

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ELEKTRİK ŞEBEKESİNE
ETKİSİNİN İNCELENMESİ

Gökçe ADIGÜZEL ÖZER

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Ana Bilim Dalı
Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Programı

Danışman

Prof. Dr. Galip CANSEVER

Ağustos, 2019

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ELEKTRİK ŞEBEKESİNE
ETKİSİNİN İNCELENMESİ**

Gökçe ADIGÜZEL ÖZER tarafından hazırlanan tez çalışması 05.08.2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Anabilim Dalı, Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Galip CANSEVER
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Galip CANSEVER, Danışman

Yıldız Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Onur AKBATI, Üye

Yıldız Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Ali Fuat ERGENÇ, Üye

İstanbul Teknik Üniversitesi








Danışmanım Prof. Dr. Galip CANSEVER sorumluluğunda tarafımca hazırlanan Dağıtık Üretim Tesislerinin Elektrik Şebekesine Etkisinin İncelenmesi başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim

Gökçe ADIGÜZEL ÖZER

İmza



Eşime

ve

biricik oğluma

TEŐEKKÜR

Bu tez çalıőmasının hazırlanmasında desteklerini esirgemeyen saygıdeęer tez danıőmanım Prof. Dr. Galip CANSEVER hocam'a, uzun soluklu çalıőma sűrem boyunca her zaman yanımda olan ve sabır gűsteren sevgili eőim Mehmet ÖZER'e ve bir tanecik oęlum Gűktűrk ÖZER'e teőekkűrlerimi sunuyorum.

Gűke ADIGűZEL ÖZER

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ	ix
KISALTMA LİSTESİ	xi
ŞEKİL LİSTESİ	xiv
TABLO LİSTESİ	xvi
ÖZET	xvii
ABSTRACT	xix
1 Giriş	1
1.1 Literatür Özeti	3
1.2 Tezin Amacı	8
1.3 Bulgular.....	8
2 Elektrik Şebekesi Planlama Nitelikleri ve Esasları	10
3 Dağıtık Üretim Tesislerinin Elektrik Şebekesi Planlamasına Etkisi	13
4 Metodoloji	19
4.1 Veri Setinin Oluşturulması	19
5 Elektrik Dağıtım Şebekesinin Sayısal Modellenmesi	23
5.1 Şebeke Analizleri	29
5.1.1 Normal İşletme Durumu (N Durumu) Yük Akışı Analizleri	29
5.1.2 Farklı Senaryolar İçin Kısıtlılık Analizleri.....	30
5.1.3 Kısa Devre Analizleri.....	31
5.2 Şebeke Analiz Senaryoları	32

5.3	NEPLAN®’da Yük Akış Analizi.....	36
5.4	NEPLAN®’da Kısa Devre Analizi	42
5.5	NEPLAN®’da Kısıtlılık Analizi	47
5.6	Raporlama.....	48
5.6.1	“Sistem Özeti nin Gözlenmesi” Raporu	50
5.6.2	“Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporu.....	51
5.6.3	“Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporu.....	52
6	Vaka Çalışması: A Port Şebeke Sayısal Analizi	53
6.1	Sayısal Model ve Coğrafi Yapı.....	53
6.1.1	Hat Modelleri	55
6.1.2	İletim Sistemi Eşdeğeri	56
6.1.3	Tekirdağ Trafo Merkezi Mevcut Durum Değerlendirmesi.....	57
6.1.4	Trafo Parametreleri.....	59
6.1.5	Bara Parametreleri.....	59
6.1.6	Yük Parametreleri.....	59
6.2	Mevcut EMB (Enerji Müsaade Belgesi) Bağlantı Görüşünün Değerlendirilmesi.....	60
6.2.1	Yük Akışı Hesapları – Bara Sonuçları.....	60
6.2.2	Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları.....	61
6.3	Bağlantı Önerisi ve Analiz Sonuçları.....	61
6.3.1	Yük Akışı Hesapları – Bara Sonuçları	62
6.3.2	Yük Akışı Hesapları - Termik Yüklenme Sonuçları.....	63
6.3.3	N-1 Kısıtlılık Analizleri – Bara Sonuçları	63
6.3.4	N-1 Kısıtlılık Analizleri - Termik Yüklenme Sonuçları	64
6.3.5	Kısa Devre Analizleri: 3 Faz Kısa Devre Hesaplamaları.....	64

6.3.6 Kısa Devre Analizleri: Tek Faz Toprak Kısa Devre Hesaplamaları.....	65
6.4 Sonuç.....	65
7 Yasal Mevzuat, Sorumluluklar ve Bağlantı Talebi Değerlendirmesi	67
7.1 Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kriterleri.....	73
7.2 Otoprodüktör Fider Kriterleri.....	79
7.3 Sonuç.....	82
8 Vaka Çalışması: Bir Otoprodüktör Tesisinin Sistem Demandına Etkisinin İncelenmesi	83
9 Bir Rüzgar Enerji Santralının Şebeke Voltaj Kalitesine Etkisinin İncelenmesi	87
9.1 Temel Teorik Esaslar	87
9.2 Fliker Kavramı (IEC Yaklaşımı)	87
9.3 Bağlantı Analizleri ve Jenerik Model.....	95
9.4 Rüzgar Enerji Santrali Elektriksel Karakteristikleri.....	98
9.5 Şebeke Voltaj Kalitesi Değişiminin Rüzgar Türbini Örneği Üzerinden İncelenmesi.....	103
9.5.1 Yavaş Voltaj Değişimleri.....	104
9.5.2 Hızlı Voltaj Değişimleri (Fliker).....	106
9.5.3 Gerilim Düşümü.....	109
9.5.4 Sonuç.....	110
10 Vaka Çalışması: Barbaros Rüzgar Enerji Santralının (12 MW) Devreye Alınması ve Değerlendirilmesi – Bağlantı Görüşü	111
10.1 Dağıtık Üretim Tesisi Bağlantı Talebinin Değerlendirmesi.....	111
10.1.1 Bağlantı Talebi Değerlendirme Analizleri	111
10.1.2 Enerji Müsaadesi Öncesi Değerlendirme Analizleri	112

10.2 Rüzgar Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerince İlgili Kuruma Sağlanacak Bilgiler (Aşama 1 ve 2).....	112
10.3 Analiz ve Değerlendirme.....	113
10.3.1 Teknik Kayıpların İncelenmesi.....	114
10.3.2 Senaryo 1 ve Senaryo 2 İçin Rüzgar Enerji Santralinin Şebekeye Olan Etkisinin İncelenmesi.....	116
11 Sonuç ve Öneriler	121
Kaynakça	125

SİMGE LİSTESİ

I_{lk}'' (RST)	I_{k}'' (RST) Açısı ($^{\circ}$)
C	Eş zamanlılık faktörü
$\cos\varphi$	Güç faktörü
Cu	Bakır'ın kimyasal sembolü
$C(\psi_k, v_a)$	Fliker katsayısı
d	km cinsinden uzunluk
D	% Gerilim düşümü
Delta U	Kademe konumu tarafındaki kademe başına ilave voltajın büyüklüğü
E	Toprak
EPst	Kısa dönem fliker şiddeti sınır değeri
EPlt	Uzun dönem fliker şiddeti sınır değeri
%Uk	Transformatör kısa devre gerilimi
I	Akım
I_{k}'' (RST)	kA cinsinden R, S, T fazlarındaki termik yüklenme kısa devre akımı
I_h	Maksimum harmonik akımı
I_n	Rüzgar Türbini Anma (Nominal) akımı
I_p (RST)	R, S, T faz kısa devre tepe akımı
I_{rmax}	Amper cinsinden maksimum ölçülen akım
$k_f(\psi_k)$	Fliker adım faktörü
$k_u(\psi_k)$	Voltaj değişim faktörü
L	Faz
N10	10 dakikalık periyod içerisinde rüzgar türbinin maksimum tek tip anahtarlama sayısı
N120	120 dakikalık periyod içerisinde rüzgar türbinin maksimum tek tip anahtarlama sayısı
Nwt	Rüzgar türbini sayısı
P	Aktif güç
P0.2	Ortalama 0,2 saniyede ölçülen maksimum güç
P60	Ortalama 60 saniyede ölçülen maksimum güç
PDÜT	Dağıtık üretim tesisi gücü
P_{mc}	kVA veya MVA cinsinden izin verilen maksimum güç
P_n	kVA veya MVA cinsinden rüzgar türbini anma (nominal) aktif gücü
Pst	Kısa dönem fliker şiddeti
Plt	Uzun dönem fliker şiddeti
Q	Reaktif güç
Q_n	Rüzgar türbini Anma (Nominal) reaktif gücü
R	ohm/km cinsinden direnç
R_f (012)	Ohm cinsinden arıza noktasındaki R,S,T faz direnci
R/X (012)	R_f (012) / X_f (012) oranı
S	MVA cinsinden generatör kurulu gücü
S1	Senaryo-1
S2	Senaryo-2
S3	Senaryo-3

Sk	kVA veya MVA cinsinden şebeke kısa devre görünür gücü
Sn	kVA veya MVA cinsinden rüzgar türbini anma (nominal) görünür gücü
Sr	MVA cinsinden ölçülen görünür güç
STR	Alçak gerilim seviyesinden bağlanabilecek üretim tesislerinin bağlı olduğu dağıtım transformatör gücü
Tapmin	Regüle edilmiş transformatörün minimum kademe ayarları
Tapmax	Regüle edilmiş transformatörün maksimum kademe ayarları
Tp	Açma-kapama işleminden dolayı voltaj değişiminin süresi
Un	kV cinsinden nominal sistem gerilimi
Umax	Açma-kapama nedeniyle maksimum faz-nötr voltajı
Umin	Açma-kapama nedeniyle minimum faz-nötr voltajı
Ukr	tap=tapr olduğunda Sr ve Ur1'e göre sargıların % olarak ölçülen kısa devre gerilimi
U L-E (RST)	Faz-toprak gerilimi
Ur()	kV cinsinden primer sargıların faz-faz anma gerilimi (Ur(1) girilmez)
URr	tap=tapr olduğunda Sr ve Ur1'e göre sargıların % olarak ölçülen bakır kaybı
va	m/s cinsinden yıllık ortalama rüzgar hızı
X	ohm/km cinsinden reaktans
Xd	p.u. cinsinden dağıtık üretim jeneratörü geçici durum reaktansı
Xf (012)	Ohm cinsinden arıza noktasındaki R,S,T faz reaktansı
Z	ohm/km cinsinden empedans
Z(0)/Z(1)	Sıfır dizilim empedansının pozitif dizilim empedansına maksimum ve minimum oranı. (Bu değerleri girerken 1 faz AC akım hesaplanır.)
V	Bara geriliminin genliği
δ	Faz açısı
ψk	Derece cinsinden şebeke empedans açısı

KISALTMA LİSTESİ

A	Amper
AB	Avrupa Birliği
AC	Alternative Current (Alternatif Akım)
AG	Alçak Gerilim (AG < 1,000 V)
ANSI	American National Standards Institute (Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)
ASG	Asenkron Generatör
AVM	Alışveriş Merkezi
CT-VT	Akım Trafosu-Gerilim Trafosu
DC	Direct Current (Doğru Akım)
DFIG	Doubly Fed Induction Generator (Çift Besleme Endüksiyon Generatörü)
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DM	Dağıtım Merkezi
DTr Puantı	Dağıtım Tranformatörlerine Girilen Transformatör Puantı
DÜT	Dağıtık Üretim Tesisi
EAK	Emre Amade Kapasite
EDŞ	Elektrik Dağıtım Şebekesi
EMB	Enerji Müsaade Belgesi
ENH	Enerji Nakil Hattı
EN	European Standard (Avrupa Standartı)
EPDK	Enerji Piyasası Denetleme Kurumu
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FD	Fider (Besleyici hat)
GB	Gear Box (Dişli Kutusu)
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
IEC	International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komüsyonu)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
ISO	International Organization for Standardization (Uluslararası Standardizasyon Organizasyonu)
HVAC	High-voltage alternating-current
Hz	Hertz
K	Kilo (1 K = 10 ³)
kA	kiloamper
KÖK	Kesici Ölçü Kabini
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-amper
kW	kilowatt
kWe	kilowatt net
kWhr	kilowatt saat reaktif
LF	Load Flow (Yük Akışı)

LSC	Low Scale Converter (Alçak Gerilim Evirici)
M	Mega (1 M = 10 ³ K)
MEASNET	Measuring Network of Wind Energy Institutes (Rüzgar Enerjisi Enstitüsünün Ölçüm Ağı)
MCM	Million Cubic Meters (Milyon Küp Metre: 1 MCM = 0.5067 milimetre kare)
mm ²	milimetre kare
MSC	Medium Scale Converter (Orta Gerilim Doğrultucu)
MV	Medium Voltage (Orta Gerilim)
MVA	Megavolt-amper
MVA _r	Megavolt-amper Reaktif
MWe	Megawatt net
NİA	Normal İşletme Altında
PCC	Point of Common Coupling (Ortak Bağlantı Noktası)
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator (Kalıcı Mıknatıslı Senkron Jeneratör)
p.u.	per unit (birim değer)
RES	Rüzgar Enerji Santrali
RMS	Root Mean Square (Karekök Ortalama)
SC	Short-circuit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Merkezi Kontrol ve Veri Depolama)
SG	Senkron Generator
SL	Slack Bara
STATCOM	Static VAR compensator
OG	Orta Gerilim (1,000 V ≤ OG ≤ 36,000 V)
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	Türkiye Elektrik ve Ticaret Anonim Şirketi
Tip A	Reaktif güç kompanzasyonu olsun ya da olmasın, asenkron indüksiyon jeneratörü ile doğrudan şebekeye bağlı sabit hızlı rüzgar türbini
Tip B	Değişken jeneratör rotor direncine sahip sınırlı değişken hızlı rüzgar türbini
Tip C	Rotor devresinde kısmi yük frekans konvertörü ve çift beslemeli asenkron indüksiyon jeneratörleri ile değişken hızlı rüzgar türbini
Tip D	Tam yük frekans dönüştürücü aracılığıyla şebekeye bağlı asenkron veya senkron indüksiyon jeneratörü ile tam değişken hızlı rüzgar türbini
TR	Transformatör (piyasada trafo olarak kısaltılır)
TL	Türk Lirası
TM	Transformatör Merkezi
TREDAŞ	Trakya Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TSE	Türkiye Standartları Enstitüsü
UPS	Uninterruptible Power Supply (Kesintisiz Güç Kaynağı)
V	Volt
VA	Volt-Amper

VDE	Verband der Elektrotechnik (Association for Electrical, Electronic & Information Technologies: Elektrik, Elektronik ve Enformasyon Teknolojileri Birliği)
W	Watt
XLPE	Cross-linked polyethylene (Polyethylen insulation)
YG	Yüksek Gerilim
YF	Yüklenme Faktörü

