazların koordinasyonu olumsuz etkilenebilir ve DÜ' den gelen arıza akımı, şebeke ekipmanını termik olarak aşırı yükleyebilir ve arızayı kesen ekipmanın arıza akımını aşmasına neden olabilir. Bahsedilen durumların sonucu şebeke sorunları olarak sisteme yansımaktadır.

Bu yüzden DÜ' yü şebekeye eklerken ve DÜ' de arıza koruma cihazları ayarlanırken bu konular dikkatli bir şekilde göz önünde bulundurulmalıdır.

Tek bir küçük DÜ biriminin arıza katkısı büyük değildir, ancak birçok küçük birimin veya birkaç büyük birimin toplam katkıları kısa devre seviyelerini sigorta kesicinin yanlış koordinasyonuna neden olacak kadar değiştirebilir. Bu durum, dağıtım sisteminin güvenilirliğini ve güvenliğini etkilemektedir. Örnek olarak, Şekil 3.11' de sigorta korumalı (arıza seçici röle) bir fider üzerindeki tipik bir branşman hattı gösterilmektedir. Sisteme DÜ üniteleri eklenirse, arıza akımı, bir arıza sırasında branşman hattındaki sigortanın fiderdeki devre kesici ile koordine olamayacağı kadar büyük olabilir. Bu da gereksiz sigorta atmasına ve branşman hattında güvenilirliğin azalmasına yol açacaktır. Şekil 3.11' de DÜ birimlerinin 1, 2 ve 3' ten kaynaklanan arıza katkıları, sigorta-kesici koordinasyonunun artık sağlanamadığı noktaya kadar kısa devre seviyelerini artırabilir.



Şekil 3.11. DÜ birimlerinin arıza katkılarının şematik diyagramı

DÜ birimlerinin tipik kısa devre seviyeleri Tablo 3.6' da gösterilmektedir. İnvertörlerin hata katkıları, invertör üreticisinin akım sınırlayıcısının yanıt vermek üzere ayarlandığı maksimum akım düzeyine ve süresine bağlı olacaktır. Bazı invertörlerde hata katkıları bir döngüden daha kısa sürebilir, diğer durumlarda ise çok daha uzun olabilir. Senkron generatörler için akım katkısı ön arıza gerilimine, makinenin geçici reaktanslarına ve uyarıcı özelliklerine bağlıdır. İndüksiyon generatörleri, fiderdeki herhangi bir artış gerilimle uyarıldıkları sürece arızalara da katkıda bulunabilirler.

Çoğu endüksiyon generatörü için, önemli akım yalnızca birkaç döngü sürece ve arıza öncesi gerilimin sistemin geçici reaktansına bölünmesiyle belirlenecektir. Birkaç

döngü kısa bir süre olsa da, bazı durumlarda sigorta-kesici koordinasyonunu ve kesici görevlerini etkileyecek kadar uzundur (Barker & De Mello, 2000).

Tablo 3.6. DÜ' lerin tipik hata seviyeleri

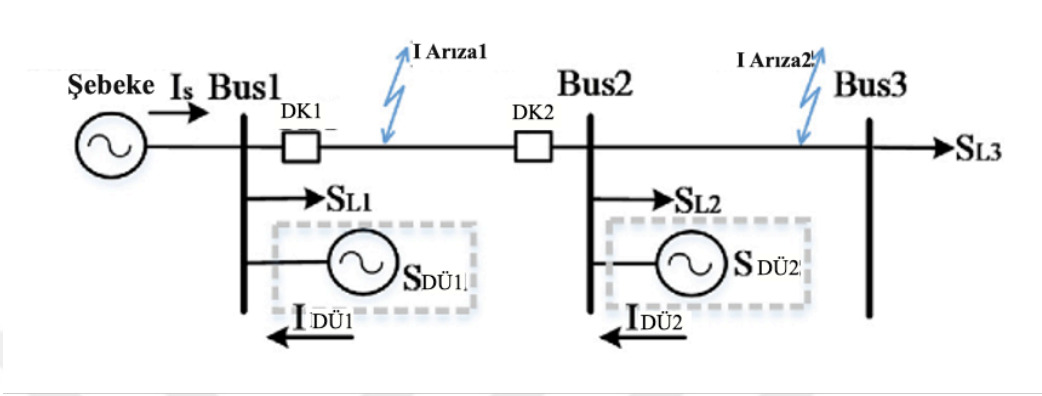
Generatör Tipi	Anma çıkış akımının yüzdesi olarak kısa devre bara terminallerinde arıza akımı
İnvertör	100-400 (süre denetleyici ayarlarına bağlı olacaktır ve akım bazı invertörler için %100' den daha az olabilir)
Yabancı Uyarımlı Senkron Generatör	İlk birkaç döngü için %500-1000' den başlayarak - %200-400' e düşecektir
İndüksiyon Generatör veya Kendinden Uyarımlı Senkron Generatör	İlk birkaç döngü için %500-1000 ve 10 döngü içinde ihmal edilebilir bir miktara düşecektir

Yukarıdaki tabloyu kullanarak 13,2 kV trafo merkezine direk bağlı 1000 kW' lık bir senkron generatör, ilk birkaç döngü için bir arızaya yaklaşık 218 ila 437 Amp' lik bir tepe arıza akımı katkısında bulunacaktır. Bu, trafo merkezi yakınında yaklaşık 100 amperden (uzak etki alanlarında) 10.000 ampere kadar değişen birincil arıza akımlarına sahip tipik dağıtım devreleriyle karşılaştırılır. Bu nedenle, DÜ birimlerinden gelen mevcut katkı, bazı durumlarda, özellikle sistemin zayıf kısımlarında sigorta koordinasyonunu etkilemek için yeterlidir. Tablo 3.6' da en kötü durumdaki hata akımı katkılarının neden olabileceği durumlar belirtilmiştir. Ancak doğru bir analiz için generatör verileri her zaman üretici firmalardan temin edilmelidir. Ayrıca Tablo 3.6' da belirtilen veriler generatör terminallerinde oluşması muhtemel arıza durumları içindir. Generatörden uzaklaştıkça oluşan hata durumları için oluşması muhtemel arızanın neden olacağı katkıların etkisi de azalacaktır. DÜ' yü şebekeye bağlayan transformatörün konfigürasyonu ve empedansı da kısa devre arızalarında önemli bir rol oynayacaktır. Çoğu durumda, DÜ birimleri mevcut koordinasyon için bir tehdit oluşturmayacaktır, yalnızca nispeten az sayıda olduğu durumda koruma ayarlarında değişiklik yapılması gerekebilir(Melkevik & Mo, 2016).

DÜ birimlerinin dağıtım şebekesindeki bir kısa devre akım seviyesi üzerindeki etkisinin birkaç yönü vardır, Bunları aşağıdaki gibi sıralayabiliriz:

- Kısa devre akımının genliğinin ve yönünün değiştirilmesi (DÜ birimlerinin tipine bağlı olarak),

- Röle koruma sisteminin arızası veya yanlış çalışması (normal ve acil mod akımlarının genliğindeki ve yönündeki değişiklikler nedeniyle röle koruma sisteminin koruma ihlali hassasiyeti),
- Çalışma modunun verimsizliği ve anahtarlama ekipmanının hasarı.



Şekil 3.12. EPS devre kesici-DK' nın şeması

Şekil 3.12, DÜ uygulanmasının, DÜ birimlerinden ($I_{DÜ1}$; $I_{DÜ2}$) gelen akımı ana şebekenin (I_S) akımına ekleyerek kısa devre akımının ($I_{Arıza1}$) toplam değerini artırmaya yol açtığını göstermektedir. Bu nedenle devre kesicilerin (DK1 ve DK2) kesme kapasitesi, termik ve elektrodinamik direnci artırılmalıdır. Aynı zamanda, bus 2' ye bağlı DÜ nedeniyle, ters güç akışı görülmektedir, bu nedenle yönlü koruma sisteminin kullanılması gerekebilir.

Ayrıca, DÜ₂ tarafından ek güç üretimi nedeniyle, bus 3'e giden hatda kısa devre olduğunda bus 2' ye giden hatda gerilim değeri, DÜ₂'nin bağlı olmadığı durumdaki şebekeye kıyasla daha yüksek olacaktır. Bu nedenle, mesafe koruma rölesi bu kısa devre akımını ($I_{Arıza2}$) algılamaz ve rölenin tetiklenmesi, koruma sisteminin bir sonraki adımlarında daha uzun bir gecikmeyle gerçekleşir. Mesafe koruma rölesini güncellemek için önerilen çeşitli yaklaşımlar vardır, örneğin; çoklu rölelerin uygulanması, ek iletişim ve çok noktalı senkronize ölçüm araçları, besleme/arızayı telafi etmek için bir strateji kullanın mesafe röleleri üzerindeki direnç etkisi veya mesafe rölesi ve diğerlerini ayarlamak için bir optimizasyon algoritması vb. yöntemler kullanılır. Ancak bu yaklaşımlar koruma şemasının maliyetini önemli ölçüde artırmakta, ek iletişim araçlarının uygulanması güvenilirliği azaltmakta (özellikle iletişim hatalarından dolayı koruma sistemleri çalışmayabilir) ve ek koruma sistemi ile koordinasyon sorununu çözmemektedir.

Daha önce de belirtildiği gibi DÜ sistemlerinin kısa devreye katkısının DÜ' nün tipine, boyutuna ve konumuna bağlıdır ve bu nedenle de oluşması muhtemel kısa devre akımının değerinin dikkate alınması gerekir. Örneğin, Daha öncede belirtilen DÜ birimlerinin arızadan uzak olması durumunda, DÜ' nün katkısı en azdır, fakat senkron generatöre dayalı DÜ' ler, gerilim dönüştürücü ile bağlanan DÜ ' ye kıyasla katkısı daha yüksektir.

Bağlantı noktasındaki arıza seviyesi veya kısa devre seviyesi, üç faz için şu şekilde tanımlanır:

$$S_k = \sqrt{3}VI_{sc} [VA] \quad (3.9)$$

Burada V, arıza öncesi hatlar arası gerilimdir ve I_{sc} , arıza akımlarının en kötü durum senaryosunu temsil eden simetrik üç fazlı arıza akımıdır. Arıza seviyesi, koruma sistemleri için derecelendirmeyi verir; devre kesiciler, normal çalışma koşullarında tam gerilime dayanabilmeli ve aynı zamanda mümkün olan en yüksek arıza akımlarını kesebilmelidir. Bu, arıza seviyesinin hem arıza akımlarını tahmin etmek hem de normal çalışma koşullarında performans için önemli bir tasarım parametresi olduğu anlamına gelir. Farklı gerilim seviyeleri için tipik arıza seviyeleri Tablo 3.7' de verilmiştir.

Tablo 3.7. Tipik arıza seviyeleri

Gerilim Seviyesi (kV)	Kısa Devre Seviyesi (MVA)
132	5000 -25000
33	500 -2500
11	10 -250

Zayıf bir şebeke, düşük arıza seviyeleri ile karakterize edilirken, güçlü bir şebeke, yüksek arıza seviyelerine sahiptir. Zayıf bir şebekede, şebeke kaynağı empedansı Z yüksektir ve bu nedenle, gerilimde nispeten büyük bir değişiklik meydana geleceği için bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güçteki değişime karşı hassastır. Generatörün şebeke üzerinde hangi etkisinin olacağı, arıza düzeyine kıyasla derecesine bağlıdır ve bunun dikkate alınması, bir generatörün kabul edilebilir kapasite derecesini tahmin etmenin bir yoludur. Tipik olan, kapasiteyi genellikle kısa devre oranı olarak adlandırılan arıza seviyesinin yüzdesi olarak ifade etmektir; rüzgar türbinleri için bu %2-24

aralığındadır. Tablo 3.7' de görüldüğü gibi arıza seviyeleri genellikle daha yüksek gerilim seviyelerinde daha yüksek olduğundan, belirli bir gerilim seviyesine bağlanabilecek maksimum kapasite sınırlıdır ve gerilim seviyesi yükseldikçe bu kapasite artar(Melkevik & Mo, 2016).

3.3.4.1.2. X/R Oranı

Farklı gerilim seviyeleri için standart X/R oranları Tablo 3.8' de verilmiştir. Sistem empedansı Z , tüm iletim sistemleri empedanslarının yanı sıra daha düşük gerilim seviyesindeki empedansları da içerir. Dağıtım sistemi empedansının baskın olduğu varsayıldığında, dağıtım şebekesi X/R oranı, sistem X/R oranı için uygun bir yaklaşımdır. Rüzgar türbinleri için tipik olan bir indüksiyon generatörünün performansını değerlendirirken, sistem direnci R ve reaktans X , generatörün çalışması üzerinde bir etkiye sahip olacaktır. Generatör tarafından görülen sistem empedansı $Z = R + jX$ şu şekilde etkilenir.

- Şebeke gücü, bir şebeke kısa devre seviyesi büyük olduğunda güçlüdür, bu da generatör ve şebeke arasındaki küçük bir reaktans içindir.
- Tablo 3.8' de görüldüğü gibi, X/R oranı daha küçük olduğu (Melkevik & Mo, 2016)için direnç etkileri düşük gerilim seviyelerinde daha baskındır.

Tablo 3.8. İletim hatları için tipik X/R oranları

kV	X/R oranı
400	16
275	10
132	6
33	2
11	1,5

3.3.4.1.3. Reaktif güç

DÜ aktif olarak gerilimi düzenlediğinde, şebekeyi destekleyebilir veya dağıtım şebekesindeki düzenleme ekipmanına karşı çalışabilir. DÜ' nün reaktif güç çekmesi veya vermesi talep edilebilir. Genellikle, dağıtım şirketleri, DÜ' nün, üretilen güce göre reaktif gücü değiştirecek olan sabit bir güç faktöründe çalışmasını istemektedir. Bu tür bir işlem,

DÜ geriliminin dağıtım şirketi tarafından gerilimini takip etmesine izin verir, ancak DÜ özelliğinin şebeke üzerindeki etkisini sınırlar. Örneğin, dağıtım şebekesinde radyal hattın sonuna yakın büyük bir DÜ tesisinin bağlantısıdır. Bu durumda DÜ, hattın normal gerilim profiline müdahale edecek kadar yükü dengeleyebilir ve hattın sonundaki gerilimin çok yüksek olmasına neden olabilir. Bu gibi bir durumda reaktif gücü emerek, gerilim artışı dengelenebilir (IEEE , 2003).

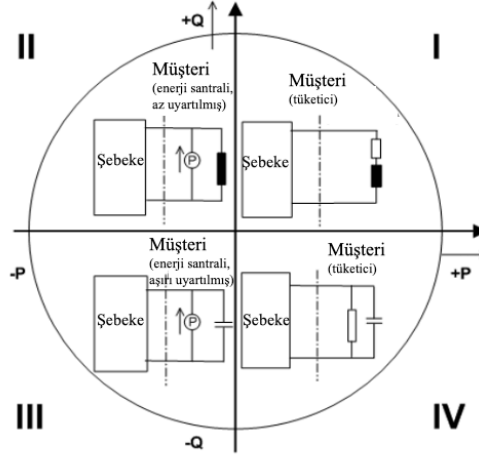
Bir DÜ tesisinden gelen güç, şebekeye enjekte edilirse, yük akımını dengeleyecek ve böylece şebekedeki gerilim düşüşünü azaltacaktır. Sadece bir DÜ' nün varlığı, yakınındaki şebekenin yükünü tamamen dengeleyebilir ve bu yükün dengelenmesi, "gerilim düşüşünün" ortadan kaldırılması nedeniyle bir gerilim artışına neden olabilir.

DÜ tesisi, güç sistemine reaktif güç (kapasitif) sağlarsa veya güç sisteminden reaktif güç (endüktif) çekerse, şebekedeki gerilim düşüşünü etkiler. Belirli bir yük seviyesi için, bir DÜ tesisi reaktif güç (kapasitif) sağlıyorsa, şebekedeki gerilim düşüşü azalacaktır; bir DÜ tesisi reaktif gücü (endüktif) çekerse, şebekedeki gerilim düşümü artacaktır.

BDEW teknik standartlarına göre aktif güç çıkışı ile, üretim tesisinin herhangi bir şebeke bağlantı noktasında $\cos \phi = 0,95$ düşük uyarılmış veya $0,95$ yüksek uyarılmış bir aktif faktöre karşılık gelen en az bir reaktif güç çıkışı ile çalıştırılması mümkün olmalıdır.

Kullanıcı referans kadranda sisteminde bu, II. kadranda (düşük uyarılmış) veya III. kadranda (aşırı uyarılmış) çalışma anlamına gelir (BDEW, 2008; Patel vd., 2021).

Not: Farklı "çalışma koşulları", I ila IV arasındaki dört kadranda temsil edilir. Şebekeye bağlı senkron generatörlü bir güç istasyonu, senkron generatör aşırı uyarılmışsa III. Kadranda(endüktif), senkron generatör düşük uyarılmışsa II. kadrandadır (kapasitif).



Şekil 3.13. Kullanıcı çalışma koşulları kadrant sistemi

Tablo 3.9. DÜ' lerin dört bölgesi çalışması

DÜ' lerin Çalışma Kadranı	Özellikleri
I	Tüketiciler (+) aktif ve reaktif güç çekerler.
II	Tüketiciler (+) aktif güç ithal eder ve (-) reaktif güç verir.
III	Tüketiciler (-) aktif ve reaktif güç verir.
IV	Tüketiciler (-) aktif güç verip (+) reaktif güç çekerler.

Aktif güç çıkışı ile, ya reaktif güç sağlanması için ya sabit bir aktif faktör $\cos \phi$ veya bir aktif faktör $\cos \phi$ (P) veya MVAR' da sabit bir reaktif güç olmalıdır(Patel vd., 2021).

Üretim tesisi reaktif gücü şebekeye verme veya çekme işlemini birkaç dakika içinde ve gerektiği sıklıkta yapabilmelidir(BDEW, 2008).

- $\cos \phi$ (P-) özelliği için 10 saniye içinde,
- Q(U) özelliği için 10 saniye ile 1 dakika arasında ayarlanabilir.

Gerilim yükselmesi ile ilgili hesaplamalar EK-1' de ve standartlara göre bir DÜ' nün sisteme bağlantısının değerlendirilmesi EK-2' de verilmiştir.

3.3.4.2. Fliker

Yükteki dalgalanmalar nedeniyle ortaya çıkan, sıcaklık artışına, generatörlerin ve motorların aşırı yüklenmesine neden olan ve aydınlatma armatürlerinde ışık titremesine

yol açarak rahatsızlık hissi yaratan, önemli bir güç kalitesi sorunu olarak kabul edilen 50 Hz altındaki gerilim salınımları fliker olarak adlandırılır (Morsi & El-Hawary, 2009).

Dağıtım sisteminde dağıtılmış üretimin artan penetrasyonu nedeniyle gerilim kırpışma seviyesinin artması beklenmektedir. Önümüzdeki 3 yıl içinde tüm yeni nesillerin %30' una ulaşması beklenen bu DÜ' lerin yaygınlaşmasıyla, DÜ' lerin güç sistemi boyunca gerilim dalgalanmaları üzerindeki birleşik etkisinin bir sonucu olarak gerilim kırpışma şiddeti seviyesinin artacağı beklenmektedir.

Gözlemlenebilir titreşimin tipik frekans aralığı 0,5 Hz ile 30,0 Hz' arasındadır ve gözlemlenebilir büyüklükler % 1'den daha az olduğu durumlarda başlar. Gerilim titremesi için en hassas frekans aralığı yaklaşık 5 Hz ile 10 Hz' dir. Aslında bu, insan gözünün 5 Hz ile 10 Hz aralığındaki voltaj dalgalanmalarına daha duyarlı olduğu anlamına gelir (IEEE , 2003). Titreşim sıklığı arttıkça veya azaldıkça, insan gözü genellikle parlaklık dalgalanmalarına karşı daha toleranslı hale gelir. Gerilim dalgalanmaları, temel frekans geriliminin genlik modülasyonu olarak temsil edilebilir:

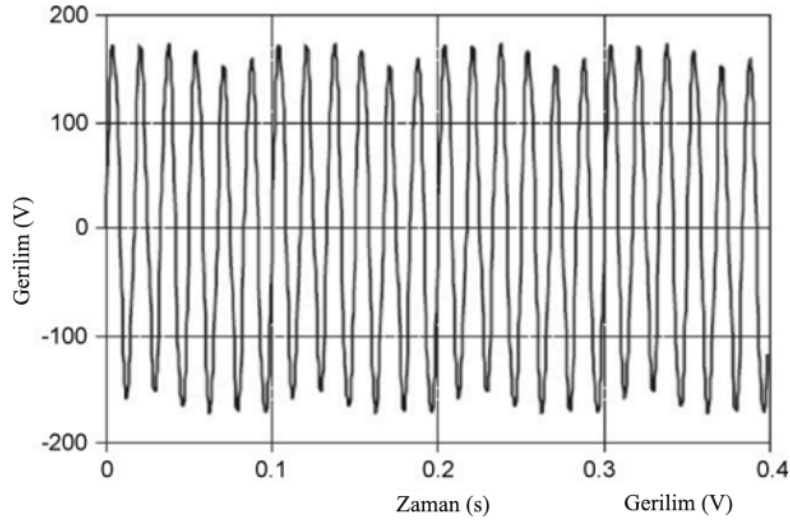
$$v(t) = \sqrt{2}V[1 + m(t)] \cos(2\pi f_1 t) \quad (3.10)$$

burada V sinüzoidal gerilim dalgasının ortalama karekök (RMS) değeridir, f_1 temel güç sistemi frekans bileşenidir ve $m(t)$ şu şekilde ifade edilebilen modülasyondur:

$$m(t) = M \cos(2\pi f_M t + \phi_M) \quad (3.11)$$

(3.11)' in (3.10)' da yerine konması gerilim dalga formu için üç sinüzoidal dalgaya yol açar:

$$v(t) = \frac{1}{2}\sqrt{2}MV \cos[2\pi(f_1 + f_M)t + \phi_M] + \frac{1}{2}\sqrt{2}MV \cos[2\pi(f_1 - f_M)t + \phi_M] \quad (3.12)$$



Şekil 3.14. Temel bileşenin (120 V genlik ve 60 Hz frekans) 10 Hz' lik modülasyon frekansı nedeniyle gerilim titremesi

Şekil 3.14' de, 120 V genlik, 60 Hz temel bileşen ve 10 Hz modülasyon frekansı ile gerilim dalga biçimini göstermektedir(Morsi & El-Hawary, 2009).

Elektrik şebeke yönetmeliği' ne göre; “1 saat içinde 10 seferden az olmak kaydıyla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri gerilim seviyesinin %1' ini geçemez. 1 saat içinde 3 seferden az olmak kaydıyla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri durumunda veya iletim sistemini veya iletim sistemine bağlı başka bir kullanıcıyı risk altına almadığı sürece, istisnai durumlarda elektrik iletim şirketi tarafından gerilim seviyesinin %3' üne kadar gerilim değişimine izin verilebilir. 1 saat içinde 10 seferden fazla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri fliker” olarak değerlendirmektedir (Elektrik şebeke yönetmeliği, 2022).

Tablo 3.10' de AG, OG ve YG için kısa dönem fliker şiddeti endeksi (P_{st} :10 dakikalık periyotlarla ölçülen fliker şiddeti endeksi) ve uzun dönem fliker şiddeti endeksi (P_{lt} : İki saatlik zaman aralığı boyunca ölçülen (12 ardışık ölçüm) P_{st} değerleri kullanılarak hesaplanan fliker şiddeti endeksi) değerleri bulunmaktadır.

Tablo 3.10. AG, OG ve YG ağlarında fliker için uyumluluk ve planlama seviyeleri

Fliker indeksi	Uyumluluk seviyeleri (pu)	Planlama seviyeleri (pu)		
		AG	OG	YG
P_{st}	1.00	0.50	0.70	0.80
P_{lt}	0.80	0.40	0.56	0.60

IEC 61000-3-7 raporunda, fliker şiddeti için AG/OG seviyesinde uyumluluk düzeyleri ile ilgili, bir haftalık ölçüm süresinin %95’inde kısa dönem fliker şiddetinin 1 ve uzun dönem fliker şiddetinin ise 0,8’den küçük olması gerektiği belirtilmiştir. Tablo 3.11’ de, AG seviyesinde tanımlanan uyumluluk düzeyini sağlamak için farklı standartlarda YG seviyesinde planlama limit değerleri bulunmaktadır. IEC 61000-3-7 raporuna göre min. 1 haftalık kısa dönem kırpışma ölçüm sonuçlarının %99’ unun ve uzun dönem kırpışma sonuçlarının ise %95’ inin kabul edilen YG planlama sınır değerleri ($P_{st}=0,8$ ve $P_{lt}=0,6$) ile uyumlu olması önerilmektedir (Süslüoğlu vd., 2018).

Tablo 3.11. Standartlara göre fliker planlama düzeyleri

Standart	IEC 61000-3-7 1996	EN 50160	Fransa	Norveç	İtalya	Hollanda	Rusya	Brezilya	Çin
P_{st}	$\leq 0,8$	-	≤ 1	≤ 1	$\leq 0,85$	≤ 1	$\leq 1,3$	$\leq 1/TF$	≤ 1
ÖY	%99			%95	%100	%95			%95
P_{lt}	$\leq 0,6$	≤ 1	≤ 1	$\leq 0,8$	$\leq 0,62$	≤ 5	-	$\leq 0,8/TF$	$\leq 0,8$
ÖY	%95	%95		%95	%100	%100		%95	%100

TF: transfer katsayısı, ÖY: planlama limit değerini sağlayan min ölçüm yüzdesi

Gerilim bozulmalarının aksine, frekans bozulmaları yük ve üretim arasındaki dengesizliklerin sonucudur ve bu nedenle şebekenin üç fazında da eşit olarak kendini gösterir. Fliker ve gerilim dalgalanmaları, dinamik yanıt veren VAR kompanzasyon ekipmanıyla azaltılabilir.

BDEW standartlarına göre ise; bir bağlantı noktasındaki bir veya daha fazla üretim tesisinin bağlantısının değerlendirilmesi için, işletim nedenlerinden kaynaklanan titreşim etkili gerilim dalgalanmalarına ilişkin olarak bağlantı noktasında aşağıdaki uzun vadeli titreşim kuvveti;

$$P_{lt} \leq 0.46 \quad (3.13)$$

Olmalıdır.

Bir generatör ünitesinin uzun dönem fliker gücü P_{lt} , fliker faktörü c aracılığıyla tahmin edilebilir:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (3.14)$$

Burada S_{rE} , üretim tesisinin nominal görünür gücü ve c , fliker faktörünü temsil etmektedir. c : Fliker faktörü (Her bir tesisin "nominal görünür gücü" ve "bağlantı noktasındaki kısa devre gücü" değişkenleri ile birlikte bağlantı noktasında tesis tarafından üretilen titreşimin hacmini belirleyen tesise özgü boyutsuz nicelik)

(Not: Şu anda, fliker girişim faktörü sadece rüzgar enerjisi santralleri için bilinmektedir ve rüzgar enerjisi santralleri için teknik yönergeler kılavuzlarında bulunabilir.)

Birkaç üretim ünitesine sahip bir tesiste, $P_{lt i}$ her bir üretim ünitesi için ayrı ayrı hesaplanmalıdır; bu temelde, aşağıdaki formüle göre bağlantı noktasında fliker girişim faktörü için bir sonuç değeri belirlenmelidir:

$$P_{lt \text{ rüzgar}} = \sqrt{\sum_i P_{lt i}^2} \quad (3.15)$$

n adet eşit üretim biriminden oluşan bir üretim tesisi için, fliker girişim faktörünün sonuç değeri aşağıdaki formülden hesaplanabilir.

$$P_{lt \text{ rüzgar}} = \sqrt{n} \cdot P_{lt E} = \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{S_{rE}}{S_{kV}} \quad (3.16)$$

Burada P_{lt} , bir generatör ünitesinin uzun dönem fliker gücü S_{rE} , üretim tesisinin nominal görünür gücü S_{kV} , şebeke kısa devre gücü $P_{lt E}$, tüm generatör ünitelerinin uzun dönem fliker gücü toplamı(BDEW, 2008).

3.3.5. Kayıplar

Orta gerilim dağıtım hatlarının amacı hat akımı düşürmek, hat gerilim düşümünü azaltmak ve sonuçta bunların neden olduğu gerçek güç kaybını (I^2R) azaltmaktır. Sabit bir güçte gerilim arttıkça, akım orantılı olarak azalır. İletilen güç sabit kalır, akımdaki azalma kayıpların azalmasına neden olur(IEEE , 2003).

DÜ, yan hizmetlerin herhangi birini veya tamamını sağlamak için kullanılabilir. Yan hizmetler; yük regülasyonu, enerji kayıpları, dönen ve dönmeyen rezerv, gerilim

regülasyonu ve reaktif besleme gibi. Bu nedenle DÜ birimleri, dağıtım şebekesindeki kayıplarda en iyi azalmayı sağlayacakları tespit edilen noktalara yerleştirilmelidir. DÜ birimlerinin kaybı en aza indirmek için yerleştirilmesi, kapasitör sıralarının kaybın azaltılması için yerleştirilmesi gibidir. Tek fark, DÜ ünitelerinin hem gerçek hem de reaktif güç akışını etkilemesidir. Kondansatörler sadece reaktif güç akışını etkiler. Generatörlerin çoğu gecikmeli bir güç faktörü arasında çalıştırılmaktır, ancak bazı invertör teknolojileri reaktif kompanzasyon (öncü akım) sağlayabilir. Kaybın yüksek olduğu dağıtım şebekesinde, yalnızca dağıtım şirketinin talebi kadar bir çıktı ile stratejik olarak yerleştirilmiş küçük bir miktar DÜ, sistem için önemli bir kayıp azaltma faydası sağlayabilir.

Daha büyük DÜ üniteleri, şebeke kapasitesi limitleri dikkate alınarak yerleştirilmelidir. Bazı durumlarda havai hatlar ve kablolar termal olarak sınırlandırılmış olabilir, bu da DÜ'nün şebekede bir gerilim sorununa yol açmadan hattın termal limitini aşan gücü enjekte edebileceği anlamına gelir. Güç akışı analizlerinde, kapasite kısıtlamalarının hem termal hem de gerilim açısından bir sorun olacağı konumları "işaretlenmelidir". Genel olarak, termal olarak sınırlandırılmış bir konumdaki bir DÜ, "güç kaybı" açısından optimal bir nokta olmayabilir(Wang, 2013).

3.3.6. Harmonikler

Harmonikler, şebekedeki doğrusal olmayan yüklerin neden olduğu gerilim ve akım şeklindeki bozulmalar olarak bilinir (Eslami vd., 2022). Uygulanan gerilimle doğru orantılı olarak akım çeken doğrusal yükler, büyük seviyelerde harmonik üretemez. Anahtarlama bir güç kaynağının doğrusal olmayan yükü, sinyalleri güç sinüs dalgasında temel güç frekansının katlarında üst üste bindirir ve harmoniklerin oluşumuna sebep olur. Dağıtım şebekesine bağlı doğrusal olmayan yükler arasında statik güç dönüştürücüler, ark boşaltma boynuzları, doymuş manyetik cihazlar ve elektrik makinaları bulunur. Statik güç dönüştürücüler doğrusal olmayan en büyük harmonik üreten yüklerdir. Bu tip yüklerin sonucunda şebekeden çekilen akımlar harmoniklerin oluşmasına ve sonuçta besleme devresinde bulunan güç transformatörlerinin ve nötr iletkenlerin aşırı ısınmasına neden olur. Bu aşırı ısınma, devre kesicilerin hatalı açılmasına ve diğer ekipmanlarda arızaların oluşmasına neden olabilir. Doğrusal olmayan yüklerin yarattığı gerilim bozulması olayı tesisin besleme kablosu dışında dağıtım şebekesi üzerinde bulunan diğer alıcıların besleme geriliminin bozulmasına neden olur. Uygulamada Harmonikler, temel

olarak yenilenebilir enerjiye dayalı enerji üretim teknolojilerinde kullanılan invertörlerin neden olduğu en yaygın olarak karşılaşılan bir problem olarak öne sürülebilir(IEEE , 2003).

Harmonikler ve bunların sebep olduğu besleme gerilimindeki gerilim dalga biçimi bozulması, YEK' lerin yüksek penetrasyonuna sahip modern güç sistemlerinde önemli bir güç kalitesi sorunudur. Bu problem, güç elektroniği cihazlarının ve doğrusal olmayan yüklerin güç sistemlerine artan entegrasyonu nedeniyle son yıllarda daha fazla dikkat çekmiştir. İnvertör ara yüzü DÜ' lerin, doğrusal olmayan yüklerin ve güç elektroniği cihazlarının varlığı nedeniyle güç sistemlerinde doğrusal olmama derecesi artmaktadır. Besleme veya yük tarafından zorlanan doğrusal olmama, harmonik ve dalga biçimi bozulmalarına yol açabilir(Eroğlu vd., 2021a).

Bir DÜ ünitesinden gelen harmonik katkıların türü ve ciddiyeti, güç dönüştürücü teknolojisine, filtrelemesine ve ara bağlantı yapılandırmasına bağlıdır.