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 5.1	Tipik Bir Elektrik Dağıtım Şebekesi Modeli.....	24
Şekil 5.2	NEPLAN® Üzerinde Yük Akışı Analizinin Çalıştırılması-1.....	36
Şekil 5.3	NEPLAN® Üzerinde Yük Akışı Analizinin Çalıştırılması-2.....	36
Şekil 5.4	Yük Akışı Parametreleri Penceresi – 1.....	37
Şekil 5.5	Yük Akışı Parametreleri Penceresi – 2.....	39
Şekil 5.6	“References” Sekmesi.....	40
Şekil 5.7	“Area/Zone Control” Sekmesi.....	41
Şekil 5.8	“Scaling Factors” Seçeneğinin Program Menüsünden Seçimi.....	41
Şekil 5.9	“Scaling Factors” Sekmesi.....	42
Şekil 5.10	NEPLAN® Üzerinde Kısa Devre Analizinin Çalıştırılması-1.....	43
Şekil 5.11	NEPLAN® Üzerinde Kısa Devre Analizinin Çalıştırılması-2.....	43
Şekil 5.12	Kısa Devre Analizi “Parameter” Sekmesi.....	44
Şekil 5.13	Kısa Devre Analizi “Faulted Nodes” Sekmesi.....	45
Şekil 5.14	Kısa Devre Analizi “Faulted Lines” Sekmesi.....	46
Şekil 5.15	Kısa Devre Analizi “Special Fault” Sekmesi.....	46
Şekil 5.16	Kısa Devre Analizi “Arc Flash Calculation” Sekmesi.....	47
Şekil 5.17	Şebeke Elemanını Devre Dışı Bırakma.....	48
Şekil 5.18	NEPLAN® Yazılımında Raporlama İşlevine Erişim Yöntemi.....	49
Şekil 5.19	NEPLAN® Yazılımının Hata, Uyarı ve Analizlerin Akışına İlişkin Özet Çıktıları Ürettiği Bölme.....	50
Şekil 5.20	“Sistem Özeti’nin Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Sistem Özeti’nin Gözlenmesi” Raporu.....	51
Şekil 5.21	“Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporu.....	51
Şekil 5.22	“Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporu.....	52
Şekil 6.1	Bölgenin Enerji Kaynağını Teşkil Eden TEİAŞ Tmlerin Yerleşimi ve 20 MVA Yük İçin Servis Alanları (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH).....	54
Şekil 6.2	Tekirdağ TM’nin 20 MVA Yük İçin Servis Alanları (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH) ve Bölgede Yük Artışı Beklenen Alanlar.....	54
Şekil 6.3	A Port DM İçin Önerilen Şebeke Bağlantı Prensipteki Şeması.....	55
Şekil 6.4	Bölgesel Elektrik İletim Sistemi [25].....	56
Şekil 7.1	Dağıtık Üretim Tesisleri Sistem Bağlantı Senaryoları.....	74
Şekil 7.2	Bir Dağıtım Transformatorüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformator Gücüne Göre Dağılımı.....	76
Şekil 7.3	Bir Dağıtım Transformatorüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformator Gücüne Oranları.....	77
Şekil 7.4	İletişim ve Bağlanabilirlik Koşulları [3].....	78
Şekil 7.5	Otoproduktör Fider Tek Hat Şeması [11].....	80

Şekil 8.1	Çorlu TEİAŞ TM 3 Adet Transformatör İçin 2018 Yılı Eş Zamanlı Maksimum Demand Yüklenme Grafiği-1.....83
Şekil 8.2	Çorlu TEİAŞ TM Çerkezköy Fideri İçin 2018 Yılı Maksimum Puant Yüklenme Grafiği-1.....84
Şekil 8.3	Çorlu TEİAŞ TM 3 Adet Transformatör İçin 2018 Yılı Eş Zamanlı Maksimum Demand Yüklenme Grafiği-2.....84
Şekil 8.4	Çorlu TEİAŞ TM Çerkezköy Fideri İçin 2018 Yılı Maksimum Puant Yüklenme Grafiği-2.....85
Şekil 8.5	Çorlu TM 2018 Yılı Demand Değerleri.....86
Şekil 9.1	IEC 60868'e Göre Frekans Eğrisi [15].....88
Şekil 9.2	IEC 61000-3-7'e Göre Kısa Vadeli Fliker Bozukluğu Pst = 1 İçin, Her Dakikadaki Voltaj Değişim Sayısına Karşılık % Olarak Nominal Voltaj Değişimini Gösteren Eğri [14].....90
Şekil 9.3	Fliker Ölçümü İçin Simülasyon Modeli [26].....91
Şekil 9.4	Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbinin Aktif Güç Çıkışı (Tip A) (Periyodik Dalgalanmalar Kulenin Uyanmasından Kaynaklanmaktadır) [26].....92
Şekil 9.5	Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbininin Aktif Güç Çıkışının Bir Fonksiyonu Olarak Fliker Davranışı [26].....93
Şekil 9.6	Değişken Hızlı Rüzgar Türbinin Aktif Güç Çıkışı [26].....93
Şekil 9.7	Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbininin Devreye Girmesi (Tip A) [26].....94
Şekil 9.8	Değişken Hızlı Bir Rüzgar Türbinin Devreye Girmesi (Tip C Ve D) [26].....94
Şekil 9.9	DFIG (Tip 3/Tip C Devre Şeması).....97
Şekil 9.10	Full Scale Converter (Tip 4/Tip D Devre Şeması).....97
Şekil 9.11	Şebekeye Bağlanan 5 X 750 kW'lık Rüzgar Enerji Santrali Örneği....103
Şekil 9.12	5 X 750kW Rüzgar Santralinden Ölçülen ve Tahmin Edilen Fliker Emisyonu [26].....108
Şekil 10.1	Barbaros RES Şebeke Bağlantısının Yapılacağı Bölgenin Coğrafi Yapısı.....115
Şekil 10.2	Senaryo 1 ve Senaryo 2 İçin Tek Hat Şeması.....116

TABLO LİSTESİ

Tablo 5.1	154/31,5 kV Güç Transformatörleri.....	24
Tablo 5.2	31,5 kV Havai Hat Çelik Özlü Alüminyum İletkenler.....	25
Tablo 5.3	31,5 kV XLPE Bakır Kablolar.....	25
Tablo 5.4	15,8 kV Havai Hat Çelik Özlü Alüminyum İletkenler.....	26
Tablo 5.5	15,8 kV XLPE Bakır Kablolar.....	26
Tablo 5.6	31,5/15,8-6,3 kV Güç Transformatörleri.....	27
Tablo 5.7	31,5/0,4 kV Dağıtım Transformatörleri.....	27
Tablo 5.8	15,8/0,4 kV Dağıtım Transformatörleri.....	28
Tablo 6.1	Hat Parametreleri.....	56
Tablo 6.2	Elektrik İletim Sistemi Thevenin Eşdeğer Parametreleri.....	57
Tablo 6.3	Tekirdağ Trafo Merkezi TR-B Fiderlerinin Yüklenme Durumu.....	57
Tablo 6.4	Tekirdağ Trafo Merkezi TR-A Fiderlerinin Yüklenme Durumu.....	58
Tablo 6.5	Trafo Parametreleri.....	59
Tablo 6.6	Bara Parametreleri.....	59
Tablo 6.7	Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları.....	60
Tablo 6.8	Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları.....	61
Tablo 6.9	Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları.....	62
Tablo 6.10	Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları.....	63
Tablo 6.11	Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları.....	63
Tablo 6.12	Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları.....	64
Tablo 6.13	3 Faz Kısa Devre Hesaplamaları - Bara Sonuçları.....	64
Tablo 6.14	Tek Faz Toprak Kısa Devre Hesaplamaları - Bara Sonuçları.....	65
Tablo 7.1	Dağıtık Üretim Tesislerinin Sistem Bağlantı Senaryolarının Değerlendirilmesi.....	75
Tablo 7.2	Bir Dağıtım Transformatörüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformatör Gücüne Göre Değişimi.....	76
Tablo 7.3	Otoprodüktör Fiderlerinde Kullanılan Ekipman Karakteristikleri [11].....	80
Tablo 9.1	Şebeke Yönetmeliği Ek-7: Tablo 7. Fliker Planlama Sınır Değerleri (Güç Kalitesi Fliker Sınır Değerleri)-[7].....	89
Tablo 9.2	750 kW'lık Rüzgar Türbini İçin Güç Kalitesi Parametreleri.....	104
Tablo 10.1	Barbaros RES Yük Akış Analizi Sonuçları.....	115

DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ

Gökçe ADIGÜZEL ÖZER

Kontrol ve Otomasyon Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Prof. Dr. Galip CANSEVER

Dağıtık Üretim Tesislerinin, gelecekte elektrik üretimi gereksinimlerinin kısmi ancak önemli bir payını yürüteceği öngörülmektedir. Her ne kadar bu kaynakların tesis alt yapı maliyetini arttırdığı düşünülse de aslında uzun dönemde şebekeyi iyileştirerek sisteme teknik katkı sağladığı ortadadır. Bu katkıyı anlayabilmek için koruma, harmonik, geçici rejim, gerilim ve frekans kontrolünü kapsayan bir dizi koordinasyon problemini, dağıtık üretim kaynağının dağıtım şebekesine penetrasyonunun (nüfuz etmesinin) faydalarını, maliyetleri ve teknik sınırların bilinmesi ve analiz yapılması gerekliliği gerçeği ortaya çıkmıştır.

Dağıtık üretim tesislerinin elektrik şebekesine sağlıklı bir şekilde entegrasyonu için, bağlantı kriterlerinin belirlenmesi, simülasyon ve analiz yöntemlerinin geliştirilerek koruma ve işletme felsefesinin oluşturulması gerekliliği artık günümüzde bir ihtiyaç haline gelmiştir.

Tüm bunları belirleyebilmek için elektrik şebekesinin mevcut durumu analiz edilmeli ve şebeke elektriksel boyutta iyi anlaşılmalıdır. Bağlantı taleplerinde

bağlantı yapılacak tesisin parametrelerinin bilinmesi gerekir. Analizler bu parametreler kullanılarak gerçekleştirilir. Yasal mevzuatlar doğrultusunda dağıtık üretim tesislerinin sisteme bağlanacağı noktanın sisteme olan etkisi incelenerek en uygun bağlantı noktası belirlenir ve uygun bağlantı görüşü verilir.

Şebeke sayısal modelleri yardımıyla, dağıtık üretim tesislerinin şebekeye entegrasyonu, çift yönlü yük akışı için koruma ve işletme senaryoları, arıza yönetimi ve güç kalitesi konuları analiz edilerek elektrik şebekesi planlama ve işletmesinin sistematik ve bilimsel bir şekilde yapılabileceği değerlendirilmektedir.

Bu tez kapsamında, Trakya Elektrik Dağıtım AŞ'nin (TREDAS) OG elektrik dağıtım şebekesi modelleme ve analiz çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Dağıtık üretim grubu kapsamında, bağlantı taleplerinin incelenerek şebekeye (sisteme) olan etkisi farklı metodlarla irdelenmiştir. Sistemden ihtiyacını alıp gerektiğinde ihtiyaç fazlası gücünü sisteme vererek enerji alışverişi sağlayan ve aynı zamanda dağıtık üretim tesisi olan bir otoprodüktör tesisinin sisteme katıldığında sistem gücündeki (demand) etkisi grafiklerle gösterilmiştir. Daha sonra ise rüzgâr gibi değişken parametrelere sahip bir fiziksel güç kullanarak tek amacı sisteme temiz elektrik enerjisi sağlamak olan bir yenilenebilir enerji kaynaklı dağıtık üretim tesisinin örneğin bir rüzgâr enerji santralinin (RES) sisteme bağlanması sonucu fliker ve gerilim düşümü açısından voltaj kalitesine etkisi konu edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Otoprodüktör tesisi, demand, rüzgar enerji santrali, fliker, gerilim düşümü

ANALYSING THE IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS ON THE ELECTRICITY GRID

Gökçe ADIGÜZEL ÖZER

Department of Control and Automation Engineering

Master Thesis

Advisor: Prof. Dr. Galip CANSEVER

It is foreseen that the Distributed Production Facilities will carry out a partial but significant share of the electricity generation requirements in the future. Although it is thought that these resources increase the infrastructure cost of the facility, it is obvious that it provides technical support to the system by improving the network in the long term. In order to understand this contribution, a number of coordination problems, including protection, harmonic, transient, voltage and frequency control, the benefits of penetration of the distributed production resource into the distribution network, the costs and technical limits, and the fact that it is necessary to know and analyze.

For the healthy integration of distributed production facilities to the electricity grid, the necessity of determining the connection criteria, developing the simulation and analysis methods and establishing the protection and operation philosophy have become a necessity.

In order to determine all these, the current state of the electricity grid should be analyzed and the grid must be well understood. It is necessary to know the

parameters of the facility to be connected in connection requests. The analyzes are performed using these parameters. In line with the legal regulations, the effect of distributed production facilities to the system will be examined and the most appropriate connection point is determined and the appropriate connection point is given.

With the help of network numerical models, the integration of distributed production facilities to the grid, protection and operation scenarios for two-way load flow, failure management and power quality are analyzed and it is evaluated that the planning and operation of electricity grid can be done in a systematic and scientific manner.

Within the scope of this thesis, MV electrical distribution network modeling and analysis studies of Trakya Electricity Distribution Inc. (TREDAS) were carried out. Within the scope of the distributed production group, the effect of the connection requests on the network (system) has been examined with different methods. The system power (demand) effect is shown by the graphs when an autoproducer plant, which provides the energy by giving the surplus power to the system by taking the need from the system, and also having a distributed production facility, is added to the system. Then, by using a physical force with variable parameters, such as wind, the aim of a renewable energy based distribution plant, which is to provide clean electrical energy to the system, is the effect of a wind power plant (RES) on the voltage quality in terms of flicker and voltage drop.

Keywords: Autoproducer plant, demand, wind power plant, flicker, voltage drop

1 Giriş

Günümüz elektrik enerjisi, insanın yaşamsal faaliyetlerini kolay bir şekilde sürdürebilmesine yardımcı olan teknolojik katkılara imkân sağlayan bir enerji çeşidi haline gelmiştir. Düne kadar elektrik enerjisi kullanıcıları yalnızca “tüketici” olarak nitelendirilirken, artık bu tüketiciler, elektrik enerjisi üreticisi olarak da unvan kazanmaya başlamıştır.

Özgür elektrik üretimi, Türkiye’de 90’lı yıllarında başlarında otoprodüktör tesislerinin kurulmasıyla başlamış olup günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının da (rüzgar, güneş, vb. enerji santrallerinin) devreye girmesiyle hız kazanmıştır.

Çoğalan nüfusla birlikte elektrik taleplerine elektrik arzının cevap vermesi zorlaşmış ve bununla birlikte ihtiyaçlara yetiştirmek için üreticilerin elektrik şebekesine dâhil edilmesi gerektiği kaçınılmaz olmuştur.

Dağıtık üretim, düşük ya da orta gerilim seviyesinde (0,4-36kV) yapılan elektrik enerjisi üretimidir ve üretilen elektrik enerjisinin depolanmasıdır. Dağıtık üretim, tüketici merkezlerine yakın, elektrik dağıtım şebekesine bağlı ya da tek başına çalışabilen, coğrafi olarak yayılı kaynakları içerir. Küçük güçlü santrallerinin yanında, rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, yakıt pili ve enerji depolama birimleri dağıtılmış üretim kaynaklarıdır.

Dağıtık üretim tesislerinin yoğun bir şekilde elektrik şebekesine entegrasyonu sonucunda, sistemde bugüne kadar büyük oranda tek yönlü olan güç akışı çift yönlü hale gelecektir. Bunun sonucu olarak, dinamik bir yapıya sahip olan elektrik şebekesinde, yüklenme ve gerilim profilinin her an değişebileceği ve işletme koşullarının farklılaşacağı değerlendirilmektedir.

Bu tez ile dağıtım şebekesinden (orta ve alçak gerilim seviyesi) bağlanacak dağıtık üretim tesisleri için mevzuat (EPDK, TEDAŞ Usul ve Esaslar ve Yönetmelikleri ile IEC/TSE Standartları) doğrultusunda bağlantı ölçütlerinin ve analiz yöntemlerinin belirlenmesi ile doğru bir koruma ve işletme mantığının oluşturulması için gerilim bağlantı seviyelerinin

belirlenmesi amaçlanmıştır. Bu yapılırken şebeke karakteristiğini oluşturan parametreler Simülasyon yöntemi yardımı ile incelenmiştir. Çıkan sonuçlara göre değerlendirmeler yapılmış ve optimum bağlantının hangi kademelerden nasıl olduğu açıklanmaya çalışılmış ve dağıtık üretim tesislerinin şebekeye olan etkileri analiz edilmiştir.

Bu tez çalışmasında gerçekleştirilen tüm analizler, TREDAS'ın elektrik şebekesi verileri, şebekedeki ekipman bilgileri, tek hat şemaları kullanılarak yapılmıştır.

1.Bölümde, tezin amacı açıklanmıştır.

2.Bölümde, elektrik şebekesi planlama kriterlerine değinilmiştir.

3.Bölümde, dağıtık üretim tesislerinin şebeke planlamasına etkisi teknik ve idari boyutta ifade edilmiştir.

4.Bölümde, şebeke sayısal modelleri için metodoloji anlatılmıştır.

5.bölümde, elektrik şebekesi sayısal modellemesi için şebeke parametreleri belirlenmiş ve şebeke sayısal analizleri tanıtılmıştır. Bu bölümde NEPLAN® programıyla şebeke sayısal analizlerinin nasıl yapıldığı anlatılmıştır.

6.Bölümde, 1.vaka çalışması yapılarak bir bağlantı talebinin şebeke sayısal analizi ile yorumlanması hedeflenmiştir.

7.Bölümde, yasal mevzuat doğrultusunda bağlantı taleplerinin nasıl değerlendirildiğine değinilmiştir. Bu bölümde yönetmelikler dağıtık üretim baz alınarak irdelenmiştir. Bununla birlikte dağıtık üretim tesislerinin elektrik dağıtım şebekesine bağlantı kriterleri belirlemiştir.

8.Bölümde, 2.vaka çalışması yapılarak bir otoproduktör tesisinin sistem demandına etkisi yorumlanmıştır.

9.Bölümde, rüzgar enerji santrallerinin şebeke voltaj kalitesine etkisi IEC yaklaşımı ile incelenmiştir. Verilen örnek üzerinden fliker ve gerilim düşümü kavramları anlatılmış ve denklemleri paylaşılmıştır.

10.Blümde, 3.vaka çalışması yapılarak bir rüzgar enerji santralinin devreye alınarak uygun bağlantı noktasından şebekeye bağlanması hedeflenmiştir.

11.Bölümde, vaka çalışmaları sonunda genel resme bakılarak sonuç ve önerilerde bulunulmuştur.

1.1 Literatür Özeti

Dağıtık üretim tesislerinin günden güne çoğalması bu konuda birçok çalışmaların yapılmasına sebebiyet vermiştir. Yapılan çalışmalar incelendiğinde, şebekeye etkilerinin bilimsel yönden irdelenmesinin yanı sıra bu irdelenmenin şebeke işletmecisi tarafında belirli kriterler çerçevesinde yapılması gerektiği aşikardır. Bu kriterler, yasal mevzuat ile birlikte şekillenmiş ve dağıtık üretim tesisleri artık mevzuat doğrultusunda sağlıklı bir şekilde şebekeye bağlanabilmektedir. Mevzuatın önemi yadsınamaz ve bu sebeple tez çalışmasını gerçekleştirirken öncelikle EPDK, TEDAŞ ve TEİAŞ Kurumlarının sunmuş olduğu yönetmelikler ve bu yönetmeliklerde dağıtık üretim ile ilgili maddeler incelenmiş ve iş bu tezde bahsedilmiştir.

İlgili yönetmelikler doğrultusunda, master planlama çalışmaları kapsamında TREDAS tarafından Dağıtık Üretim Tesisleri Planlama Kriterleri İç Yönetmeliği hazırlanmıştır. [1] Yönetmelik hazırlanırken, şebeke sayısal modelleri NEPLAN® yazılımıyla gerçekleştirilmiş ve şebekenin sayısal modelleri ortaya çıkarılmıştır. [2] Vaka çalışmaları orijinal örnekler olup kullanılan parametreler çalışmaya göre değiştirilmiştir.

Dağıtık üretim konusunda IEC standartları incelenmiş ve ilgili standartlarda mevzuata da konu olan matematiksel denklemler bu tezde açıklanmıştır.

Lisanslı Elektrik Üretim Tesisleri Yönetmeliği'nce bağlantı ve işletme esasları uzun süreden beri bilinmektedir. Ancak 2011 yılında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliği'n yayımlanması ile elektrik dağıtım şebekesi yoğun bir şekilde dağıtık üretim içeren şebeke yoluna girmiştir. [3]

500 kW altında yenilenebilir kaynaklı, 50 kW altında kalan mikro kojenerasyon elektrik üretim tesisleri kuracak gerçek veya tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Buna ek olarak, yalnızca kendi ihtiyacını karşılamak amacıyla, tesis toplam verimliliği belirlenen değerin üzerinde olan kojenerasyon tesisi kuracak gerçek veya tüzel kişiler de lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Söz konusu üretimin düşük kurulu güç seviyesi nedeniyle dağıtık üretim tesisi olacağı ve OG/AG seviyesinden sisteme dahil olacağı açıktır. [4] Bu tesisler, lisanssız elektrik üretimi kapsamında değerlendirilir.

Lisanssız elektrik üretimi yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi, "Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmelik" ekinde yer alan dilekçe ve bağlantı başvuru formu ile dağıtım şirketine müracaat eder. Bağlantının kabul veya reddine, kabul edilecekse hangi gerilim seviyesinden (AG/OG) olacağına yönetmelik ve bağlantı ve sistem kullanım usul ve esasları çerçevesinde dağıtım şirketi karar verir. [3]

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği uyarınca, sisteme erişim ve sistem kullanım hakları açısından belirli durumlar haricinde olumsuz bağlantı görüşünün verilemeyeceğinden bahseder. [5]

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği'nin amacı; 4628 sayılı Kanunla öngörülen piyasa modelinin oluşturulması için, dağıtım sisteminin güvenilir ve düşük maliyetli olarak işletilmesinde ve planlamasında uygulanacak usul ve esasların belirlenmesidir. Bu Yönetmelik, eşit taraflar arasında ayırım gözetilmemesi ilkeleri çerçevesinde, dağıtım şirketi ile dağıtım sistemi kullanıcılarının yükümlülüklerini, uymaları gereken tesis tasarım ve işletme kurallarını, dağıtım sisteminin planlanması ve işletilmesi hususlarında ilgili taraflara uygulanacak usul ve esasları kapsar. [6]

Rüzgar Enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlantı kriterleri, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nin Ek 18'de belirtilmiştir. EK 18 "Rüzgar Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kriterleri" kapsamındaki kriterler, iletim sistemine bağlı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisleri ile kurulu gücü 10 MW ve üzerinde olan dağıtım sistemine bağlı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerine uygulanır. [7]

Bağlantı noktası itibarıyla, üretim tesisinin kısa devre akımına katkısı ile birlikte oluşabilecek kısa devre akımı, şebeke ekipmanının kısa devre akımı dayanma değerini aşamaz. Koruma sistemi, generatörün tipi ve gücüne göre tesis edilmelidir. Üretim tesisinin topraklama sistemi şebekenin topraklama sistemine uygun olmalı ve Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliğinde belirtilen şartlar içinde yapılmalıdır. [8]

Elektrik üretim tesisi her türlü işletme durumunda, cana ve mala herhangi bir zarar vermeyecek ve tehlike oluşturmayacak bir biçimde yapılmalıdır. Herhangi bir kimsenin dikkatsizlikle de olsa yaklaşabileceği uzaklıktaki elektrik üretim tesisinin gerilim altındaki bölümlerine (aktif bölümler) dokunulması olanaksız olmalıdır ve Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliğinde yer alan emniyet mesafeleri ile koruma önlemleri sağlanmalıdır. [9]

Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği 19. maddesi 2. fıkrası uyarınca "şebekede enerji varken çalışan ancak şebekede enerji yokken çalışmayan tesislerde" otoprodüktör/santral bağlantı fider kriterleri aranmamaktadır. [10] Otoprodüktör fider kriterleri TEDAŞ tarafından yayımlanan "Dağıtım Tesislerine Bağlanacak Üretim Santralleri için Fider Kriterleri" yönetmeliğinde belirtildiği şekilde iş bu tezde ifade edilmiştir. [11]

Otoprodüktör tesislerinin elektrik şebekesine etkisi bu yönetmelikler ışığında incelenmiştir.

Rüzgar Enerji Santrallerinin şebekeye olan etkisinde voltaj kalitesinin değişmemesi için uygun bağlantı görüşünün nasıl verilmesi gerektiği açıklanmıştır.

Voltajın kalitesi, ulusal ve uluslararası standartlarda öngörülen şartlara uygun olmalıdır. Avrupa'da, voltaj kalitesi EN 50160'da belirtilmiştir. Henryk Markiewicz & Antoni Klajn, "Voltage Disturbances Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems" adlı çalışmasında buna değinmiştir. [12]

A. ŁUCZAK AND A. SOBOLEWSKI, "The Relationship Between Critical Flicker Fusion Frequency (CFFF) and Temperamental Characteristics" adlı çalışmasında, fliker'ı basitçe şu şekilde tanımlamıştır: fliker, fiziksel olarak iki farklı filtrenin oluşturduğu dalgalanmaların ağırlığıdır. Bir filtre, 60W'lık bir ampulün tepkisine karşılık gelirken, diğer filtre, insan gözünün ve beyninin, ampulün parlaklığındaki değişikliklere tepkisine karşılık gelir. [13]

"Fliker" terimi, ana elektrik voltajındaki dalgalanmaların neden olduğu ışığın titremesi anlamına gelir; bu, diğer elektrik tüketicilerinin yanı sıra insanlar için deformasyona veya rahatsızlığa neden olabilir. Fliker, 35 Hz'e kadar bir frekans

aralığındaki gerilim dalgalanması olarak tanımlanır. Fliker değerlendirmesi IEC 61000-3-7'ye dayanmaktadır. [14]

Fliker, voltaj dalgalanmalarını ölçmenin geleneksel yoludur. Yöntem, voltaj genliğindeki değişikliklerin (değişiklik süresi ve büyüklüğü) ölçümlerine dayanır. Fliker, IEC 60868 standartına göre, saniye başına voltaj değişimlerinin sayısına göre izin verilen maksimum gerilim değişimlerinin büyüklüğünü gösterir. IEC 60868, 2003 yılında IEC 61000-4-15 ile değiştirilmiştir. [15]

IEC 61000-4-15 (IEC, 2003) standardı, fliker'ı doğrudan ölçebilmeye yarayan bir flikermetreden bahseder. [15]

Rüzgar Enerji Santrallerinin bağlantı kriterlerinde TEİAŞ'a sağlanacak bilgiler içerisinde, IEC 61400-21 standardına uygun olarak hazırlanmış güç kalitesi etki değerlendirme raporundan bahseder. Bu sebeple IEC 61400-21 standartının iyi anlaşılması gerektiği sonucuna varılmıştır.

IEC 61400-21 (IEC, 2001), rüzgar türbinlerinin ve rüzgar santrallerinin enerji kalitesi ile ilgili şebekeye bağlantılarının değerlendirilmesi için tavsiyeler içermektedir. [16] Türbin veya santralin şebekenin voltaj kalitesi üzerindeki etkisi sadece türbinin güç kalitesine değil, aynı zamanda santralin veya türbinin bağlı olduğu noktada (PCC'de) şebekenin ne kadar güçlü veya zayıf olduğuna da bağlıdır. [16]

IEC 61400-21 sayfa 25, güç kalitesini belirlemek için rüzgar türbini parametrelerini tanımlar. Gerilim dalgalanmaları rüzgar türbinleri için sürekli çalışma ve anahtarlama anları olmak üzere iki kısımda incelenmektedir. Gerilim dalgalanmalarından anlaşılan ise fliker ve gerilim değişimleridir. [16]

Rüzgar türbinlerinin güç kalitesi elektriksel karakteristikleri ile tanımlanmaktadır. Uluslararası (IEC 61400-21 ve MEASNET) ve ulusal kurallar, güç kalitesi ölçümleri için gereksinimleri belirler. Güç aşımaları, harmonik emisyon, reaktif güç, fliker ve açma-kapama işlemlerinde elektriksel davranış bu kurallara göre ölçülür. [17]

IEC 61000-4-15 sayfa 37'de de belirtildiği üzere, rüzgar türbinleri şebekeye bağlandığı anda gerilim dalgalanmaları meydana gelmektedir. [15] Bu tezde, gerilim

dalgalanmalarına mahal vermeden uygun bağlantı noktasının belirlenmesi amaçlanmıştır.

Değişken hızlı rüzgar türbinleri (Tip C ve D), sabit hızlı rüzgar türbinlerine (Tip A) kıyasla pürüzsüzleştirilmiş bir güç çıkışına sahiptir ve aktif ve reaktif gücü hızlı bir şekilde kontrol edebilir. [16]

Tande (2000), "Exploitation of Wind-Energy Resources in Proximity to Weak Electric Grids" adlı çalışmasında, 750 kW'lık 5 adet rüzgar türbini bulunan bir rüzgar enerji santralinin şebekenin voltaj kalitesine etkisini açıklamıştır. Buradan alternatif bağlantı senaryolarının değerlendirilmesi gerektiği sonucuna varılmıştır. [18]

Ackerman, "Wind Power in Power Systems" adlı kitabında şebeke kayıplarının nasıl en aza indirilebileceğine değinerek, Tande'nin 1996 yılında "Wind Turbines' Impact on Voltage Quality" adlı çalışmasını desteklemiştir. Şebeke kayıplarının artmasını büyük ölçüde azaltabilecek gerilime bağlı güç faktörü kontrolünü dikkate almak daha önemlidir. Akıllı kontrolle ve yüksek yüklerde ve düşük rüzgar koşullarında aşırı dengelemeye izin vererek, şebeke kayıplarında net bir düşüş elde etmek mümkündür. Bunu değerlendirmek için, yıl boyunca beklenen tüketim dağılımını ve rüzgar enerjisi üretimini doğru bir şekilde dikkate alarak tekrarlanan yük akışı analizleri yapılmalıdır. [20]

Türkiye'nin tam üyesi olmayı amaçladığı AB, 2020 yılında yenilenebilir enerjilerin toplam enerji içindeki payını % 20'ye çıkarmayı hedeflemektedir. Bunu 2007 yılında "A Energy Policy for Europe" ve "A European Strategic Energy Technology Plan" adlı raporunda yayımlamıştır. [22], [23] Türkiye ise bu hedefi 2023 yılında en az % 30 olarak belirlemiştir. Yüksek Planlama Kurulu bu kararı 2009 yılında "Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği stratejisi" belgesini yayımlayarak duyurmuştur. [24] Bu hedefe ulaşabilmek için küçük güçlü ve OG seviyesinden sisteme bağlanabilecek yenilenebilir kaynaklı dağıtık üretim tesislerinin artması büyük önem taşır. Dağıtık ve yenilenebilir enerji üretiminin devlet tarafından teşvik edilmesi ve gerekli altyapı yatırımlarının yapılması durumunda, elektrik enerjisi talebinin önemli bir kısmının bu yerel ve çevreci kaynaklardan karşılanması

mümkündür. Bu şekilde enerjide dışa bağımlılık azaltılabileceği gibi dağıtım kayıpları da azaltılabilecektir.

1.2 Tezin Amacı

Elektrik Şebekesi işletiminde amaç, enerji sürekliliğini sağlayarak kesintisiz ve kaliteli enerjiyi müşterilerine yani tüketicilere ulaştırmaktır. Voltaj değişikliği (flikler ve gerilim düşümü) insan sağlığını tehdit edici etkiler arasında yer almaktadır. Bu etkilerin artması enerji kalitesinin düştüğü anlamına gelmektedir. Bu etkileri kontrol altına almak ve aynı zamanda yeni bağlantı taleplerini değerlendirerek voltaj değişikliğine mahal vermeyecek ya da en az seviyede tutacak şekilde uygun bağlantı noktasını belirlemek elektrik şebekesi işletmecisinin sorumluluğudur. Böylece ideal elektrik şebekesi yönetimi gerçekleşmiş olur. Bu tezin amacı, şebeke verilerini sayısal modellere dönüştürerek bağlantı görüşü vermeyi, bağlantı talebi sahibi kişi/tüzel kişi dağıtık üretim tesisi olması durumunda bağlantı talebinin değerlendirilirken, yalnızca talep kurulu gücüne bağlı olmadığını bunun yanı sıra üreticinin parametrelerine, kullanılan üretici kaynağın cinsine de bağlı olduğunu göstermektir. Halihazırda işletim altında olan şebekeye bağlanacak olan hem otoproduktör tesislerinin hem de rüzgar enerji santrallerinin şebeke işletim koşullarına etkilerini incelemek ve şebeke enerji kalitesi bakımından hem teknik kısıtlar hem de mevzuat kısıtlarını ortaya koyup uygun bağlantı seçeneklerini ortaya çıkarmaktır.