Harmonikler ve dalga biçimi bozulması

Dalga biçimi bozulması, sapmanın spektral içeriği ile karakterize edilen güç frekansının ideal bir sinüs dalgasından sapmadır. Beş ana bozulma türü IEEE tarafından şu şekilde tanımlanmıştır:

- DC Ofseti – bir AC güç sisteminde DC akımının veya gerilim bileşeninin varlığı,
- Harmonikler – temel frekansın tam sayı katları olan frekanslara sahip sinüzoidal gerilim veya akımın varlığı,
- Ara harmonikler – temel frekansın tam sayı katları olmayan frekans bileşenlerinin varlığı.
- Çentikleme - akımı bir anahtarlama cihazından diğerine değiştirirken güç elektroniği cihazlarının normal çalışmasının neden olduğu periyodik gerilim bozulmaları,
- Gürültü – geniş bant spektral içeriği 200 kHz' den düşük olan istenmeyen elektrik sinyali.

Harmonik limitlerle ilgili bilinen standartlardan ikisi, gerilim ve akım harmonikleri ve bunların THD' leri üzerinde kabul edilebilir limitler belirleyen IEEE 519–1992 standardı (Elektrik Güç Sistemlerinde Harmonik Kontrol için Tavsiye Edilen Uygulamalar ve Gereksinimler), IEC 1000 3–2 standardı (Harmonik Akım Emisyonları için Limitler)'dir (Eroğlu vd., 2021b; Eslami vd., 2022). Dağıtım sistemleri (IEEE 519-1992) için yüksek gerilim seviyesine göre mevcut bozulma limitleri Tablo 3.12' de listelenmiştir.

Tablo 3.12. Dağıtım sistemleri için mevcut harmonik bozulma limitleri (IEEE519-1992)

$V_n < 69\text{kV}$						
I_{sc} / I_L	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$h > 35$	%TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20–50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50–100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100–1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$69 < V_n \leq 161\text{kV}$						
I_{sc} / I_L	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$h > 35$	%TDD
< 20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20–50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50–100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100–1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$V_n > 161\text{kV}$						
I_{sc} / I_L	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$h > 35$	%TDD
< 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.5	0.22	4.0

Tablo 3.12’ de belirtilen kesin limitler, maksimum kısa devre akımı I_{KD} ’ nin uygulandığı kısa devre oranı ($KDO = I_{KD}/I_L$) ve aylık maksimum talep yük akımı I_L akımlarının ortalaması ile belirlenir. Çift harmonikler, tek harmonik limitlerinin %25’ i ile sınırlıdır. THD, harmoniklerin varlığında toplam harmonik bozulmayı ifade etmek için kullanılır. THD, akım veya gerilim için harmonik etkin değerlerin temel bileşenin etkin değerine bölünmesiyle elde edilen orandır.

Toplam harmonik bozulma, harmoniklerin tamamına ait olan termal etkiyi tanımlar. Temel bileşene göre harmonik bileşenlerin seviyesinin belirlenmesinde dikkate alınan en önemli kriterdir. Hem akım hem de gerilim için THD hesaplanabilir. Gerilim için toplam harmonik bozulma şu şekilde ifade edilebilir:

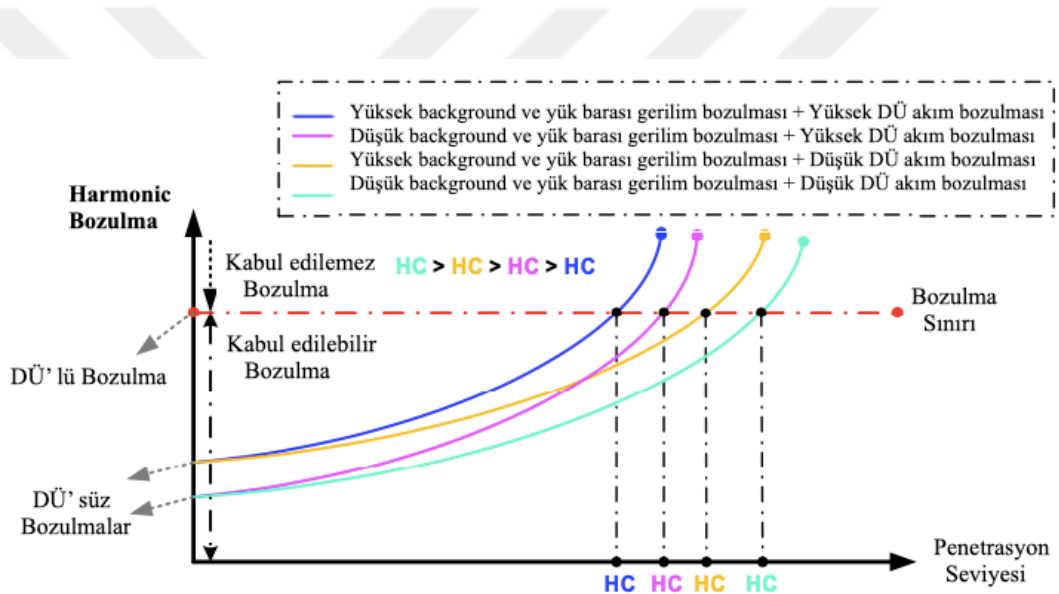
$$THD_V = \frac{1}{U_1} (\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.17)$$

Akım için toplam harmonik bozulma aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$THD_I = \frac{1}{I_1} (\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.18)$$

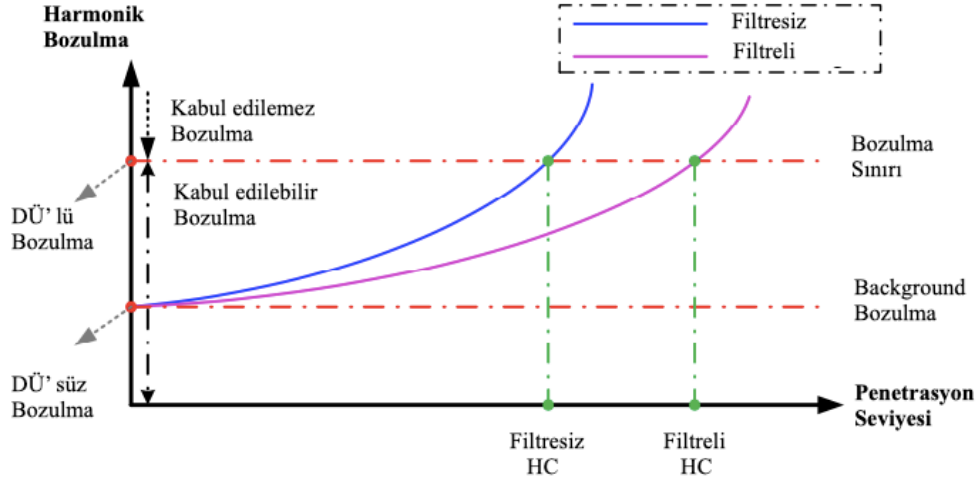
Şekil 3.15, incelenen örneklerin eğrilerinin küresel bir perspektifini göstermekte ve daha yüksek harmonik kısıtlı barındırma kapasitesi için hem şebeke hem de DÜ harmonik performansının önemli olduğunu ortaya koymaktadır. Bir dağıtım şebekesinin düşük harmonik performansı ve background gerilimi, yenilenebilir enerjiyi barındırmak için sınırlı bir potansiyele sahip olduğunu gösterir. Son olarak, harmonik azaltma ve reaktif güç yönetimi sunabilen güç kalitesi iyileştirme (PQI) cihazları, dağıtım güç şebekelerinin barındırma kapasitesini artırmada önemli bir rol oynamaktadır .

Araştırmalar şu anda DÜ ünitelerinin, muhtemel DÜ sistemlerinde bağımsızlığını artırmak için gerçek güç enjeksiyonuna ek olarak yükün harmoniğinin azaltılması ve reaktif güçle desteklenmesi gibi birden fazla işlevi yerine getirmesine izin vermeye doğru kaymaktadır.



Şekil 3.15. Dört farklı durum için sistemin harmonik kısıtlı barındırma kapasitesi

Harmonikler, yenilenebilir enerji teknolojilerinde güç üretimi için hala bir zorluktur. Harmonikleri ortadan kaldırmak veya etkilerini azaltmak için çeşitli kontrol teknikleri mevcuttur. Şekil 3.15 ve 3.16' da gösterildiği gibi harmonik kısıtlı barındırma kapasitesini iyileştirmek için harmonik filtreleme yönteminin kullanılması önemi vurgulanmaktadır. Bu kontrol tekniklerinden pasif, aktif veya hibrit filtreleme tekniğinin seçimi, YEK' in yapısına bağlıdır (Bajaj & Singh, 2022). Aşağıda bazı harmonik filtreleme teknikleri ve değerlendirmeleri listelenmiştir.



Background Gerilim: Bir müşterinin sıfır yerel tüketim ve sıfır yerel üretim için deneyimleyeceği gerilim değişimleri

Şekil 3.16. Harmonik filtreleme yoluyla harmonik kısıtlı barındırma kapasitesini geliştirme konsepti

- Mevcut tüm teknikler arasında, sanal direnç tabanlı güneş invertör kontrolü olağanüstü bir performans verir ve bu yöntemle gerilim harmoniklerinin yaklaşık %30' u azaltılabilir.
- Doğrudan Güç Kontrolü (DGK) yöntemi, reaktif güç kompanzasyonu, harmonikler ve dinamik yanıt açısından mükemmel performans sağlar.
- Anahtarlama frekansının bağımlılığı, DGK yönteminin ana zorluğudur ve bu, uzay vektörü modülasyonu yaklaşımı benimsenerek çözülebilir.
- Doğrusal akım kontrol yaklaşımı olarak da ifade edilen darbe genişliği modülasyonu (PWM) yöntemi, bir akım regülatörü tarafından sağlanan modüle edici bir sinyale dayanır. Yöntem, benimsenmesinin kolay olması ve ihmal edilebilir yanıt süresi gerektirmesi nedeniyle yaygın olarak tercih edilmektedir.
- Geleneksel seçici harmonik yok etme (SHY), sadeliği ve düşük harmonik dalga şekli nedeniyle, invertör harmoniklerini azaltmak için PWM yöntemine alternatif olarak da kullanılır.
- Bio-ilhamlı akıllı algoritmalar yoluyla invertörlerdeki SHY, son yıllarda yenilenebilir enerjiye dayalı enerji üretim teknolojileri için de ilgi odağındadır.
- Kayan mod kontrol (KMC) tekniği, daha hızlı dinamik tepki ile sağlamlığı iyileştirme açısından diğer yöntemlere en iyi alternatif olarak bildirilmektedir.
- STATCOM (Static Synchronous Compensator) harmoniklerin azaltılmasında oldukça etkilidir (Eroğlu vd., 2021a; Eslami vd., 2022).

4.ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDEKİ GÜÇ KALİTESİ CİHAZLARI VE İZLEME/KONTROL TEKNOLOJİSİ

Elektrik dağıtım şebekesinde yenilenebilir ve dağıtılmış enerji kaynaklarının ortaya çıkan kullanımı, şebeke üzerinde zorluklar yaratmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları, güç elektroniği dönüştürücüleri kullanılarak hem iletim hem de dağıtım/kullanım sistemlerine bağlandıkları için ortak bağlantı noktasında harmoniklerin artmasına ve güç kalitesinin bozulmasına neden olmaktadır.

Güç elektroniği dönüştürücüleri, akıllı dinamik denetleyicilere sahip esnek AC iletim sistemleri (FACTS' ler) ve gerilim kaynağı dönüştürücüler, verimli enerji kullanımı, talep kontrolü, gerilim stabilizasyonu, güç kalitesinin artırılması, güç faktörü düzeltilmesi ve harmonik azaltmada kullanılmaktadır. Ek uygulamalar arasında güç akışı kontrolü, gerilim regülasyonu, reaktif güç kompanzasyonu, geçici ve sabit durum gerilim stabilitesi geliştirme, güç kaybı azaltma, güç koşullandırma ve kalite iyileştirme de yer almaktadır.

Ayrıca dağıtık FACTS' lar, yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip akıllı şebekelerde güç faktörünün iyileştirilmesinde, güç kalitesinin yükseltilmesinde, verimli enerji kullanımının ve enerji yönetiminin sağlanmasında önemli rol oynamaktadır.

Güç sistemi kaynaklarının verimli kullanımı için FACTS kavramı 1980' lerin sonlarında tanıtılmıştır. FACTS cihazlarının temel konsepti, iletim sistemindeki gerçek ve reaktif güç akışını ve gerilimi kontrol etmek için yüksek gerilimli güç elektroniği kullanımına dayanmaktadır. Günümüzde, güç sistemlerinde FACTS cihazlarının performansını iyileştirmek ve sonuç olarak güç sistemi güvenliğini artırmak için gerilim kaynağı dönüştürücülerinin (VKD' ler) yeni topolojileri ve mimarilerine odaklanılmıştır. Son zamanlarda, FACTS cihazları ve akıllı kontrol stratejileri, güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminde daha belirgin bir rol kazanmaktadır. Önemli araştırmalar, YEK' lerden enerji üretimini en üst düzeye çıkarmaya odaklanmıştır. FACTS cihazlarının yenilenebilir sistemlerle akıllı şebekelerde uygulanmasının olumlu sonuçlar elde edilmiştir.

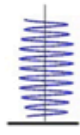
Güç kalitesi sorunları, müşteri ekipmanının arızalanmasına veya hatalı çalışmasına neden olabilecek, bozulmuş gerilim ve akım dalga biçimleri ve/veya frekans sapmaları olarak kendini gösterir. Ek olarak, güç sistemleri müşterilerine taahhüt edilen büyüklük seviyesinde ve frekansta sinüzoidal gerilimlerle güvenli, güvenilir ve kesintisiz bir enerji akışı sağlamalıdır.

Genel olarak, düşük güç kalitesi, artan güç kayıplarına, ekipmanın istenmeyen davranışına ve yakındaki iletişim hatlarında parazite neden olabilir. Güç elektroniğinin yaygın kullanımı, artan reaktif akım ile birlikte gerilim ve akımlarda harmonikler üreterek güç sistemlerini daha da zorlamaktadır.

Günümüzde, elektrik güç sistemlerinin tüm seviyelerinde kalite sorunları daha karmaşık hale gelmiştir. Bu nedenle, güç kalitesi sorunları hem tüketiciler hem de dağıtım şirketleri tarafından artan bir ilgi görmektedir. Elektrik gücü kalitesini kabul edilebilir sınırlar içinde tutmak önemli bir zorluktur.

Çeşitli kaynaklarda güç kalitesi terimi, kaynak güvenilirliği, akım kalitesi, gerilim kalitesi, hizmet kalitesi, besleme kalitesi ve tüketim kalitesi gibi farklı anlamlarda kullanılmaktadır. Tablo 4.1' de, güç sistemlerindeki güç kalitesi olaylarının sonuçları, nedenleri ve açıklamaları açısından en yaygın sorunları göstermektedir. Bu fenomenler arasında, gerilim düşüşleri en yüksek yüzdeyi, yaklaşık % 31' i, en düşük yüzdeyi ise % 8 ile gerilim geçişleridir. Hassas yüklerin artan kullanımı nedeniyle, FV sistemleri ve güç elektroniği ekipmanları ise sırasıyla % 20 ve %18 oranında harmonik ve asimetrik gerilimler üretmektedir (Gandoman vd., 2018).

Tablo 4.1. Güç kalitesi problemleri

Güç Kalitesi Problemi	Dalga Şekli	Açıklama	Nedenler	Sonuçlar
Gerilim düşmesi		Normal gerilim seviyesi, 0,5 döngü ile 1 dakika boyunca güç frekansındaki nominal RMS geriliminin %10 ila %90'ı arasında düşer.	Elektrik şebekelerinde arızalar. Tüketici kurulumundaki hatalar. Büyük motorların çalıştırılması ve ağır yüklerin bağlanması.	Elektrik kumanda cihazlarının (PC, PLC, ASD, vb.) ve elektromekanik rölelerin atması. Elektrikli döner makinelerde bağlantı kesilmesi ve verim kaybı.
Kısa kesintiler		Birkaç milisaniyeden bir veya iki saniyeye kadar elektrik beslemesinin tamamen kesilmesi.	Şebekenin arızalı bir bölümünü devre dışı bırakmak için güvenlik ekipmanının açılması ve otomatik tekrar kapatılması. Önemli hata kaynakları yıldırım, yalıtım parlaması ve yalıtım arızasıdır.	Açma koruma cihazları, bilgi kaybı ve veri işleme ekipmanının arızalanması
Uzun kesintiler		Bir ile iki saniyeden daha uzun bir süre boyunca elektrik beslemesinin tamamen kesilmesi	Elektrik şebekelerindeki maddi arızalar, fırtınalar ve ağaçlar ve arabalar gibi nesneler, insan hatası, hatlara veya direklerle çarpma, yangın, kötü koordinasyon veya güvenlik ekipmanlarının arızalanması.	Tüm ekipmanların durdurulması
Gerilim artışı		Birkaç mikro saniyeden birkaç milisaniyeye kadar olan süreler içinde voltaj oranının çok hızlı değişimi. Düşük gerilimde bile bu değişimler binlerce volta ulaşabilir.	Yıldırım, hatların veya güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin anahtarlanması, ağır yüklerin bağlantısının kesilmesi.	Bileşenlerin (elektronik bileşenler) ve yalıtım malzemelerinin imhası, veri işleme hataları veya veri kaybı, elektromanyetik parazit.
Gerilim yükselmesi		Gerilimin, şebeke frekansında, genel toleransların dışında, bir çevrimden fazla ve genellikle birkaç saniyeden az periyotla anlık olarak yükselmesi.	Pik dışı saatlerde ağır yüklerin, hatalı boyutlandırılmış güç kaynaklarının, hatalı ayarlanmış transformatörlerin açılması/kapatılması.	Gerilim değerleri çok yüksekse veri kaybı, hassas ekipmanların durması veya hasar görmesi veya aydınlatma ve ekranların titreşmesi.

Tablo 4.1. Güç kalitesi problemleri (devamı)

Harmonik bozulma		Gerilim veya akım dalga biçimleri sinüzoidal olmayan bir şekil alır. Dalga şekli, elektrik şebeke frekansının katları olan frekanslara sahip, farklı büyüklük ve fazları olan çeşitli sinüs dalgalarının toplamına karşılık gelir.	Modern Kaynaklar Güç elektroniği ekipmanı, anahtarlamalı mod güç kaynakları, veri işleme ekipmanı, yüksek verimli aydınlatma gibi tüm doğrusal olmayan yükler.	Klasik Kaynaklar Miknatsızlanma eğrisinin diz üstünde çalışan elektrik makineleri, ark ocakları, kaynak makineleri, redresörler ve dc fırça motorları.	Artan rezonans olasılığı, üç fazlı sistemlerde nötr aşırı yük, kablolar ve cihazların aşırı ısınması, elektrik makinelerinde verim kaybı, iletici sistemleriyle elektromanyetik interferans, ortalama okuma sayacıları kullanılırken ölçümlerde hata ve termal korumaların rahatsız edici açması.
Gerilim dalgalanması		Gerilim değerinin salınımı, 0-30 Hz frekanslı bir sinyal tarafından modüle edilen genlik.	Ark fırınları, asansörler gibi elektrik motorlarının tekrar tekrar çalıştırılması/durdurulması, salınlımlı yükler		En algılanabilir sonuç, görsel algının kararsız olduğu izlenimini veren aydınlatma ve ekranların titremesidir.
Gürültü		Şebeke frekansının dalga formu üzerine yüksek frekanslı sinyallerin bindirilmesi.	Mikrodalgalar, televizyon difüzyonu ve kaynak makineleri, ark fırınları ve elektronik ekipmanlardan kaynaklanan radyasyon gibi Hertzian dalgalarının neden olduğu elektromanyetik girişimler. Yanlış topraklama da bir neden olabilir.		Doğrusal olmayan yükler üzerinde genellikle tahribatsız bozulmalardır. Veri kaybına ve veri işleme hatalarına neden olabilir.
Gerilim dengesizliği		Üç gerilim büyüklüğünün veya aralarındaki faz açısı farklarının eşit olmadığı üç fazlı bir sistemdeki gerilim değişimi.	Büyük tek fazlı yükler, tüm tek fazlı yüklerin sistemin üç fazına göre yanlış dağılımı		Dengesiz sistemler, üç fazlı yüklerin hepsine ters olan negatif bir dizinin varlığına ifade eder. Etkilenen başlıca yükler üç fazlı endüksiyon makineleridir.

4.1. FACTS Cihazları

FACTS cihazları ve esnek hızlı hareket eden kontrol stratejilerine sahip entegre güç elektroniği dönüştürücüler, gelişmekte olan akıllı şebekelerde ve entegre AC-DC yenilenebilir enerji sistemlerinde kullanılmaktadır.

Bunlar aşağıdaki temel özelliklere dayanmaktadır;

- Ortak kuplaj noktasında ve ortak AC barasında görünür admitansın (Y) ve empedansın modüle edilmesi,
- Akım akışları veya üst üste binmiş gerilimler oluşturmak için elektrik şebeke düğümleriyle seri veya paralel olarak AC bileşenleri enjekte edilmesi,
- Reaktif güç akış kontrolü için barada lokalize reaktif veya kapasitif akım sağlanması,
- Kontrollü anahtarlama ile arayüz veri yolundaki eşdeğer sürüş noktası empedansının (Z) modüle edilmesi veya değiştirilmesi.

FACTS cihazlarının kontrol stratejileri, klasik oransal-integral-türev (PID) kontrolörleri, optimum kontrol, buluşsal yumuşak bilgi işlem kontrol stratejileri ve/veya çok amaçlı bir kontrol performans indeksi (J) kullanan gerilim, güç, açı veya reaktif güç akışı kontrolüne dayalıdır.

Konvertör topolojileri ise şu şekilde sınıflandırılabilir;

- Beslemeli gerilim kaynağı dönüştürücü,
- DC akım kaynağı enjeksiyon ara yüzü,
- Anahtarlama/modülasyonlu indüktörler veya kapasitörler,
- Aktif güç filtresi topolojileri.

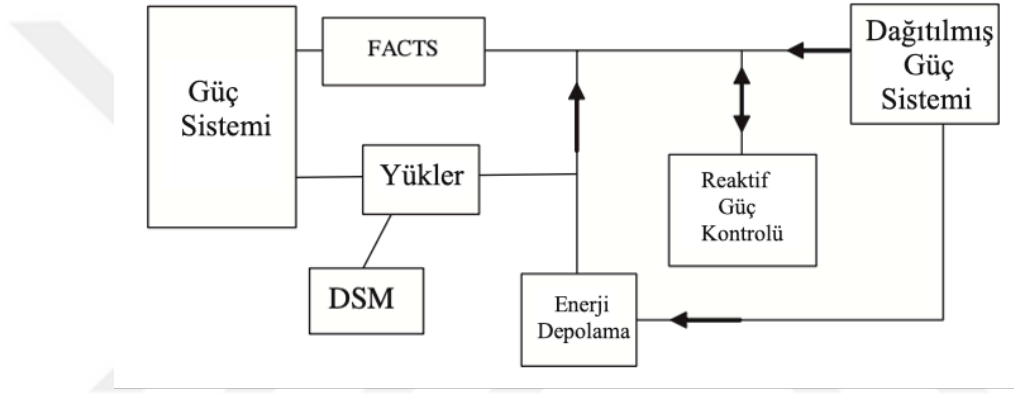
Güç elektroniği konvertörlerin anahtarlama doğası nedeniyle elde edilen gerilim ve akım harmonikler içerir ve genellikle bu harmonikler devrede kullanılan arayüz filtreleriyle bastırılır (Singh & Singh, 2022).

Son yıllarda, artan elektrik talebi nedeniyle, yeni iletim hatları, elektrik hatları inşa etme ve iletim hatlarının kapasitesini artırma ihtiyacı büyük ölçüde artmıştır. Ancak yeni elektrik iletim hatlarının inşası büyük bir sermaye yatırımı gerektirmektedir. Sonuç olarak, elektrik şirketleri için maliyetleri azaltacak etkili çözümler bulmak büyük bir zorluk olmuştur. FACTS cihazlarının temel amacı, hatların kullanılabilir iletim kapasitesini artırmak ve belirlenmiş iletim yolları üzerinden güç akışını kontrol etmektir.

FACTS cihazları güç kalitesini iyileştirmek içinde kullanılır. Farklı tipte FACTS cihazları vardır; Bunlar;

- Statik VAR kompanzatörü (SVC),
- Tristör kontrollü seri kompanzatör (TCSC),
- Statik senkron kompanzatör (STATCOM),
- Statik senkron seri kompanzatör (SSSC),
- Dağıtık FACTS (D-FACTS) vb.

Bağlantılarına göre ise şönt bağlı denetleyiciler, seri bağlı ve kombine seri ve şönt bağlı denetleyiciler olarak sınıflandırılırlar.



Şekil 4.1. DÜ' nün aktif bir şebekeye entegrasyonuna ait blok diyagramı (Bayod-Rújula, 2009b)

Elektrik şebekesindeki temel FACTS cihazlarının ana faydaları ve uygulamaları Tablo 4.2' de gösterilmektedir.

Tablo 4.2. Elektrik şebekelerinde FACTS cihazlarının sınıflandırılması(Gandoman vd., 2018)

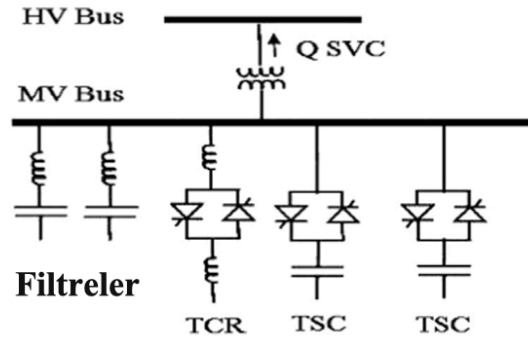
FACTS Cihazlarının sınıflandırılması		
Dağıtım Şebeke Bağlantısı Türüne Göre		
	Açıklama	Örnek
Seri Denetleyiciler	Kapasitör gibi değişken bir empedans, şebeke hattına seri bir gerilim enjekte etmeyi amaçlar.	Seri Senkron Statik Kompanzatör
Derivasyon Denetleyiciler	Şebekeye akım enjekte etmek için değişken bir kaynak, değişken empedans veya her ikisinin birlikte kombinasyonu	Senkron Statik Kompanzatör
Seriden Seriyeye Denetleyiciler	Çok hatlı bir iletim ağında koordineli seri denetleyicilerin bir karışımı.	Hatlar arası güç akışı kompanzatörü
Seri-Derivasyon Denetleyiciler	Sisteme akım enjekte etmek için ayrılan seri ve türev denetleyicilerin bir kombinasyonu.	Hatlar arası güç akışı denetleyicisi
Teknolojik Özelliklerine Göre		
Birinci Nesil	Kapı kontrol ateşlemesini kullanan tristörler	SVC, TCSC ve TCPS
İkinci Nesil	Kontrol edilecek kapı ateşlemesini kullanan (GTO, MCTS, IGBT, IGCTS, vb.) yarı iletkenler.	STATCOM, SSSC ve UPFC
Son Nesil	D-FACTS cihazları. Geleneksel FACTS' tan daha küçük ve daha ucuzdurlar. D-FACTS cihazları dağıtım sistemlerinde, FACTS cihazları ise iletim sistemlerinde kullanılmaktadır.	D-FACTS' lar D-STATCOM ve DSSC vb.

4.1.1. Statik VAR kompanzatörü (SVC)

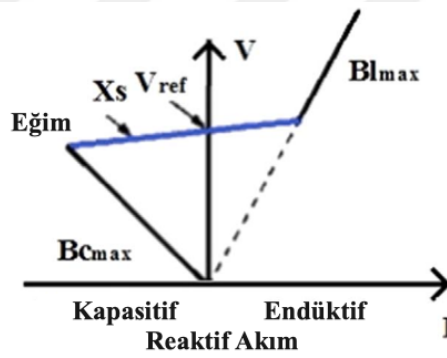
1970' lerde, Statik VAR Dengeleyici (SVC) olarak bilinen ilk nesil FACTS cihazları piyasaya sürülmüştür. Bir SVC, elektrik güç sisteminin belirli parametrelerini kontrol etmek için kapasitif/endüktif güç alışverişi yapabilen şönt bağlantılı bir soğurucudur. 1974' te ilk SVC, General Electric tarafından Nebraska' da kuruldu. Şimdiye kadar elektrik kuruluşları tarafından 60 ila 600 MVAR arasında değişen güç değerlerine sahip 800' den fazla SVC kuruldu. ABB, Asya ülkelerinde %3 ile SVC pazarının yaklaşık %55' ini sağlamıştır (Gandoman vd., 2018).

SVC, kilit noktadaki gerilimi dinamik olarak destekleyerek geçici kararlılığı ve salınım sönümlemesini artırmaya yardımcı olarak kararlı durum kararlılığını iyileştirebilir. SVC' lerin doğruluğu, kullanılabilirliği ve hızlı yanıtı, bu cihazların sabit durum ve geçici gerilim kontrolü ile ilgili yüksek performans sağlamasını sağlar. Ayrıca, SVC' ler, geçici kararlılığı iyileştirmek, güç dalgalanmalarını azaltmak ve reaktif güç

kontrolü kullanarak sistem kayıplarını azaltmak için kullanılır. Şekil 4.2, SVC yapısını göstermektedir. SVC, gerilim düzenleme modunda ve VAR kontrol modunda çalıştırılabilir. Gerilim düzenleme modunda SVC' nin V-I karakteristiği, Şekil 4.3' de gösterilmektedir.



Şekil 4.2. Statik VAR kompanzatör (SVC)



Şekil 4.3. SVC V-I karakteristiği

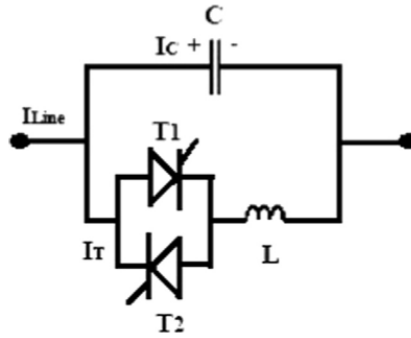
Gerilim V_{ref} referans geriliminde düzenlenirken, SVC duyarlılığı (B), kapasitör sıralarının (B_{max}) ve reaktör sıralarının (BI_{max}) toplam reaktif gücün maksimum ve minimum değerler içinde kalır. Normalde bir gerilim düşümü kontrolü kullanılır. V-I karakteristik denklemleri şunlardır:

$$V = V_{ref} + X_c \cdot I \quad \text{SVC } (-B_{max} < B < BI_{max}) \text{ regülasyon aralığında ise} \quad (4.1)$$

$$V = -\frac{I}{B_{max}} \quad \text{SVC tam kapasitif ise } (B = B_{max}) \quad (4.2)$$

$$V = \frac{I}{BI_{max}} \quad \text{SVC tam endüktif ise } (B = BI_{max}) \quad (4.3)$$

Bir TCSC düzgün değişken bir seri kapasitif reaktans sağlamak için tristör kontrollü bir reaktör tarafından şöntlenen bir seri kapasitör bankasından oluşur. TCSC'ler, güç akışını iyileştirmek, arıza akımını sınırlamak, geçici ve dinamik kararlılığı geliştirmek gibi güç sistemlerinin işleyişinde ve kontrolünde hayati roller oynar. Şekil 4.5' de gösterildiği gibi, bir indüktörü bir seri kapasitöre paralel bağlamak, sürekli ve hızlı değişken bir seri kompanzasyon sistemi sağlar. TCSC cihazlarının ana avantajları, aktarılan gerçek gücün artması, güç salınım sönümlenmesi, senkron altı rezonans sönümlenmesi ve güç akış hattı kontrolüdür.



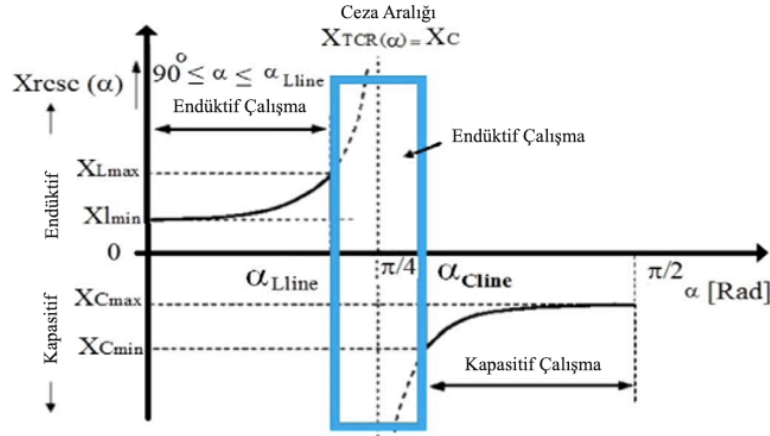
Şekil 4.5. Tristör kontrollü seri kompanzatörler (TCSC)

1992' de kurulan ilk TCSC, 230 kV' da çalışan Arizona Trafo Merkezi' ndeki Kayenta' nın güç aktarım kapasitesini artırmak için kullanılmıştır. İletim şebekesinin kapasitesini yaklaşık %30 oranında artırdığı görülmüştür. 2004 yılının sonunda, Stöde/İsveç, 1999' da Pinguo trafo merkezi, 2002'de State power South Company, Guangzhou/Çin ve 2004' te Raipur trafo merkezi/Hindistan olmak üzere dünya çapında toplam yedi TCSC kuruldu(Kumar, 2015).