1.3 Bulgular

Şebeke analizlerinin sayısı, şebekenin büyüklüğü, şebekeye ait bilgiler, ölçümler ve eksikler dikkatli ve metodolojik bir şekilde incelenmelidir. Şebekenin sadece belirli bir zamanda alınan bilgilerle yapılan analizleri sürekli güncellenmeli ve planlama çalışmalarına her zaman ışık tutacak bir kaynak olarak görülmelidir. Küçük güçlü ve OG seviyesinden şebekeye bağlanacak dağıtık üretim tesislerinin her geçen gün sayısının artması, gerekli alt yapı çalışmalarının yapılmasını teşvik ederken, böylece dağıtım şebekesindeki kayıpları en aza indireceği anlamına gelmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin sisteme farklı noktalardan enjekte edeceği enerji, dağıtım

sistemindeki gerilim düşümünü azaltarak özellikle uzun hatlarda dağıtım işletmecisinin şebeke yönetimini kolaylaştırır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynakları artık sistemin bir parçası haline geleceği için şebekeye bağlantısının güç sistem analizi programlarıyla irdelenmesi ve güç kalitesine etkisinin incelenmesi gerekmektedir.

Bu tez, dağıtık üretim tesislerinin şebeke voltaj kalitesini olumsuz yönde etkilediğini ancak doğru bir değerlendirmeyle bu negatif etkiyi pozitif yöne çevirerek kayıpların azaltılabileceğini kanıtlamaktadır.

Elektrik Şebekesi Planlama Nitelikleri ve Esasları

EPDK, TEDAŞ, v.b. kamu kurum ve kuruluşları tarafından yayınlanmış olan ilgili Kanun, Yönetmelik ve Tebliğler çerçevesinde oluşan planlama kriterleri ve bunlara ulaşmak için uyulması gereken prensipler (esaslar, uygulamalar) ile; dağıtım şebekesinde sağlanması hedeflenen standardizasyona ulaşma yollarını gösterme ve mevcut elektrik dağıtım şebekesi altyapısının, bölge şartlarını dikkate alarak, teknik ve ekonomik açıdan uygun bir yol haritasıyla, esas alınan şebeke konfigürasyonuna göre evrilmesi hedeflenmektedir. [1] Böylece,

- Enerji arzının kalitesi ve sürekliliğinin yüksek seviyede tutulması,
- Ekonomik, kolay işletilebilir ve gelişime açık bir sistem tasarlanması,

hedeflenmektedir.

TREDAŞ bölgesinde özellikle dağıtım seviyesinden bağlı elektrik üretim tesislerinin yaygınlaşmasının ve bilgi teknolojilerinin şebeke yönetiminde daha aktif kullanılıyor olmasının, dağıtım sisteminin tasarım ve işletme dinamiklerini önemli ölçüde değiştireceği öngörülmektedir. Bu nedenle, mevcut pasif dağıtım şebekesinden akıllı şebekeye geçiş için gereken teknik yaklaşımlar planlama çalışmaları kapsamında değerlendirilmektedir.

Yukarıda özetlenen yaklaşım çerçevesinde elektrik dağıtım şebekeleri tasarlanırken, aşağıda belirtilen nitelikler esas alınmaktadır.

- **Tedarik Sürekliliği ve Teknik Kalite:** Bilindiği üzere, elektrik iletim ve dağıtım şebekeleri, müşterilerine, ilgili düzenleyici yönetmelikler çerçevesinde; frekans, gerilim, sinusoidal dalga şekli parametreleri ile belirlenen kalitede elektriği, mümkün olan en ekonomik biçimde sağlamak amacıyla tasarlanır ve işletilirler. Buna ek olarak, tedarik sürekliliği gözetilerek, elektrik dağıtım şebeke tasarımlarının "ring işletme" prensibine uygun olarak yapılması, bilgi ve iletişim

teknolojilerinin günümüzde yaygın, güvenilir ve ekonomik kullanım imkânları göz önünde bulundurularak, bir gereklilik olarak değerlendirilmektedir.

- Teknik Kayıplar: Elektrik Şebekesi planlaması teknik kayıpları olabildiğince azaltmayı amaçlar. Bu amaç belirlenirken, aşağıda belirtilen hususlara dikkat etmek gerekir:
 - a. Bir ekipmanın yük altındaki teknik kayıp miktarı, ekipmanın kullanım oranının (yüklenme faktörünün) (YF) karesiyle doğru orantılıdır. Dolayısıyla, iki farklı şebeke konfigürasyonu teknik kayıp açısından kıyaslanırken, yüklenme faktörleri mutlaka göz önüne alınmalıdır. Örneğin, aynı yüklenme seviyesinde (kVA olarak) daha yüksek kapasiteli bir dağıtım transformatörünün daha küçük kapasiteli transformatöre göre yükte kaybı daha düşük gibi görünse de, boşa kayıplar ile toplam kayıp değerleri YF'nin karesine göre normalize edilerek düşünüldüğünde, daha küçük kapasiteli transformatörün toplam kaybı daha azdır.
 - b. Teknik kayıpları düşürme odaklı seçilecek bir üst seviye ekipman için verilecek fiyat farkı, teknik kayıptan elde edilecek kazanım ile kısa sürede amorti edilmelidir. Örneğin, OG tali şebekede 70mm² yerine 95mm² kablo kullanıldığı zaman elde edilen kazanç ekonomiktir. Fakat aynı durum 120mm² kablo için geçerli değildir.
 - c. Elektrik şebekesi kayıplarının teknik ve ekonomik olarak en uygun seviyelere getirilmesi için, kayıp minimizasyonu esas alınarak ekipman standardizasyonuna gidilir. Yani, şebekedeki farklı gerilim seviyelerindeki ekipmanlar teknik kayıp ve yatırım maliyeti kalemleri gözetilerek, en uygun biçimde seçilmeli ve şebeke bu standart ekipmanlardan oluşmalıdır. Örnek verilecek olursa, OG tali şebekede 95mm² kesitli Cu iletkenli kablonun standart fider kesiti olarak seçilmesi bir planlama kriteri olup, teknik ve ekonomik olarak en uygun kesit olduğu ön analizler ile belirlendikten sonra, tali şebeke fiderlerinde standart olarak kullanılması ile OG tali şebeke seviyesinde teknik kayıpların en uygun seviyeye getirilmesi hedeflenmektedir. [1]
- Maliyet: İlk yatırım ve işletme maliyetlerini minimize etmek analiz çalışmalarının hedeflerindedir. Dolayısıyla, elektrik şebekesi planlamasında söz konusu unsurlar da dikkate alınır. Dağıtım şebeke maliyetini azaltmanın

temel yöntemi ekipman standardizasyonudur. Başka bir deyişle, şebeke tasarımı için seçilecek ekipmanların teknik ve ekonomik değerlendirmesi yapılarak uygun olan ekipmanlar standart olarak tercih edilir. Örneğin, teknik kayıp miktarı C sınıfı dağıtım transformatörlerine göre daha düşük olan A tipi dağıtım transformatörlerinin birim fiyatı daha yüksektir. Fakat teknik kayıplardan elde edilen yıllık kazanç söz konusu fiyat farkını kısa sürede amorti ederse, o zaman, fiyatı daha yüksek olmasına rağmen A sınıfı trafo kullanımı şebeke açısından daha ekonomiktir. Dolayısıyla, şebekede yeni yatırımlarda A0AK tipi dağıtım transformatörü kullanılması planlama kriteri olarak düşünülebilir. [1] Standart olarak kullanılması önerilen ekipmanlar, teknik ve ekonomik olarak dağıtım sistemi tasarımı için optimum olarak değerlendirilmektedir.

Dağıtık Üretim Tesislerinin Elektrik Şebekesi Planlamasına Etkisi

Elektrik şebekesi planlanırken, güvenilir ve ekonomik hizmet sağlamak adına belirli periyodlarla dağıtım sistemini genişletme kararları alınır.

Genelde elektrik şebekesi planlaması yapılırken, bir kaç yıllık yük artışı tahmin edilir ve bu zaman diliminde sistem yüklenmesinin tepe değeri için kapasite arttırımı yapılır. Planlama aşamasında ayrıca, sistem elemanlarından birinin kaybı durumunda bir kaç manevra ile sistemin yeniden enerjilendirilmesi ve bu durumda ekipmanın yüklenme koşulları incelenir.

Planlama, yeni yatırımların yeni fiderler ya da trafo merkezleri kurulumu şeklinde olması beklenirken, günümüzde yaygınlaşan dağıtık üretim tesisleri teknolojileri, bahsedilen konvansiyonel elektrik şebekesi planlamasında yeni bir çığır açmıştır. Başka bir deyişle, sistem kapasitesinin arttırılması noktasında, dağıtık üretim tesislerinin devreye alınması, ciddi olarak üzerinde düşünülmesi gereken bir seçenek haline gelmiştir. Ancak değişmeyen gerçek şudur ki, yeni dağıtım sistemi altyapıları ya da dağıtık üretim tesislerinin kurulması seçenekleri için belirleyici parametre maliyettir.

Planlama aşamasının temelinde; güvenilirlik, kayıplar, güç kalitesi gibi kavramları maliyet açısından modelleyerek, ortaya çıkan maliyet fonksiyonunu asgariye indirmek vardır.

Konvansiyonel dağıtım sistemleri yaklaşımı, eğer mevcut ekipman öngörülen talebin tepe noktasında yeterli olmayacaksa, yeni yatırımlar içinden orta vadede en ucuz maliyetli olanı seçmektir.

Ancak, sağlanamayan enerji maliyetleri göz önüne alınacak olursa ve bu fazla maliyet de toplam maliyet fonksiyonu içine dahil edilecek olursa, yıllar içinde daha yavaş artan maliyet fonksiyonları ile karşılaşılan durumlarda dağıtık üretim tesisleri kurmanın akıllıca bir yatırım olduğu ortaya çıkar.

Yıllar içinde artan talebe göre, yeni yatırım yapmamanın maliyeti, yatırım yapmayı gerekli kılıyorsa, başka bir deyişle düşen güvenilirlikten doğan kayıplar yeni yatırım maliyetlerinden yüksek olacaksa, dağıtım sistemlerinde yeni yatırımların önü açılmaktadır.

Dağıtık üretim tesislerini de göz önüne aldığımızda, yeni yatırımları gerektirecek parametreler şöyle sıralanabilir:

- Kayıplar
- Aşırı yüklenme senaryoları
- Güç kalitesi sapmaları
- Dağıtık Üretim Tesislerinin sağlayacağı yan hizmetler
- Çevresel faktörler

Yukarıdaki faktörler göz önüne alınarak yeni yatırımlar yapmanın gerekli olduğu gerçeği saptandığı takdirde, asgari maliyet prensibine uygun olarak yapılabilecek sistem geliştirmeleri şöyle sıralanabilir:

- ✓ Fider ve Trafo Merkezi kapasite arttırımı
- ✓ Dağıtık Üretim Tesisleri
- ✓ Yük Yönetimi (Demand Side Management)
- ✓ Dağıtım Otomasyonu

Böyle bir elektrik şebekesi planlamasında, dağıtık üretim tesisleri de göz önüne alındığında, Dağıtık Üretim Tesislerini gözetilerek dikkate alınması gereken ek parametreler şu şekilde sıralanabilir:

- İlk Yatırım Maliyeti
- Yakıt Maliyeti
- Çalışma Zamanı
- Bakım ve Onarım
- Sigorta Maliyetleri

Dağıtık üretim tesisleri, sistem kapasitesini fasilalı olarak arttırmak ve yeni büyük yatırımları ertelemek amacıyla başvurulan bir araçtır.

Bir elektrik şebekesi planırken etkin olan faktörler ekipmanın yüklenme kapasiteleri ve gerilim düşümü kriterleridir. Kısa fiderlerde ekipmanın yüklenme kapasitesi etkin faktörken, uzun fiderlerde gerilim düşümü etkin parametre olmaktadır.

Bunlar göz önüne alındığında dağıtık üretim tesislerinin kurulmasında en etkin parametreler kayıpların ve aşırı yüklenme sebebiyle sağlanamayan enerjinin marjinal maliyetidir. Özellikle, özelleşen dağıtım şebekeleri göz önüne alındığında, müşterilerin sağlanamayan enerji nedeniyle yaptıkları fazla yatırımlar (dizel generatör ve UPS kurulumu vb.) ve müşterilerin üretim kayıpları sebebiyle ortaya çıkacak zararlar, şebeke için dağıtık üretim tesislerinin kurulması ve sistem planlamasına dahil edilmeleri noktasında önemli bir motivasyondur.

Sistem planlaması yapılırken, acil durum sınırları ve olağan işletme sınırları (Ekipmanın olağan işletme şartları altında yüklenme koşulları) göz önüne alınır.

Bir önceki bölümde bahsedilen sağlanamayan enerji bedelleri hesaplanırken, en sınırlayıcı olasılıkta (contingency case) sağlanamayacak enerji bedeli ya da olağan işletme şartlarının üzerinde yüklenme sebebiyle sağlanamayacak enerji bedeli göz önüne alınmaktadır. Bütün sınırlayıcı olasılıkları göz önüne almak çok iş yükü gerektiren bir yöntem olduğundan, elektrik şebekesinin olağan işletme şartlarının üzerinde yüklenmesi durumunu göz önüne almak daha sık başvurulan bir yöntemdir.

Acil durum sınırlamaları, elektrik şebekesinin temel elemanları olan fiderler ve trafolar için geçerlidir.

Fiderler için göz önünde bulundurulmuş acil durum sınırları, azami akım taşıma kapasitesi ve bir saat boyunca aşırı yüklenme kapasitesidir.

Trafolar için göz önünde bulundurulmuş aşırı yüklenme sınırları ise anma gücünün %130- %150'si kadar yükleme senaryosudur.

Olağan işletme sınırları, genellikle sistemin aşırı yüklenme senaryosunun %50- %80'ine yüklenmesi durumunun incelenmesi sonucu ortaya çıkmaktadır.

Bu analizler yapılırken sağlanması gereken temel kriter, “Yükün, dağıtım sistemindeki her tek elemanın bireysel olarak işletme dışı kalması durumunda, tek bir anahtarlama işlemiyle yeniden enerjilendirilebilir olmasıdır.”

Bu kriter en azından temel yük taşıyıcı fiderler için sağlanmalıdır.

Olağan işletme koşulları göz önüne alınarak planlama yapıldığında görülmektedir ki, sistemin aşırı yüklendiği durumlarda aşırı artan kapasite maliyetleri yeni yatırımları gerekli kılmaktadır.

Dağıtık üretim tesislerinin sistem içindeki konumu önemlidir.

Günümüzde “iletime açık erişim” ilkesi nedeniyle, bağımsız üreticilerin, Dağıtık üretim tesislerinin konumlandırılması noktasında sistem işletmecisini bağlayıcı olabilecekleri görülmektedir. Bunun yanı sıra, fiziksel çevre olarak tercih edilen çoğu konum, kapasite problemine ya hiç katkı sağlamamakta ya da kısmi olarak katkı sağlamaktadır. Örneğin; uzun bir fiderdeki gerilim düşümü problemi yerel bir problemdir ve Dağıtık üretim tesisinin fiderin sonunda konumlandırılması arzu edilen senaryodur. Ancak dağıtık üretim tesisi rüzgar enerjisinden faydalanarak enerji üretiyorsa, gerilim problemi yaşanan fiderin sonu ile üretim tesisinin konumunun keşilmesi her zaman mümkün olmamaktadır. Bunun yanı sıra eğer söz konusu Dağıtık üretim tesisi reaktif güç üretimi kapasitesine sahip değilse yine kapasite problemine katkı sağlayamaz.