Bir TCSC' nin üç çalışma modu vardır (Gandoman vd., 2018):

- TCSC net empedansının sadece kapasitif reaktans olduğu durumda tristörler bloke edilmiştir (geçit yok ve tristör iletimi sıfır),
- Hat akımının çoğunun endüktif reaktanstan aktığı yerde etkinleştirilen tristörler (sürekli geçit ve tam tristör iletimi),
- Geçit sinyallerinin faz kontrollü Vernier işlemi. Tristörler, belirli bir miktarda endüktif akımın kapasitörde dolaşabileceği ve böylece modülün etkin kapasitif/endüktif reaktansını artıracak şekilde kontrol edilir .

Şekil 4.6' da, tristör valflerinin farklı gecikme açısı (α) değerleri için TCSC' nin empedansı (XTTCSC) gösterilmektedir. TCSC' nin dahili devre rezonansı (α_r) etrafında iki çalışma aralığı vardır; biri $\alpha_{Clim} \leq \alpha \leq 180$, burada XTTCSC(α) kapasitif ve diğeri $90 \leq \alpha \leq \alpha_{Lim}$, burada XTTCSC(α) endüktiftir. Dahili devre rezonansı, TCSC' nin indüktör ve kapasitör reaktansı arasındaki orana bağlıdır. Farklı reaktans oranları, farklı rezonans noktalarını (α_r) verir.



Şekil 4.6. XTTCSC' ye karşı TCSC' nin α karakteristiği

4.1.3. Statik senkron kompanzatör (STATCOM)

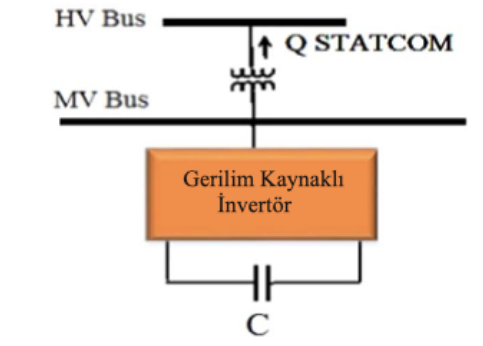
FACTS' ın önemli bir üyesi olan statik senkron kompanzatör (STATCOM), iletim ve dağıtımda reaktif gücü kontrol etmek için son teknoloji dinamik şönt kompanzatör olarak yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

Pürüzsüz reaktif güç regülasyonu ve hızlı dinamik özellikleri ile reaktif gücü etkili bir şekilde telafi edebilir, harmonik akımı bastırabilir ve iletim sistemi için gerilim desteği sağlayabilir.

Esnek AC İletim sisteminin temel parçalarından biri olan STATCOM, yalnızca reaktif güç kompanzasyon sistemi için kullanılamaz, aynı zamanda sistem kararlılığını ve desteğini de geliştirir. Bu nedenle STATCOM, güç kalitesi açısından önemli bir rol oynayan dinamik reaktif güç kompanzasyon cihazının önemli bir geliştirme yönüdür. STATCOM, invertörün gerilimini ve akım dalga biçimini güç elektroniği araçlarıyla değiştirebilen ve yayan veya emen güç gerektirmeyen ve ayrıca gerilim titremesini ve gerilim düşüşünü bastırabilen, kontrol edilebilir bir reaktif güç olarak görülebilir. Güç kalitesini iyileştirmek için hayati bir öneme sahiptir. Bu nedenle, en gelişmiş reaktif güç

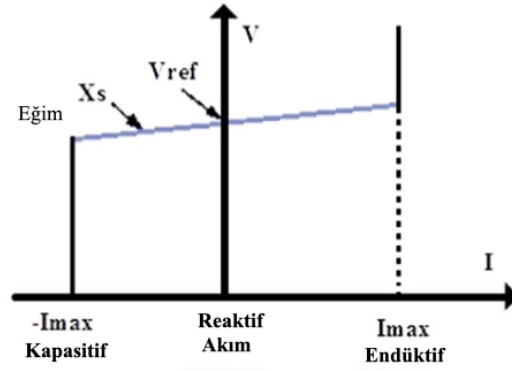
kompanzasyon ekipmanı cihazı olarak, STATCOM' un gelişimi yaygın olmuştur(Gandoman vd., 2018; Shinde & Pulavarthi, 2017) .

Bir STATCOM, genellikle gate kapatma (GTO) tipi tristörlere dayanan bir SVC tarafından entegre edilir. STATCOM, çıkış terminallerinde reaktif güç üretebilir veya alabilir. Bir enerji kaynağından veya uygun değerde bir enerji depolama cihazından beslendiğinde gerçek güçle de başa çıkabilir. İlk STATCOM, 1991 yılında Japonya'da kurulmuştur. ± 80 MVAR değerinde ve Inumaya trafo merkezinde gerilim stabilizasyonu sağlanmıştır. $+ 225$ MVAR ve ± 100 MVAR kapasiteli en büyük STACOM' lar sırasıyla 2001'de East Claydon 400 kV trafo merkezinde/İngiltere'de ve 2003' te SDG & E Talega trafo merkezinde/ABD' de kuruldu. STATCOM kurulumlarının amacı, East Claydon 400 kV trafo merkezinin dinamik reaktif kompanzasyonu ve SDG & E Talega trafo merkezinin pik yük koşullarında dinamik VAR kontrolü sağlamaktır. Türkiye' de ise ilk STATCOM 2009 yılında “Güç Kalitesi Milli Projesi” kapsamında 380 kV/154 kV' da ± 50 MVAR kapasiteli bir STATCOM Sincan/Ankara TM' ye kurulmuştur (Gandoman vd., 2018; Mustafa Ertay & Aydoğmuş, 2012). STATCOM' un tek hat şeması Şekil 4.7' de gösterilmektedir.



Şekil 4.7. STATCOM tek hat şeması

Genel olarak, bir STATCOM gerilim regülasyonu modunda ve VAR kontrol modunda çalıştırılabilir. STATCOM gerilim regülasyonu modunda çalıştırıldığında, Şekil 4.8' de gösterilen V-I karakteristiğine sahiptir.

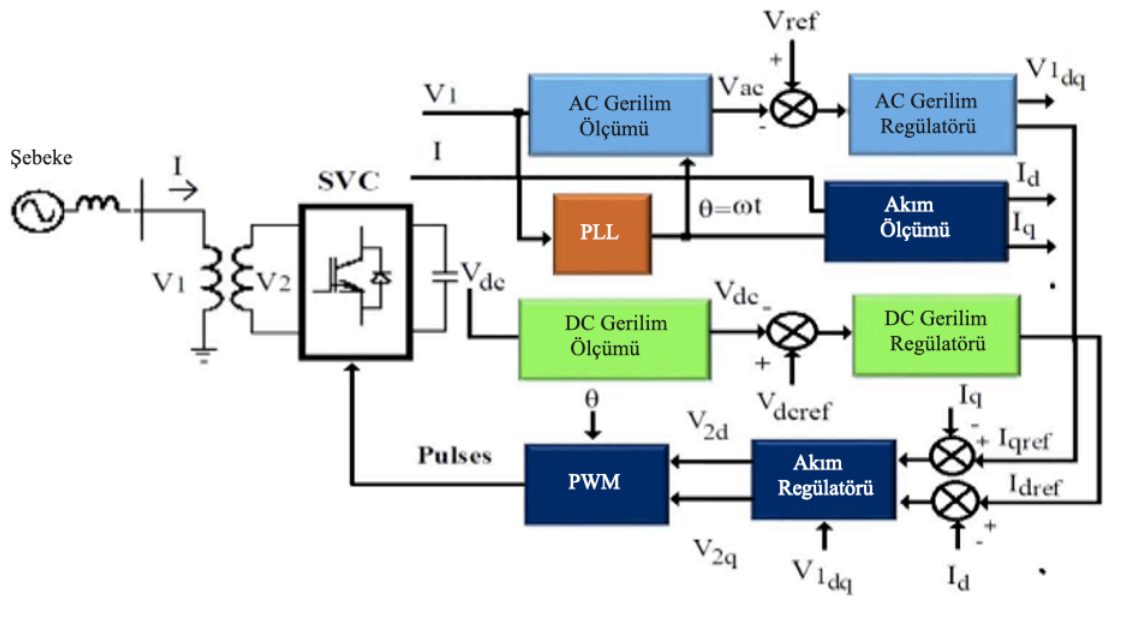


Şekil 4.8. STATCOM V-I karakteristiği

Reaktif akım, dönüştürücü anma değeri tarafından sınırlandırılan minimum ve maksimum akım değerleri ($-I_{max}$, I_{max}) içinde kalır ve çıkış gerilimi V_{ref} referans değerinde düzenlenir. V- I özelliği:

$$V = V_{ref} + X_s I \quad (4.4)$$

Burada, V pozitif dizi gerilimidir (pu), I reaktif akımdır (pu/ P_{nom}), X_s eğim veya düşüş reaktansdır (pu/ P_{nom}) ve P_{nom} dönüştürücünün nominal gücüdür.



Şekil 4.9. STATCOM' un tek hat şeması ve kontrol blok şeması

Bir STATCOM' un kontrol şeması Şekil 4.9' da gösterilmektedir ve şunlardan oluşur ;

- Üç fazlı birincil gerilim V_1 'in pozitif-sıra bileşenini algılayan faz kilitli bir döngü (PLL).
- d ve q akım bileşenlerini ve DC gerilimi V_{dc} 'yi kontrol etmek için AC gerilimlerin ve akımların ölçümü.
- Bir DC gerilim regülatörü ve bir AC gerilim regülatörü içeren bir dış regülasyon döngüsü. Akım regülatörü için referans akım I_{qref} , AC gerilim regülatörünün çıkışıdır (I_q : reaktif akım). Akım regülatörü için referans akım I_{dref} , DC gerilim regülatörünün çıkışıdır (I_d : aktif akım).
- Bir akım regülatörü içeren bir iç akım regülasyon döngüsü. Akım regülatörü, referans akımlardan (I_{dref} ve I_{qref}) PWM dönüştürücü (V_{2d} ve V_{2q}) tarafından üretilen gerilimi tanımlar. Akım regülatörüne, V_1 ölçümünden (V_{1d} ve V_{1q}) V_2 voltaj çıkışını (V_{2d} ve V_{2q}) ve trafo kaçak reaktansını tahmin eden ileri besleme tipi bir regülatör yardımcı olur.

Tablo 4.3. Temel FACTS cihazlarının faydaları ve uygulamaları

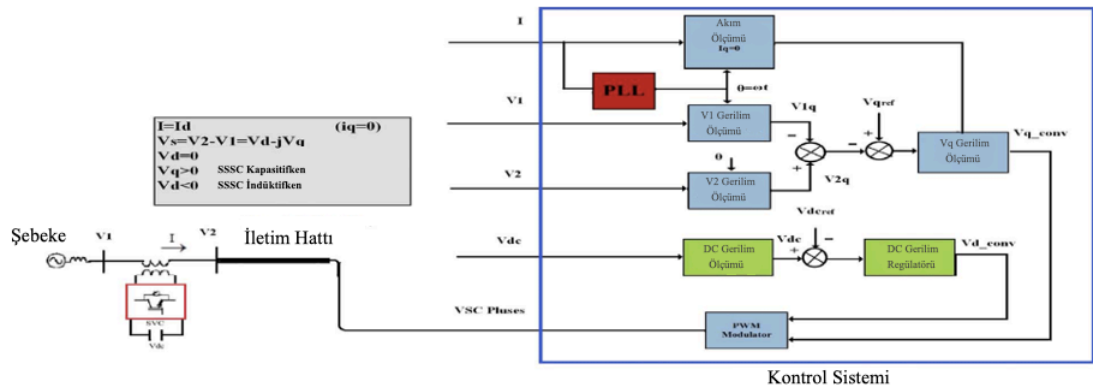
SVC Sistem Performansına Etkisi				STATCOM/ D-STATCOM Sistem Performansına Etkisi				TCSC Sistem Performansına Etkisi			
I İyi	II En iyi	III İyi	IV Çok iyi	I İyi	II En iyi	III Çok iyi	IV Çok iyi	I Çok iyi	II İyi	III En iyi	IV Çok iyi
Problem Azaltma Gerilim Sınırları Ağır yükte düşük gerilim, hafif yükte yüksek gerilim, kesinti sonrası yüksek gerilim. Termal Limitler Hat veya trafo aşırı yükü. Döngü Akışı Hata paylaşımı sonrası. Kısa Devre Seviyeleri Alt Senkron Rezonans				Problem Azaltma Gerilim Sınırları Ağır yükte düşük gerilim, hafif yükte yüksek gerilim, kesinti sonrası yüksek gerilim. Termal Limitler Döngü Akışı Kısa Devre Seviyeleri Alt Senkron Rezonans				Problem Azaltma Gerilim Sınırları Hat veya trafo aşırı yükü, Paralel devrelerin açması Termal Limitler Döngü Akışı Paralel hat yük paylaşımı Aşırı kesici arıza akımı Alt Senkron Rezonans Potansiyel türbin/jeneratör mili hasarı			

I: Yük akış kontrolü, II: Gerilim kontrolü, III: Geçici kararlılık, IV: Dinamik kararlılık.

4.1.4. Statik senkron seri kompanzatör (SSSC)

Bir SSSC, seri bağlı bir VSC' ye dayalı bir FACTS denetleyicisidir. Hat frekansında kontrol edilebilir büyüklükte, faz açısında bir gerilim enjekte eder ve geçici kararlılık marjını ile geçici sönümlemeyi iyileştirmenin yanı sıra güç akışı kontrolünü gerçekleştirme konusunda çok yetenekli olduğu bulunmuştur. SSSC' nin TCSC' ye göre

esas avantajı, iletim sisteminin empedansını önemli ölçüde etkilememesi ve bu nedenle rezonans sorunları yaşama tehlikesi olmamasıdır (Virulkar & Gotmare, 2016). SSSC' nin devre şeması ve kontrol sistemi Şekil 4.10' da gösterilmektedir.



Şekil 4.10. SSSC' nin tek hat şeması ve kontrol blok şeması

SSSC' nin kontrol sistemi şunlardan oluşur (Gandoman vd., 2018);

- I akımının pozitif bileşeni üzerinde senkronize olan bir PLL. Ayrıca, PLL' nin (ωt) çıkışı, AC üç fazlı gerilimlerin ve akımların d ve q eksen bileşenlerini hesaplamak için kullanılır (diyagramda V_d , V_q veya I_d , I_q olarak belirtilmiştir).
- AC gerilimlerinin ölçüm sistemi, V_1 ve V_2 (V_{1q} ve V_{2q}) gerilimlerinin AC pozitif dizisinin q bileşenlerini ve V_{dc} DC gerilimini hesaplar.
- İstenen DC gerilimi (V_{dref}) ve enjekte edilen gerilimi (V_{qref}) elde etmek için gereken dönüştürücü geriliminin (V_{d_conv} ve V_{q_conv}) iki bileşenini hesaplayan AC ve DC gerilim regülatörleri.

4.1.5. Dağıtık FACTS (D-FACTS)

YEK' lerin elektrik dağıtım şebekesinde DÜ olarak artan kullanımı nedeniyle, enerji alanına yatırım ve güç sisteminin kontrolü politikası değişmiştir. Yapılan akademik çalışmalarda, son nesil FACTS cihazlarının ana problemini, yani uygun maliyetli güç akışı kontrolünü çözmek için alternatif bir çözüm olarak yeni bir D-FACTS konsepti önerilmiştir (Muttaqi vd., 2015).

Şu anda D-FACTS, güç kontrolü türlerindeki sorunları ele almak için tasarlanmıştır. D-FACTS, etkin hat empedansını dinamik olarak kontrol etmek için kullanılabilir. Ayrıca, bir güç sistemi perspektifinden bakıldığında, D-FACTS cihazları,

daha ucuz olmaları ve normal FACTS cihazlarından daha küçük olmaları nedeniyle birçok potansiyel fayda sunar, bu da onları geniş ölçekli elektrik dağıtım sistemi için daha iyi seçenek yapmaktadır (Georgilakis & Hatziaargyriou, 2015).

Akıllı/mikro şebekelerde kullanılmış olan en önemli D-FACTS' lar Tablo 4.4' de gösterilmektedir.

Günümüzde güç elektroniği ve haberleşme teknolojilerinin artan performansı ve fiyatlarının düşmesi, tüm elektrik sanayi sektörlerini modern elektrik şebekelerine dönüştürmektedir. Düşük güçlü FACTS cihazlarının, yani D-FACTS cihazlarının devreye alınması, akıllı/mikro şebekelerin kontrol edilebilirliğini ve güvenilirliğini artırmak, varlık kullanımını ve son kullanıcı güç kalitesini artırırken, çevresel etkiyi ve sistem maliyetini en aza indirmek için daha yüksek performans ve daha düşük maliyetli bir yöntem sağlayabilir (Divan vd., 2007).

Tablo 4.4. Modern elektrik şebekelerindeki D-FACTS cihazları

D-FACTS	Özellikleri
Dağıtık Anahtarlama Filtre Kompanzatorü (D-SFC)	Gerilim regülasyonu Bus' larda THD' nin azaltılması Güç faktörü iyileştirmesi
Dağıtık Green Plug SFC (D- GPSFC)	DC bara geriliminin stabilizasyonu Düşük güç kayıpları
Dağıtık Statik Kompanzator (D-STATCOM)	Gerilim regülasyonu Akım harmoniklerinin kompanzasyonu Reaktif gücün kontrolü Kullanılması durumunda kesintisiz besleme bir enerji depolama cihazı
Dağıtık Statik Seri Kompanzator (DSSC)	Aktif güç akışının kontrolüne izin verilmesi çizgi Gelenekselden daha küçük ve daha ucuz FACTS cihazları
Dağıtık TCSC (D-TCSC)	Gerçek güç kayıplarını en aza indirme Sistem kararlılığı ve ilgili siber- güvenliği kontrol yönteminin geliştirilmesi Kontrol sistemi voltajları

4.2. SCADA

Güvenilir bir elektrik dağıtım sistemi, bir ülkenin ekonomik büyümesi ve kalkınması için temel bir bileşendir. Bu nedenle, modern bir elektrik dağıtım sisteminin, müşterilere verilen hizmetlerin performansını iyileştirmek için, en yoğun saatlerde bile, yılın 365 günü ve günün 24 saati yüksek kalitede kesintisiz çalışabilmesi gerekir. Dağıtım

ağlarının geniş boyutu göz önünde bulundurulduğunda, bu yalnızca uygun bilgisayar tabanlı izleme ve kontrol sistemi ile verimli dağıtım ve ölçüm ile elde edilebilir.

"İzleme ve Kontrol Sistemi", bir dağıtım otomasyon ağının ana parçasıdır. Bu sistem, IEEE tarafından "Bir elektrik dağıtım şirketinin dağıtım bileşenlerini uzak bir konumdan gerçek zamanlı olarak uzaktan izlemesini, koordine etmesini ve çalıştırmasını sağlayan bir sistem" olarak tanımlanmıştır. Kontrol kararlarının başlatıldığı yer genellikle Dağıtım Kontrol Merkezi olarak adlandırılır. Bu merkezde, kontrol görevini yerine getirmek için kendi aralarında iş birliği yapan farklı türde uygulama yazılımları kullanılmaktadır(Becker vd., 2000).

Bir elektrik şebekesinin bu tür otomasyonunu desteklemek için başka birçok ekipman türü de kullanması gerekmektedir. Otomatik Sayaç Okuma, Veri Yoğunlaştırma Birimi, Uzak Terminal Birimi (RTU), Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama (SCADA), İletişim ekipmanları vb (Lakhoua & Jbira, 2012).

SCADA, "Gözetleyici Kontrol ve Veri Toplama" nın kısaltmasıdır ve bu eylemleri merkezileştirmek amacıyla bir dizi cihazın kontrol edilebildiği ve izlenebildiği bir sistemi ifade eder. SCADA sistemleri, endüstriyel süreçlerin, analiz edilecek veri toplamanın da bulunduğu bir kontrol ve izleme merkezinden görüntülenmesi ve ardından süreçlerdeki olası hataların düzeltilmesi için olası ayarlamaların yapılabilmesi için yukarıda belirtilen tüm becerileri karşılar.

SCADA sistemleri, elektrik enerjisi sistemlerinin, özellikle üretim ve iletim sistemlerinin gerçek zamanlı izlenmesi ve kontrolünün bir aracı olarak dünya çapında kabul görmektedir (Taylor & Kazamzadeh, 2009).

Elektrik dağıtım şirketlerinde esas hedef müşteri hizmetleri kalitesidir. Müşteri hizmetleri gereksinimleri tek bir kilit unsura işaret etmektedir. Bilgi, yani doğru miktarda bilginin doğru zamanda doğru kişiye veya bilgisayara ulaştırılması. Bilgi akışı, genişletilmiş sistem ve kullanıcı ağları üzerinden veri iletişimi gerektirir. Aslında, dağıtım şirketleri en büyük veri kullanıcıları arasında yer almakta ve gerçek zamanlı bilginin en büyük kullanıcıları haline gelmektedir. Bu nedenle, SCADA sisteminin uygulanması, EDS müşterilerine daha iyi hizmetler sunacak ve aşağıdaki hedefleri tatmin edecek şekilde elektrik tedarik hizmetlerinin güç kalitesini ve güvenilirliğini artıracaktır:

- Müşteri hizmetleri kesintilerine daha hızlı yanıt verir.
- Kabul edilebilir güç faktörlerini koruyarak ve kayıpları azaltarak güç sisteminde daha fazla verimlilik.
- Pik güç talebinin daha fazla kontrolü ve sınırı.

- EDS mühendislik personelinin, daha güvenilir ve uygun gerçek zamanlı veriler sağlayarak normal ve anormal koşullar sırasında güç sistemini izleme ve kontrol etme yeteneği.
- EDS mühendislik personelinin, geçmiş ve güncel operasyon verilerine ve ilgili yazılım araçlarına daha fazla erişim sağlayarak güç sistemi analizi ve planlamasını gerçekleştirme becerisi.
- EDS mühendislik personelinin, daha iyi performans verilerine ve tarihsel istatistiklere daha fazla erişim sağlayarak güç sistemi varlıklarını ve sistem operasyonlarını yönetme becerisi (Lakhoua & Jbira, 2012).

Üretim ve tüketim parametrelerinin değerlerini izleyebilen ve merkezi olarak depolayabilen bir SCADA sistemi tavsiye edilmektedir. Ayrıca bu sistem kullanılarak, farklı enerji kaynaklarının durumlarının merkezi olarak kontrol edilmesi ve uygulandığı tesisteki dağıtımları da mümkündür.

SCADA sistemleri alanında, bunların geliştirilmesi için çok çeşitli yazılım araçları vardır, ancak her üreticinin grafik programlama özellikleri, lisanslama maliyetleri vb. açısından her yazılımı farklı kılan kendi tasarım standartları bulunmaktadır.

SCADA sistemi genellikle aşağıdaki alt sistemlerden oluşur:

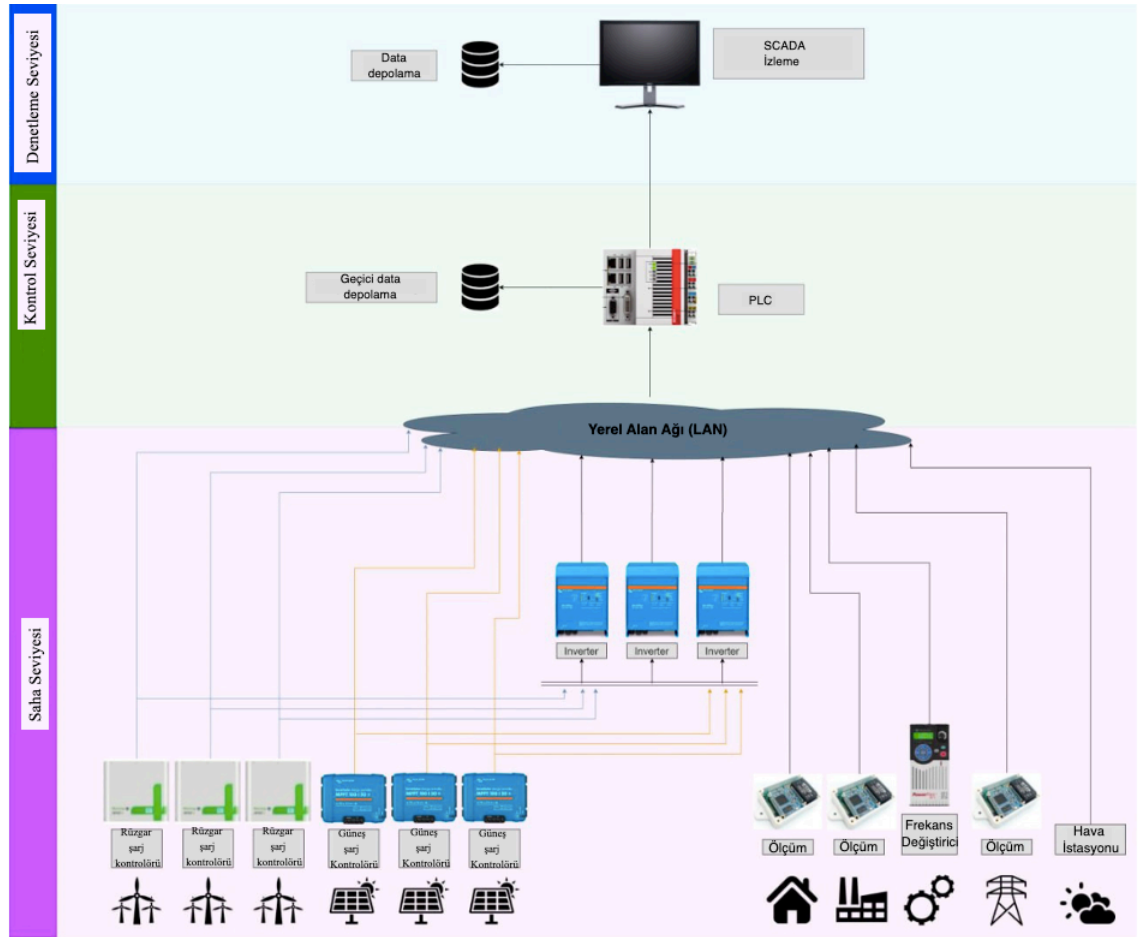
- Bir İnsan-Makine Ara yüzü (MMI), proses verilerini bir operatöre sunan aparatır ve bu sayede operatör prosesi izler ve kontrol eder.
- Süreç hakkında veri toplayan ve sürece komutlar gönderen bir denetim sistemi.
- Proseste sensörlere bağlanan, sensör sinyallerini dijital verilere dönüştüren ve dijital verileri denetim sistemine gönderen Uzak Terminal Birimleri (RTU).
- Denetim sistemini RTU'ya bağlayan iletişim altyapısı.

Aslında çoğu kontrol eylemi, RTU veya programlanabilir mantık denetleyicileri (PLC) tarafından otomatik olarak gerçekleştirilir. Ana bilgisayar kontrol işlevleri genellikle temel geçersiz kılma veya denetim düzeyinde müdahale ile sınırlıdır. Örneğin, bir PLC endüstriyel bir prosesin bir kısmından geçen soğutma suyunun akışını kontrol edebilir, ancak SCADA sistemi operatörlerin akış için ayar noktalarını değiştirmesine izin verebilir ve akış kaybı ve yüksek sıcaklık gibi alarm durumlarını etkinleştirebilir.

Geri besleme kontrol döngüsü, RTU veya PLC' den geçerken, SCADA sistemi döngünün genel performansını izler.

SCADA ara yüzü için, farklı cihazlar ve ekipmanlar arasındaki veri akışını yapılandırmak gerekir. Bu iletişimlerin nihai amacı, enerji yönetimi değişkenlerini

SCADA ekranında göstermek ve kontrol emirlerini ara yüzü üzerinden iletebilmektir. Veri işleyen ekipmanlar arasındaki iletişim, her bir aparata göre farklı iletişim protokolleri ile gerçekleştirilir ve bir iletişim haritasında yapılandırılır. Bu harita, Şekil 4.11' de gösterildiği gibi, bunları işlevlerine göre otomatik kontrolün ilk üç seviyesinde sınıflandırır (Alcayde vd., 2022).



Şekil 4.11. İletişim ağı için veri akış haritası

RTU' lar, saha cihazlarından analog ve durum telemetri verilerini toplamanın yanı sıra saha cihazlarına kontrol komutları iletmek için kullanılır.

Ön uç veri toplama ekipmanı, SCADA yazılımı, operatör GUI' si (grafiksel kullanıcı arabirimi), veriler üzerinde hareket eden mühendislik uygulamaları, tarihçi yazılımı ve diğer bileşenler, yardımcı program kontrol merkezi gibi merkezi bir konuma kurulur.

SCADA' da ki son trendler;

- Geliştirilmiş GUI' ler ve veri ve bilgilerin sunumu yoluyla artan durumsal farkındalık sağlamayı;
- Akıllı alarm işleme, ince istemcilerin ve web tabanlı istemcilerin kullanımı;
- Diğer mühendislik ve iş sistemleriyle gelişmiş entegrasyon;
- Gelişmiş güvenlik özellikleri (Taylor & Kazamzadeh, 2009).

Türkiye’ de dağıtık üretim tesisleri ve SCADA arasındaki ilişki incelendiğinde; Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretim yönetmeliği kapsamında madde 21, b bendi, 7. fıkrasında “*Bu Yönetmelik kapsamındaki üretim tesislerinden kurulu gücü 50 kW ve üzeri olan üretim tesislerinin bağlı bulunduğu şebeke işletmecisine ait olan SCADA kontrol merkezine bağlantısı, Elektrik Şebeke Yönetmeliğinde yer alan hükümler doğrultusunda yapılır. Bağlantı için üretim tesisi tarafında gerekli olan ekipman ve altyapı üretim tesisi sahibi gerçek veya tüzel kişi tarafından temin ve tesis edilir.*” ifadesi yer almaktadır (Elektrik şebeke yönetmeliği, 2022). İlgili mevzuat gereğince 50 kW ve üzeri yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapmak amacıyla ilgili şebeke işletmecisine başvuru yapan üretim tesisi sahiplerinden SCADA sistemi kurulumu istenmektedir. Ek 4’ de bir dağıtım şirketine ait SCADA topolojileri ve kurulum için gerekli bilgiler bulunmaktadır. Ayrıca TÜBİTAK tarafından TUDOSİS projesi kapsamında SCADA’ nın geliştirilmesi ile ilgili çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Projeye ilişkin detaylar Ek 5’ de belirtilmiştir.

SCADA Kontrol merkezi ile üretici tesisi arasındaki veri iletişimi TCP/IP, IEC 60870-5-101 veya IEC 60870-5-104 standartlarına uygun veri iletişim protokolü kullanılmaktadır. Tablo 4.5’ de SCADA sistemleri için kullanılan standartlar gösterilmektedir (IEEE, 2007).

Tablo 4.5. SCADA standartları

Standart	SCADA Kullanımı
IEEE C37.1	İletişim
IEEE St. 999–1992	İletişim
NCS TIB 04–1	Mimariler ve protokoller
IEC-61850	Kimlik doğrulama, yetkilendirme, şifreleme
ISO/IEC 27002	Siber güvenlik

4.3. Enerji Analizörü

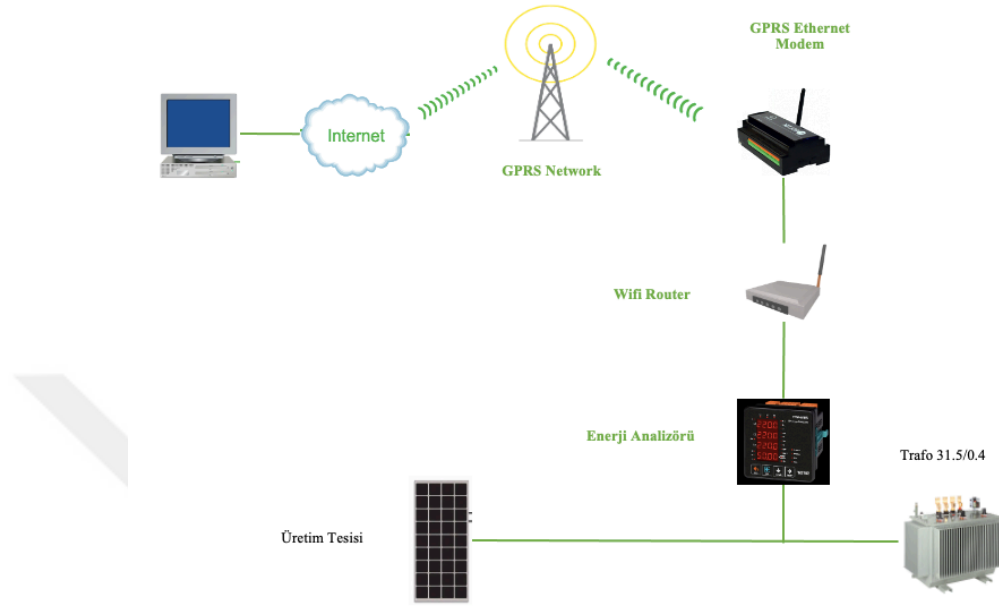
Enerji analizörü, gelişmiş sistemler ile elektrik enerjisinin anlık izlenmesini, ölçüm verilerinin kayıt altında tutulmasını ve gerektiğinde bu verilerin uzaktan cihazlarla ve yazılımlarla haberleşerek iletilmesini sağlayan izleme cihazlarıdır. Enerji analizörü tek fazlı ve üç fazlı olarak ikiye ayrılır. Genellikle panoya ya da raya monte edilirler.