Dolayısıyla, dağıtık üretim tesislerinin konumlandırılmaları gözden kaçırılmaması gereken noktalardan birisidir.

Dağıtık üretim tesisleri göz önüne alındığında, konvansiyonel kapasite arttırımı ve özellikle radyal dağıtım sistemi yapısı yetersiz kalır. Bu sebeple, dağıtık üretim tesislerini de göz önüne alarak yapılacak bir elektrik şebekesi planlamasında aşağıda sıralanan araçlara gereksinim duyulur:

- Temel kapasite maliyeti analizleri için güç akışı analizlerini yapacak bir simulasyon aracı. Bu aracın aynı zamanda yıllar içinde artan yük profilini de göz önünde bulundurması gerekmektedir.
- Dağıtık Üretim Tesislerinin ada modunda çalıştırılması gibi daha detaylı mühendislik analizlerinin yapılabilmesi için dinamik simulasyon araçları.

- Sistem koruma gereksinimlerini (ekipman korunması, selektivite vb.) karşılama adına, farklı kısa devre senaryoları için (tek faz toprak arızası, üç faz kısa devre arızası vb.) sistem analizi yapabilecek bir simulasyon aracı.
- Dağıtık Üretim Tesislerinin kurulmasının ardındaki temel motivasyon olan ekonomik analizleri yapmak için gereken araçlar.

Dağıtık üretim tesisleri planlaması için yapılacak çalışmalar, ilk olarak maliyetli bir iletim/dağıtım altyapı genişletme gereksiniminin ortaya çıkmasıyla başlamaktadır.

Bu aşamadan sonra, Dağıtık üretim tesisleri yardımıyla başvuru araçları kullanılarak yapılan çalışmalar sonucunda, bu yatırımların ertelenme veya yapılmama senaryoları ekonomik olarak incelenir ve aşağıda en az maliyetliden en çok maliyetliye göre dizilen yatırım seçenekleri incelenir:

- ✓ Yeni kapasitör bloklarını devreye almak
- ✓ Gerilim Regulatorlerini devreye almak
- ✓ Fider modifikasyonları
- ✓ Trafo merkezi yatırımları
- ✓ Dağıtık Üretim Tesisleri kurmak

Bu analiz çalışmalarının sonucunda, Dağıtık Üretim Tesisleri kurmanın, orta vadede yavaş genişleyen dağıtım sistemleri için akıllıca bir genişleme stratejisi olduğu ortaya çıkmaktadır. [1]

Dağıtık üretim tesisleri kurmanın ekonomik olarak uygun olduğu tespit edildikten sonra, elektrik şebekesini genişletmek adına ilk olarak maliyeti en az olan dağıtık üretim tesisinin kurulması önerilmektedir.

Ancak, bu aşamadan sonra sisteme giriş seviyesi (penetration level), dağıtık üretim tesisinin tipi ve bölgeye uyumluluğu da gözetilerek yapılacak teknik çalışmanın ardından planlama doğrulama çalışması da sonlandırılır.

Planlama doğrulama çalışmaları temel olarak, dağıtık üretim tesislerinin konumlandırılması, devreye girme/devreden çıkma kapasiteleri, güvenilirlik gereksinimleri, sisteme bağlanma kısıtları ve sistem korumasına etkileri gözetilerek yapılmaktadır.

Planlama alışmaları, farklı yük senaryoları için, farklı sistem genişleme seçeneklerinin analiz edilmeleriyle, şebeke açısından optimum sonucu bulmaya yönelmektedirler.

Bu çalışmaların sonucu olarak, dağıtık üretim tesislerinin yavaş büyüyen şebekeler için yüksek maliyetli yatırımları ertelemek adına, önemli bir seçenek oldukları görülmüştür.

Dağıtık retim tesislerinin yaygınlaşmasıyla birlikte konvansiyonel kapasite artırımına bağlı dağıtım sistemi planlığının yetersiz kaldığı, bunun yerine daha detaylı teknik ve mali analizler gerektiren elektrik şebekesi planlama felsefelerinin planlama yapılırken göz önüne alınması gerektiği görülmektedir.

Dağıtık retim Tesisleri içeren dağıtım sistemleri planlanırken, yk değişimlerini, sistem kısıtlarını, kontrol parametrelerini ve kapasite sınırlarını daha kapsamlı belirlemek adına sayısal simülasyon araçları kullanımı da olmazsa olmazlar arasındadır.

Elektrik dağıtım şebekeleri, ülkelerin önemli altyapı tesisidir. Enerji arzının tüketicilere makul fiyatlarda kaliteli ve sürekli olarak sağlanması; endüstri, ticaret ve hizmet sektöründeki gelişimin ön şartıdır. Şebeke elemanlarının, söz konusu sosyo-ekonomik faaliyetlerdeki gelişime paralel olarak, teknik yeterliliklerinin değerlendirilmesi ile elektrik şebekelerinde kapasite artışları, ilaveler ve değişiklikler öngörülmektedir. Dağıtım Şirketleri çalışmalarını, teknik kayıpları azaltmak, tüketicilere sunulan enerjinin teknik, ticari kalitesini, tedarik sürekliliğini arttırarak orta gerilim şebekesini optimize etmek ve planlamaları mümkün olan en ekonomik ve uygulanabilir düzeyde gerçekleştirmek gibi hedefler ışığında yürütmektedir.

Şebeke analizi için gerekli veri seti tanımlanmış, daha sonra TREDAS'ın sahip olduğu mevcut şebeke verileri incelenmiştir.

TREDAS şebekesinde sembolik bir pilot bölge seçilerek bölgenin mevcut durum sayısal modellenmesi NEPLAN® şebeke analiz yazılımı üzerinde gerçekleştirilmiştir.

Modeli oluşturulan mevcut elektrik dağıtım şebekesi üzerinde yük akışı, kısa devre ve kısıtlılık analizleri gerçekleştirilecektir.

4.1 Veri Setinin Oluşturulması

Veri seti sahadan gelen şebeke bilgilerinin depolanmasıdır.

İl şebekesine dahil olan TEİAŞ merkezlere dair bilgiler, dağıtım şebekesinde kullanılan ekipman bilgileri, kompanzasyon ünitelerine ait kapasite, topoloji bilgilerinin yer aldığı tek hat şemaları ve il işletmelerin sahip oldukları dağıtım transformatörü demand ölçüm bilgilerinin, modelleme ve analiz sürecinde NEPLAN® şebeke modeline doğrudan etki edeceği için, birincil önem teşkil ettiği değerlendirilmiştir. Bu nedenle sayısal modellemeye temel olan benzer türde

verinin yer aldığı il modelleri, verinin doğruluk ve güncellik süzgecinden geçirilmesinin ardından, şebeke analiz yazılımına aktarılmaya başlanmıştır.

Arıza istatistikleri, havai hat, kablo ve dağıtım transformatörlerine ait yaş ve işletme durumları gibi destekleyici bilgiler, yatırımların optimum verimle yönlendirilmesi hususunda değerlendirilmiştir.

Şebeke analizlerine yönelik kullanılan veri seti temel olarak şebeke bilgileri ve yüklenme bilgileri adı altında ele alınmaktadır.

- Şebeke Bilgileri: Şebeke bilgileri işletmelerden alınan paket veri olup NEPLAN® analiz yazılımına doğrudan eklenen bilgilerden oluşmaktadır ve alt başlıklar halinde aşağıdaki gibi sıralanmaktadır.
- Topoloji ve Bağlantı Bilgileri: NEPLAN® şebeke analiz yazılımında yer alacak şebeke topolojisi, sayısal modelin iskeletini oluşturmakta, hem tek hat şemalarından görsel olarak aktarılacak hem de destekleyici unsurlarla tamamlanarak analizlerin gerçekleştirileceği şebeke modelini teşkil etmektedir.

Topoloji ve bağlantı bilgileri yük akış diyagramına göre bir rota niteliği taşımakta ve iletim seviyesinden dağıtım transformatörlerine kadar modellenen dağıtım şebekesinin genel özelliklerini ortaya koymaktadır. Bu nedenle, yük akışı ve kısıtlılık analizlerine esas olan fider, bara ve transformatörlerin yük akış yönünde doğru bir dizide gösterimi önem kazanmaktadır.

Tek hat şemaları NEPLAN® modellerinde analiz koşturulması için gerekli dağıtım merkezleri, KÖK'ler, bina ve direk üstü tipi olduğu belirtilen dağıtım transformatörleri, merkezleri birbirlerine veya dağıtım transformatörleri ile irtibatlayan primer ve sekonder hatlara ilişkin bilgileri içerir nitelikte olmalıdır.

Bu kapsamda, söz konusu tek hat şemalarında, öncelikle şehir şebekesinin işletildiği gerilim seviyesi/seviyelerinin TEİAŞ çıkışları ve OG/OG indirici transformatörler üzerinde açık biçimde belirtilmiş olmaları, havai hat ve kablolar için uzunluk ve kesit bilgilerini en doğru şekilde içerecek nitelikte olmaları önem teşkil etmektedir.

Hatların üzerinde saplama ya da girdi-çıkıtı olarak yer alan bina ve direk üstü dağıtım transformatörlerinin, hattın kaçınıcı km'sinden ne kadar mesafeli hatlarla ayrıldığı bilgisi, güncel şebeke topolojisini en doğru şekilde sayısal modele aktarmak

için gerekli görülmektedir. Dağıtım transformatörlerinin demand (takat) bilgileri, “Yüklenme Bilgileri” bölümünde bahsedileceği üzere, AG barasında bağlı olan yüklerin transformatörlerde oluşturacağı yüklenme ve bu yüklenmenin fiderlere aktarılması açısından önem teşkil etmektedir.

Buna ek olarak, şebeke topolojisinin, ilgili işletmelerden parçalar halinde alınmasından dolayı, ilgili paftalar/parçalar arasındaki bağlantıların açıkça belirtilmesi ve radyal işletilen dağıtım şebekesinin hangi TEİAŞ trafo merkezinden ya da dağıtım merkezinden beslendiğinin ifade edilmesi de bir bütün olarak ele alınan dağıtım şebekesi analizleri için önem taşımaktadır.

İlgili tek hat şemaları hazırlanırken dikkat edilmesi gereken bir diğer husus da gerek tek hat şemasının kendi içinde, gerekse diğer tek hat şemaları ile arasında var olan primer ve sekonder hatların normal işletmede açık noktalarının açıkça belirtilmesidir. Normal işletme koşullarında açık ya da kapalı noktaların doğru şekilde şebeke modeline yansıtılmaması, analizler sırasında fider yüklenmeleri, gerilim düşümleri ve TEİAŞ transformatörleri yüklenmelerinin sahadaki gerçek durumdan sapacağı anlamına gelmektedir.

Dağıtım transformatörlerinin güç bilgisi ve OG hatların uzunluk ve kesit bilgilerine ilaveten, bu ekipmanların ve merkezlerin doğru bir isimlendirme ile modele eklenmesi gerekmektedir.

Elektrik dağıtım şebeke modellerinde yer alan TEİAŞ trafo merkezleri, yük akış yönüne göre kaynak niteliği taşımakta ve OG baralarından çıkan fiderlerle ayrıldığı bölgelere doğru enerjilendirmeyi gerçekleştirmektedir.

154 kV tarafı “Thevenin eşdeğeri (Thevenin Equivalent)” olarak modellenen TEİAŞ iletim şebekesine dair talep edilen bilgiler aşağıda sıralanmaktadır.

- Güç transformatörlerinin elektriksel parametreleri,
- Trafo merkezinin OG bara düzeni,
- TM'den çıkan OG fiderlerin aylık yüklenme bilgileri,
- TEİAŞ YG/OG güç transformatörlerinin saatlik yük bilgileri

Yüklenme senaryoları, sistem performansının değerlendirildiği sayısal varsayımların temelini teşkil etmektedir. Yatırım gerekliliklerinin belirlenmesi

amacıyla, söz konusu yıl içinde gerçekleşebilecek en kötü sistem koşullarının esas alındığı göz önünde bulundurulduğunda, dağıtım transformatörleri için gerçekleştirilen demand ölçüm faaliyetlerinin mevcut durumda senkron ölçümü mümkün olamasa da, söz konusu ölçümlerin şebekenin puant koşullarında gerçekleştirilmeleri asgari gereksinim olarak değerlendirilmektedir.

TREDAŞ şebekesinde sıklıkla rastlanan üçüncü şahıs transformatörlerinde ölçüm almanın mümkün olmadığı durumlarda, işletmenin enerji müşadesinde belirtilen kullanma yüzdesi ve literatürde kullanılan değerler baz alınmaktadır.

Dağıtım transformatörlerine uygulanan ölçümler trafoların bireysel puantlarını göstereceği için, TREDAŞ şebekesi genelindeki eşzamanlılık değerlendirilirken, 8760 saatlik TEİAŞ transformatör yüklenme verileri esas alınır. TREDAŞ dağıtım şebekesi primer elemanların termal yüklenme analizleri için belirlenen senaryoların ayrıntıları "Analiz Senaryoları" bölümünde belirtilmektedir.

TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesinin modellenmesi için ekipman bazlı veri gereksinimlerinin yanı sıra hemen her dağıtım şebekesinde gözlenen şebeke bileşenlerine ilişkin bilgilere gereksinim duyulmaktadır.

Söz konusu şebeke bileşenlerinden en önemlileri, dağıtık üretim tesislerinde yer alan generatörlerdir. Söz konusu üretim tesisleri, kurulu güç, nominal çıkış gücü ve $\cos \varphi$ değerleri ile modele dahil edilmektedirler. Her ne kadar söz konusu üretim tesisleri puant anlarında şebekeye destek veriyor olsalar da, gün içinde düzenli üretim profiline sahip olmadıklarından, en kötü şebeke koşullarına göre koşulan şebeke analizlerinde devre dışı tutulmaları uygun görülmektedir. Buna rağmen, planlama çalışmalarını destekleyici yönde olması sebebiyle ilgili üretim tesislerinin şebeke işletimine etkileri değerlendirilmektedir.

Elektrik Dağıtım Şebekesinin Sayısal Modellenmesi

Ana ve tali şebeke bazlı modellenen elektrik dağıtım şebekelerinde temel alınan tek hat şemaları, herhangi bir bölgenin ana şebekeden beslendiği noktadan başlayarak, söz konusu bölgenin tüm tali şebekesini içermektedir.

Tek hat verisi ile işletme bazında hazırlanan elektriksel modeller, NEPLAN® ortamına aktarılırken ilgili şebekeler arasındaki bağlantılar ve ring hatlar eklenerek, gerekli irtibatlar sağlanır.

Bu başlık altında; kullanılan ekipmanların NEPLAN® ekipman kütüphanesindeki karşılıkları ve şebekenin hangi elemanlardan oluştuğu bilgilerine yer verilmiştir.

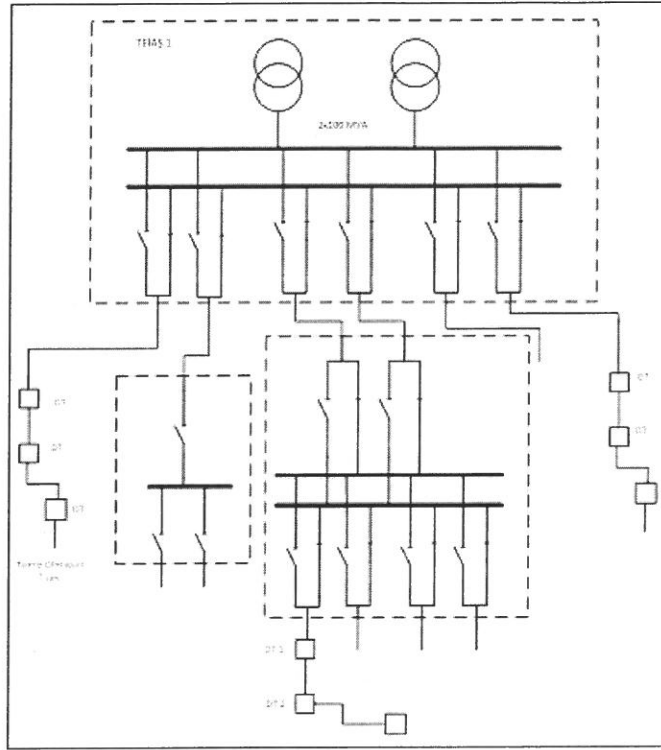
Elektriksel analizleri gerçekleştirmek için şebekenin detaylı modelinin şebeke analiz ortamında oluşturulması gerekmektedir. Bu amaçla, çalışmalar neticesinde elde edilen veri, şebeke analiz yazılımına aktarılmaktadır.