Günümüzde enerji tüketiminin maliyet ve çevresel etkileri nedeniyle azaltılması gerekmektedir. Sürekli artan enerji maliyetleri nedeniyle, kaynakların verimli kullanılmasına katkı sağlamak için enerjinin izlenmesi öncelikli konu haline gelmiştir.

Enerji analizörleri ile;

- Gerilim ve akım RMS değerleri,
- Aktif ve reaktif (kapasitif veya endüktif) güç değerleri,
- Aktif ve reaktif enerji değerleri,
- Güç faktörü,
- Şebeke frekansı,
- Ortalama ve maksimum güçler,
- Gerilim yükselmesi ve çökmesi,
- Gerilim kesintileri,
- Transient,
- Fliker,
- Demand ve harmonik bozulmalar ölçülebilmektedir(Akkaş, t.y.).

Ölçülen değerler enerji analizörünün hafızasına kaydedilebilir, ekranında görüntülenebilir, haberleşme protokolleri sayesinde bilgisayar ortamına aktarılıp depolanabilir veya haberleşme protokolleri sayesinde uzaktan izlenebilir.



Şekil 4.12. Enerji analizörü kurulum şeması

Elektrik enerjisi kalitesini arttırmanın en önemli basamaklarından biri, elektriği bir otomasyon sistemi ile izleyerek kontrol edip şebekeyi bir otomasyona adapte edebilmektir. Böylelikle elektrik enerjisinin iletilip dağıtıldığı şebekede oluşabilecek bir arızaya yakından veya uzaktan hemen müdahale edilebildiği gibi, verim ve kalitede oluşabilecek herhangi bir düşüş; örneğin harmoniklerdeki artış veya reaktif gücün istenmeyen oranlara gelmesi enerji analizörü ile anlık olarak ölçülüp kontrol birimlerinin devreye girmesini sağlayacaktır. Özellikle yarı iletken anahtarlama elemanlarının şebekede yaygınca kullanılması, lineer olmayan şebeke elemanlarının da kullanımı, kesintisiz güç kaynaklarının varlığı, saf sinüs veya buna çok yakın üretilen elektrik enerjisinin gerilim dalga formunu bozar. Son tüketiciye ulaştırılan elektrik enerjisi enerji analizörü tarafından izlenerek, ileride faturalandırma veya ceza olarak karşılaşılabilecek verimsiz kullanımların önüne geçilmesini sağlar. Enerji analizörü ayrıca elektrik şebekesinde oluşabilen ve özellikle elektronik cihazların ve tüm ekipmanlardaki elektronik kartların arızalanmasına neden olan; anlık yükselme, anlık düşme değerlerini ölçer ve kaydeder. Bu sayede şebekenin kalitesi çözümlenebilir ve gerekli müdahalelerle arızalar meydana gelmeden engellenebilir. Günümüzde, en az enerjinin üretimi kadar

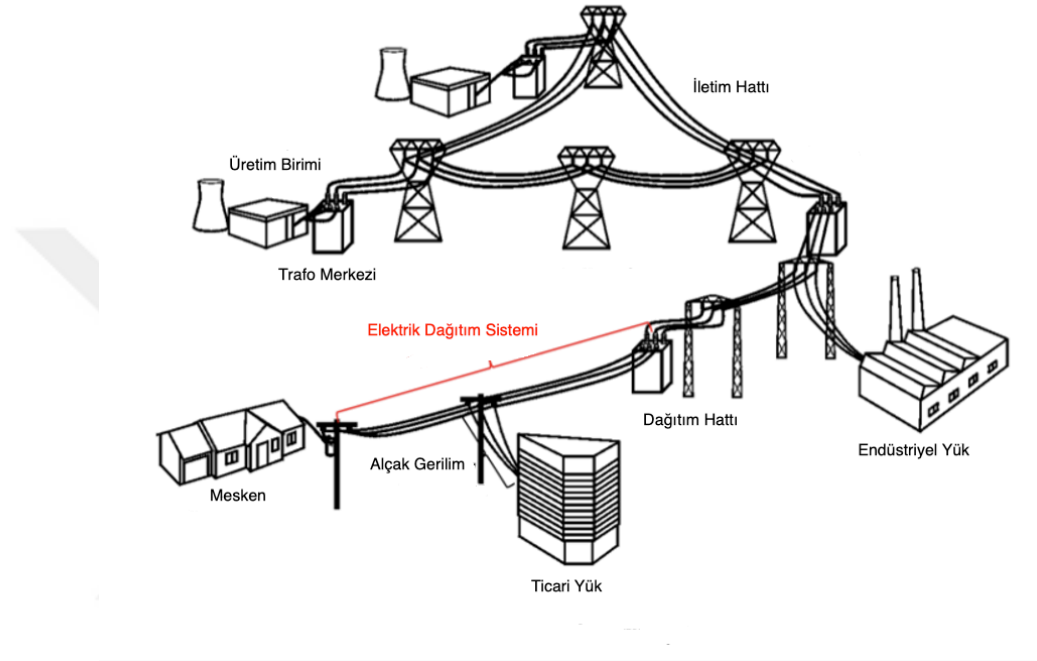
hayati öneme sahip başlıklardan biri de enerji kalitesidir. Elektriğin yüksek nitelikte ve kesintisiz olarak iletilmesi ve dağıtılması amacına hizmet etmek üzere geliştirilen çeşitli cihazlardan biri olan enerji analizörü (şebeke analizörü), en genel ifade ile enerjinin sürekli izlenebilmesine ve kayıt altında tutulmasına olanak sağlayan yüksek teknoloji bir cihazdır(Anonim, t.y.).

Enerji analizörleri kompresörler, motorlar, soğutma sistemleri, aydınlatma üniteleri gibi daha birçok alanda cihaz bazlı lokal ölçümler yapabildiği gibi, elektrik iletim -dağıtım tesisleri, endüstriyel tesisler veya binalar gibi büyük ölçekli, sistem tabanlı ölçümler için de yoğun olarak kullanılan multi fonksiyonel cihazlardır. Akımın RMS değeri, faz açıları, tek faz-üç faz gerilimini ve RMS değerlerini, aktif- reaktif güç değerleri, güç faktörü, ortalama ve maksimum güçler, saatte harcanan aktif güç, şebeke frekansı gibi, özellikle tesislerde bilinmesi önem arz eden tüm elektriksel parametreleri ölçerler. Ölçtükleri bu değerleri ekranda gösterirler, isteğe bağlı olarak kaydedip ve depolayabilirler. En önemli özelliklerinde biri de haberleşme protokolleri dahilinde bilgisayar ortamında uzaktan izleme yazılımları aracılığı ile izlenebilir ve kontrol edilebilir olmalarıdır.

Enerji analizörleri, sayesinde elektrik hattındaki bozulmalar, fazlalıklar ve kayıplar anında tespit edilebilme yeteneğine sahip olduğundan arızalara en kısa zamanda müdahale edebilme fırsatı sunar. Enerji analizörleri, son yıllarda önemi artan yüksek kalitede enerji ve güç gereksinimini karşılamaya yönelik yapılan “enerji verimliliği” projelerinde enerji tasarrufu amacıyla kilit cihaz olarak kullanılırlar. Bu projeler doğrultusunda, bir sistemin enerji tüketim karakteristiklerinin enerji analizörü ile takip edilip iyi bir şekilde analiz edilmesi sonucu harmonik bileşenler tespit edilir; çalışan ünitelerin sisteme etkisi, gizli tüketimler, aşırı yüklenmeler diğer arızalar gün yüzüne çıkar. Bahsi geçen teknik problemlerin giderilmesi ve özellikle gizli tüketimlerin önlenmesi halinde ise kullanılan enerjinin kalitesi yüksek oranda artmış olur. Bu artış sayesinde de sistemde en az %10-15 arasında enerji kazancı elde edilmiş olur ve bu kazanç maliyet açısından sistemin yükünü büyük ölçüde hafifletir (Entes, t.y.).

5.ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİ

Elektrik güç sistemi gerilim seviyelerine göre birincil (yüksek gerilim), ikincil/servis (orta gerilim) dağıtım sistemleri ve yük/müşteri (alçak gerilim) seviyesi olmak üzere üç fiziksel kategoriye ayrılır (Şekil 5.1' de gösterilmektedir) (Kassakian & Schmalensee, 2011; Willis, 2004).



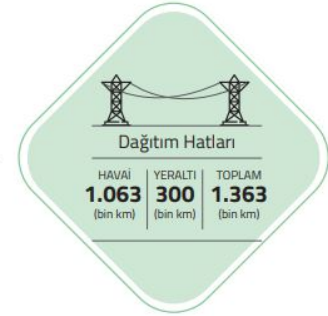
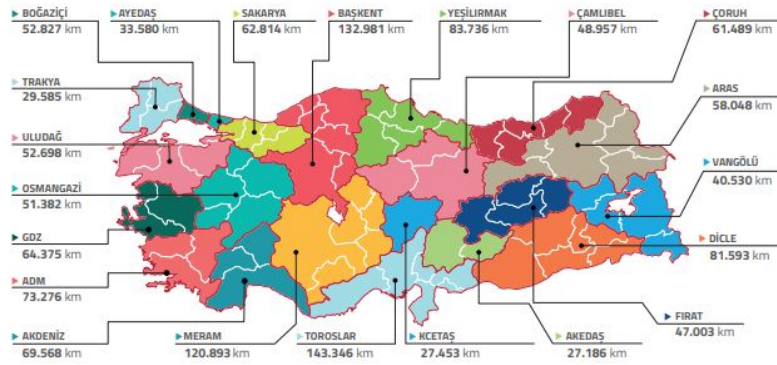
Şekil 5.1. Elektrik güç sisteminin yapısı

Tablo 5.1' de Türkiye'de kullanılan gerilim seviyelerine göre trafo adetleri, toplam güç ve enerji nakil hatlarına ait genel bilgi verilmektedir. Şekil 5.2' de Türkiye' de dağıtım şirketlerine göre orta gerilim mevcut ENH' larının toplam mesafeleri gösterilmektedir.

Tablo 5.1. Gerilim seviyelerine göre istatistikler

Seviye	Gerilim (kV)	Adet	Toplam Güç (MW)	Toplam Mesafe(km)
Yüksek Gerilim	400-154-66	790 (trafo)	104524,44	73788
Orta Gerilim	36-34,5-33-31,5-15,8-10,5-6,3	508880 (trafo)	187939	1363320 (1.062.990 havai hat 300.329 yeraltı)
Alçak Gerilim	0,4-0,22	47922618 (tüketici)		

Hat Uzunlukları (2021-km)



Hat Uzunluklarının Dağılımı (2021-km)

Dağıtım Şirketi	Havai (km)	Yeraltı (km)	Toplam (km)	Dağıtım Şirketi	Havai (km)	Yeraltı (km)	Toplam (km)
ADM EDAŞ	60.739	12.537	73.276	GDZ EDAŞ	48.013	16.362	64.375
Akdeniz EDAŞ	52.412	17.156	69.568	KCETAŞ	19.480	7.973	27.453
AKEDAŞ	23.944	3.242	27.186	Meram EDAŞ	96.409	24.484	120.893
Aras EDAŞ	50.160	7.888	58.048	Osman gazisi EDAŞ	42.827	8.555	51.382
AYEDAŞ	12.017	21.563	33.580	Sakarya EDAŞ	44.306	18.508	62.814
Başkent EDAŞ	98.636	34.345	132.981	Toroslar EDAŞ	118.147	25.199	143.346
Boğaziçi EDAŞ	15.274	37.553	52.827	Trakya EDAŞ	23.881	5.704	29.585
Çamlıbel EDAŞ	42.515	6.442	48.957	Uludağ EDAŞ	39.348	13.350	52.698
Çoruh EDAŞ	56.086	5.403	61.489	Vangölü EDAŞ	36.548	3.982	40.530
Dicle EDAŞ	69.479	12.114	81.593	Yeşilirmak EDAŞ	72.299	11.437	83.736
Fırat EDAŞ	40.473	6.530	47.003	Genel Toplam	1.062.993	300.327	1.363.320

Şekil 5.2. Türkiye geneli dağıtım şirketlerine göre dağıtım hattı uzunluklarının dağılımı (ELDER, 2021)

Dağıtılmış üretim, Türkiye’ de önemli bir oranda orta gerilim seviyesindeki dağıtım sistemlerine bağlıdır. Bu nedenle, bu çalışmada yapılan araştırmalarda ve değerlendirmelerde orta gerilim seviyesinden bağlı DÜ’ ler dikkate alınmıştır. DÜ penetrasyonu ve etkileri için bir sonraki bölümde yapılmış olan yük akış analizleri de orta gerilim seviyesine göre analiz edilmiştir(Wang, 2013).

5.1. Elektrik İletim Şebekesi

İletim şebekeleri yüksek gerilim seviyesinde enerji taşıyan sistemlerdir ve üç ana fonksiyonel bloktan oluşur;

- İletim hatları,
- Trafo merkezleri,
- İletim ekipmanlarıdır.

Trafo merkezleri, iletim şebekesi ile dağıtım fider sistemi arasındaki buluşma noktalarıdır. Trafo merkezi seviyesinin üzerindeki iletim ve alt iletim sistemleri genellikle

herhangi iki parça arasında birden fazla g akış yolu olan bir ağ oluşturur. Ancak dağıtım sistemlerinden, sistemin diğer seviyelerine giden tek bir yol vardır.

İletim sistemini dağıtım sistemine bağlayan trafo merkezleri 2x100 MVA, 3x100 MVA, 4x100 MVA şeklinde tasarlanmaktadır. Orta gerilim hat fiderlerinin sayısı, bir tanesi kapasitör, reaktör ve benzeri teçhizat için kullanılmak üzere, 8+1 olarak tasarlanmaktadır (Elektrik şebeke yönetmeliği, 2022). İletim ekipmanları ise iletim sistemine ait devre, bara ve şalt tehizatından oluşmaktadır .

5.2. Elektrik Dağıtım şebekesi

Dağıtım şebekeleri, güç sistemlerinde iletim sistemlerinin altında bir sonraki aşamadır. OG ve AG seviyelerinde enerji taşıyan altyapılardır. Yalnızca 36 kV veya altında inşa edilen ve servis transformatörlerini besleyen güç dağıtım konfigürasyonlarına atıfta bulunur. Bu kavram, 36 kV' nin üzerinde, şebeke olarak yapılandırılmış ve servis transformatörlerini doğrudan beslemeyen iletim sistemleri ile ilgilidir.

Genellikle, bu g şebekeleri radyal veya ring topolojisine sahiptir. Ring şebeke topolojisi, elektrik düğümleri ve besleme bölümleri arasındaki fiziksel bir bağlantı olacak şekilde tasarlanmaktadır. Radyal topoloji, yüklerin tedarikinin yalnızca bir besleyici yolunu dikkate alması olarak karakterize edilir. Bu nedenle, bağlantı kolaylığı ve düşük maliyet sağlar, ancak kaynak güvenilirliğini etkileyebilir. Ring şebeke, en az iki elektrik yörüngesi dikkate alınarak yüklere elektrik enerjisi sağlar. Bu nedenle, radyal topoloji ile güvenilirlik artar, ancak maliyeti daha yüksektir. Radyal şebekeler genellikle kırsal hatlarda tercih edilirken, ring şebekeler şehir merkezleri, sanayi gibi enerji talebinin yoğun olduğu yerlerde tercih edilmektedir (Caballero-Peña vd., 2022).

Tablo 5.1' de Türkiye' de kullanılan gerilim değerleri belirtilmiş olup dünya çapında ise 1,1 kV kadar düşük 4,16 kV, 13,8 kV, 23,9 kV ve 66 kV kadar kullanılmakta olan dağıtım şebekesi gerilimleri vardır. Kuzey Amerika' da kullanılan en yaygın birincil dağıtım gerilimi 12,47 kV, ancak 4,2 kV ila 34,5 kV arasında yaygın olarak kullanılmaktadır. ABD' de ise sistemin büyük çoğunluğu tek fazlıdır. Avrupa sistemlerinde, özellikle kentsel ve banliyö bölgelerinde sistemin çoğu  fazlıdır (Wang, 2013).

6.YÜK AKIŞ ANALİZİ

Yük akış analizi, bir kasaba kadar küçük veya birkaç şehir kadar büyük bir alanı temsil edebilen generatörler, dağıtım hatları ve yüklerden oluşan bir ağdan oluşan bir elektrik güç sisteminin çalışma durumunu açıklamakla ilgilidir. Bilinen belirli değerler verildiğinde, farklı konumlarda üretilen ve tüketilen güç miktarını yük akışı analizi ile diğer değerlerin belirlemesine olanak tanır. Bu niceliklerin en önemlisi, AC için hem büyüklük hem de zaman ögesi veya faz açısından oluşan, dağıtım sistemi boyunca bara, bağlantı noktalarında vb. gerilimlerdir. Gerilimler bilindiğinde, her dağıtım bağlantısından akan akımlar kolayca hesaplanabilir.

İletilen gücün miktarı ve nereden geldiği göz önüne alındığında, yük akışı analizi bize bunun hedefine nasıl aktığını söyler. Esas olarak AC' nin kendine özgü özelliklerinden ve aynı zamanda gerçek bir güç sisteminin büyüklüğü ve karmaşıklığından birçok düğüm ve bağlantı içeren ayrıntılı topolojisi ve çok sayıda üreteç ve yük nedeniyle, sonuç çıkarmanın zorlukları vardır. Bu olaylar iyi anlaşılmış, deterministik fizik yasaları aracılığıyla yakından ilişkili olmasına rağmen, sistemin bir bölümünde olup bitenler başka bir yerde olanlardan farklıdır. Küçük doğru akım devrelerinin kollarındaki gerilimleri ve akımları birbirlerine göre kolayca hesaplanabilmektedir. Ancak çok sayıda AC güç kaynakları ve yükler, tüm değişkenler arasındaki ilişkiler için formüller ile doğru sonuca ulaşmamız zordur. Değişken sayısı arttıkça sistem analitik olarak çözülemez; kapalı formda bir çözüm neredeyse yoktur. Sayısal bir cevaba yalnızca ardışık bir yaklaşım veya yineleme süreci yoluyla ulaşabiliriz. Herhangi bir noktadaki gerilimin veya akımın ne olacağını bulmak için, aslında tüm sistemin simüle edilmesi gerekir (Meier, 2006).

Yük akışı şu soruyu yanıtlar. Bilinen belirli miktarlar verildiğinde sistemin mevcut çalışma durumu nedir? Bunu yapmak için, iterasyon yoluyla ardışık yaklaşım veya hesaplama adımlarının tekrarlanan uygulamalarından oluşan matematiksel bir algoritma kullanır. Bu adımlar, tüm sistem için kullanıcı tarafından öngörülen koşullara göre bir sayı dizisini varsaymak, sayılar arasındaki ilişkileri fizik yasalarıyla karşılaştırmak ve ardından tüm dizi her iki fizik yasasıyla tutarlı olana kadar sayıları tekrar tekrar ayarlamakla başlayan bir deneme yanılma sürecini temsil eder.

Uygulamada bu, dağıtım sistemi işletmecisinin güç sistemi hakkında belirli girdi bilgileri verdiği ve daha sonra sistemde neler olup bittiğinin, yani gücün nasıl aktığının resmini tamamlayan çıktılar sağladığı bir sistemdir.

Girdi ve çıktı olarak ne tür bilgilerin seçildiği konusunda farklılıklar vardır ve ayrıca farklı programlar tarafından çıktıyı üretmek için kullanılan farklı hesaplama teknikleri vardır. Yük akışı analizi için her bir k barasındaki aktif güç (P_k), reaktif güç (Q_k), gerilim genliği (V_k) ve faz açısı (θ_k) parametrelerinin bilinmesi gerekir. Bu parametrelerden herhangi ikisi biliniyorsa yük akışı analiz metotları diğer ikisini çözümleyecektir. Ayrıca, bir güç sisteminde kullanılan baralar yük barası (P-Q), üretim barası (P-V) ve salınım barası olmak üzere üç sınıfta kategorize edilir. Yük baralarında güç sisteminden çekilen aktif ve reaktif güçler bilinirken gerilim genliği ve faz açısı hesaplanır. Üretim baralarında aktif güç ve gerilim genliği bilinirken reaktif güç üretiminde sınırlamalar bulunur. Salınım baralarında ise gerilim genliği ve faz açısı değerleri bilinirken aktif ve reaktif güçlerin bulunması gerekir (Yeşilbudak vd., 2017). Tablo 6.1’ de yük akış analizinde bara tipine göre bilinen veriler ve analiz sonucu hesaplanan veriler gösterilmektedir.

Tablo 6.1. Yük akış analizinde değişkenler

Bara Tipi	Değişken Değerler (Bilinenler)	Değişken Değerler (Hesaplananlar)
Generatör	Aktif Güç (P) Gerilimin Genliği (V)	Gerilimin Açısı (θ) Reaktif Güç (Q)
Yük veya Generatör	Aktif Güç (P) Reaktif Güç (Q)	Gerilimin Genliği (V) Gerilimin Açısı (θ)
Salınım	Gerilimin Genliği (V) Gerilimin Açısı (θ)	Aktif Güç (P) Reaktif Güç (Q)

Yük akış analizi, yeni şebekelerin planlanması veya mevcut şebekelere yeni generatör sahalarının eklenmesi, artan yük talebinin karşılanması ve yeni iletim sahalarının konumlandırılması gibi aşamalarda çok önemlidir. Bağlantı yapılacak üretim tesisleri, trafo merkezi ve yeni hatların optimum kapasitesinin yanı sıra en iyi konumu belirlemede yardımcı olur. Baraların gerilimini belirler, sistem teknik kaybı en aza indirir. İhtiyaç duyulan tüm gücü verimli kullanmak için ekonomik sistem çalışmasını planlamaya yardımcı olur. Hat aşırı yüklenmelerini engeller, yani onların stabilite veya ısı limitlerine yakın işletilmesine olanak sağlar(Srikanth vd., 2013).

7.ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİNE BAĞLI DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN SİMÜLASYONU VE ANALİZİ

7.1. DIgSILENT PowerFactory Programı

Bu çalışmada orta gerilim seviyesinden bağlı dağıtık üretim tesislerinin yük akış analizleri DIgSILENT PowerFactory programı ile yapılmıştır. DIgSILENT PowerFactory, üretim, iletim, dağıtım ve endüstriyel sistemlerin analizinde kullanılan bir güç sistemi analiz yazılımı uygulamasıdır. Standart özelliklerden rüzgar enerjisi, dağıtılmış üretim, gerçek zamanlı simülasyon ve sistem testi ve denetimi için performans izleme dahil olmak üzere gelişmiş uygulamalara kadar tüm işlevleri kapsayan bir uygulamadır.

Şebeke operatörleri için, yenilenebilir enerji kaynaklarını bağlama konusundaki yasal yükümlülük, teknik olarak güvenli ve istikrarlı şebekeleri sürdürmek için yüksek gereksinimlerle sonuçlanmaktadır. DIgSILENT PowerFactory, dağıtım şebekesi operatörlerine şebekelerinin optimum planlanması ve tasarımı konusunda yardımcı olur.

DIgSILENT PowerFactory programı ile bir yük akışı hesaplaması, fiderlerdeki aktif (P) ve reaktif (Q) güç akışının yanı sıra düğümlerin gerilim büyüklüğünü (V) ve gerilim açısını (θ) belirler. Genellikle, şebeke düğümleri bu dört miktardan ikisi belirtilerek temsil edilir.

Diğer güç sistemi hesaplama programlarının aksine DIgSILENT PowerFactory, her bir baranın düğüm karakteristiğini doğrudan tanımlamaz. Bunun yerine, bu düğümlere bağlı ağ öğeleri için daha gerçekçi kontrol koşulları tanımlanır.

DIgSILENT PowerFactory' de, analiz edilen ağları temsil etmek için kullanılan düğüm denklemleri iki farklı formülasyon kullanılarak uygulanır:

- Newton-Raphson (Mevcut Denklemler).
- Newton-Raphson (Güç Denklemleri, klasik)

Her iki formülasyonda da ortaya çıkan lineer olmayan denklem sistemlerinin yinelemeli bir yöntemle çözülmesi gerekir.

DIgSILENT PowerFactory, doğrusal olmayan denklem çözücüsü olarak Newton-Raphson yöntemini kullanır.

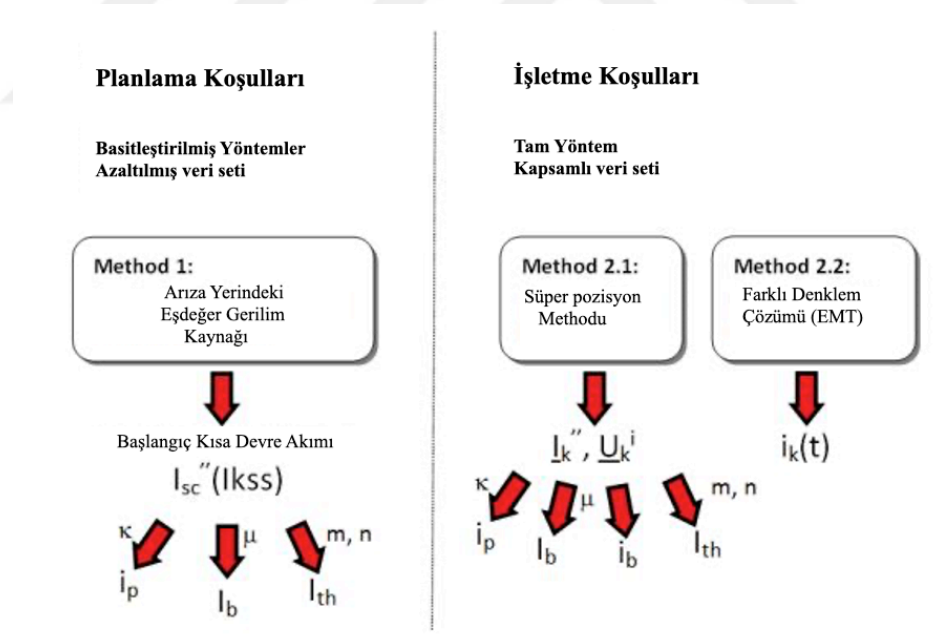
Düğüm denklemlerini formüle etmek için kullanılan yöntemin seçimi kullanıcı tanımlıdır ve hesaplanacak şebeke tipine göre seçilmelidir. Büyük iletim sistemleri için, özellikle aşırı yüklendiğinde, "Güç Denklemleri" formülünü kullanan standart Newton-

Raphson algoritması genellikle en iyi yakınsamayı sağlar. Dağıtım sistemleri, özellikle dengesiz dağıtım sistemleri, genellikle "Mevcut Denklemler" formülasyonunu kullanarak daha iyi yakınsar.

DIgSILENT PowerFactory' deki kısa devre hesaplaması, neredeyse sınırsız karmaşıklığa sahip birden fazla arızanın yanı sıra tek arızaları da simüle edebilir. Kısa devre hesaplamaları çeşitli amaçlar için kullanılabildiğinden, PowerFactory kısa devre akımlarının analizi için farklı gösterimleri ve hesaplama yöntemlerini destekler.

DIgSILENT PowerFactory' de bulunan AC kısa devre hesaplama miktarları Şekil 7.1' de gösterilmektedir, ayrıca Şekil 7.2' de AC kısa devre akım zaman fonksiyonunun grafiksel bir gösterimi gösterilmektedir.

DIgSILENT PowerFactory' deki kısa devre hesaplaması, neredeyse sınırsız karmaşıklığa sahip birden fazla arızanın yanı sıra tek arızaları da simüle edebilir. Kısa devre hesaplamaları çeşitli amaçlar için kullanılabildiğinden, PowerFactory kısa devre akımlarının analizi için farklı gösterimleri ve hesaplama yöntemlerini destekler.

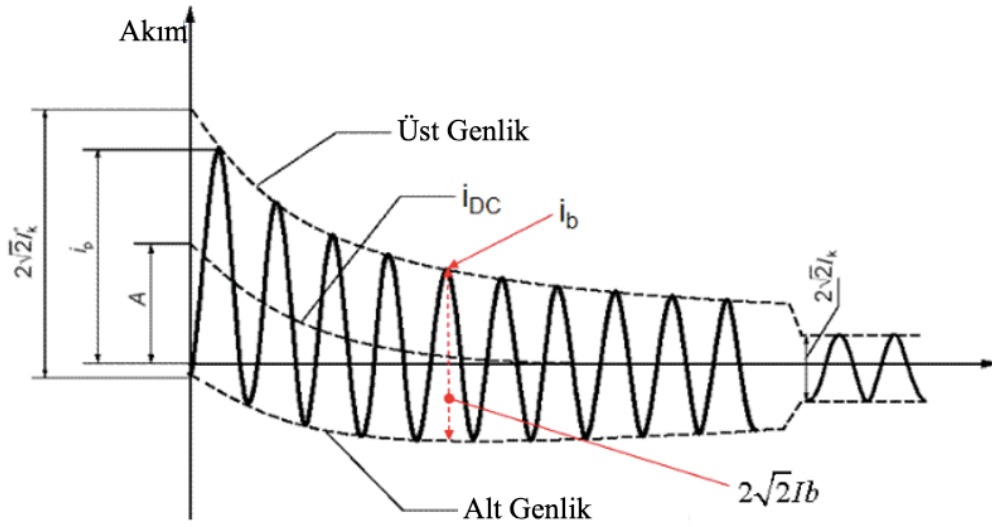


Şekil 7.1. Kısa Devre Hesaplamanın Uygulama Alanları

IEC 60909'a göre Şekil 7.1' de gösterilen akımların ve kat sayılarının tanımı aşağıdaki gibidir:

- I_{kss} başlangıç simetrik kısa devre akımı (RMS),
- i_p tepe kısa devre akımı (anlık değer),

- I_b simetrik kısa devre kesme akımı (RMS),
- I_{th} termal eşdeğer kısa devre akımı (RMS),
- κ faktörü Tepe kısa devre akımının hesaplanması için,
- μ faktörü Simetrik kısa devre kesme akımının hesaplanması için,
- m faktörü DC bileşeninin ısı etkisi için,
- n faktörü AC bileşeninin ısı etkisi için,
- i_b tepe kısa devre kesme akımı (anlık değer).



Şekil 7.2. Kısa devre akımı zaman fonksiyonu

Kısa devre akımlarının tam olarak hesaplanması, Şekil 7.2. deki grafiğe göre kısa devre akımlarının başlangıç zamanındaki gerilimin anlık değerine karşılık gelen, kısa devrenin başlangıcından sona ermesine kadar kısa devre konumunda zamanın bir fonksiyonu olarak akımları verecektir.

Hesaplama yöntemlerinde kullanılan varsayımlar arasındaki temel fark, sistem planlama çalışmaları için sistem çalışma koşullarının henüz bilinmemesi ve bu nedenle tahminlerin gerekli olmasıdır. Bu amaçla, arıza yerinde eşdeğer bir gerilim kaynağı kullanan IEC (ve VDE) yöntemleri, IEC tabanlı standartların kullanıldığı ülkelerde genel kabul görmektedir. AC hatası hesaplaması için, IEC 60909 (ve VDE 0102) yöntemleri bir sistemin yük akışından (çalışma noktası) bağımsız olarak çalışır. Yöntemler, bir sistemin çalışma noktasının nominal ve/veya hesaplanmış boyutlarına dayanır ve ölçülü sonuçlar vermek için gerilimler ve empedanslar için düzeltme faktörleri kullanır.

Minimum ve maksimum kısa devre akımlarının hesaplanması için farklı düzeltme faktörleri uygulanır.

DIgSILENT PowerFactory' de bulunan diğer kısa devre hesaplama yöntemleri şunları içerir:

- IEC 61363: Gemiler gibi deniz veya açık deniz elektrik sistemlerindeki kısa devre akımlarının hesaplanması.
- IEC 61660: Güç santralleri ve trafo merkezlerindeki DC yardımcı sistemlerdeki kısa devre akımlarının hesaplanması için IEC standardı.
- ANSI/IEEE 946: Enerji santralleri ve trafo merkezlerindeki DC yardımcı sistemlerde kısa devre akımlarının hesaplanması için ANSI/IEEE standardı.