Söz konusu sayısal şebeke modelinin; TREDAS elektrik dağıtım şebekesinin enerji kaynağı olan TEİAŞ trafo merkezleri ve üretim tesislerinden, dağıtım transformatörlerinin AG barasındaki yüklere kadar uzanan detaylı şebeke bilgilerini içermesi hedeflenmektedir.

Sayısal şebeke modelinde bulunan dağıtım şebekesi primer bileşenleri aşağıda listelenmektedir.

- 154 kV/OG Güç Transformatörleri,
- Primer OG Şebeke TEİAŞ Çıkış Hatları,
- Dağıtım Merkezleri, KÖK ve Transformatör Binaları,
- Sekonder Şebeke Dağıtım Fideleri,
- Dağıtım Transformatörleri ve Transformatörlere Bağlı Yükler,
- OG Dağıtım Şebekesine Bağlı Dağıtım Üretim Tesisleri
- Baralara Bağlı Kompanzasyon Üniteleri

Şekil 5.1'de tipik bir elektrik dağıtım şebekesi modeli görülmektedir.



Şekil 5.1 Tipik Bir Elektrik Dağıtım Şebekesi Modeli

TEİAŞ şebekesi eşdeğeri, sayısal olarak, "Network Feeder" adı ile yer alan ekipman ile modellenmekte ve ilgili TEİAŞ transformatörü, "Network Feeder" ile TEİAŞ OG barasının sayısal modeli olan "Busbar" arasına yerleştirilmektedir. TREDAS sınırları dahilindeki TEİAŞ transformatörleri Tablo 5.1'de yer alan standart transformatör tiplerinden seçilmektedir.

Tablo 5.1 154/31,5 kV Güç Transformatörleri

Malzeme Tanımı	Primer Gerilim (kV)	Sekonder Gerilim (kV)	Anma Gücü (MVA)	Kısa Devre Gerilimi (%Uk)	Bakır Kayıpları (kW)	Demir Kayıpları (kW)
154/31,5 kV	154	31,5	100	12	250	45
154/31,5 kV	154	31,5	50	11,5	140	25
154/31,5 kV	154	31,5	25	11	80	20
154/31,5 kV	154	31,5	16	11	60	17

TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesi modelleme çalışmalarında kullanılan, 31,5 kV'ta işletilen havai hat ve yer altı kablo tipleri sırasıyla Tablo 5.2 ve Tablo 5.3'te; 15,8 kV'ta işletilen havai hat ve yer altı kablo tipleri de Tablo 5.4 ve Tablo 5.5'te yer almaktadır.

Tablo 5.2 31,5 kV Havai Hat Çelik Özlü Alüminyum İletkenler

Malzeme Tanımı	Anma Gerilimi (kV)	Anma Akımı (kA)	Rezistans (ohm/km)	Reaktans (ohm/km)	Kapasitans (µF/km)
3x477 Hawk	31,5	0,67	0,122	0,45	0
3x266 Partridge	31,5	0,46	0,214	0,398	0
3x3/0 Pigeon	31,5	0,3	0,337	0,391	0
3x1/0 Raven	31,5	0,23	0,536	0,366	0
3xSwallow	31,5	0,16	1,074	0,27	0

Tablo 5.3 31,5 kV XLPE Bakır Kablolar

Malzeme Tanımı	Anma Gerilimi (kV)	Anma Akımı (kA)	Rezistans (ohm/km)	Reaktans (ohm/km)	Kapasitans (µF/km)
3x1x240 XLPE	31,5	0,576	0,097	0,166	0,229
3x1x185 XLPE	31,5	0,503	0,127	0,172	0,208
3x1x150 XLPE	31,5	0,449	0,159	0,177	0,194
3x1x120 XLPE	31,5	0,41	0,196	0,183	0,18
3x1x95 XLPE	31,5	0,363	0,247	0,188	0,166
3x1x70 XLPE	31,5	0,306	0,343	0,196	0,151
3x1x50 XLPE	31,5	0,251	0,495	0,206	0,135
3x1x35 XLPE	31,5	0,214	0,671	0,214	0,123

Tablo 5.4 15,8 kV Havai Hat Çelik Özlü Alüminyum İletkenler

Malzeme Tanımı	Anma Gerilimi (kV)	Anma Akımı (kA)	Rezistans (ohm/km)	Reaktans (ohm/km)	Kapasitans (μ F/km)
3x477 Hawk	15,8	0,67	0,119	0,451	0
3x266 Partridge	15,8	0,46	0,214	0,398	0
3x3/0 Pigeon	15,8	0,3	0,337	0,391	0
3x1/0 Raven	15,8	0,23	0,536	0,365	0
3xSwallow	15,8	0,16	1,074	0,271	0

Tablo 5.5 15,8 kV XLPE Bakır Kablolar

Malzeme Tanımı	Anma Gerilimi (kV)	Anma Akımı (kA)	Rezistans (ohm/km)	Reaktans (ohm/km)	Kapasitans (μ F/km)
3x1x240 XLPE	15,8	0,576	0,075	0,183	0,304
3x1x185 XLPE	15,8	0,503	0,099	0,19	0,273
3x1x150 XLPE	15,8	0,449	0,124	0,195	0,254
3x1x120 XLPE	15,8	0,41	0,153	0,203	0,235
3x1x95 XLPE	15,8	0,363	0,193	0,21	0,216
3x1x70 XLPE	15,8	0,306	0,268	0,218	0,196
3x1x50 XLPE	15,8	0,251	0,387	0,229	0,175
3x1x35 XLPE	15,8	0,214	0,524	0,238	0,159

Farklı OG gerilim seviyeleri arasında güç aktarımı için kullanılan 31,5 kV primer, 6,3 kV veya 15,8 kV sekonder gerilimli indirici güç transformatörlerinin tipleri Tablo 5.6'da yer almaktadır.

Tablo 5.6 31,5/15,8-6,3 kV Güç Transformatörleri

Malzeme Tanımı	Primer Gerilim (kV)	Sekonder Gerilim (kV)	Anma Gücü (MVA)	Kısa Devre Gerilim (%U _k)	Bakır Kayıpları (kW)	Demir Kayıpları (kW)
31,5/15,8 kV	31,5	15,8	7,5	7	50,84	8,77
31,5/15,8 kV	31,5	15,8	10	7	63	11
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	2,5	6	24	3,8
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	5	7	38	6,5
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	7,5	7	50,84	8,77
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	10	7	63	11
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	16	10	80	12
31,5/6,3 kV	31,5	6,3	25	10	110	16

Gerilim seviyesini AG seviyesi olan 0,4 kV'a indiren dağıtım transformatör tiplerinden 31,5/0,4 kV transformatör tipleri Tablo 5.7'de, 15,8/0,4 kV transformatör tipleri Tablo 5.8'de yer almaktadır.

Tablo 5.7 31,5/0,4 kV Dağıtım Transformatörleri

Malzeme Tanımı	Primer Gerilim (kV)	Sekonder Gerilim (kV)	Anma Gücü (kVA)	Kısa Devre Gerilim (%U _k)	Bakır Kayıpları (kW)	Demir Kayıpları (kW)
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	50	4,45	1,26	0,23
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	100	4,55	1,95	0,38
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	160	4,5	2,55	0,48
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	250	4,55	3,5	0,7
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	400	4,6	4,9	0,9
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	630	4,8	6,65	1,35
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	800	6	8,7	1,52

Tablo 5.7 31,5/0,4 kV Dağıtım Transformatörleri (devam)

Malzeme Tanımı	Primer Gerilim (kV)	Sekonder Gerilim (kV)	Anma Gücü (kVA)	Kısa Devre Gerilim (%Uk)	Bakır Kayıpları (kW)	Demir Kayıpları (kW)
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	1000	6	10,5	1,6
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	1250	6	13	1,95
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	1600	6	17	2,35
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	2000	6	21	3
31,5/0,4 kV	31,5	0,4	2500	6	24	3,8

Tablo 5.8 15,8/0,4 kV Dağıtım Transformatörleri

Malzeme Tanımı	Primer Gerilim (kV)	Sekonder Gerilim (kV)	Anma Gücü (kVA)	Kısa Devre Gerilim (%Uk)	Bakır Kayıpları (kW)	Demir Kayıpları (kW)
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	50	4	1,1	0,19
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	100	4	1,7	0,32
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	160	4	2,35	0,46
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	250	4	3,25	0,65
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	400	4	4,6	0,93
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	500	4	5	1,09
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	630	4	6,49	1,3
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	800	6	8,48	1,5
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	1000	6	10,5	1,7
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	1250	6	13	2,1
15,8/0,4 kV	15,8	0,4	1600	6	16,96	2,6

Ana (Primer) Şebeke Modeli: Ana (primer) şebeke, elektrik dağıtım sisteminin omurgasını oluşturan, TEİAŞ trafo merkezlerinden dağıtım merkezleri ve KÖK'lere

kadar enerjiyi götüren iletim fiderlerini ifade etmektedir. Ana şebeke modeli kapsamında, TEİAŞ trafo merkez(ler)i, dağıtım merkez(ler)i ve KÖK'ler ayrı ayrı modellenmektedir. Ana şebeke prensip şemalarında, her ne kadar dağıtım merkezi veya KÖK'ler üzerinden beslenen tali şebeke sadece sembolik olarak gösterilmekte ise de, söz konusu şebeke bileşenleri veri tabanı üzerinden bağlantılıdır.

Tali (Sekonder) Şebeke Modeli: Tali şebekede bulunan dağıtım merkezi veya KÖK'lerin enerjilendirilmesi ana şebeke üzerinden sağlanmaktadır. Tali şebeke modelinde, ilgili şebekede bulunan her dağıtım merkezi ve KÖK'ün servis alanları dağıtım transformatörü detayında modellenmektedir.

5.1 Şebeke Analizleri

5.1.1 Normal İşletme Durumu (N Durumu) Yük Akışı Analizleri

TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesindeki işletme gerilim seviyeleri, yüklenme durumu ve güç akışı, "yük akışı" analizleri ile hesaplanmaktadır. Söz konusu analizlerin çıktısı olarak, şebeke elemanlarına ait aktif güç (P), reaktif güç (Q), bara geriliminin genliği ($|V|$) ve faz açısı (δ) elde edilmektedir.

Normal durum yük akışı analizleri dağıtım şebekelerindeki herhangi bir arızanın ya da ana ekipman kısıtlılığının olmadığı normal işletme koşullarının sonuçlarını vermektedir. Yük Akışı analizleri içerisinde, normal işletme OG şebeke konfigürasyonları ve şebeke sistem bileşenlerinin en doğru temsili ile gerçek bir işletme simülasyonu yapılması mümkün olmaktadır.

Normal işletme yük akışı analizi sonucunda aşağıdaki değerlendirmeler yapılmaktadır:

- a. Maksimum yüklenmeler,
- b. Azami yüklenme seviyesi ihlalleri,
- c. Kabul edilebilir gerilim seviyesi aralıkları,
- d. Gerilim seviyesi ihlalleri

Yük akışı analizleri sonuçları, "Raporlama" başlığında belirtilen şablonlarda alınan detaylı raporlamaların yanında aşağıdaki şekillerde de sunulabilmektedir.

- Herhangi bir değişkenin, tek hat diyagramı veya tablo formatındaki bir veri sayfası üzerinde gösterilebilir olması,
- Analiz sonuç çıktılarının önceden tanımlı veya kullanıcı tarafından tanımlanan filtreler (örneğin limit değer gibi) ile alınabilir olması,
- Yük akışı analizleri sonucunda hesaplanan yüklenme ve/veya gerilim seviyeleri gibi şebeke bilgilerinin grafiksel tek hat şemaları üzerinde renklendirilerek ayrıştırılması,
- Analiz sonuçlarının yer aldığı listelerin, ekipman bazında MS-EXCEL'e aktarılabilmesi

Normal işletme durumlarında gerçekleştirilen yük akışı analizleri sonucunda şebekedeki problemlili noktalar belirlenmektedir. Söz konusu zayıf noktaların ortadan kaldırılması amacı ile öngörülen çözümler şebeke planlama çalışmalarının temelini oluşturmaktadır.

5.1.2 Farklı Senaryolar İçin Kısıtlılık Analizleri

TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesinin herhangi bir arıza ya da bakım durumunda oluşan kısıtlılık durumu çalışma performansının incelenmesi amacıyla, bölgeyi besleyen TEİAŞ Transformatör Merkezlerindeki (TM) transformatörlerinin, TEİAŞ TM barasından çıkan fiderlerinin, dağıtım şebekelerinde enerji taşıma görevini üstlenen DM ve KÖK'ler arası ana ENH'ların ve kritik dağıtım fiderlerinin (tali şebeke fiderleri) devre dışı kaldığı senaryolar oluşturulmaktadır. Her senaryoda tek elemanın (N-1) devre dışı kaldığı durumun incelendiği kısıtlılık durumu analizleri; kısa ve orta dönem planlama periyodundaki her yıl için gerçekleştirilmektedir.

Analizler kapsamında, kısıtlılık durumu incelenecek şebeke elemanının devre dışı bırakılması ile şebeke üzerinde farklı ölçekli yük grupları enerjisiz kalmakta, bu yük grupları için alternatif besleme yolları aranmaktadır. Şebekenin topolojik yapısına göre farklılık gösteren alternatif besleme yolları temel olarak aşağıdaki gibi listelenebilmektedir.

- DM'ler arası NİA (Normal İşletmede Açık) iletim hatları
- TM ve DM'ler arası NİA iletim hatları
- Sekonder şebeke üzerinde NİA işletilen dağıtım fiderleri

- KÖK'ler arası NİA işletilen kırsal hatlar
- Bara kuplajının kapatılması ile tek fider üzerinden beslenme
- Fiderlerin paralel işletilmesinde tek fiderin kısıtlılığında diğerinin devrede kalması

TEİAŞ transformatör kısıtlılıklarında ise yukarıdaki listeye ek olarak iki durumdan daha söz etmek mümkündür. Herhangi bir TEİAŞ merkezde yer alan ve paralel işletilen iki transformatörden birinin, diğerine ait yükleri beslemeye devam etmesi ya da paralel işletilmeyen iki TEİAŞ transformatöründen birinin diğerine ait yükleri manevra ile üstüne alması söz konusudur. Bahsedilen TEİAŞ merkez yedeklemelerinde, transformatör kapasitesi açısından sorun yaşandığında, yukarıdaki listede yer alan hat manevraları da yük atmak amaçlı değerlendirilmektedir.