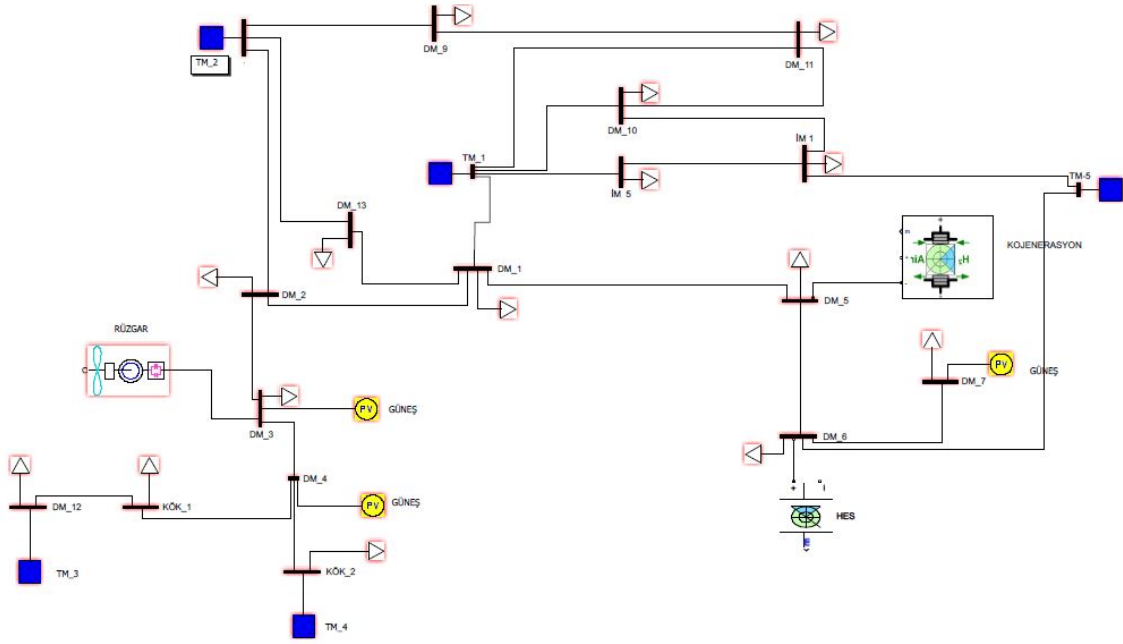
Bu çalışmada IEC 60909 standartlarına kısa devre hesaplamaları yapılmıştır.

IEC 60909/VDE 0102 yöntemi, arızalı barada eşdeğer bir voltaj kaynağı kullanır ve süperpozisyon yönteminin (Tam Yöntem) basitleştirilmiş halidir. Bu yöntemin amacı, önceki yük akışı hesaplamasına ve gerçek çalışma koşullarının ilişkili tanımına ihtiyaç duymadan gerçeğe yakın bir kısa devre hesaplaması gerçekleştirmektir (DIgSILENT, 2013).

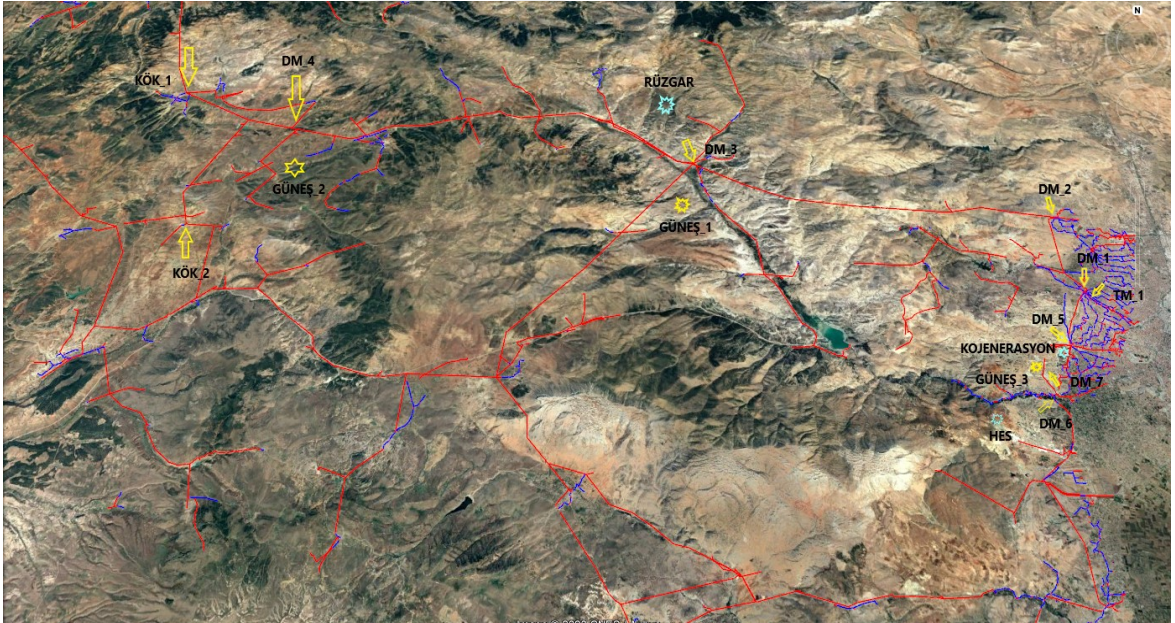
7.2. Elektrik Dağıtım Şebekesinin Modellenmesi

Bu çalışmada mevcut bir dağıtım şebekesinin bütün orta gerilim fider çıkışları DIgSILENT PowerFactory programı aracılığıyla modellenmesi gerçekleştirilerek analizleri yapılmıştır. İlk durumda şebekenin sadece TM (Trafo Merkezi)' den üretilen enerjiden beslenecek şekilde analizler gerçekleştirilmiştir. İkinci durumda Tablo 7.1' de belirtilen DÜ' ler sisteme bağlanmıştır. Üçüncü durumda ise DÜ' lerle birlikte enerji depolama tesisinin bağlı olduğu şebekeye ait analizler yapılmıştır.

Şekil 7.3' de yük akış analizi yapılmış olan şebekeye ait tek hat şeması bulunmaktadır. TM_1 ve TM_1' den beslenen orta gerilim seviyesinde tüm fiderlerin yük akış analizi yapılmıştır. Şekil 7.3' de görüldüğü gibi TM_1' den çıkan fiderlerin 4 adet farklı TM' ler ile ring hatları bulunmaktadır. İşletme koşullarına göre müşterilere kaliteli, güvenilir enerji sunmak amacıyla ring fiderleri üzerinden diğer TM' lerden besleme mümkündür. TM_1 Şekil 7.4' deki coğrafi görüntüsünden de anlaşılacağı üzere şehir merkezini, ilçeleri ve kasabaları beslemektedir.



Şekil 7.3. Elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması



Şekil 7.4. Elektrik dağıtım şebekesine ait coğrafi görünüm

TM_1' den çıkan fiderler üzerinde hâlihazırda bağlı olan yenilenebilir enerji kaynaklı üretim tesisleri sisteme bağlıdır. Bu üretim tesislerinin bağlantısı şebekeye orta gerilim seviyesinden yapılmıştır. Tablo 7.1' de üretim tesislerinin hangi fidere bağlı oldukları, üretim tesisinin gücü ve kaynak türü bilgisi bulunmaktadır.

Tablo 7.1. Üretim tesislerine ait bilgiler

Üretim tesisi kaynak türü	Güç (kW)	Bağlı olduğu fider
Güneş_1	4300	Fider 7/8
Güneş_2	4800	Fider 7/8
Güneş_3	250	Fider 5/6
Rüzgâr	3600	Fider 7/8
Kojenerasyon	2600	Fider 5/6
HES	600	Fider 5/6
<i>Toplam</i>	<i>16150</i>	

Güneş_1, Güneş_2 ve rüzgâr santralinin bağlı olduğu şebeke kasaba ve köyleri beslemektedir. Bu bölgede büyük ölçekte sanayi, endüstri vb. gelişmiş yapılar bulunmamaktadır. Tarımsal sulama içinde enerji tüketimi bulunmamaktadır. Genellikle tüketici portföyü mesken ve küçük ticarethanelerden oluştuğundan yük yoğunluğu çok yüksek değildir. Özellikle kış aylarında bu bölgelerde enerji tüketimi %60 civarında azalmaktadır.

Güneş_3 santrali şehir merkezinde bulunan üniversite kampüsü içerisinde bulunmaktadır. Üniversiteyi besleyen dağıtım merkezine direk bağlıdır. Üretilen enerjinin tamamı üniversite kampüsü içerisinde tüketilmektedir.

Kojenerasyon santrali şehir merkezinde bulunan hastane içerisinde bulunmaktadır. Üniversiteyi besleyen dağıtım merkezine direk bağlıdır.

HES ise şehir merkezine yakın bir bölgede yer almaktadır. Bu bölgenin enerji kullanımı genellikle mesken kullanıcılarından oluşmaktadır.

Yük akış analizinde kullanılan TM_1' e ait bilgiler tablo 7.2' de yer almaktadır.

Tablo 7.2. TM_1' e ait teknik bilgiler

TM_1	
U	154/33 kVA
S	100 MVA
% uk	13
X	1,88 ohm
R	0,33 ohm
Kısa devre kesme gücü	593 MVA
Boşta akım	0,15
Yükte kayıplar	35 KW
Bağlantı grubu	YNyn0

TM_1 fider çıkışları ve bu fiderlere ait yük değerleri tablo 7.3’ de belirtilmektedir. Fider yükleri bir yıllık ortalama yük değerleri dikkate alınarak belirlenmiştir. Tablo 7.4’ de analizlerde kullanılan şebekeye ait enerji nakil hatları ile ilgili bilgiler bulunmaktadır.

Tablo 7.3. Fider yük bilgileri

Trafo Merkezi Fider Çıkışları	
Fider_1	11 MVA
Fider_2	10 MVA
Fider_3	17 MVA
Fider_4	5 MVA
Fider_5	
Fider_6	
Fider_7	38,1 MVA
Fider_8	
Toplam	81,1 MVA

Tablo 7.4. Elektrik dağıtım şebekesine ait enerji nakil hattı bilgileri

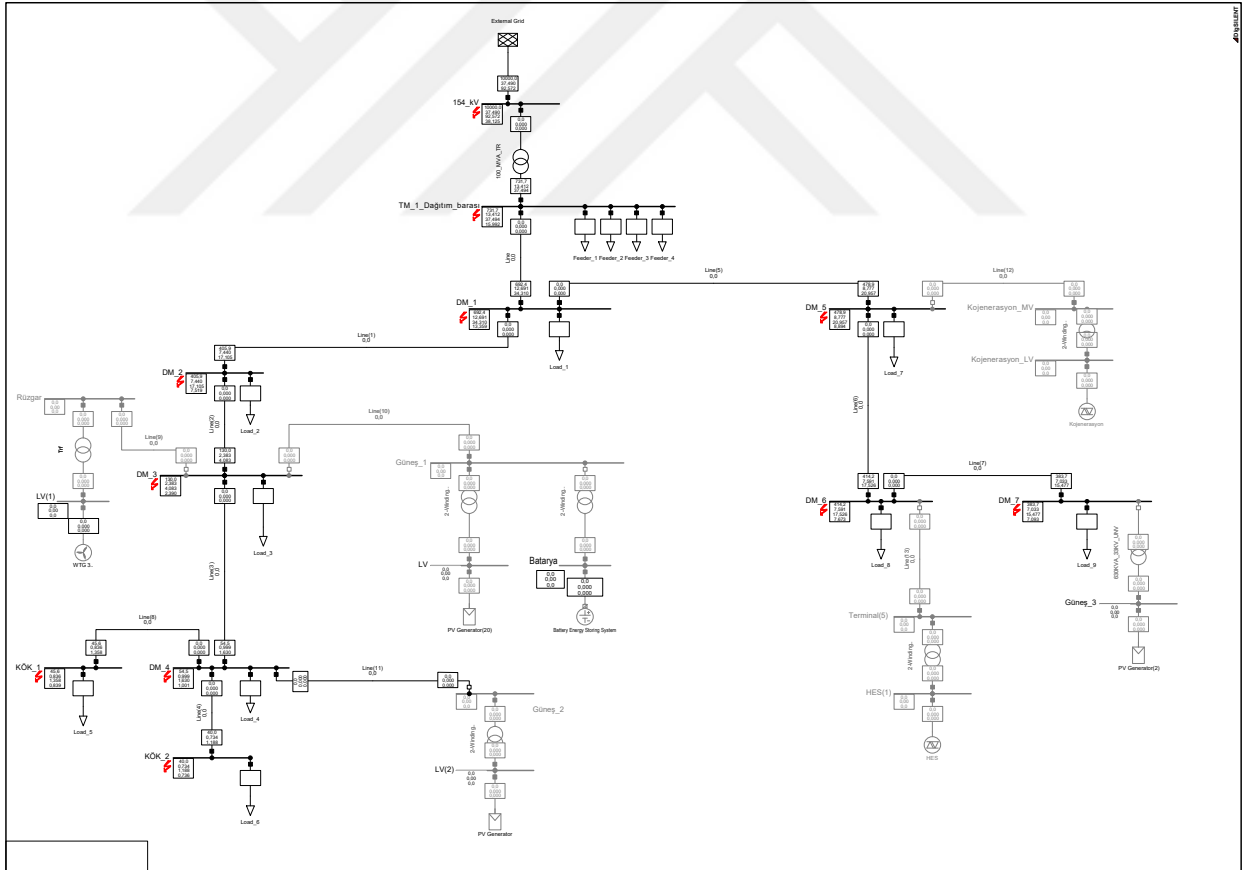
		Mesafe (km)	İletken Türü
TM_1	DM_1	2	2X(3X(1X120/16)) XLPE
DM_1	DM_5	4	2x477 MCM
DM_5	KOJENERASYON	0,8	3X(1X120/16)) XLPE
DM_5	DM_6	4	2x477 MCM
DM_6	DM_7	1	3X(1X120/16)) XLPE
DM_6	HES	5,4	3 AWG
DM_7	GÜNEŞ 3	DM_7 barasına direk bağlı	
DM_1	DM_2	6,3	2x477 MCM
DM_2	DM_3	21,3	3/0
DM_3	GÜNEŞ 1	6,7	3/0
DM_3	RÜZGÂR	2	3/0
DM_3	DM_4	21,5	3/0
DM_4	GÜNEŞ 2	2	3/0
DM_4	KÖK_1	7	3/0
DM_4	KÖK_2	12,7	3/0

7.2.1. EDS’ nin simülasyonu (I. Durum)

Birinci durumda şebekeye herhangi bir üretim tesisi bağlanmadan yükler ve trafo merkezi dikkate alınarak her bir barada ki gerilim, aktif güç, reaktif güç ve $\cos\phi$ değerleri DIgSILENT PowerFactory programı ile yük akış analizi yapılmıştır. Ayrıca tüm

Tablo 7.5. I. Durum yük akış analiz değerleri

	İşletme Gerilimi	Gerilim	P	Q	I	cosa
	kV	pu	MW	MVAR	kA	Faktör
TM 1	31,8	1,01	81,1	14,6	1,495	0,984
DM 1	31,8	1,01	38,1	8,4	0,709	0,977
DM 2	31,5	1	11,9	2,7	0,224	0,975
DM 3	30,8	0,98	4,8	1,1	0,093	0,973
DM 4	29,5	0,94	4	0,8	0,08	0,979
KÖK 1	29,4	0,93	1	0,2	0,02	0,98
KÖK 2	29,4	0,93	1	0,2	0,02	0,98
DM 5	31,5	1	18	3,7	0,336	0,98
DM 6	31,5	1	7	1,4	0,131	0,98
DM 7	31,5	1	5	1	0,094	0,98



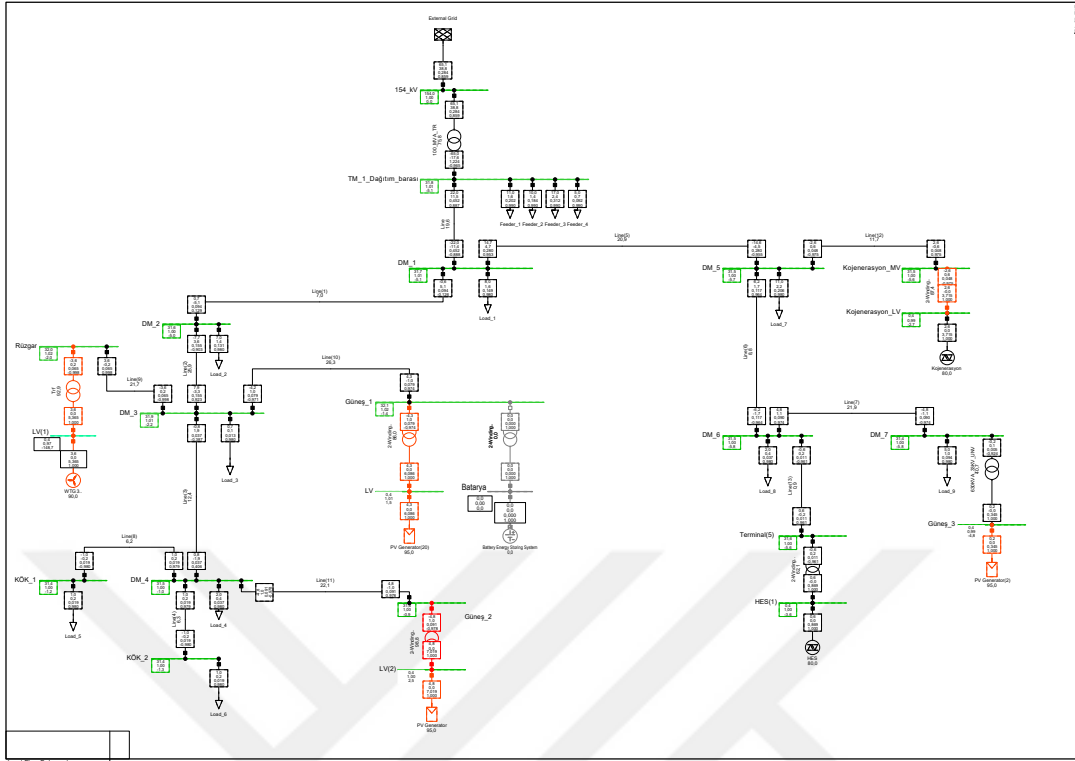
Şekil 7.6. I. Durum üç faz kısa devre tek hat şeması

Tablo 7.6. I. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri

	ip	Sb	Ik	Ith
	kA	MVA	kA	kA
TM_1	37,49	731,75	13,41	15,99
DM_1	34,31	692,41	12,69	13,36
DM_2	17,11	405,91	7,44	7,52
DM_3	4,08	130	2,38	2,39
DM_4	1,63	54,5	1	1
KÖK_1	1,36	45,63	0,84	0,84
KÖK_2	1,19	40,05	0,73	0,74
DM_5	20,96	478,87	8,78	8,89
DM_6	17,53	414,16	7,59	7,67
DM_7	15,48	383,72	7,03	7,09

7.2.2. DÜ entegrasyonu sonrası EDS' nin simülasyonu (II. Durum)

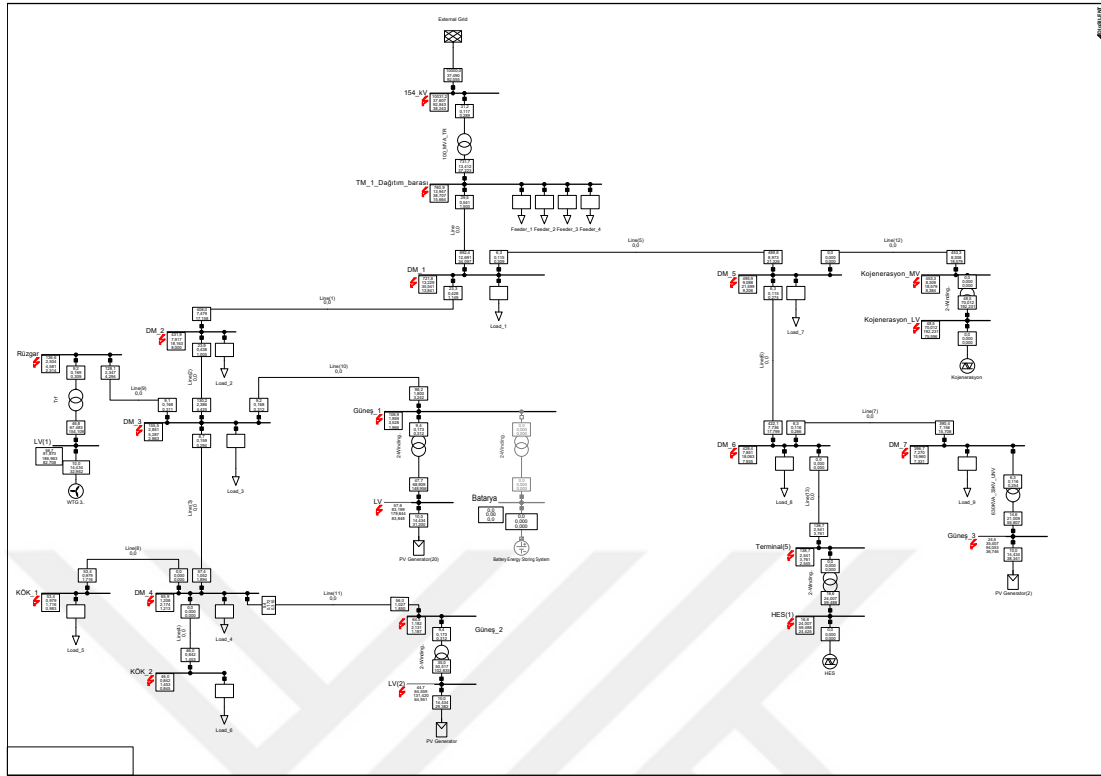
İkinci durumda şebekeye üretim tesislerinin tamamı bağlı iken üretim tesislerinin gücü, yükler ve trafo merkezi dikkate alınarak her bir barada ki gerilim, aktif güç, reaktif güç ve $\cos\alpha$ değerleri DIgSILENT PowerFactory programı ile yük akış analizi yapılmıştır. Ayrıca tüm baralarda oluşabilecek 3 faz kısa devre analizi de yapılmıştır. Şekil 7.7-8' de DIgSILENT PowerFactory programında kurulan sistem ve Tablo 7.7-8' de analiz sonuçları görülmektedir.



Şekil 7.7. Üretim tesislerinin bağlı olduğu elektrik dağıtım şebekesine ait tek hat şeması

Tablo 7.7. II. Durum yük akış analiz değerleri

	İşletme Gerilimi	Gerilim	P	Q	I	cos ϕ
	kV	pu	MW	MVAR	kA	Faktör
TM 1	31,8	1,01	65	17,6	1,224	0,965
DM 1	31,7	1,01	22	11,4	0,452	0,88
DM 2	31,6	1	0,7	5,1	0,094	0,129
DM 3	31,9	1,01	7,9	3,3	0,155	0,923
Rüzgâr	32	1,02	3,6	0,2	0,065	0,998
Güneş 1	32,1	1,02	4,3	1	0,079	0,974
DM 4	31,5	1	0,8	1,9	0,037	0,405
Güneş 2	31,6	1	4,8	1	0,0971	0,978
KÖK 1	31,4	1	1	0,2	0,019	0,98
KÖK 2	31,4	1	1	0,2	0,019	0,98
DM 5	31,5	1	14,6	4,5	0,28	0,955
Kojenerasyon	31,5	1	2,6	0,6	0,048	0,975
DM 6	31,5	1	6,2	1,7	0,118	0,964
HES	31,6	1	0,6	0,2	0,011	0,961
DM 7	31,4	1	4,8	1,1	0,09	0,974
Güneş 3	31,4	1	0,25	0,1	0,005	0,924



Şekil 7.8. II. Durum kısa devre tek hat şeması

Tablo 7.8. II. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri

	ip	Sb	Ik	Ith
	kA	MVA	kA	kA
TM_1	38,71	760,92	13,95	15,66
DM_1	35,54	721,75	13,23	13,84
DM_2	18,16	431,93	7,92	8
DM_3	5,29	155,53	2,85	2,86
DM_4	2,17	65,9	1,21	1,21
KÖK_1	1,72	53,43	0,98	0,98
KÖK_2	1,45	45,96	0,84	0,85
DM_5	21,6	495,86	9,09	9,21
DM_6	18,06	428,36	7,85	7,93
DM_7	15,96	396,67	7,27	7,33
Rüzgar	4,58	136,63	2,5	2,51
Güneş_1	3,53	106,86	1,96	1,97
Güneş_2	2,13	64,51	1,18	1,19
Güneş_3	94,05	24,53	35,41	36,75
HES bağlantı noktası	3,76	138,66	2,54	2,55
HES	59,49	16,63	24,01	24,42
Kojenerasyon	18,58	453,27	8,31	8,38

Tablo 7.9. III. Durum yük akış analiz değerleri

	İşletme Gerilimi	Gerilim	P	Q	I	cosa
	kV	pu	MW	MVAR	kA	Faktör
TM_1	31,8	1,01	69,1	16,3	1,288	0,973
DM_1	31,8	1,01	26,1	10,1	0,508	0,932
DM_2	31,6	1	3,4	3,8	0,093	0,668
DM_3	31,7	1,01	3,7	2,3	0,079	0,853
Rüzgâr	31,7	1,01	3,6	0,2	0,066	0,998
Güneş_1	32,6	1,03	4,3	1	6,002	0,99
Batarya	32,6	1,03	5	1	7,023	0,99
DM_4	31,3	0,99	0,8	1,9	0,038	0,407
KÖK_1	31,1	0,99	1	0,2	0,019	0,98
KÖK_2	31,6	1	1	0,2	0,019	0,98
DM_5	31,5	1	14,6	4,5	0,28	0,955
Kojenerasyon	31,6	1	2,6	0,6	0,048	0,975
DM_6	31,5	1	6,2	1,7	0,117	0,964
HES	31,6	1	0,6	0,2	0,011	0,961
DM_7	31,5	1	4,8	1,1	0,09	0,974
Güneş_3	31,5	1	0,25	0,1	0,005	0,924

Tablo 7.10. III. Durum üç faz kısa devre analiz değerleri

	ip	Sb	Ik	Ith
	kA	MVA	kA	kA
TM_1	38,71	760,92	13,95	15,66
DM_1	35,54	721,75	13,23	13,84
DM_2	18,16	431,93	7,92	8
DM_3	5,29	155,53	2,85	2,86
DM_4	2,17	65,9	1,21	1,21
KÖK_1	1,72	53,43	0,98	0,98
KÖK_2	1,45	45,96	0,84	0,85
DM_5	21,6	495,86	9,09	9,21
DM_6	18,06	428,36	7,85	7,93
DM_7	15,96	396,67	7,27	7,33
Rüzgâr	4,58	136,63	2,5	2,51
Güneş_1	3,53	106,86	1,96	1,97
Güneş_2	2,13	64,51	1,18	1,19
Güneş_3	94,05	24,53	35,41	36,75
HES bağlantı noktası	3,76	138,66	2,54	2,55
HES	59,49	16,63	24,01	24,42
Kojenerasyon	18,58	453,27	8,31	8,38
Batarya	3,53	106,86	1,96	1,97

7.3. Simülasyon Sonuçlarının Analizleri

Bu bölümde DÜ öncesi, DÜ sonrası ve DÜ + enerji depolamalı şebekenin DIgSILENT PowerFactory programından simülasyonu sonucu elde edilen veriler gerilim profili, kısa devre etkisi ve sistem kayıplarına göre analizleri yapılmıştır.

7.3.1. Gerilim profili analizi

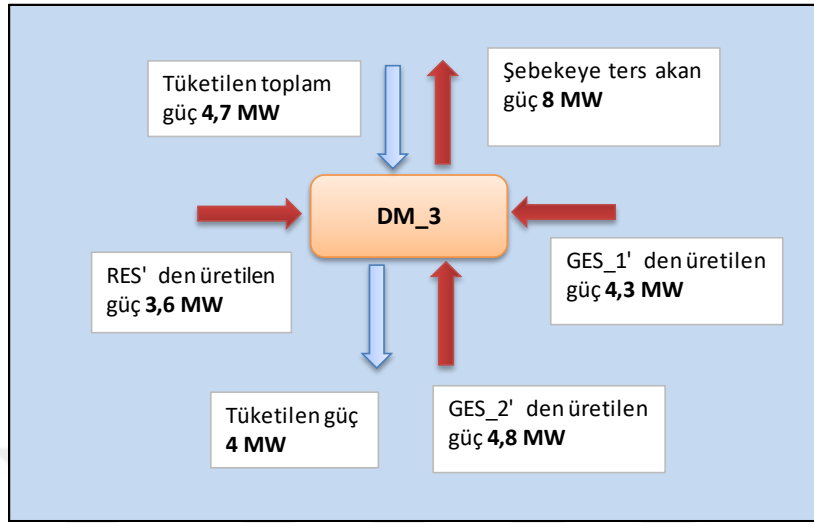
Üç farklı durum için yapılan analizler sonucu Şekil 7.11’ de belirtilen grafikte gösterilmektedir. 31,5 kV şebeke nominal işletme gerilimidir. Analizler sonucu elde edilen verilere göre 31,5 kV baz alındığında şebekede herhangi bir üretim tesisi bağlı değilken gerilim değerlerinin DM_3(30,8 kV), DM_4(29,5 kV), KÖK_1(29,4 kV), KÖK_2(29,4 kV) nominal işletme geriliminin altında olduğu diğer DM’ ler de nominal işletme gerilimine yakın değerler görülmektedir. DM_3 ve KÖK_2 arasındaki gerilim değerlerinin nominal işletme geriliminin altında olması şebeke yükünden değil Tablo 7.4’ de belirtilen veriler ve Şekil 7.4’ de belirtilen coğrafi konum gereği mesafeden kaynaklıdır.

DÜ tesisleri bağlandıktan sonra ise baralardaki gerilim değerlerinin genelinde bir artış görülmektedir. Bu artış ile gerilim değerleri düşük olan DM_4(31,5 kV), KÖK_1(31,4 kV), KÖK_2(31,4 kV)’ de üretim tesislerinin bağlantısı gerilimde pozitif bir yükselme neden olmuş ve şebeke istenilen nominal işletme gerilim değerlerine ulaşmıştır. Bu baralarda DÜ’ nün gerilime olumlu katkısı gözlenmiştir.

DM_3’ de ise gerilim değeri 29,5 kV’ dan 31,9 kV’ a yükselmiştir. Bu barada gerilimde istenilenden fazla bir artış görülmektedir. Bu artış DM_3’ den beslenen işletme trafolarındaki kullanıcıları enerji tedariki ve güç kalitesi açısından olumsuz etkileyecektir. Bu şebeke hali hazır da mevcut bir şebeke olup sistem 31,9 kV değerine geldiğinde şebeke işletmecisi gerilimi düzeltmek için iki farklı yöntem uygulamıştır.

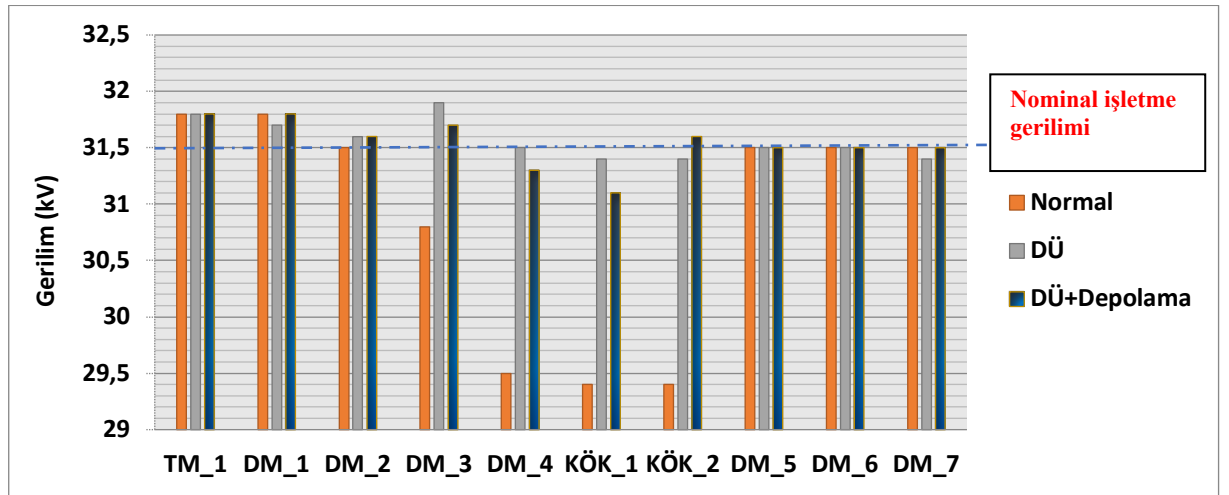
Birinci yöntemde; DM_3 ile DM_4 arasında 2x3/0 ENH’ ı bulunmaktadır. Ancak normal işletme koşullarında tek devre kullanılmaktadır. Herhangi bir arıza, aşırı yüklenme ya da TM’ ler arası yük atmak için diğer devre yedek ENH’ dır. Nominal işletme gerilimini elde etmek için DM_3 ile DM_4 arasındaki ENH’ ını paralel çalıştırmıştır. Ancak bu metot da şebeke işletmecisi mevzuatta belirtilen reaktif ceza işlemine tabi olmuştur.

İkinci yöntemde ise bu hat üzerinden diğer TM' ler ile ring bağlantıları bulunduğundan TM_3' den yük alarak çözmeye çalışmıştır.



Şekil 7.10. DM_3 enerji akış şeması

DM_3' ün üretim tesislerinin sisteme bağlanması sonucu gerilim değeri yükselmiştir. Şekil 7.10' da gösterildiği gibi toplam üretilen güç 4,3+3,6+4,8 MW ancak tüketilen güç 4,7 MW' dır. Üretilen enerjinin 4,7 MW' ı tüketilmiş olup 8 MW' ı DM_3 barasından sisteme ters enerji akışı olmuştur.



Şekil 7.11. Elektrik dağıtım şebekesine ait gerilim değerleri

DM_3' deki gerilim değerinin yüksek olması nedeniyle enerji depolama tesisi Güneş_1 üretim tesisi barasına bağlantı yapılarak simülasyon yapılmıştır. Enerji

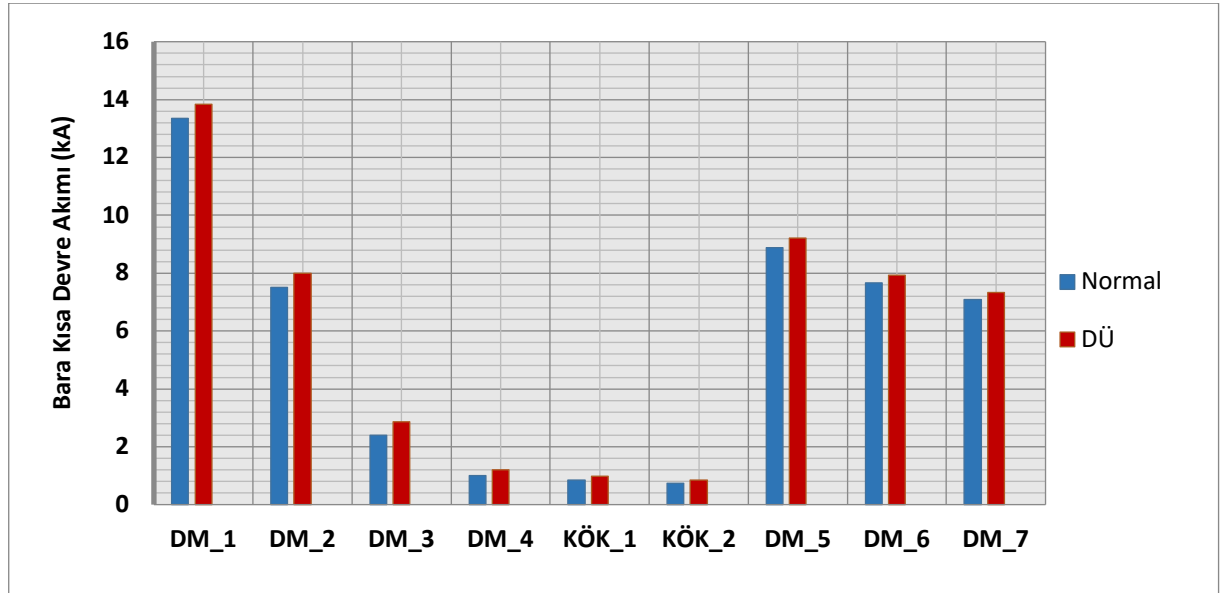
depolama sonrası DM_3 barasında gerilim değeri nominal işletme gerilimine biraz daha yaklaşarak gerilim üzerinde olumlu bir etkiye neden olmuştur.

7.3.2. Kısa devre analizi

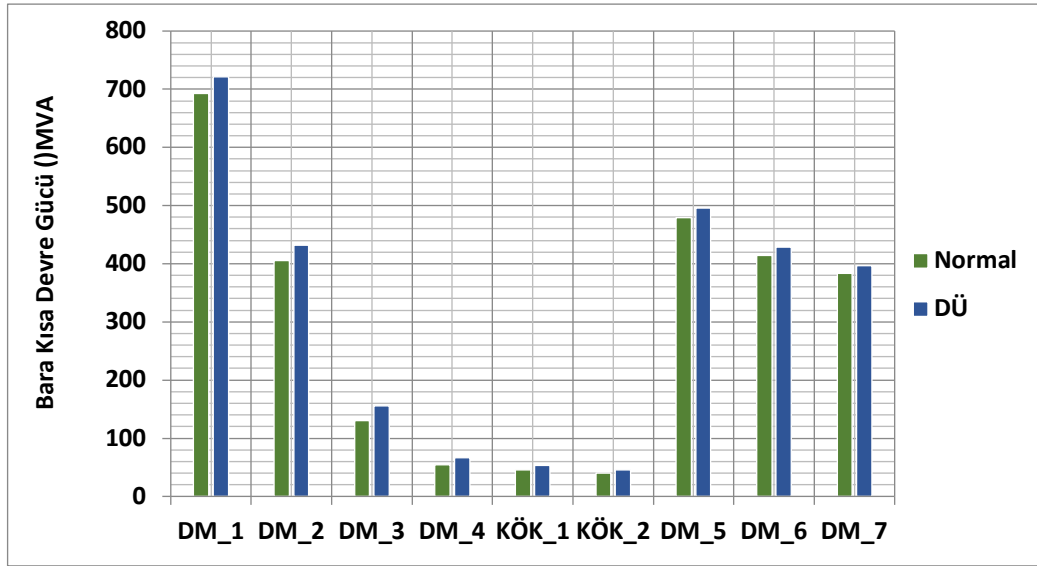
Üretim tesislerinin bağlı olduğu durum ve bağlı olmadığı durum için yapılan kısa devre analizlerine göre sonucu Şekil 7.12-13’ de belirtilen grafiklerde gösterilmektedir. DÜ’ nün bağlı olmadığı durumda bara kısa devre akımları dağıtım şebekesinin tamamında DÜ’ nün bağlı olduğu duruma göre daha azdır. Ancak sisteme üretim tesisleri bağlandığında baraların tamamında artış görülmektedir.

Yapılan analiz sonucunda aynı durum bara kısa devre gücü için de geçerli olduğu görülmektedir. Hem bara kısa devre akımlarında hem de bara kısa devre gücünde DM_1, DM_2, DM_5, DM_6, DM_7’ de yaklaşık %3-6 arası bir artış olurken üretim tesisin yoğun olduğu DM_3 ve yakınında ki baralarda bu artış yaklaşık %14-21 arasındadır. Elde edilen bu sonuçlara göre üretimin yüksek tüketimin az olması halinde DÜ’ lerin kısa devre katkısının yüksek olduğu görülmektedir.

Kısa devre analizleri yapılırken enerji depolama tesisinin kısa devre katkısı dikkate alınmamıştır.



Şekil 7.12. Elektrik dağıtım şebekesine ait bara kısa devre akımı değerleri



Şekil 7.13 Elektrik dağıtım şebekesine ait bara kısa devre gücü değerleri

7.3.3. Sistem kayıpları analizi

Sistem kayıpları analizinde DÜ'lerin sistem kayıplarındaki davranışı incelenmiştir. Tablo 7.11' de sistemin tamamına ait aktif ve reaktif kayıpları görülmektedir. DÜ'ler bağlı değilken aktif ve reaktif kayıplarının DÜ'lerin bağlı olduğu duruma göre daha yüksek olduğu görülmektedir. Bunun nedeni DÜ'ler bağlı değilken şebekenin toplam yükü 81,1 MW' dır. DÜ'lerin sisteme entegrasyonundan sonra 16,150 MW güç DÜ'ler tarafından karşılandığı için TM_1' den çekilen yük 64,95 MW' dır. Şebekenin yükü azaldığı ve üretilen enerjinin yerinde tüketildiği için şebekenin toplam kaybı azalmaktadır.

Tablo 7.11. Elektrik dağıtım şebekesine ait genel sistem kayıp değerleri

Şebeke Kayıpları	P (MW)	Q (MVar)
DÜ Öncesi	0,48	25,17
DÜ Sonrası	0,44	22,78

Aktif ve reaktif güçleri bara bazlı incelediğimizde Tablo 7.12' deki verilere göre üretimin yoğun olduğu DM_3' de diğer baraların aksine aktif gücün arttığı reaktif gücün ise %200 seviyelerinde arttığı görülmektedir. KÖK_1 ve KÖK_2' de aktif ve reaktif güçte herhangi bir değişim gözlenmemiştir.

Tablo 7.12. Elektrik dağıtım şebekesine ait aktif ve reaktif güç değerleri

	P (kVA)	Q (Mvar)
TM_1	↓ 13,05%	↑ 20,54%
DM_1	↓ 6,13%	↑ 35,71%
DM_2	↓ 1,33%	↑ 88,80%
DM_3	↑ -0,14%	↑ 200,00%
DM_4	↓ 0,12%	↑ 137,50%
KÖK_1	→ 0	→ 0
KÖK_2	→ 0	→ 0
DM_5	↓ 0,60%	↑ 21,62%
DM_6	↓ 0,05%	↑ 21,24%
DM_7	↓ 0,01%	↑ 10,00%

8.SONUÇ VE ÖNERİLER

Alternatif akım elektrik sistemlerinin ortaya çıkmasından ve toplu gücü uzun mesafelere aktarma kabiliyetinden bu yana, yukarıdan aşağıya paradigma elektrik üretimi ve arzına hakim olmuştur. Bu da, gücü orta gerilim dağıtım şebekelerine ve alçak gerilim müşteri düzeyine taşıyan yüksek gerilim iletim sistemlerinden beslenen büyük ölçekli merkezi bir üretimi içermektedir.

Ancak günümüzde bu merkezi güç sistemleri paradigması, tarımsal sulama, köyler, endüstriyel ve konut müşterilerinde dağıtım seviyesinden ve sayacın arkasına bağlanan üretim ve diğer enerji kaynaklarının artan miktarlarıyla bozulmaktadır.

Elektrik güç sistemlerinin mevcut ve gelecekteki eğilimi, DÜ' nün, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı birimlerin artan entegrasyonuna yönelik olacaktır. DÜ' lerin sisteme entegrasyonunun ekonomik, teknik ve çevresel avantajlar sağlayabileceği gibi, DÜ birimlerinin yeri ve boyutlandırılmasından kaynaklı problemler ile de yüzleşmek gerekir.

Mevcut sistemler henüz yüksek DÜ entegrasyon seviyelerine uyum sağlamaya hazır olmadığından, DÜ aynı anda sisteme farklı zorluklar getirecektir.

Bu çalışmada bahse konu üretim teknolojilerinin dağıtım şebekesi üzerindeki etkilerinin araştırılması ve analizleri yapılmıştır. Mevcut şebeke üzerinde DÜ entegrasyonu öncesi ve sonrası için güç parametre değerleri kıyaslanarak her bir bağlantı noktası için değerlendirmeler yapılmıştır.

Bu değerlendirmeler sonucunda; DÜ ünitelerinin, arıza akımına katkıda bulunduğu bu nedenle koruma koordinasyonu açısından esas olarak aşırı akım koruma sistemlerini etkileyeceği sonucu elde edilmiştir. DÜ entegrasyonun şebekenin gerilim profilinde ve sistem kayıpları üzerinde de önemli bir etkisi olduğu görülmüştür. Bazı baralarda olumlu etkileri olurken, bazı baralarda olumsuz etkiler göze çarpmaktadır. Bu yüzden DÜ biriminin yeri ve bağlanacağı şebekenin barındırma kapasitesi dikkate alınmadan yapılan bir entegrasyonda şebekede olumsuz etkilere neden olduğu ve bu olumsuz etkinin sonucu olarak ilave yatırım maliyetleri ve enerji tedarikinde aksaklıklar olduğu görülmüştür.

DÜ' nün olumsuz etkisini azaltmak için önerilen çözümler ayrıntılı olarak incelenmiştir. Genel olarak, DÜ' nün gerilim regülasyonu, adalanma, harmonik, barındırma kapasitesi açısından dağıtım sistemleri üzerindeki etkisi hakkında kapsamlı bir inceleme yapılmıştır.

Enerji depolama, elektrik şebekelerinin ve DÜ'lerin geleceğinde şüphesiz önemli bir stratejik değere sahip olacak ve kontrol edilemeyen yenilenebilir enerji kaynaklarına (özellikle rüzgar ve güneş) ek katma değer sağlayacaktır. Yeni şebekelerin, işletmecilerinin talep ve gereksinimlerini karşılamak için daha fazla kapasite ve esnekliğe sahip olmasını sağlayacak ve daha yüksek bir arz güvenilirliği ile sonuçlanacaktır. Bu yüzden bu çalışmada DÜ'lerden kaynaklı güç kalite problemlerinin yaşandığı baraya enerji depolama tesisi bağlayarak analizler yapılmıştır. Bu analizler sonucunda enerji depolama tesisinin olumlu etkisi gözlemlenmiştir.

Ayrıca V2G'nin geliştirilmesi özel bir önem kazanmakta olup, bu durum belirli bir kuruluşun park halindeki araçları boyunca dağıtık depolanmış enerjinin sağlanması anlamına gelecek muazzam bir potansiyel sunabilir. Bu da elektrik piyasasının önemli bir adaptasyonu ve sistemde yeni figürlerin ortaya çıkması anlamına gelecektir. Şebeke üzerinde teknik etkilere neden olacağı aşikardır. Bu etkilere müdahale ve tespit açısından izleme ve kontrol sistemleri önemli hale gelmektedir.

Bu çalışmada gösterildiği gibi, tüm çabaların ve gelecek teknolojilerin mevcut şebekeye etkili bir şekilde entegre edilmesi ve dağıtılması için teknik, ekonomik ve düzenleyici stratejilerin önemli bir konu olduğudur.

Son olarak, yenilenebilir mikro üretim ve depolama enerjisi teknolojileri giderek daha rekabetçi hale geldikçe, küçük üretim birimlerinin talebinin artmasını mümkün kılacak ve kesin düzenleyici değişikliklerin yapılmasına katkıda bulunabilecektir. Türkiye' de enerji depolama birimlerinin şebeke bağlantısı için gerekli mevzuat çalışmaları devam etmektedir.

Yeni düzenleyici çerçeveler ile maliyetlerin düşürülmesini teşvik edilerek, teknolojinin olgunlaşmasını kolaylaştıracak adımlar atılarak daha fazla entegrasyonun önü açılacaktır.

9. KAYNAKLAR

- Akçin, M., Baykant Alagöz, B., Keleş, C., Karabiber, A., Kaygusuz, A., Üniversitesi, İ., Fakültesi, M., Mühendisliği Bölümü, E.-E., & Üniversitesi, B. (2013). Dağıtık kontrol ile akıllı şebekelerde geniş-alan yönetimi ve geleceğe dönük projeksiyonlar. *SAU J. Sci*, 17(3), 457-470.
- Akkaş, V. C. (t.y.). *Enerji analizörü*. 2023, <https://vcantugakkas.wordpress.com/2018/02/22/enerji-analizoru-nedir/>
- Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(2), 724-734.
- Alcayde, A., Robalo, I., Montoya, F. G., & Manzano-Agugliaro, F. (2022). SCADA System for online electrical engineering education. *Inventions*, 7(4).
- Alsharif, A., Tan, C. W., Ayop, R., Dobi, A., & Lau, K. Y. (2021). A comprehensive review of energy management strategy in Vehicle-to-Grid technology integrated with renewable energy sources. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47.
- Andrić, I., Pina, A., Ferrão, P., Fournier, J., Lacarrière, B., Le Corre, O., Hu, J., Harmsen, R., & Crijns-Graus, W. (2017). 604-610 1876-6102 Peer-review under responsibility of the organizing committee of CPESE 2017. *Energy Procedia*, 141.
- Anonim. (t.y.). *Power Analyzer*. 2023
- Anonim. (2019). *Geothermal energy pros and cons*. <https://www.clean-energy-ideas.com/geothermal/geothermal-energy/geothermal-energy-pros-and-cons/>.
- Bahrami, S., & Hadi Amini, M. (2018). *A decentralized trading algorithm for an electricity market with generation uncertainty*.
- Bajaj, M., & Singh, A. K. (2022). Design and analysis of optimal passive filters for increasing the harmonic-constrained hosting capacity of inverter-based DG systems in non-sinusoidal grids. *Electrical Engineering*, 104(3), 1883-1907.
- Baker, D., & Dueweke, R. (2018). *CHP Roadmap for Michigan*.
- Barker, P. P., & De Mello, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 3, 1645-1656.
- Bayod-Rújula, A. A. (2009a). Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy*, 34(3), 377-383.

- Bayod-Rújula, A. A. (2009b). Future Development of the Electricity Systems with Distributed Generation. *Energy*, 34(3), 377-383.
- Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, (2008).
- Becker, D., Falk, H., Gillerman, S., Mauser, S., Podmor, R., & Schneberger, L. (2000). Standards-based approach integrates utility applications. *IEEE Computer Applications in Power*, 13, 13-20.
- Bollen, M., Yang, Y., & Hassan, F. (2008). Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. *13th international conference on harmonics and quality of power*.
- Bullough, C., Gatzen, C., Jakiel, C., Koller, M., & Nowi, A. (2004). Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind energy. *The European wind energy conference*.
- Caballero-Peña, J., Cadena-Zarate, C., Parrado-Duque, A., & Osma-Pinto, G. (2022). Distributed energy resources on distribution networks: a systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 138.
- Çetinkaya, H. B., & Dumlu, F. (t.y.). *Dağıtık üretim tesislerinin şebeke entegrasyonunda yaşanabilecek olası problemler ve entegrasyon analizleri*.
- Davis, H., Research, S., Roberto, A., & Labastida, R. (2021). *Guide house Insights Leaderboard: AI Vendors for DER Integration*.
- DIgSILENT. (2013). *DIgSILENT PowerFactory 15 user manual*.
- Divan, D. M., Brumsickle, W. E., Schneider, R. S., Kranz, B., Gascoigne, R. W., Bradshaw, D. T., Ingram, M. R., & Grant, I. S. (2007). A distributed static series compensator system for realizing active power flow control on existing power lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(1), 642-649.
- Doğanşahin, K. (2018). *Dağıtık üretim tesislerinin maksimum şebeke entegrasyon limitinin belirlenmesi için yeni bir metodolojinin geliştirilmesi*. Yıldız Teknik Üniversitesi.
- ELDER. (2021). *ELDER Sektör raporu 2021/ Elektrik dağıtım sektörü*.
- Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretim yönetmeliği, (2014).
- Elektrik şebeke yönetmeliği, (2022).
- Entes. (t.y.). *Şebeke analizörü*. 2023, <https://www.entes.com.tr/enerji-analizoru-sebeke-analizoru-nedir/>

EPDK. (2022). *Elektrik piyasası 2021 yılı piyasa gelişim raporu*.

Eroğlu, H., Cüce, E., Mert Cüce, P., Gül, F., & İskenderoğlu, A. (2021a). Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: a comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 48.

Eroğlu, H., Cüce, E., Mert Cüce, P., Gul, F., & İskenderoğlu, A. (2021b). Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (C. 48). Elsevier Ltd.

Eslami, A., Negnevitsky, M., Franklin, E., & Lyden, S. (2022). Review of AI applications in harmonic analysis in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154.

Fridleifsson, I. B. (2001). Geothermal energy for the benefit of the people. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 5).

Gandoman, F. H., Ahmadi, A., Sharaf, A. M., Siano, P., Pou, J., Hredzak, B., & Agelidis, V. G. (2018). Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 82, ss. 502-514). Elsevier Ltd.

Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. *Electric Power Systems Research* (C. 121, ss. 89-100).

Gül, O. (2013). *Akıllı elektrik şebekeleri ile dağılmış enerji üretim sistemlerinin etkileşimi*. İnönü Üniversitesi.

Hajagos, L. M., & B&ub&, G. R. (2000). *Utility experience with gas turbine testing and modeling*.

IEEE Standard for SCADA and automation systems. revision of IEEE Std C37.1-1994, (2007).

Ismael, S. M., Abdel Aleem, S. H. E., Abdelaziz, A. Y., & Zobaa, A. F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, 130, 1002-1020.

Jamian, J. J., Mohsin Aman, M., Ariff Baharudin, M., Mokhtar, A. S., & Abdullah, M. N. (t.y.). *Minimizing reverse current flow due to distributed generation via optimal network reconfiguration*.

Jurado, F., & Saenz, J. R. (2003). Adaptive control of a fuel cell-microturbine hybrid power plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 18(2), 342-347.

Karadeniz, A., & Balcı, M. (2019). Fotovoltaik dağıtık üretim birimleri (FV-DÜB): Güç kalitesine etkileri, uluslararası güç kalitesi standartları ve FV-DÜB

barındıran dağıtım sistemleri için güç kalitesi iyileştirme yöntemleri. *Balıkesir Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 882-903.

- Kassakian, J., & Schmalensee, R. (2011). *The future of the electric grid: An interdisciplinary MIT study*.
- Khamis, A., Shareef, H., Bizkevelci, E., & Khatib, T. (2013). A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 28, ss. 483-493).
- Khan, M. A., Haque, A., Kurukuru, V. S. B., & Saad, M. (2022). Islanding detection techniques for grid-connected photovoltaic systems-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 154). Elsevier Ltd.
- Kirubakaran, V., Sivaramakrishnan, V., Nalini R, Sekar, T., Premalatha, M., & Subramanian, P. (2009). A review on gasification of biomass. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Kumar, P. (2015). Enhancement of power quality by an application FACTS device. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, 6(1), 10-17.
- Kunte, R. S., & Gao, W. (2008). Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources. *40th North American Power Symposium, NAPS2008*.
- Lakhoua, M. N., & Jbira, M. K. (2012). Project management phases of a scada system for automation of electrical distribution networks. *International Journal of Computer Science* , 9(2).
- Lehner, J., & Weißbach, T. (2008). Global and local effects of decentralized electric power generation on the grid in the Western Balkan Countries (WBC). *Energy*, 34, 555-563.
- Li, F., Ji, F., Guo, H., Li, H., & Wang, Z. (2017). Research on integrated bidirectional control of EV charging station for V2G. *2nd International Conf. Power Renewable Energy* .
- Li, R., Wang, W., Chen, Z., Jiang, J., & Zhang, W. (2017). A review of optimal planning active distribution system: models, methods and future researches. *Energies*.
- Lin, Y., & Bie, Z. (2016). Study on the resilience of the integrated energy system. *Energy Procedia*, 103, 171-176.
- Louie, H., & Strunz, K. (2007). Superconducting magnetic energy storage (SMES) for energy cache control in modular distributed hydrogen-electric energy systems. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 17.

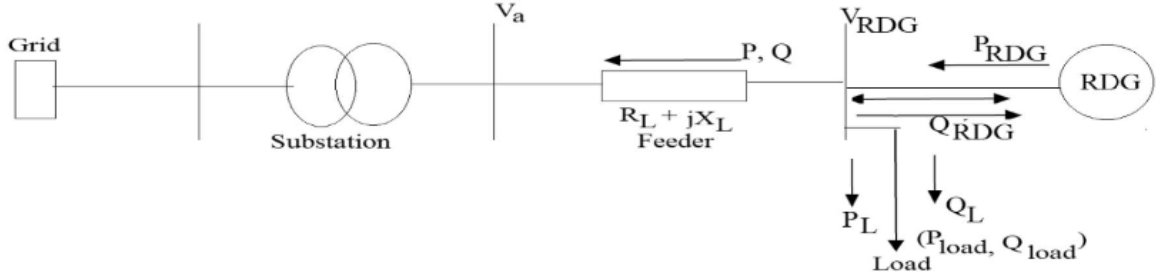
- Maharjan, S., Sampath Kumar, D., & Khambadkone, A. M. (2020). Enhancing the voltage stability of distribution network during PV ramping conditions with variable speed drive loads. *Applied Energy*, 264.
- Meier, A. von. (2006). *Electric power systems*. IEEE Press.
- Melkevik, M., & Mo, O. (2016). *Avoiding voltage rise in distribution grids using energy storage systems*. Norwegian University of Science and Technology .
- Mokhtari, M., Gharehpetian, G. B., & Mousavi Agah, S. M. (2017). Distributed energy resources. *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration* (ss. 1-19). Elsevier.
- Morsi, W. G., & El-Hawary, M. E. (2009). On the appropriate monitoring period for voltage flicker measurement in the presence of distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 79(4), 557-561.
- Mustafa Ertay, M., & Aydoğmuş, Z. (2012). Güç sistemlerinde FACTS uygulamaları. *SDU International Journal of Technologic Sciences*, 40(2), 40-58.
- Muttaqi, K. M., Aghaei, J., Ganapathy, V., & Nezhad, A. E. (2015). Technical challenges for electric power industries with implementation of distribution system automation in smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 46, ss. 129-142). Elsevier Ltd.
- Olabi, A. G., Wilberforce, T., Sayed, E. T., Abo-Khalil, A. G., Maghrabie, H. M., Elsaid, K., & Abdelkareem, M. A. (2022). Battery energy storage systems and SWOT (strengths, weakness, opportunities, and threats) analysis of batteries in power transmission. *Energy*, 254.
- Patel, D. K., Singh, D., & Singh, B. (2021). Impact assessment of distributed generations with electric vehicles planning: a review. *Journal of Energy Storage*, 43.
- Pisano, G., & Ghiani, E. (2018). Impact of renewable energy sources and energy storage technologies on the operation and planning of smart distribution networks. *Elsevier*.
- Prakash, P., & Khatod, D. K. (2016). Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 111-130.
- Psarros, G. N., & Papakonstantinou, A. G. (2020). Innovation in the power systems industry. *CIGRE Science & Engineering*
- Ramos, C., Martins, A., & Carvalho, A. (2005). Synchronizing renewable energy sources in distributed generation systems. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(3), 477-481.

- Sakar, S., Balci, M. E., Abdel Aleem, S. H. E., & Zobaa, A. F. (2018). Integration of large- scale PV plants in non-sinusoidal environments: Considerations on hosting capacity and harmonic distortion limits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 176-186.
- Sandhya, K., & Chatterjee, K. (2021). A review on the state of the art of proliferating abilities of distributed generation deployment for achieving resilient distribution system. *Journal of Cleaner Production*, 287.
- Sharma, A., & Sharma, S. (2019). Review of power electronics in vehicle-to-grid systems. *Journal of Energy Storage*, 21, 337-361.
- Shinde, O., & Pulavarthi, B. (2017). STATCOM Converters and control: A review. *2017 International Conference on Data Management, Analytics and Innovation (ICDMAI)*.
- SHURA. (2021). *Yenilenebilir dağıtık enerji üretiminin şebeke ve piyasa entegrasyonu*.
- Singh, R. K., & Singh, N. K. (2022). Power system transient stability improvement with FACTS controllers using SSSC-based controller. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53.
- Srikanth, P., Rajendra, O., Yesuraj, A., Tilak, M., & Raja, K. (2013). Load flow analysis Of IEEE 14 Bus system using MATLAB. *International Journal of Engineering Research & Technology*.
- IEEE Application guide for IEEE Std 1547™, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems IEEE standards coordinating committee, (2003).
- Süslüoğlu, B., Gök, A., Özdemirci, E., TEİAŞ, G., Müdürlüğü, A. D. B., Balgat,), & Ankara, /. (2018). İzmir bölgesinde belli noktalarda fliker durum değerlendirmesi. *EMO Bilimsel Dergi* .
- Taylor, T., & Kazamzadeh, H. (2009). Integrated SCADA/DMS/OMS: Increasing distribution operations efficiency. *Electric Energy T&D*.
- Tuttokmagi, O., & Kaygusuz, A. (2019, Eylül 1). Transient stability analysis of power systems with distributed generation. *2019 International Conference on Artificial Intelligence and Data Processing Symposium, IDAP 2019*.
- Ugranli, F., & Karatepe, E. (2013). Dağıtılmış enerji üretim tesisleri entegre edilmiş güç sistemlerinde optimum katılım oranının belirlenmesi. *DEÜ Mühendislik Fakültesi Mühendislik Bilimleri Dergisi* .
- Uzun, Y., & Özcan, M. (2020). Rule extraction and performance estimation by using variable neighborhood search for solar power plant in Konya. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 28(2), 635-645.

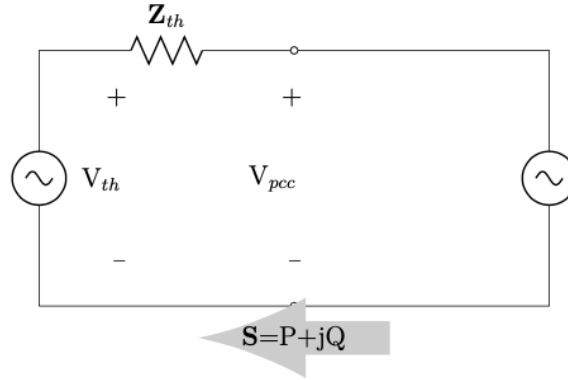
- Van Roosmalen, M., Herrmann, A., & Kumar, A. (2021). *A review of prefabricated self-sufficient facades with integrated decentralized HVAC and renewable energy generation and storage*.
- Virulkar, V. B., & Gotmare, G. V. (2016). Sub-synchronous resonance in series compensated wind farm: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (C. 55, ss. 1010-1029). Elsevier Ltd.
- Wang, J. (2013). *A planning scheme for penetrating embedded generation in power distribution grids*. Massachusetts Institute of Technology.
- Weissbach, R., Karady, G., & Farmer, R. (2001). A combined uninterruptible power supply and dynamic voltage compensator using a flywheel energy storage system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16.
- Wikipedia. (2022). *List of most powerful wind turbines*. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_most_powerful_wind_turbines.
- Willis, H. L. (2004). *Power delivery systems, in power distribution planning reference book, second edition*. CRC Press.
- Willis, H. L., & Scott, W. G. (2000). *Distributed power generation : planning and evaluation*. Marcel Dekker.
- Yazdanie, M., Densing, M., & Wokaun, A. (2018). *The nationwide characterization and modeling of local energy systems: Quantifying the role of decentralized generation and energy resources in future communities*.
- Yeşilbudak, M., Ermiş, S., & Bayındır, R. (2017). Farklı bara sayısına sahip güç sistemlerinde yük akışı analiz metotlarının karşılaştırılması. *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 5(3), 237-246.
- Yılmaz, A., & Bayrak, G. (2018). Modeling of voltage sag/swell disturbances in distributed generation systems. *International Conference on Advanced Technologies, Computer Engineering and Science*.
- Zhang, D., Shafiullah, G. M., Das, C. K., & Wong, K. W. (2022). A systematic review of optimal planning and deployment of distributed generation and energy storage systems in power networks. *Journal of Energy Storage*, 56.

EKLER

EK-1: Gerilim yükselmesi hesabı



Şekil 1.1 DÜ bağlı elektrik dağıtım sisteminin tek kat şeması



Şekil 1.2 DÜ bağlı elektrik dağıtım sisteminin thevenin eşdeğeri

DÜ entegrasyonu nedeniyle bağlantı noktasındaki gerilim artışı aşağıdaki denklemle ifade edilebilir.

$$\Delta V = V_{DÜ} - V_a \approx \frac{RP + XQ}{V_{DÜ}} \quad (1.1)$$

Burada; $P = (P_{DÜ} - P_L)$ ve $Q = (-Q_L \mp Q_{DÜ})$
Denklem 1.1' de yerine koyarsak;

$$\Delta V = V_{DÜ} - V_a \approx R(P_{DÜ} - P_L) + X(-Q_L \mp Q_{DÜ}) \quad (1.2)$$

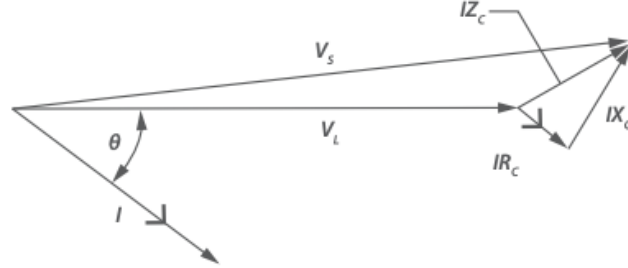
Çoğu zaman, DÜ şebekeye aktif güç (+P_G) verir ve yük aktif ve reaktif gücü (P_L ve Q_L) yükler tarafından tüketilirken reaktif güç (± Q_G) de şebekeye verebilir veya şebekeden alabilir.

Denklem 1'de aktif ve reaktif güç pozitif olduğunda, yani şebekeden bakıldığında Şekil 1.2' deki gibi yönlere sahip olduklarında P ve Q pozitifdir. X/R oranlarının düşük olduğu daha düşük gerilim seviyelerinde, yani R ≠ Q, PR veya QR terimlerinin hiçbiri ihmal edilemez, yani gerilim artışına hem aktif P hem de reaktif Q gücü neden olur.