Kısıtlılık durumlarındaki yüklenme ve gerilim ihlalleri için planlama kriterleri ile belirlenen alt ve üst limitler baz alınarak gerekli yatırım önerileri veya manevra değişiklikleri gerçekleştirilmektedir. [1]

5.1.3 Kısa Devre Analizleri

TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesinin kısa devre analizleri, "3 Faz Kısa Devre" ve "Faz-Toprak Kısa Devre" senaryoları olmak üzere iki ana başlık altında gerçekleştirilmektedir. Faz-Toprak arıza durumlarında, TEİAŞ transformatörlerinin topraklama türü önem kazanmaktadır. Genellikle OG tarafı 20, 33 veya 66 ohm nötr direnci üzerinden topraklanan transformatörlerin yanında direkt topraklama uygulamaları da yer almaktadır. Kısa devre analizlerinde kullanılan ekipman bilgisi, veri seti dahilinde elde edilerek, şebeke parametreleri yapılmaktadır. Şebeke analiz programı üzerinde arıza akımları hesaplanırken uluslararası IEC 60909, VDE 0102, ANSI/IEEE C37.010 gibi standartların tanımladığı yöntemler kullanılabilir. [2]

Dağıtım şebeke analizlerinde kaynak noktası teşkil eden eşdeğer TEİAŞ şebekesi ("Network Feeder") Slack Bara (SL) olarak tanımlanmaktadır. SL, gevşek düğüm demektir. "U oper" ve "Uw oper" değerlerinin girilmesi zorunludur. Uoper, LF Tipi "SL" ise, Slack düğümü tarafından Un'a göre düzenlenen voltajın% 'si; Uw oper ise,

LF Tipi "SL" ise, derece cinsinden gerilim açısıdır. [2] TEİAŞ tarafından yayınlanan "Minimum Yük Şartlarında Kısa Devre Etüdü", "Puant Yük Şartlarında Kısa Devre Etüdü" raporlarından elde edilen ve TEİAŞ Merkezlerin 154 kV barasında gerçekleşen üç faz ve faz toprak kısa devre akım değerleri, "Network Feeder" elemanlarının kısa devre gücü parametreleri olarak tanımlanmaktadır.

TEİAŞ baraları ve sistemdeki diğer noktalardaki kısa devre akımını değiştiren diğer bir etken de TEİAŞ transformatörlerinin %uk değerleri ve dağıtık üretim jeneratörlerinin sahip olduğu geçici durum reaktanslarıdır. Her üretim tesisi için net değerlere ulaşamadığından, tipik değerler (yuvarlak rotorlu makineler için) ilgili il modelinde yer alan jeneratörlerin kısa devre sayfalarında standart olarak ($X_d=2pu$, $X'_d=0,25pu$, $X''_d=0,20pu$) tanımlanmaktadır.

Kısa devre analiz sonuçları incelendiğinde dikkate alınan değişkenlerin akım değerini etkilediği açıkça görülmektedir. Kaynaktan uzaklaştıkça düşüş gösteren kısa devre akım değeri, dağıtık üretim jeneratörlerinin bağlı olduğu baralarda yükselmekte ve bir önceki baraya kıyasla artış göstermektedir.

5.2 Şebeke Analiz Senaryoları

TREDAŞ elektrik dağıtım sistemi analizlerinin sonucunu doğrudan etkileyen en önemli faktörler, modelleme varsayımlarının temelini oluşturan, şebeke yüklerinin kısa, orta ve uzun dönemde dinamik olarak değişiyor olması, buna ek olarak, şebekedeki eleman bazlı yük ölçümlerinin (örneğin OG/AG dağıtım transformatörleri) eşzamanlı yapılma imkanının bulunmamasıdır. Gerçekleştirilen analizler planlama açısından en kötü senaryo olan puant yüklenme durumu baz alınarak yapılmaktadır. Puant yüklenme durumu senaryolarının sayısı ise incelenen şebekenin katmanları veya seviyelerinin sayısına bağlıdır. Çünkü planlaması yapılan her seviye için (örneğin OG/AG dağıtım transformatörü, dağıtım fideri, DM, ENH, TEİAŞ TM gibi) puant farklı zamanlarda oluşmaktadır. TREDAŞ elektrik dağıtım şebekesi göz önünde bulundurulduğunda bu seviyeler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Enterkonnekte İletim Seviyesi
- 154 kV/OG TEİAŞ Transformatörleri
- Ana Dağıtım Seviyesi

- Dağıtım Merkezleri ve KÖK'ler
- Ana Dağıtım Hatları
- Tali Dağıtım Seviyesi
- Tali Dağıtım Fiderleri

Bu seviyelerde pratikte gerçekleştirilen ölçümler ekipman bazında olup eşzamanlılık ve güvenilebilirlik açısından bölgelere göre farklılık göstermektedir. Söz konusu şebeke işletme seviyeleri değerlendirilerek, şebeke kısıtlılık analizleri için 4 ayrı senaryo belirlenmiştir. Bu senaryolar ile TREDAS elektrik dağıtım şebekesinin, dağıtım transformatörleri, TEİAŞ transformatörleri, ana dağıtım hatları ve tali dağıtım fiderleri seviyelerinden incelenmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda ilgili dağıtım şebekesinin puantına göre TEİAŞ transformatörlerinin yeterlilikleri Senaryo-1'de (S1) incelenmektedir. Senaryo-2'de (S2) ise sistemdeki TEİAŞ transformatörlerinin bireysel puantına/minimumuna göre TEİAŞ fiderleri ve dağıtım sistemi ana şebekesinin yeterlilikleri değerlendirilmektedir. TREDAS şebekesinin Senaryo-1 ve Senaryo-2 katsayıları dikkate alınarak belirlenen sabit Senaryo-3 (S3) katsayısı ile yapılan hesaplamalarda ise dağıtım fiderlerinin yeterlilikleri Senaryo-3 kapsamında incelenmektedir.

Başka bir deyişle, yukarıda belirtilen senaryoların her biri, şebekedeki farklı bir seviyenin eşzamanlılık durumuna (faktörüne) karşılık gelmektedir. Eşzamanlılık faktörü, eşzamanlı puant ölçümlerinin zamandan bağımsız demand ölçümlerinin toplamına oranıdır ve aşağıdaki formülle gösterilmektedir.

$$C = \frac{\text{Eşzamanlı puant}}{\text{Eşzamanlı olmayan demandlar toplamı}} \quad (5.1)$$

Analizlerin senaryolar halinde yapılabilmesi için bütün senaryoların baz alacağı bir başlangıç senaryosu belirlenir. Bu baz senaryo bütün modeller ve bölgeler için ortak ve uygulanabilir olmalıdır. Sistemdeki eşzamanlılık faktörü baz senaryoda "1" olarak alınmaktadır ve dağıtım transformatörleri yüklenmeleri hakkında fikir vermektedir.

- Senaryo-1 (S1):

Baz senaryo oluşturulduktan sonra, TREDAS dağıtım sistemine enerji sağlayan noktalar olan ve 154 kV sisteme bağlı 154/OG kV TEİAŞ transformatörlerinin incelenmesi amacı ile Senaryo-1 (S1) hazırlanmaktadır. Analizi gerçekleştirilecek TEİAŞ transformatörleri bireysel puantlarına farklı zamanlarda ulaştığından dolayı bu transformatörlerin gerçek yüklenme seviyelerini bulabilmek için aynı anda TREDAS dağıtım sistemine verdikleri eşzamanlı güç dikkate alınır. Herhangi bir dağıtım şebekesini enerjilendiren TEİAŞ TM'nin yıl içindeki eş zamanlı puantı, baz senaryoda dağıtım transformatörlerine girilen transformatör puantlarının (DTr Puantı) toplamına bölünerek, Senaryo-1 için eş zamanlılık faktörü hesaplanmaktadır.

$$C1 = \frac{\text{Yıl içindeki dağıtım şebekesi puantı}}{\sum \text{DTr Puantı}} \quad (0 < C1 \leq 1) \quad (5.2)$$

Bulunan faktör sistemdeki bütün yüklere uygulanıp analizler bu yük değerlerine göre yapılmaktadır. Senaryo-1'de ildeki sistem puantı dikkate alındığından, her ilin Senaryo-1 analizlerinde aynı katsayı kullanılmaktadır.

$$DTrPuant_{S1} = C1 \times DTrPuant_{S0} \quad (0 < C1 \leq 1) \quad (5.3)$$

Yukarıdaki formülle oranlanan yük değerleriyle yapılan yük akışı analizi sonuçlarından elde edilen TEİAŞ transformatör yüklenmeleri dikkate alınarak planlama kriterlerinde belirtilen esaslara göre TEİAŞ transformatörleri için kapasite değerlendirmesi gerçekleştirilmektedir. [1]

- Senaryo-2 (S2):

Uygulanacak ikinci senaryo dağıtım sisteminin başladığı noktalar olan 154/OG kV ve/veya 400/OG TEİAŞ transformatörlerinin OG fider çıkışlarıdır. Analiz yapılacak bölgedeki TEİAŞ fiderleri puantlarına farklı zamanlarda ulaştığından, bu fiderlerin gerçek güç ihtiyaçlarını bulabilmek için aynı anda sistemden çektikleri eşzamanlı gücün bilinmesi gerekmektedir. Fider analizi gerçekleştirilecek herhangi bir TEİAŞ TM'ye ait puant değerinin, aynı TEİAŞ Merkezden beslenen dağıtım transformatörlerinin baz senaryodaki eş zamanlı olmayan yüklerinin toplamına bölünmesi ile Senaryo-2 katsayısı belirlenmektedir.

$$C2 = \frac{TM \text{ Puantı}}{\sum DtrTM \text{ Puant}} (0 < C2 \leq 1) \quad (5.4)$$

Senaryo-2'de her TM için ayrı C2 katsayısı belirlenmekte ve her TM'nin beslediği dağıtım transformatör yükleri bu katsayılar ile oranlanarak sisteme dahil edilmektedir.

$$DTrPuant_{S2} = C2 \times DTrPuant_{S0} (0 < C2 \leq 1) \quad (5.5)$$

Bu yük değerleriyle yapılan yük akışı analizi sonuçlarından elde edilecek aşırı yüklenmeler ve gerilim seviyeleri daha önceden alınmış şebeke verisi ile kıyaslanmaktadır.

- Senaryo-3 (S3):

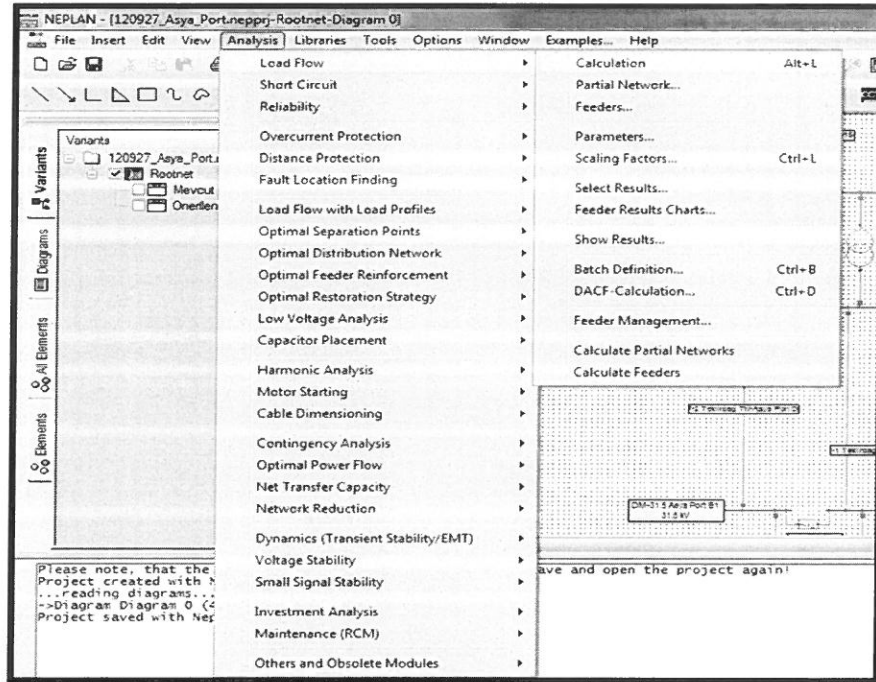
Üçüncü senaryo kapsamında orta gerilim seviyesinde dağıtım transformatörlerini besleyen, tali dağıtım şebekesi olarak tanımlanan dağıtım fiderleri incelenmektedir. Senaryo-1 ve Senaryo-2 katsayılarından daha yüksek olması gerektiği açık olan Senaryo-3 katsayısının belirlenmesinde, C1 ve C2'den farklı olarak herhangi bir hesaplama yapılmamıştır. Bunun yerine C1 ve C2 katsayı değerleri dikkate alınarak dağıtım transformatörlerinin puant değerleri, sabit olarak belirlenen C3 katsayısı ile çarpılmıştır. C3 katsayısının C1 ve C2 katsayılarından büyük bir değer olması beklenmektedir. Dağıtım fideri üzerinde bulunan dağıtım transformatörlerinin tamamının aynı anda puant yüklerine ulaştığı durumda belirtilen katsayının 1 olması gerektiği de dikkate alınarak C3 katsayısının 1'den küçük olması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Bu durum çerçevesinde, analizi yapılan şebekenin C1 ve C2 katsayıları incelenerek C3 katsayısı işletmelere göre standart olarak 0,90-0,95 aralığında seçilmektedir.

Senaryo-3 analizlerinde, ring tasarımlı radyal olarak işletilen dağıtım fideri yapısı dikkate alınarak %50'nin üzerinde yüklenme görülen dağıtım fiderleri listelenerek değerlendirilmektedir. Yüklenmesi %50'nin altında olan dağıtım fiderlerinin arıza durumunda karşı fiderinden beslenerek yüklenme sınırları aşılmadan şebeke işletilmeye devam edilebileceği dikkate alınmaktadır. Yüklenme oranı %50'nin üzerindeki dağıtım fiderleri için ise fiderin ringini kapatan karşı fiderlerinin yüklenme oranı bulunmaktadır. Belirtilen iki fiderin yüklenme oranı sınırları

aşmamış ise, sorunsuz işletmeye devam edilebileceği değerlendirilmektedir. Yüklenme oranının yukarıda bahsedilen sınırı aştığı fiderler ise şebekenin zayıf noktası olarak belirtilmekte ve bu sorunun çözümüne yönelik yatırımlar planlanmaktadır.

5.3 NEPLAN®'da Yük Akış Analizi

NEPLAN® üzerinde yük akış analizi Şekil 5.2'de gösterildiği gibi, ilgili model dosyası açıldıktan sonra, ana pencerenin üst menü çubuğunda "Analysis" sekmesinden "Load Flow" menüsünde bulunan "Calculation" seçeneği ile yapılabilir. [2]



Şekil 5.2 NEPLAN® Üzerinde Yük Akışı Analizinin Çalıştırılması-1

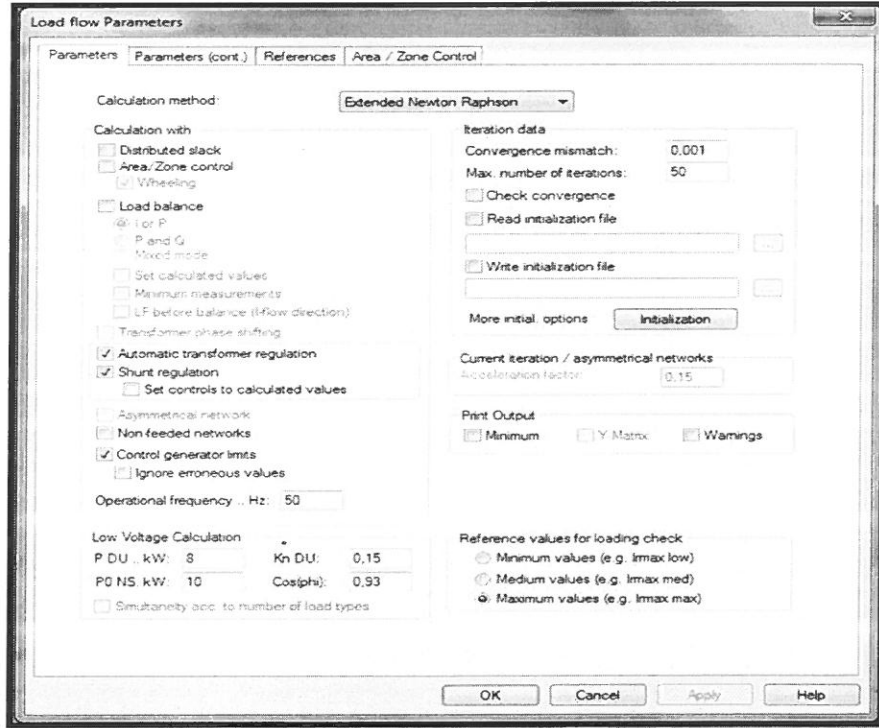
Yük akışı analizinin kısa yol simgesi ikinci araç çubuğu üzerinde Şekil 5.3'de gösterilmektedir. Buna ek olarak Alt+L tuşları ile de yük akışı analizi gerçekleştirilmektedir.