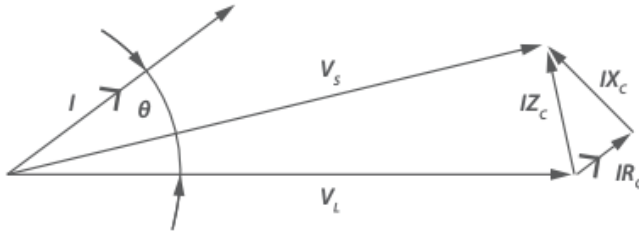
AS/NZS 3008.1.1' de bulunan Tablo 40 ila 51, çeşitli iletken kesit alanları için önceden hesaplanmış V_c değerleri sağlar.

Birlik Olmayan Güç Faktörü

Birlik olmayan güç faktörü için, gerilim artışının hesaplanması biraz daha karmaşık hale gelir. Aşağıdaki iki vektör diyagramı, şebeke geriliminin, V_s , geri ve ileri güç faktöründen nasıl etkilenebileceğini göstermektedir.



Şekil 1.4. $\cos\theta = 0,8$ geri vektör diyagramı



Şekil 1.5. $\cos\theta = 0,8$ ileri vektör diyagramı

Güç faktörü verildiğinde üç fazlı voltaj artışını hesaplamak için kullanılan denklemler şunlardır.

$$Vr_{3\Phi} = \frac{I \times L \times [\sqrt{3} \times (R_c \times \cos\theta + X_c \times \sin\theta)]}{1000} \quad (1.6)$$

$$Vr_{3\Phi} = \frac{I \times L \times [\sqrt{3} \times (R_c \times \cos\theta - X_c \times \sin\theta)]}{1000} \quad (1.7)$$

Burada L hat uzunluğu, R_c metre başına ohm cinsinden kablo direnci, X_c metre başına ohm olarak kablo reaktansı, θ güç faktörüne karşılık gelen faz açısı.

R_c ve X_c değerleri kilometre başına ohm cinsinden (Ohm/km) AS/NZS 3008.1.1' de bulunan Tablo 30 ila 39'da verilmiştir.

EK-2: BDEW' e göre bir FV santralin bağlantısı için örnek hesaplama

Üretim santraline ait veriler;

Santral gücü	800 kW
Tahmini yıllık enerji	720 MWh
Şebeke barındırma kapasitesi	10 kW
Nominal görünür güç	220 kVA
Üretim tesisi birimi	4
İnvertör	Kendinden kontrollü invertör 14 kHz
	Anma gerilimi 400 V
	Aktif faktör $\cos \varphi$: 0,92 az uyarılmış ve 0,92 aşırı uyarılmış arasında ayarlanabilir
1000 kVA müşteri trafosu ile bağlanan 4 merkezi invertör	

Kısa devre davranışı (generatör trafosunun alçak gerilim tarafında üç fazlı bir arıza olması durumunda);

$$\text{Alt geçici kısa devre akımı / nominal akım oranı} \quad I_{k3}''/I_{rE} = 1. pu$$

$$\text{veya başlangıç akımı / nominal akım oranı} \quad I_{An}/I_{rE} = 1. pu$$

Üretim tesisi trafo bilgileri

Yüksek gerilim	Anma gerilimi	$U_{rT-os} = 20 \text{ kV}$
	Kapasite	$S_{rT-os1} = 1000 \text{ kVA}$
	Kademe ayarı	$U_{max1}=21 \text{ kV}$ $U_{min1}=19 \text{ kV}$
	Kademe sayısı	5
Alçak gerilim	Anma gerilimi	$U_{rT-us1} = 0.4 \text{ kV}$
	Bağlantı şekli	Dyn5
	Kademe anahtarının orta konumunda kısa devre gerilimi	HV-LV $u_{k-HV-LV}=\%6$

Üretim tesisinin orta gerilim tarafı

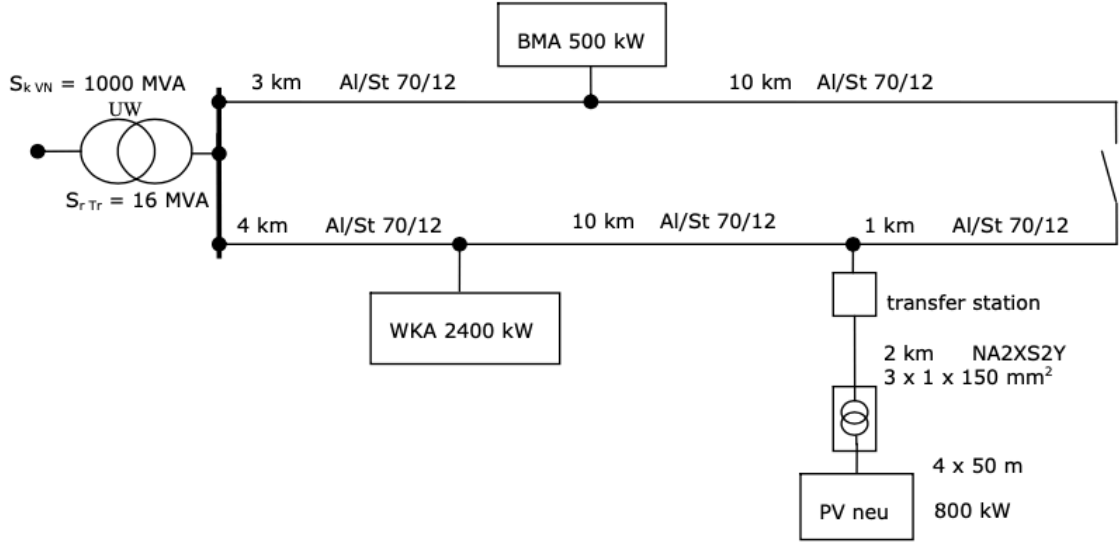
Toplam kablo uzunluğu: 2 km

Kablo kesiti, tip: NA2XS2Y 3 x 1 x 150 mm²

Üretim tesisinin alçak gerilim tarafı

Toplam kablo uzunluğu: 0,05 km

Kablo kesiti, tip: NYY 4 x 300 mm² x 4



Şekil 2.1. Sistem tek hat şeması

Yüksek gerilim şebekesinin kısa devre gücü: $S_{kVN} = 1000 \text{ MVA}$

Şebeke trafo gücü: $S_{rTr} = 16 \text{ MVA}$ $u_k = \%12$ $P_{cu} = 92 \text{ kW}$

Enerji nakil hattı Al/St 70/12: $R' = 0,413 \Omega/\text{km}$ $X' = 0,345 \Omega/\text{km}$

Şebeke bağlantı noktasında ağ kısa devre gücünün S_{kV} hesaplanması

- 110 kV şebeke empedansı, $S_{kVN} = 1000 \text{ MVA}$

$$Z_N = \frac{U^2}{S_{kVN}} = \frac{20 \text{ kV} \times 20 \text{ kV}}{100 \text{ MVA}} = 0,4 \Omega$$

$$X_N \approx Z_N = 0,4 \Omega$$

Reaktans-direnç oranı bilinmiyorsa, referans değeri olarak 6 değeri kullanılabilir.

$$X_N = 0,4 \Omega$$

$$R_N = 0,07 \Omega$$

- Şebeke trafo empedansları, $S_{rTr} = 16 \text{ MVA}$, $u_k = \%12$

$$S_{kT} = \frac{S_r}{u_k} = 133,3 \text{ MVA}$$

$$X_T \approx Z_T = \frac{U^2}{S_{kT}} = 3 \Omega$$

Şebeke trafosunun direnci genellikle ihmal edilebilir; ancak gerektiğinde şebeke trafosunun kısa devre kayıplarından da hesaplanabilir.

- Kısa devre kayıpları $P_{Cu} = 92 \text{ kW}$

$$P_{Cu} = 3 \times I_r^2 \times R_T = 3 \times \frac{S_r^2}{3U^2} \times R_T$$

$$R_T = \frac{U^2}{S_r^2} \times P_{Cu} = 0,14\Omega$$

- Havai hattın L: 14 km $X_L: 4,83\Omega$ $R_L: 5,78\Omega$
- Üretim tesisi $X_{kV}: 8,23\Omega$ $R_{kV}: 5,99\Omega$ $Z_{kV}: 10,18\Omega$
- Kısa devre gücü;

$$S_{kV} = \frac{U^2}{X_{kV}} = 39,3 \text{ MVA}$$

- Şebeke bağlantı noktasında $0,95 \leq \cos \varphi \leq 1$

Kabul edilebilir voltaj değişiminin kontrolü

Transformatör istasyonunun barasındaki gerilim sabit kabul edildiğinden, “gerilim değişimi” kriteri olarak sadece orta gerilim şebekesindeki empedanslar dikkate alınır.

$$X_{kV, MS} = 4,83 \Omega \quad R_{kV, MS} = 5,78 \Omega \quad Z_{kV, MS} = 7,53 \Omega$$

Aktif faktör $\cos \varphi = 1$ olduğunda, fotovoltaik tesisin bağlantı noktasında elde edilen voltaj değişim

$$\Delta u_a = \frac{S_{Amax} \times (R_{kV} \times \cos|\varphi| - X_{kV} \times \sin|\varphi|)}{U^2} = \frac{800kVA \times (5,78\Omega \times 1)}{(20 \text{ kV})^2} = \%1,16$$

Aktif faktör $\cos \varphi = 0,95$ olduğunda, fotovoltaik tesisin bağlantı noktasında elde edilen voltaj değişim

$$\begin{aligned} \Delta u_a &= \frac{S_{Amax} (R_{kV} \times \cos|\varphi| - X_{kV} \times \sin|\varphi|)}{U^2} \\ &= \frac{842kVA \times (5,78\Omega \times 0,95 - 4,83\Omega \times 0,31)}{(20 \text{ kV})^2} = \%0,84 \end{aligned}$$

Şebeke ekipmanının boyutlandırılmasının kontrolü

Sabit akım yükü

Maksimum görünür güç, maksimum aktif güçten ve şebeke bağlantı noktasında önceden belirlenen güç faktöründen elde edilir (bu durumda = $\cos \varphi$);

$$S_{Amax} = \frac{P_{Emax}}{\cos \varphi} = \frac{800 \text{ kW}}{0,95} = 842 \text{ kVA}$$

20 kV nominal şebeke gerilimi ile elde edilen maksimum akım;

$$I_{Amax} = \frac{S_{Amax}}{\sqrt{3} \times 20kV} = \frac{842 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 20kV} = 24,3 \text{ A}$$

Şebeke tepkisinin kontrolü "Ani gerilim değişikliği"

Üretim tesisinin invertörlerinin verilen nominal görünür gücü 200 kVA' dır. k_{imax} ' in değeri 1,2' dir.

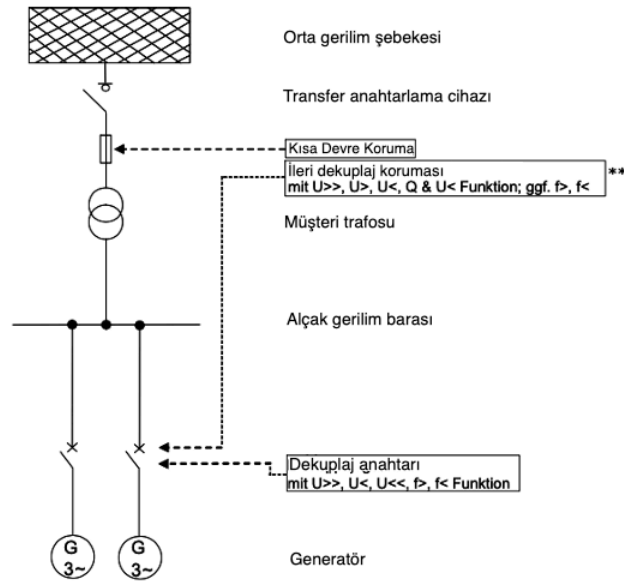
$$\Delta u_a = k_{imax} \times \frac{S_{rE}}{S_{kV}} = 1,2 \times \frac{200 \text{ kVA}}{39,3 \text{ MVA}} = \%0,61$$

Ani voltaj değişimi %0,61' dir ve bu nedenle kabul edilebilir. Diğer eviricilerin bağlantısı gecikmeli olarak yapılmalıdır.

Trafo tesisinin tasarımı

Trafo tesisi, aşağıdaki bağlantı tek hat şemasına göre, müşteri trafosunun orta gerilim tarafında (şebeke bağlantı noktası) yüksek gerilim HRC sigortası aracılığıyla yük ayırıcı ve kısa devre korumalı olarak gerçekleştirilecek şekilde planlanmıştır.

Bağlantı hattındaki veya müşteri trafosundaki bir kısa devrenin 100 ms' den daha kısa sürede giderildiğinden emin olunmalıdır.



Şekil 2.2. Orta gerilim şebekesine yük ayırıcı ve izole çalışma imkanı olmayan birkaç üretim ünitesi ile bağlı üretim tesisi

Şebeke bağlantı noktasında

$$X_{kV} = 8,23 \, \Omega \quad R_{kV} = 5,99 \, \Omega$$

Bağlantı kablolu

$$2 \text{ km NA2XS2Y } 3 \times 1 \times 150 \text{ mm}^2: \quad X' = 0,122 \, \Omega / \text{km} \quad R' = 0,211 \, \Omega / \text{km}$$

$$X_k = 0,24 \, \Omega \quad R_k = 0,42 \, \Omega$$

Alçak gerilim tarafıyla ilgili:

$$X = 8,74 \times \left(\frac{0,4}{20}\right)^2 = 3,4 \, m\Omega \quad R = 6,14 \times \left(\frac{0,4}{20}\right)^2 = 2,6 \, m\Omega$$

Müşteri trafosunun empedansı

$$R_T = \frac{U^2 \times P_{Cu}}{S_r^2} = \frac{(400V)^2 \times 9,6 \, kW}{(1 \, MVA)^2} = 1,5 \, m\Omega$$

$$\begin{aligned} X_T &= \frac{U^2}{S_r \times 100} \times \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{P_{Cu} \times 100}{S_r}\right)^2} \\ &= \frac{(400V)^2}{1 \, MVA \times 100} \times \sqrt{(\%6)^2 - \left(\frac{9,6 \, kW \times 100}{1 \, MVA}\right)^2} = 9,5 \, m\Omega \end{aligned}$$

Böylece müşteri trafosunun alçak gerilim tarafında (sadece şebeke tarafı) elde edilen kısa devre gücü;

$$S_{k,TrNS} = \frac{U^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} = \frac{400V^2}{\sqrt{(4,1 \, m\Omega)^2 + (12,9 \, m\Omega)^2}} = 11,8 \, MVA$$

Bu nedenle, yüksek voltajlı HRC sigortası 341 A akımda 100 ms içinde açmalıdır. Uygunsa, belirli zaman gecikmeli aşırı akım korumasına sahip bir devre kesicinin kullanılması gerekebilir.

EK-3: Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği Kapsamında 10kw ve Altı Çatı ve Cephe Uygulamalı Güneş Elektrik Üretim Tesisleri için Tip Proje ve Ekleri (2018)

TS STANDART NUMARASI	IEC, EN, HD, ISO STANDART NUMARASI	STANDART ADI
TS HD 60364	IEC 60364 (Tüm Bölümleri)	Alçak gerilim elektrik tesisatı
	IEC 60364-6	Alçak gerilim elektrik tesisatı – Bölüm 6: Doğrulama
	IEC 60364-7-712	Binalarda elektrik tesisatı – Bölüm 7-712: Özel tesisat ve yerleşim gereksinimleri – Fotovoltaik (PV) güç kaynağı sistemleri
TS IEC 60755	IEC 60755	Artık akımla çalışan koruyucu düzenler-Genel kurallar.
TS EN 61557	IEC 61557 (Tüm Bölümleri)	Alçak gerilim dağıtım sistemlerinde elektriksel güvenlik-1000 V AC ve 1500 V DC'ye kadar-Koruyucu düzenlerin denenmesi, ölçülmesi veya izlenmesi ile ilgili donanımlar.
TS EN 61730	IEC 61730 (Tüm Bölümler)	Fotovoltaik (PV) modül güvenlik niteliği
TS EN 50438	IEC 50438	Mikro jeneratörlerin alçak gerilim dağıtım şebekeleri ile paralel bağlanması için kurallar.
TSE K 191		Faz akımı 16 A'den büyük olan jeneratörler için bağlantı kuralları - Dağıtım sistemine AG seviyesinden bağlanan
TSE K 192		Faz akımı 16 A'den büyük olan jeneratörler için bağlantı kuralları - Dağıtım sistemine OG seviyesinden bağlanan
TSE EN 62446	IEC 62446	Şebeke bağlantılı fotovoltaik sistemler - Sistem dokümantasyonu, devreye alma deneyleri ve muayene için asgari kurallar.
TSE EN 5021	IEC 50521	Fotovoltaik sistemler için bağlayıcılar - Güvenlik kuralları ve deneyler.
TSE EN 62305	IEC 62305	Yıldırımdan Korunma
TS CLC/TS 50539-12		Alçak gerilim için ani yükselmelere karşı koruyucu cihazlar - DC gerilim içeren özel uygulamalar için ani yükselmelere karşı koruyucu cihazlar - Bölüm - 12 : Seçim ve kullanma esaları - Fotovoltaik tesisatlara bağlanan SPD'ler.
	IEC 62548	PV Dizeler. Tasarım gereksinimleri.
	IEC 62109-1	Fotovoltaik güç sistemlerinde kullanım için güç çeviricilerin güvenliği
	IEC 62109-2	Fotovoltaik güç sistemlerinde kullanım için güç çeviricilerin güvenliği-dönüştürücüler için belirli kurallar
	IEC 62116	Şebekeye bağlı fotovoltaik çeviriciler için bağlantıyı koruma önlemlerinin deney işlemleri
	IEC 61727	Fotovoltaik sistemler-şebeke bağlantı arayüzünün karakteristikleri

1. Amaç, Kapsam, Dayanak, Standartlar ve Tanımlamalar

1.1 Amaç ve Kapsam:

Bu tip projenin amacı; Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik uyarınca, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yetkilendirilen kurum tarafından, kendi tüketim tesisinin bağlantı anlaşmasındaki sözleşme gücüne kadar üretimi ve tüketimi aynı noktadan bağlı, kurulu gücü azami 10 kW olan çatı ve cephe uygulamalı, güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yayımlanan usul ve esaslar çerçevesinde tip projesinin hazırlanmasıdır.

1.2 Dayanak:

Bu tip proje, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin 7 nci maddesinin altıncı fıkrasına dayanılarak hazırlanmıştır.

1.3 Standartlar:

Bu tip proje kapsamındaki PV sistemin tasarımı ve kurulumunda kullanılan tüm teçhizat Türk Standartları (TS) Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) Standartları ile diğer uluslararası standartların (EN, HD, ISO) yürürlükteki en son baskılarına ve TEDAŞ MLZ şartnamelerine uygun olacaktır.

1.4 Tanımlar:

İlgili yönetmelik, tebliğ ile usul ve esaslarda geçen tanımlar geçerlidir.

1.5 Yönetmelikler:

Yürürlükteki ilgili yönetmelikler geçerlidir.

2. Tasarım

PV sistemlerde, ilgili ulusal/uluslararası standartlara uygun malzemeler kullanılacaktır. Teçhizatla ilgili herhangi bir ulusal/uluslararası standardın bulunmaması halinde, Ülkemizin şartları göz önünde bulundurularak, diğer ülkelerde kullanılan standartlar esas alınacaktır.

2.1 DC Sistem

2.1.1 Fotovoltaik (PV) Modüller:

Modüller aşağıdaki uluslararası standartlara uymalıdır:

- IEC 61215 kristal modüller için
- IEC 61646 ince film modüller için
- IEC 61730 - Fotovoltaik (PV) modülü emniyet yeterliliği
- Modüller CE işareti taşımalıdır.

Mevcut yapıya entegre fotovoltaik ürünler/modüller;

Binaya entegre sistemler için özel olarak imal edilmiş (Binaya Entegre Sistemler için Özel Olarak Üretilmiş PV Ürünleri) PV sistemler ulusal/uluslararası standartlara göre test edilmiş ve onaylanmış ürünler kullanılmalıdır.

2.1.2 *Doğru Akım (DC) Sistem – Akım ve Gerilim Değerlerinin Belirlenmesi (Minimum):*

PV sistemdeki tüm DC bileşenlerin (kablolar, ayırıcılar, anahtarlar, bağlantı elemanları vb.) akım-gerilim değerlerinin belirlenmesi, güvenlik faktörleri uyarınca PV dizisinin ilgili bölümünün en yüksek gerilim ve akımına göre belirlenir.

2.1.3 *Doğru Akım (DC) Kablolar:*

Kablo akım/gerilim değerleri TS HD 60364 (IEC 60364) standardına göre belirlenmelidir. Bu hesaplamalarda yükseltme katsayıları da kullanılmalıdır. TS HD 60364 (IEC 60364) standardında açıklanan ve yaygın olarak kullanılmakta olan kablolar için kullanılan düzeltme katsayıları göz önünde bulundurulmalıdır.

Kablolar, STK'deki dize maksimum çalışma gücünde dizi/dize ve evirici arasındaki toplam gerilim düşümünün yüzde ikinin (%2) altında kalmasını sağlayacak şekilde seçilmelidir.

Hata riskinin en küçük seviyede olması için fotovoltaik üreteç DC kablo ve AC kablo mesafelerinin olabildiğince kısa tutacak şekilde tasarım yapılmalıdır.

TEDAŞ Fotovoltaik Sistemler İçin DC Elektrik Kabloları Teknik Şartnamesine uygun kablo seçimi yapılacaktır. Şebeke bağlantılı bir PV sistemin DC tarafında kullanılan kabloların seçimi çalışılması muhtemel ortama göre ortam sıcaklığı, kablo döşeme tipi, kabloların birbirine olan etkisi (grup faktörü), gerilim ve akım koşullarına göre seçilmelidir.

2.1.4 *DC Erkek ve Dişi Bağlantı Ekipmanı (Konektörler):*

Fotovoltaik sistemlere özel erkek ve dişi fotovoltaik üreteç bağlantı ekipmanı (konektörler) üreticiler tarafından modüllere monte edilmiş halde gelir. Güvenli, dayanıklı ve etkili elektriksel kontak sağlamak için konektör kullanılması montajı daha güvenli ve basit hale getirir.

Bir PV sistemin uygulamasında; birlikte kullanılan erkek ve dişi konektörler TSE EN 50521 (IEC 50521) standardına uygun, aynı tip ve markalı olmalıdır.

2.1.5 *Kablo Tavaları:*

Kablo tavaşı sistemleri, kabloların taşınmasına ve kablo yoğunluğuna göre

düzgün bir şekilde bir arada durmasını sağlayan sistemdir. Kablo taşıma sistemlerinde en önemlisi korozyon etkilerini minimize etmek ve üzerinde taşıdığı kablo tesisatını güvenilir bir şekilde taşımaktır. Kablo tavaları; TS822(pregalvaniz), TS914(sıcak daldırma) standartlarına uygun seçilmelidir.

2.1.6 Fotovoltaik Dize DC Bağlantı Panosu:

Eğer birden çok paralel dizi mevcutsa, DC bağlantı panosu (bazen DC toplama panosu veya DC toplama kutusu olarak da adlandırılır) normal olarak paralel dizilerin bir noktada toplandığı yerdir. Panoda ayrıca dizi sigortaları ve ölçüm noktaları da bulunabilir.

DC bağlantı panosu üzerinde “PV dize DC bağlantı panosu, Dikkat! Gün ışığı boyunca çarpılma riski” uyarı levhası bulunmalıdır. Tüm uyarı levhaları temiz, okunaklı, kolayca fark edilebilir olmalı ve PV sistem var olduğu sürece bulunmalıdır.

2.1.7 Dizi Sigortaları:

Birden fazla dizinin bulunduğu sistemlerde diğer paralel dizilerdeki akımların bir diziden akması yüksek hata akımlarını ortaya çıkması gibi durumlar görülebilir. Böyle durumlarda aşırı akım koruma cihazlarına gerek duyulur. Aşırı akım koruma tedbirleri sistem tasarımına ve paralel dizi sayısına bağlıdır. İki diziden fazla olan tasarımlarda bütün kablo ve modüllerin korunması amacıyla dizi sigortaları hem artı hem de eksi kutuplar için kullanılmalıdır.

Sigortalar, ısınmadan kaynaklı olarak anma değerlerinin değişmesini önlemek için direkt güneş ışığına maruz kalmamalıdır. Birden fazla dizinin bulunduğu sistemlerde diğer paralel dizilerdeki akımların bir diziden akması yüksek hata akımlarını ortaya çıkması gibi durumlar görülebilir. Böyle durumlarda aşırı akım koruma cihazlarına gerek duyulur.

Dizi sigortaları IEC 60629-6 standardına uygun ve gPV tipinde olmalıdır.

2.1.8 DC Ayırma ve Anahtarlama:

Ayırma; tesisin belirli bir kısmının, geri kalan kısımlarından güvenlik veya bakım nedeni ile enerji kaynaklarından ayrılarak beslemesinin kesilmesidir (TS HD 60364).

DC tarafa monte edilmiş bir yük kesici; enerjili iletkenlerin tamamını ayırmalı, hesaplanan maksimum DC çalışma gerilimine ve DC çalışma akımına dayanıklı olmalıdır. Kesici muhafaza panoları “Tehlike – gün ışığında enerjilidir” ifadesiyle etiketlenmelidir.

2.1.9 DC Hızlı Kapama:

Talep edilmesi halinde PV modüller manuel DC kesme düzeyinde korumaya sahip olabilir. Kurulacak olan PV sistemlerin DC kısmı panel bazında manuel olarak açma-kapama yapmaya olanak sağlamalıdır. AC kısmının herhangi bir sebepten ötürü enerjisiz kalması durumunda DC kısımda panel bazlı otomatik olarak açma-kapama yapabilmelidir.

2.2 Yıldırımdan Korunma, Topraklama, Aşırı Gerilimden Korunma;

PV sistem de yıldırım ve aşırı gerilime karşı koruma, tasarım ve mühendislik çalışmaları için risk analizinin yapılması önerilmektedir.

Üretim tesisinin topraklama sistemi şebekenin topraklama sistemine uygun olmalı ve 21/8/2001 tarihli ve 24500 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliğinde belirtilen şartlar dâhilinde yapılmalıdır. Tesisin topraklaması mevcut sistem topraklamasına bağlanacağından mevcut sistemin toprak güncel ölçüm raporları sunulmalıdır. Mevcut sistem topraklaması güncel yönetmelik ve standartlarda belirtilen şartlara haiz değilse uygun hale getirilmelidir.

2.3 AC Sistem

2.3.1 AC Kablolama;

PV sistem AC kabloları TS HD 60364 (IEC 60364) standardına uygun olarak monte edilmelidir. Evirici(ler)i tüketicilere bağlayan AC kabloların gerilim düşümünü minimize edecek şekilde seçilmesi gerekir.

- Akım çeken bir ekipman bu hatta bağlanmaz.
- Akım çeken bir ekipmanın ileride bu hatta bağlanması için bir ön hazırlık yapılamaz.
- Bu hat üzerinde bir soket priz bulunamaz.

Not: Sinyalizasyon kabloları (FE180) TS/IEC 60331 standardına uygun olmalıdır.

2.3.2 RCD Koruma;

Elektrik tesisinin, DC hata akımlarının tesisin AC tarafına geçmesine engel olamayan bir PV üretici kapsamı ve tesisin TSE HD 60364 (IEC 60364) standardının genel kurallarına uygunluğu için bir RCD’ye ihtiyaç duyulması durumunda, seçilen RCD’nin TS EN 62423 (IEC 62423) standardında tarif edildiği üzere Tip B (RCCB) olması gerekir. DC hata akımlarının sistemin AC tarafına geçişini eviricinin engelleyemediği ile ilgili bir şüphe duyulması durumunda evirici üreticisine başvurulmalıdır.

2.3.3 AC Ayırma ve Anahtarlama;

Tesisin AC tarafında ayırma ve anahtarlama sistemi TSE HD 60364 (IEC 60364) standardına uyumlu olmalıdır. Evirici ile AC şebeke beslemesinin irtibatını kesecek şekilde bir ayırıcı bulunmalıdır.

2.3.4 Eviriciler;

Eviriciler İlgili Teknik Mevzuata tip sertifikasına ve aşağıda belirtilen standartlara sahip olmalıdır.

1-Güvenlik, (IEC 62109-1, EIC 62109-2)

2- EMC (Elektro Manyetik Uyumluluk)

IEC 61727 (international standard)

Voltage fluctuations and flicker

IEC 61000-3-2 (EN 61000-3-3) Devices $\leq$ 16A AC current

IEC 61000-3-11(EN 61000-3-11) Devices $>$ 16A AC current

3- Grid connection

EN50438

NOT: Eviriciler ile ilgili önemli bir emniyet koşulu şudur: şebekede enerji yok iken PV sistemin ayrılması gerekir. Planlı ya da plansız enerji kesintilerinde PV sistemin şebekeyi veya yerel dağıtım sistemini besleyip elektrik çarpma riskinin ortaya çıkmasının önlenmesi için bu zorunludur. Bu durum "adalanma" olarak adlandırılır ve şebeke/dağıtım sisteminde çalışanlar için potansiyel bir tehlike arz eder. İlgili teknik ve ilgili mevzuat bir PV sistemin adalanmada çalışmasının önlenmesi için ciddi önlemler alınması gerektiğini ortaya koyar. Sistem tasarımı yapılırken adalanmaya izin verilmeyecektir. Fazlardan herhangi birinde veya tüm fazlarda enerji kesintisi olması durumunda monofazlı / trifazlı eviricilerde adalanma önlenemiyorsa arayüz koruma rölesi kullanılmalıdır.

2.3.5 Sayaçlar;

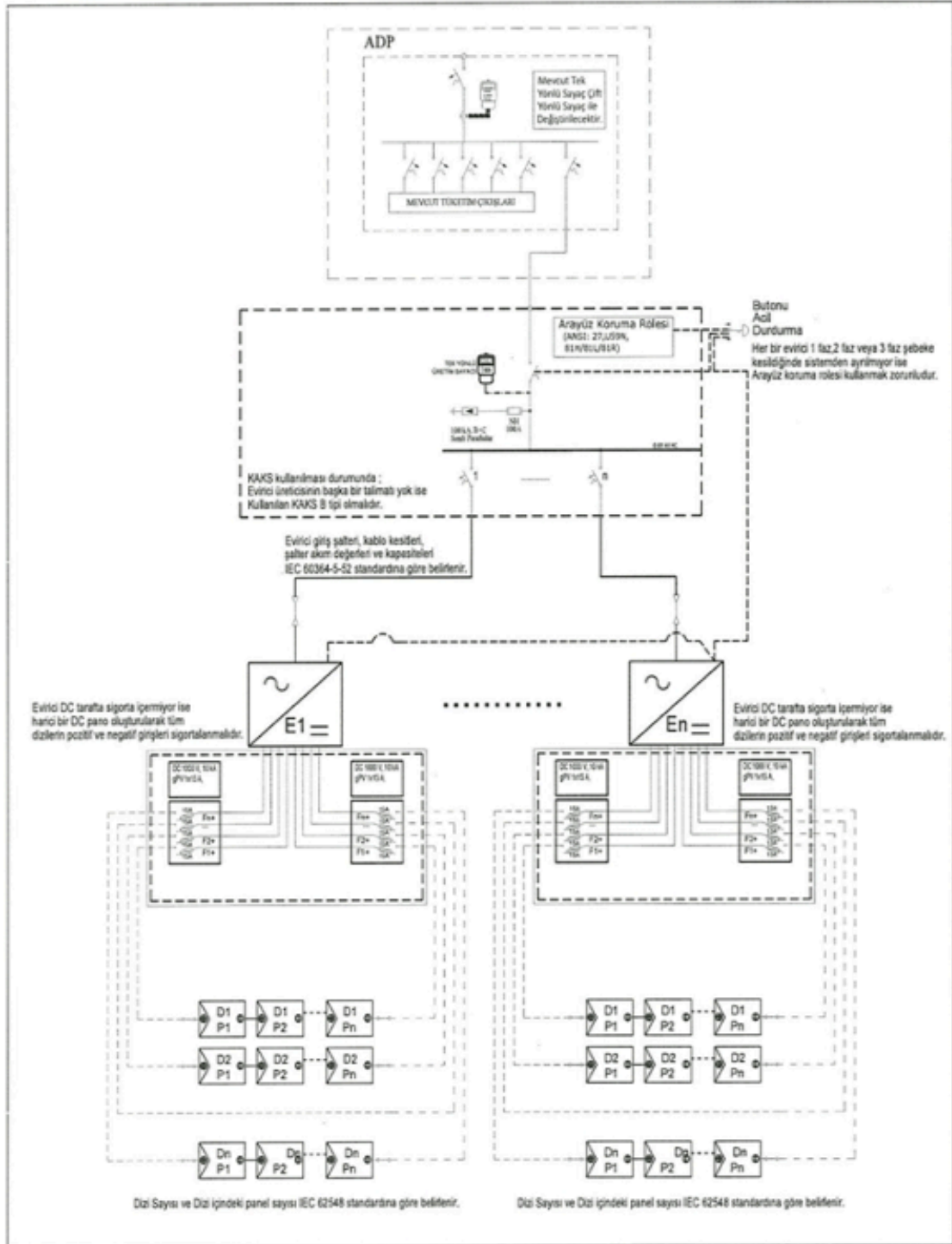
Sayaçlar İlgili Teknik Mevzuat ve İlgili Mevzuat'a uygun olarak tasarlanmalı ve uygulanmalıdır.

2.4 Statik Uygunluk;

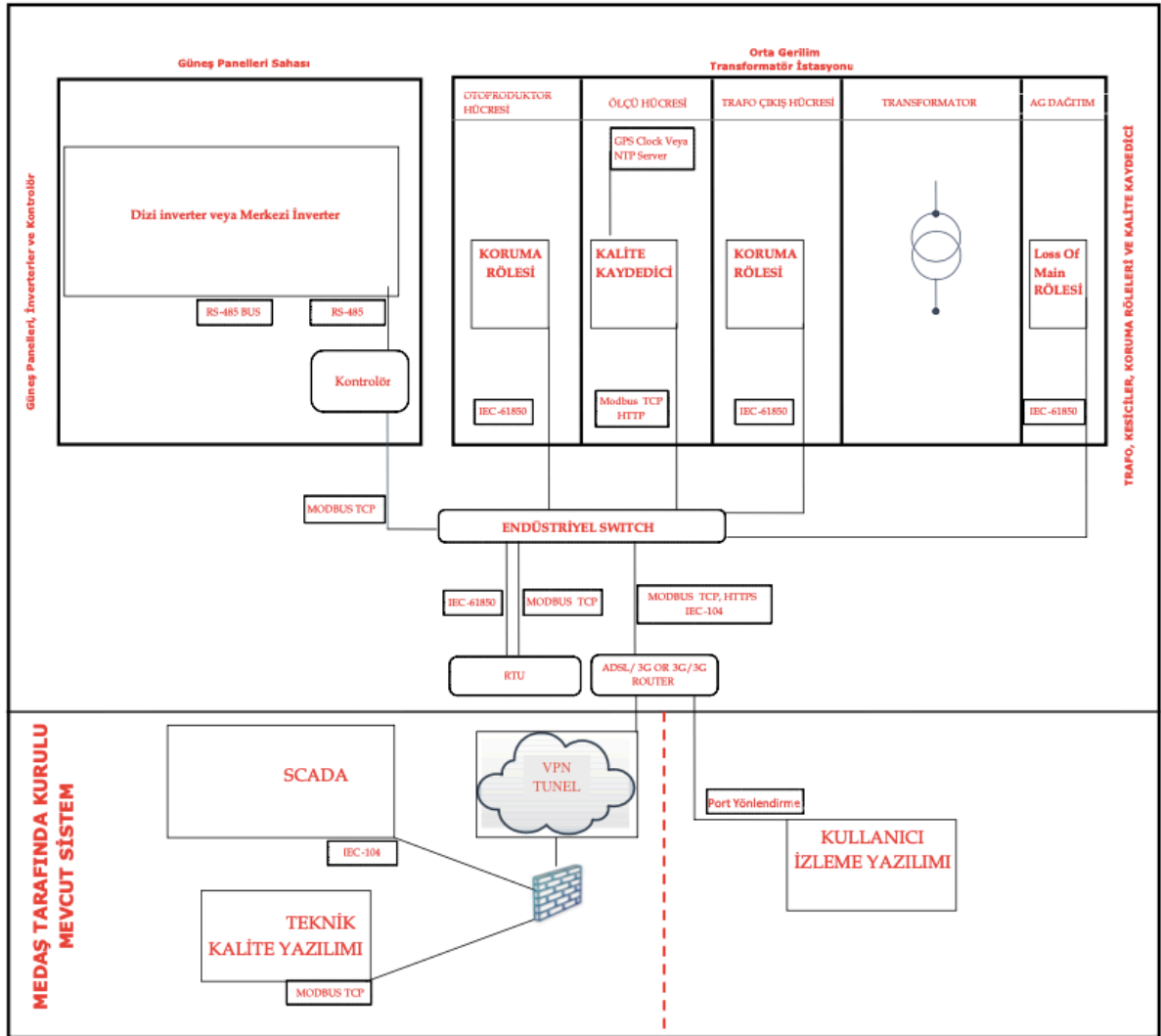
Ruhsat vermeye yetkili kamu kurum ve kuruluşlardan GES kurulumuna dair izin belgesi alınacaktır.

2.5 EK: Tek Hat Şeması

10kW Tek Hat Şeması



EK-4: Dağıtım sistemine bağlanacak bir üretim tesisi için elektrik dağıtım şirketi tarafından istenen örnek SCADA projesi



EK-5: TÜBİTAK tarafından yapılan dağıtım fiderlerinde SCADA kurulumu ile ilgili çalışma.

TÜDOSİS

Hakkında

Müşterisi Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş. olan TÜBİTAK Dağıtım Otomasyon Sistemi (TÜDOSİS) Projesi, 1996 yılında başlamış olup 2006 yılında tamamlanmıştır. Proje kapsamında, elektrik dağıtım şebekeleri için uluslararası standartlarda, açık sistem mimarisiyle uyumlu bir gözetimli denetim ve veri toplama (SCADA) sistemi tasarlanmıştır ve sistemin ana cihazı olan uzak terminal üniteleri (RTU), hiyerarşik iletişim yapısı ve kumanda-kontrol merkezi yazılımı geliştirilmiştir. Geliştirilen sistem 400'ü aşkın dağıtım trafo merkezinde kurulmuş ve başarıyla devreye alınmıştır.

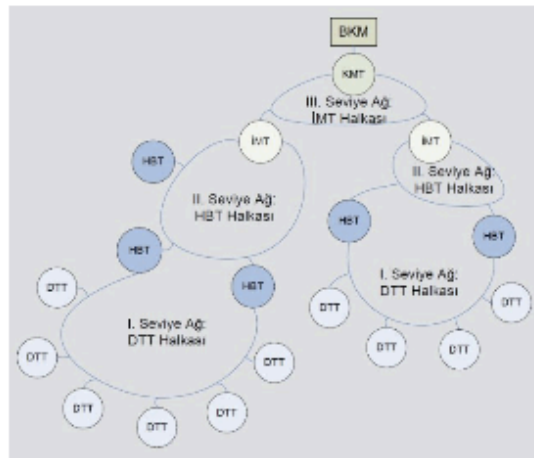


Geliştirilen sistem, diğer elektrik dağıtım SCADA sistemlerinde olduğu gibi bilgi toplama ve gözlem ile uzaktan kumanda işlevlerini içerir. Ancak, bu projede alışlagelmiş SCADA sistemlerinden farklı olarak dağıtım fiderleri üzerine ağırlık verildiğinden dolayı, sistem indirici merkezlerdeki 34.5kV fider

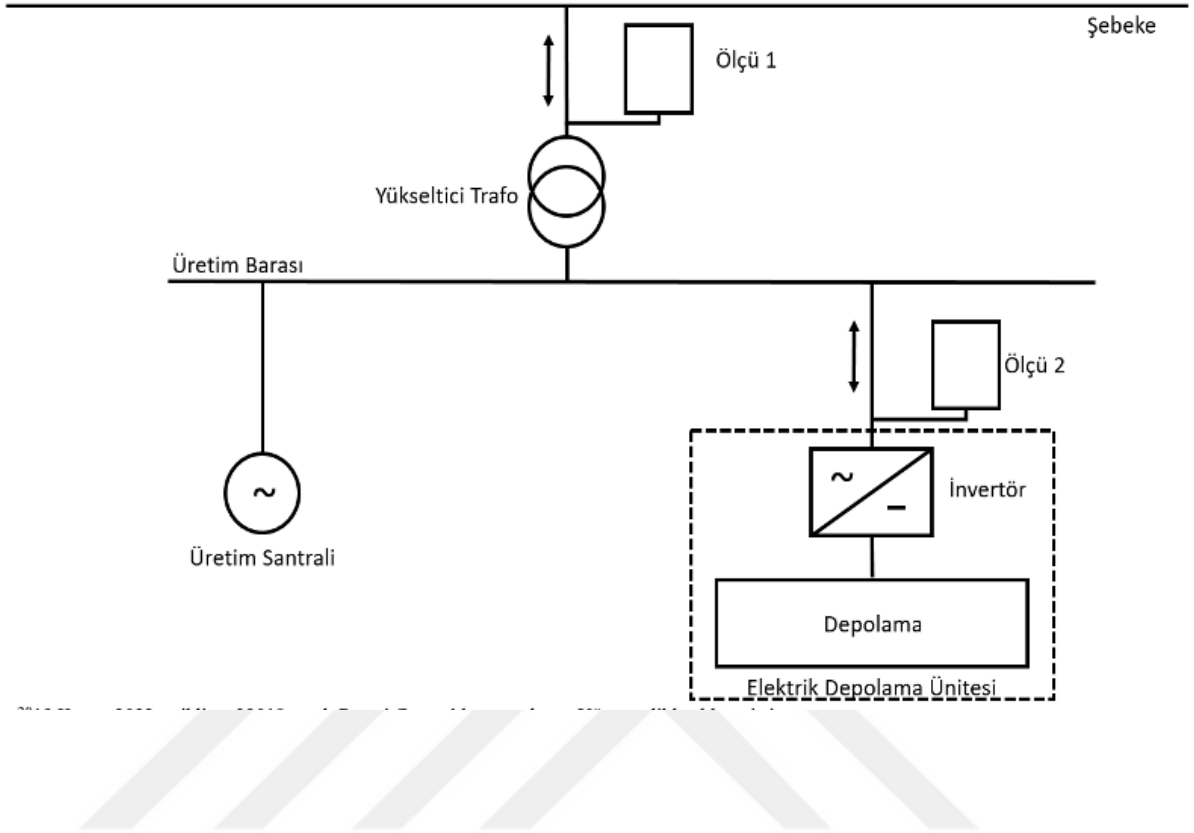
çıkışlarına ve fiderlerdeki 34.5/0.4 kV dağıtım transformatör merkezlerine uygulanmıştır. Fiderlerdeki arızanın yerinin bulunması, izolasyonu ve yeniden enerji verilmesi tam otomatik olarak veya kısmi otomatik olarak operatör aracılığıyla sağlanabilmesi, fider otomasyonunun en önemli özelliğidir.

Proje Çıktıları

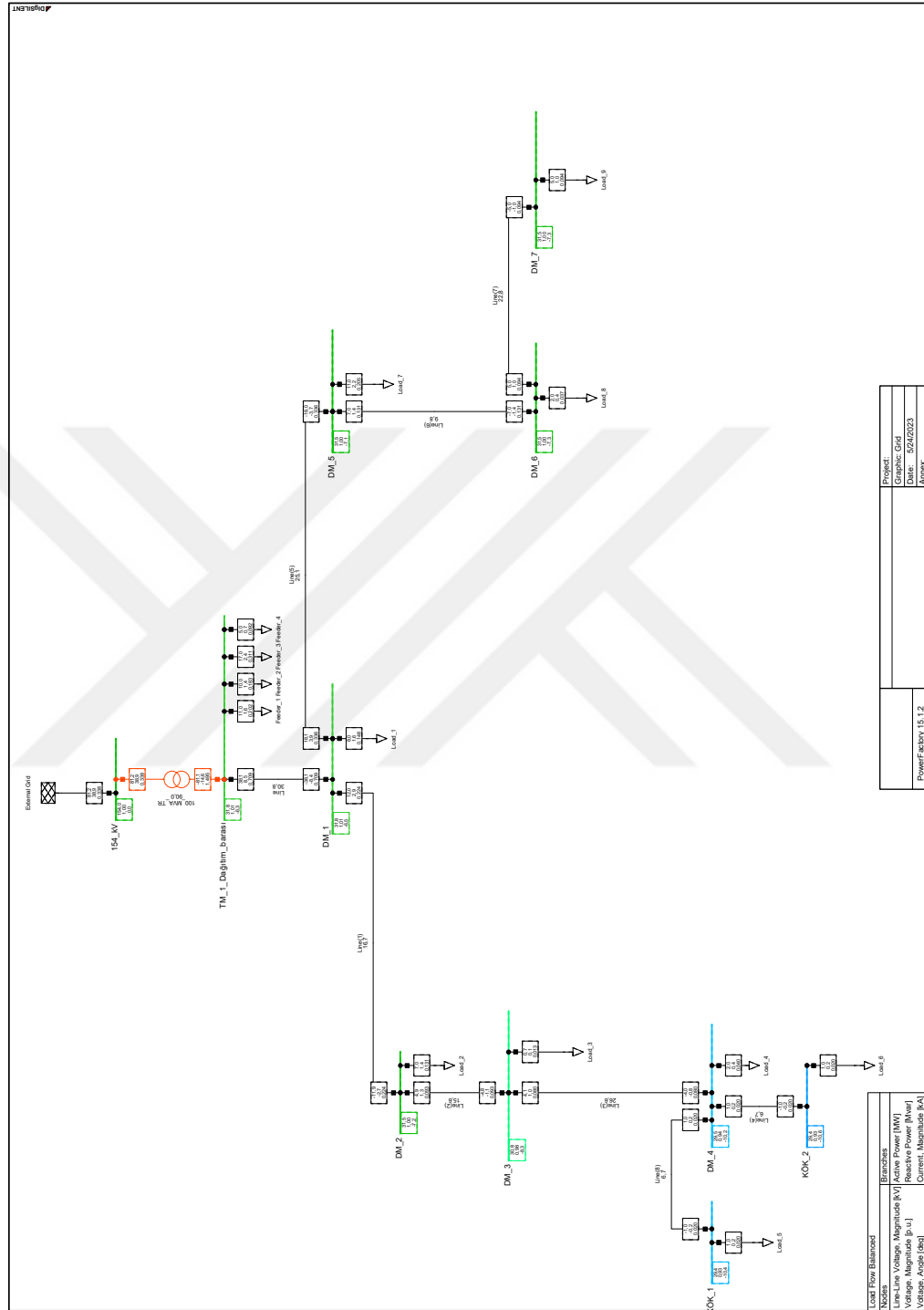
- Sistem kontrolcüler, yapısı ve donanım
 - o Bilgi kontrol merkezi (BKM)
 - o Kontrol merkezi terminali (KMT)
 - o İndirici merkez terminali (İMT)
 - o Hat başı terminali (HBT)
 - o Dağıtım transformatör merkez terminali (DTT)
- Tüm yazılım ve protokoller
 - o TÜDOSİS haberleşme protokolü
 - o İnsan makine arayüzü yazılımı
 - o Kontrol algoritmaları
- Patent (No: 2003/02277)



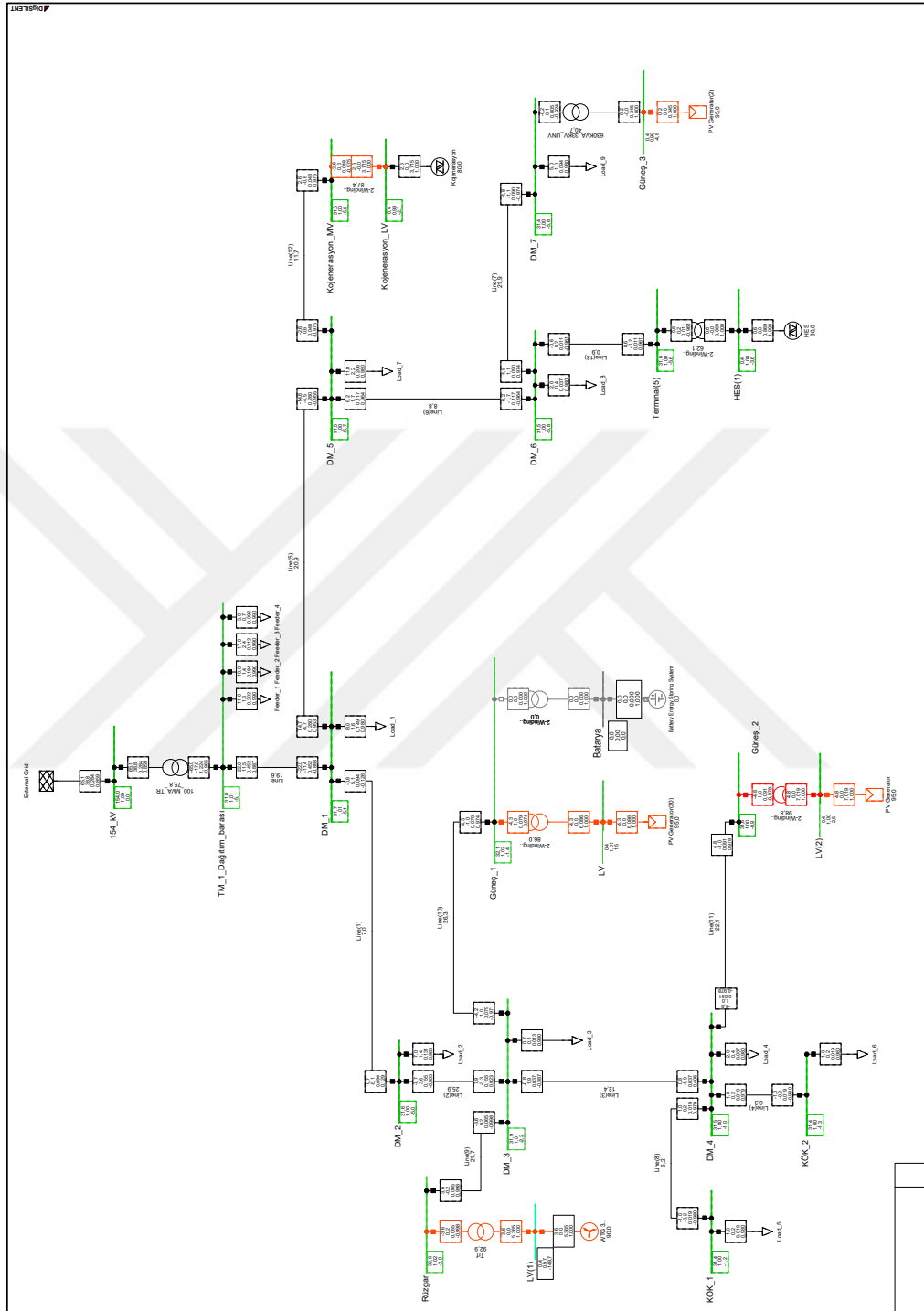
EK-6: Elektrik piyasasında depolama faaliyetleri yönetmeliği kapsamında depolamalı elektrik üretim tesisi ile üretim tesisine bütünleşik elektrik depolama ünitesine ait bağlantı konfigürasyonu



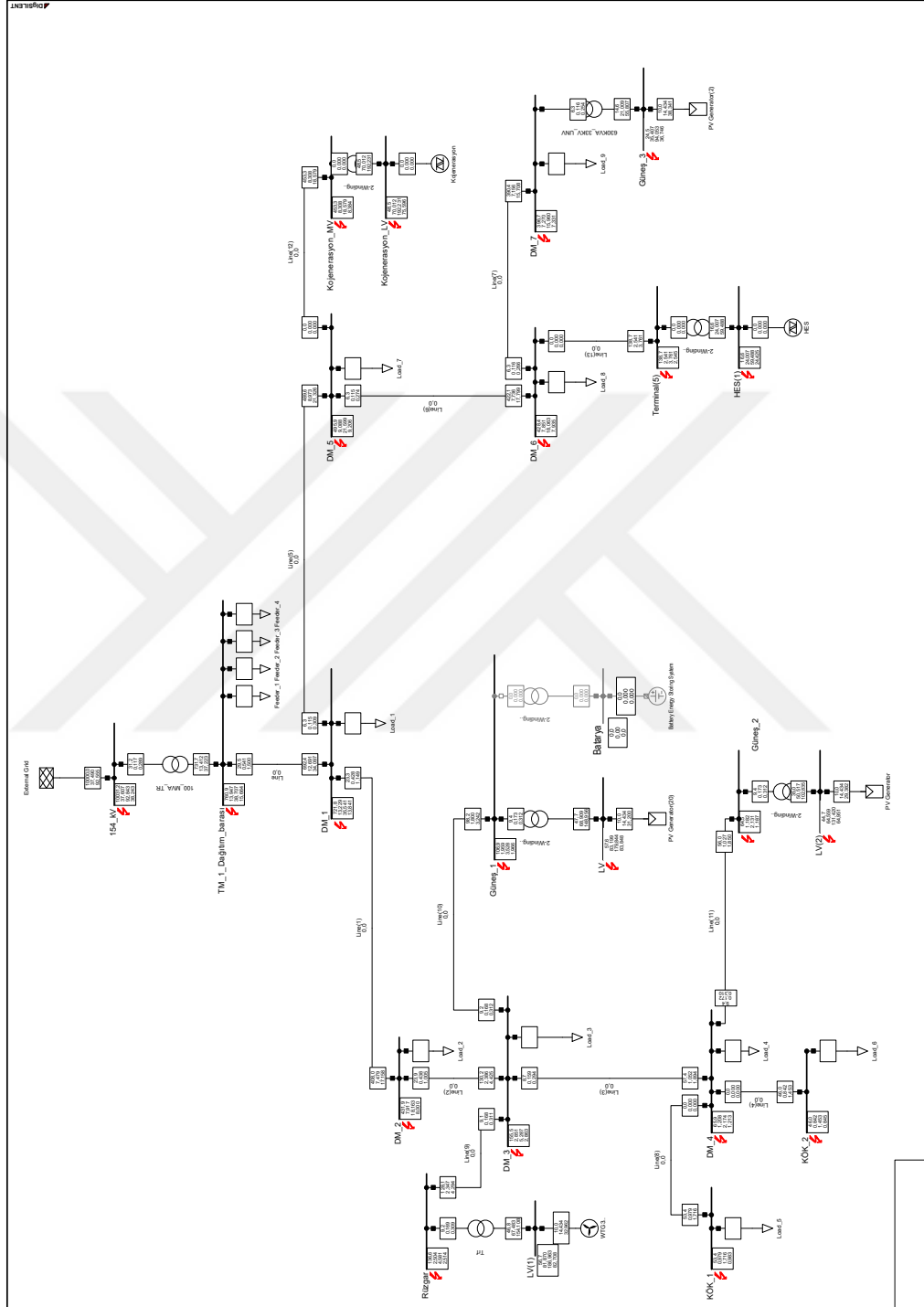
EK-7A: DigSILENT PowerFactory programında yük akış analizi için üretim tesislerinin bağlı olmadığı duruma ait kurulum şeması



EK-7B: DIgSILENT PowerFactory programında yük akış analizi için üretim tesislerinin bağlı olduğu duruma ait kurulum şeması



EK-7E: DlgSILENT PowerFactory programında üç faz kısa devre analizi için üretim tesislerinin bağlı olduğu duruma ait kurulum şeması



EK-7F: DIgSILENT PowerFactory programında üç faz kısa devre analizi için üretim tesislerinin bağlı olmadığı duruma ait analiz çıktıları

		DIgSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 5/24/2023
Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909			
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic	
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No	
		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s c-Voltage Factor User Defined No	

Grid: Grid		System Stage: Grid										Annex:		/ 1	
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]		Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
154_kV		154,00	0,00	0,00	1,10	10000,00 MVA	37,49 kA	-84,29	92,57 kA	37,49	10000,00	37,49	38,12		
100 MVA TR	TM_1_Dağıt					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
External Grid						10000,00 MVA	37,49 kA	-84,29	92,57 kA						
TM_1_Dağıtım bara	31,50	0,00	0,00	1,10	731,75 MVA	731,75 MVA	13,41 kA	-89,54	37,49 kA	13,41	731,75	13,41	15,99		
100 MVA_TR	154 kV						13,41 kA	90,46	37,49 kA						
Line	DM_1					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
DM_1	31,50	0,00	0,00	1,10	692,41 MVA	692,41 MVA	12,69 kA	-88,20	34,31 kA	12,69	692,41	12,69	13,36		
Line	TM_1_Dağıt						12,69 kA	91,80	34,31 kA						
Line (5)	DM_5					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Line (1)	DM_2					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
DM_2	31,50	0,00	0,00	1,10	405,91 MVA	405,91 MVA	7,44 kA	-80,89	17,11 kA	7,44	405,91	7,44	7,52		
Line (2)	DM_3					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Line (1)	DM_1					405,91 MVA	7,44 kA	99,11	17,11 kA						
DM_3	31,50	0,00	0,00	1,10	130,00 MVA	130,00 MVA	2,38 kA	-61,47	4,08 kA	2,38	130,00	2,38	2,39		
Line (2)	DM_2					0,00 MVA	2,38 kA	118,53	4,08 kA						
Line (3)	DM_4					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
DM_4	31,50	0,00	0,00	1,10	54,50 MVA	54,50 MVA	1,00 kA	-56,42	1,63 kA	1,00	54,50	1,00	1,00		
Line (3)	DM_3					0,00 MVA	1,00 kA	123,58	1,63 kA						
Line (4)	KÖK_2					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Line (8)	KÖK_1					0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
KÖK_2	31,50	0,00	0,00	1,10	40,05 MVA	40,05 MVA	0,73 kA	-55,45	1,19 kA	0,73	40,05	0,73	0,74		
Line (4)	DM_4						0,73 kA	124,55	1,19 kA						

Grid: Grid		System Stage: Grid								Annex:		/ 2	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
KÖK_1 Line (8)	31,50 DM_4	0,00	0,00	1,10	45,63 MVA 45,63 MVA	0,84 kA 0,84 kA	-55,83 124,17	1,36 kA 1,36 kA	0,84	45,63	0,84	0,84	
DM_6 Line (6) Line (7)	31,50 DM_5 DM_7	0,00	0,00	1,10	414,16 MVA 414,16 MVA 0,00 MVA	7,59 kA 7,59 kA 0,00 kA	-81,10 98,90 0,00	17,53 kA 17,53 kA 0,00 kA	7,59	414,16	7,59	7,67	
DM_7 Line (7)	31,50 DM_6	0,00	0,00	1,10	383,72 MVA 383,72 MVA	7,03 kA 7,03 kA	-78,63 101,37	15,48 kA 15,48 kA	7,03	383,72	7,03	7,09	
DM_5 Line (5) Line (6)	31,50 DM_1 DM_6	0,00	0,00	1,10	478,87 MVA 478,87 MVA 0,00 MVA	8,78 kA 8,78 kA 0,00 kA	-82,73 97,27 0,00	20,96 kA 20,96 kA 0,00 kA	8,78	478,87	8,78	8,89	

EK-7G: DIgSILENT PowerFactory programında üç faz kısa devre analizi için üretim tesislerinin bağlı olduğu duruma ait analiz çıktıları.

		DigSILENT PowerFactory 15.1.2	Project:
			Date: 5/27/2023

Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909		3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents	
Asynchronous Motors Always Considered	Grid Identification Automatic	Short-Circuit Duration Break Time	0,10 s
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B	Conductor Temperature User Defined No	Fault Clearing Time (Ith) c-Voltage Factor User Defined	1,00 s No

Grid: kısıadevre_nominal		System Stage: kısıadevre_nomin								Annex:		/ 1	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
154_kV 100_MVA_TR External Grid	154,00	0,00	0,00	1,10	10031,18 MVA 31,23 MVA 10000,00 MVA	37,61 kA 0,12 kA 37,49 kA	-84,28 98,77 -84,29	92,84 kA 0,29 kA 92,55 kA	37,61	10031,18	37,61	38,24	
LV(2) 2-Winding Trans PV Generator	0,40 Güneş_2	0,00	0,00	1,05	44,73 MVA 35,00 MVA 10,00 MVA	64,56 kA 50,52 kA 14,43 kA	-72,49 110,86 -84,29	131,42 kA 102,83 kA 29,38 kA	64,56	44,73	64,56	64,95	
LV 2-Winding Trans PV Generator(20)	0,40 Güneş_1	0,00	0,00	1,05	57,64 MVA 47,74 MVA 10,00 MVA	83,20 kA 68,91 kA 14,43 kA	-76,91 104,63 -84,29	179,84 kA 148,96 kA 31,20 kA	83,20	57,64	83,20	83,85	
LV(1) Trf WTG 3.6MW	0,40 Rüzgar	0,00	0,00	1,05	56,72 MVA 46,75 MVA 10,00 MVA	81,87 kA 67,48 kA 14,43 kA	-80,11 100,79 -84,29	186,96 kA 154,11 kA 32,96 kA	81,87	56,72	81,87	82,71	
DM_1 Line Line(5) Line(1)	31,50 TM_1 Dağıtım DM_5 DM_2	0,00	0,00	1,10	721,75 MVA 692,41 MVA 6,27 MVA 23,33 MVA	13,23 kA 12,69 kA 0,11 kA 0,43 kA	-87,90 91,80 93,58 100,53	35,54 kA 34,10 kA 0,31 kA 1,15 kA	13,23	721,75	13,23	13,84	
DM_5 Line(5) Line(6) Line(12)	31,50 DM_1 DM_6 Koşenerasy	0,00	0,00	1,10	495,86 MVA 489,58 MVA 6,30 MVA 0,00 MVA	9,09 kA 8,97 kA 0,12 kA 0,00 kA	-82,46 97,59 93,52 0,00	21,60 kA 21,33 kA 0,27 kA 0,00 kA	9,09	495,86	9,09	9,21	
DM_6 Line(6) Line(7)	31,50 DM_5 DM_7	0,00	0,00	1,10	428,36 MVA 422,08 MVA 6,31 MVA	7,85 kA 7,74 kA 0,12 kA	-80,88 99,21 93,49	18,06 kA 17,80 kA 0,27 kA	7,85	428,36	7,85	7,93	

Grid: kısadevre_nominal	System Stage: kısadevre_nomin									Annex:		/ 3	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	[deg]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
Line(11) 2-Winding Trans	DM 4 LV(2)				56,01 MVA 9,44 MVA	1,03 kA 0,17 kA	122,96 95,15	1,85 kA 0,31 kA					
Güneş_3 630KVA_33KV_UNV PV Generator(2)	0,40 DM_7	0,00	0,00	1,05	24,53 MVA 14,56 MVA 10,00 MVA	35,41 kA 21,01 kA 14,43 kA	-87,41 90,45 -84,29	94,05 kA 55,81 kA 38,34 kA	35,41	24,53	35,41	36,75	
HES(1) 2-Winding Trans HES	0,40 Terminal(5)	0,00	0,00	1,05	16,63 MVA 16,63 MVA 0,00 MVA	24,01 kA 24,01 kA 0,00 kA	-84,45 95,55 0,00	59,49 kA 59,49 kA 0,00 kA	24,01	16,63	24,01	24,42	
Kojenerasyon_MV Line(12) 2-Winding Trans	31,50 DM_5 Kojenerasy	0,00	0,00	1,10	453,27 MVA 453,27 MVA 0,00 MVA	8,31 kA 8,31 kA 0,00 kA	-79,43 100,57 0,00	18,58 kA 18,58 kA 0,00 kA	8,31	453,27	8,31	8,38	
Kojenerasyon_LV 2-Winding Trans Kojenerasyon	0,40 Kojenerasy	0,00	0,00	1,05	48,51 MVA 48,51 MVA 0,00 MVA	70,01 kA 70,01 kA 0,00 kA	-88,82 91,18 0,00	192,23 kA 192,23 kA 0,00 kA	70,01	48,51	70,01	75,60	

EK-7H: DiGSILENT PowerFactory programında sistem kayıpları için üretim tesislerinin bağlı olmadığı duruma ait analiz çıktıları.

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2		Project: Date: 5/27/2023	
Load Flow Calculation					
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	
Total System Summary			Study Case: Study Case		Annex: / 1
No. of Substations	0	No. of Busbars	23	No. of Terminals	0
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	13	No. of Shunts	0	No. of SVS	0
Generation	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
External Infeed	=	81,18 MW	38,95 Mvar	90,04 MVA	
Load P(U)	=	80,70 MW	13,78 Mvar	81,87 MVA	
Load P(Un)	=	80,70 MW	13,78 Mvar	81,87 MVA	
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar		
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA	
Grid Losses	=	0,48 MW	25,17 Mvar		
Line Charging	=		14,29 Mvar		
Compensation ind.	=		0,00 Mvar		
Compensation cap.	=		0,00 Mvar		
Installed Capacity	=	0,00 MW			
Spinning Reserve	=	0,00 MW			
Total Power Factor:					
Generation	=	0,00	0,00	[-]	
Load/Motor	=	0,99	0,00	[-]	

EK-71: DIgSILENT PowerFactory programında sistem kayıpları için üretim tesislerinin bağlı olduğu duruma ait analiz çıktıları

		Digsilent PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 5/27/2023				
Load Flow Calculation							
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				
			Total System Summary				
			No 1,00 kVA 0,10 %				
Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex: / 1			
No. of Substations	0	No. of Busbars	23	No. of Terminals	0	No. of Lines	14
No. of 2-w Trfs.	8	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	13	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	16,12 MW	0,00 Mvar	16,12 MVA			
External Infeed	=	65,03 MW	36,56 Mvar	74,60 MVA			
Load P (U)	=	80,70 MW	13,78 Mvar	81,87 MVA			
Load P (Un)	=	80,70 MW	13,78 Mvar	81,87 MVA			
Load P (Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,44 MW	22,78 Mvar				
Line Charging	=		14,59 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	16,12 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00	[-]				
Load/Motor	=	0,99 / 0,00	[-]				