Şekil 5.3 NEPLAN® Üzerinde Yük Akışı Analizinin Çalıştırılması-2

Şekil 5.2 ve Şekil 5.3'de belirtilen butonlardan herhangi birisinin üzerine tıklanması halinde programın kendi içerisinde önceden tanımlı ayarlarla yük akışı analizi yapılır. Eğer önceden tanımlı ayarlarla yük akışı analizi yapılmak istenmiyorsa veya elektriksel model çözüm noktasına yakınsamıyorsa, Şekil 5.3'de yeşil çerçeve ile işaretlenen ve "Calculate" butonunun yanında bulunan "Parameters" sekmesine tıklanması halinde, yük akışı analizlerine ilişkin düzenlemenin yapıldığı, Şekil 5.4'de gösterilen yeni bir pencere açılır.

Şekil 5.4'de gösterilen yük akışı analizi parametreleri penceresinden Parameters (Parametreler), References (Referans Değerler), Area/Zone Control (Bölge/Alan Kontrolü), olmak üzere üç ana sekme içerisinde sisteme ve yük akışı analizinin amacına göre çeşitli değişiklikler yapılabilmektedir.



Şekil 5.4 Yük Akışı Parametreleri Penceresi – 1

"Parameters" sekmesi kullanılarak, yük akışı numerik çözüm metodu olarak aşağıda belirlenen yöntemlerinden biri kullanılarak farklı amaçlara yönelik analizler gerçekleştirilebilir.

- Newton Raphson numerik çözüm yöntemi, bir sonraki çözüm noktasını, ilgili hedef fonksiyonlarının mevcut çözüm noktasındaki türevlerini kullanarak hesaplamaktadır. Bu yöntemin avantajları: Daha az iterasyon ile kabul edilebilir yakınsama aralığına ulaşabilmektedir. Büyük sistemler için hesaplama yükü daha az olmaktadır. Bu yöntemin dezavantajı: Yakınsama performansı kullanıcı tarafından girilen ilk işletme noktası ile yakından ilişkilidir. Başka bir deyişle, çözüm noktasından uzak bir işletme noktası girildiği takdirde yük akışı sonuçlarının ıraksama ihtimali dahi bulunmaktadır.
- Extended Newton Raphson numerik çözüm yöntemi, NEPLAN® yazılımının varsayılan yük akışı çözüm yöntemidir. Kararlılık amacıyla, hibrit numerik çözüm metodları kullanılarak (ilk iterasyonlar kararlı yöntemlerle, sonraki iterasyonlar ise Newton Raphson yöntemi ile çözülmektedir, kararsızlığa neden olabilecek süreksizlik noktaları çözüm esnasında dikkate alınmaktadır, vb.) Newton Raphson çözüm yönteminin ıraksama sorunu çözülmüştür.
- Current Iteration: Bu yöntem, radyal sistemde akımların toplamından hareketle analitik çözüme gitmektedir. Sadece radyal dağıtım sistemlerinin çözümünde kullanılacak bu yöntem, dağıtım sistemi optimizasyon algoritmalarında hesaplama yükünü azaltmak amacıyla tercih edilmektedir.
- Voltage Drop: Bu yöntem, büyük motor yüklerinin bulunduğu fabrika, HVAC vb. endüstriyel AG şebekelerinde motor kalkış analizleri için tercih edilmektedir.
- DC Load Flow: Bu yöntemde tüm baraların gerilimlerinin genlikleri 1 pu olarak varsayılarak sistemdeki MVar akışı sınırlamakta, sadece MW (aktif güç) akışı çözümlenmektedir. Söz konusu yöntem, iteratif değil analitik çözüme imkan sağlamaktadır. Bu sayede, ring sistemler için koşulan optimizasyon algoritmalarında hesaplama yükünü azaltmak amacıyla sıklıkla tercih edilmektedir. Bunun yanı sıra, söz konusu yöntem sadece MW akışı üzerine yoğunlaştığı için, çok uzun vadeli (>10 yıl) sistem planlama ve fizibilite çalışmalarında da tercih edilmektedir.

İlgili yük akışı numerik çözüm metodunun kabul edilebilir yakınsama limiti ve azami iterasyon sayısı belirlenebilir.

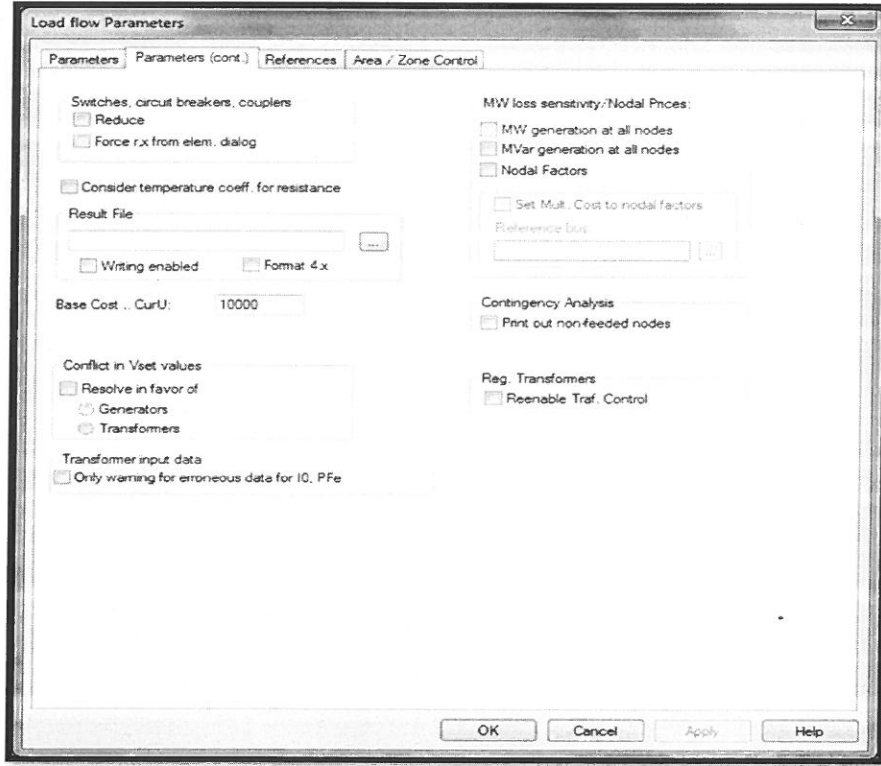
"Distributed Slack" seçeneği kullanılarak bir kaç farklı kaynaktan beslenen ring şebekelerde kaynaklar arasındaki yüklenme oranları ayarlanarak daha gerçekçi sonuçlara ulaşılabilir. (Iteration data)

Alanlar ve bölgeler arası güç transferi limitleri belirlenebilir. (Area/zone control)

Havai hatların yüklenmeleri için yaz, kış, bahar senaryoları için belirlenen limitler etkinleştirilebilir. (Reference values for loading check)

Tanımlanan kapasitör bankları ve kademe değıştirciler için otomatik değerler belirlenebilir. (Automatic transformer regulation, shunt regulation)

Generatörlerin kapasite eğrilerinde (capability curve) belirlenen limitler dahilinde çalışmaları etkinleştirilebilir. (Control generator limits)



Şekil 5.5 Yük Akışı Parametreleri Penceresi – 2

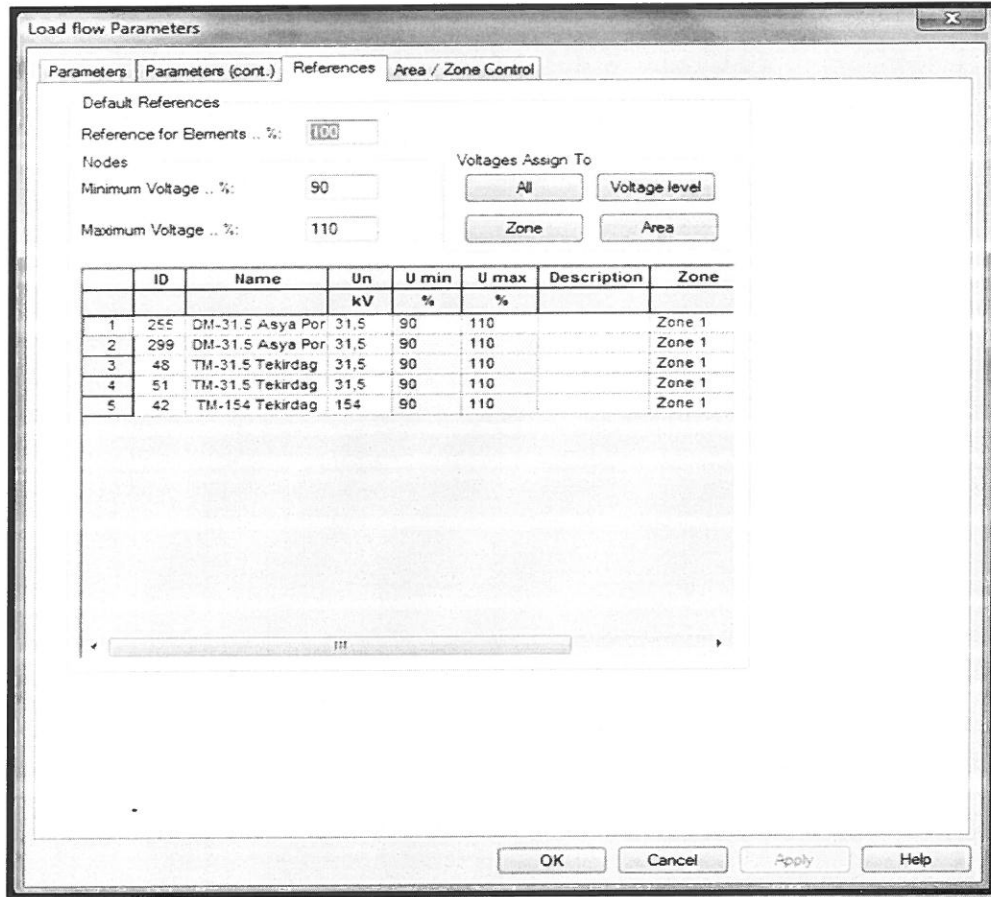
"Parameters (cont.)" sekmesi kullanılarak:

- Kullanılmayan anahtarlama elemanlarının hesap dışı olması
- Sonuçların otomatik olarak metin biçimli bir dosyaya yazdırılması
- Uyumsuz gerilim ayar değerleri olması durumunda uygulanacak yöntem

- Kayıpların üretim ve tüketim miktarlarına bara bazında hassasiyetinin hesaplanması

gibi opsiyonlar kullanılarak sistem bağlantı görüşü çalışmaları da yapılır.

Şekil 5.6'da gösterilen "References" sekmesinde analiz edilecek elemanlar için planlama kriterlerinde belirlenen yüklenme, aşırı/düşük gerilim referans değerleri tanımlanabilmektedir. [1] Söz konusu referans değerler dışında kalan şebeke elemanları otomatik olarak raporlanmaktadır.



Şekil 5.6 "References" Sekmesi

Şekil 5.7'de gösterilen "Area/Zone Control" sekmesinden şebeke modelinde tanımlanan alan (area) ve bölgeler (zone) arasında istenen yük akışı tanımlanabilir. Söz konusu ayar değerleri, özellikle ilgili kontrol bölgeleri arasındaki yük akışının, bloklardaki üretim programının değiştirilerek ayarlanabildiği senkron enterkonnekte iletim sistemlerinin analizleri yapılırken kullanılmaktadır.

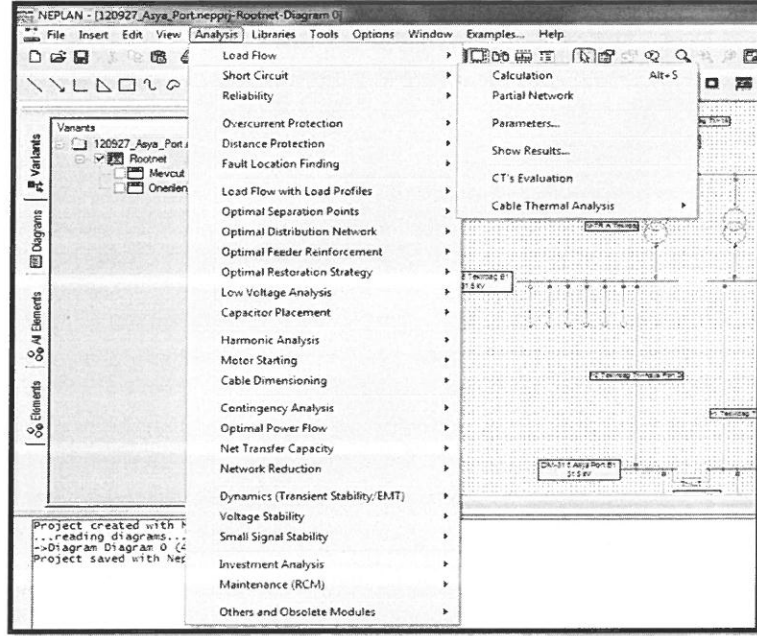
Söz konusu butona tıklanması halinde, yük akışı senaryolarına ilişkin katsayı düzenlemelerinin yapıldığı, Şekil 5.9'da gösterilen yeni pencere açılır. Söz konusu pencereden, tanımlı bir kaynak (Network Feeder), alan (area) ya da bölge için (zone) belirlenen üretim ve demand değerlerine ilişkin farklı şebeke analiz senaryolarına ait düzenlemeler gerçekleştirilebilir.

Type	Name	Gen. P Factor	Gen. P Total	Load P Factor	Load P Total	Sum P	Gen. Q Factor	Gen. Q Total	Load Q Factor	Load Q Total
		-	MW	-	MW	MW	-	Mvar	-	Mvar
Networ		1	0	1	78.59	78.59	1	0	1	25.926
Zone	Zone 1	1	0	0.9	78.59	78.59	1	0	1	25.926
Area	Area 1	0			78.59	78.59	0			25.926

Şekil 5.9 "Scaling Factors" Sekmesi

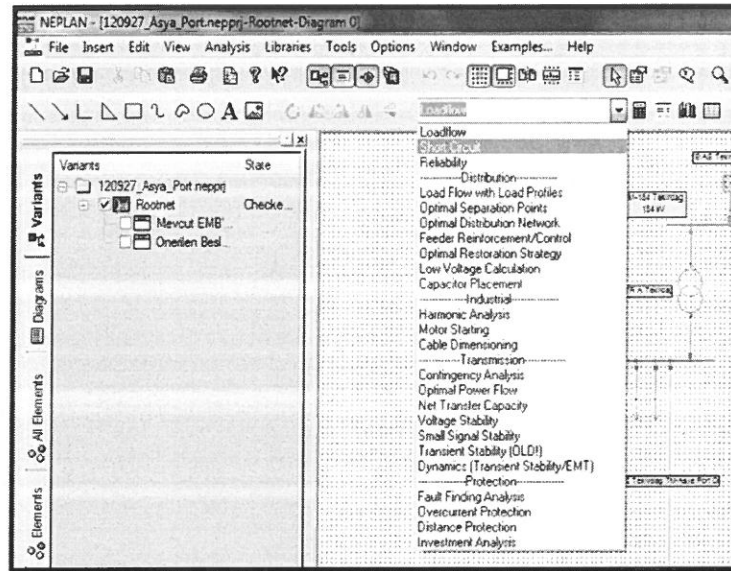
5.4 NEPLAN®'da Kısa Devre Analizi

NEPLAN® üzerinde kısa devre analizi Şekil 5.10'da gösterildiği gibi yazılım başlatıldığında açılan ana pencereden üst menü çubuğundaki "Analysis" sekmesinden "Short Circuit" menüsünde bulunan "Calculation" seçeneği ile yapılabilir. [2]



Şekil 5.10 NEPLAN® Üzerinde Kısa Devre Analizinin Çalıştırılması-1

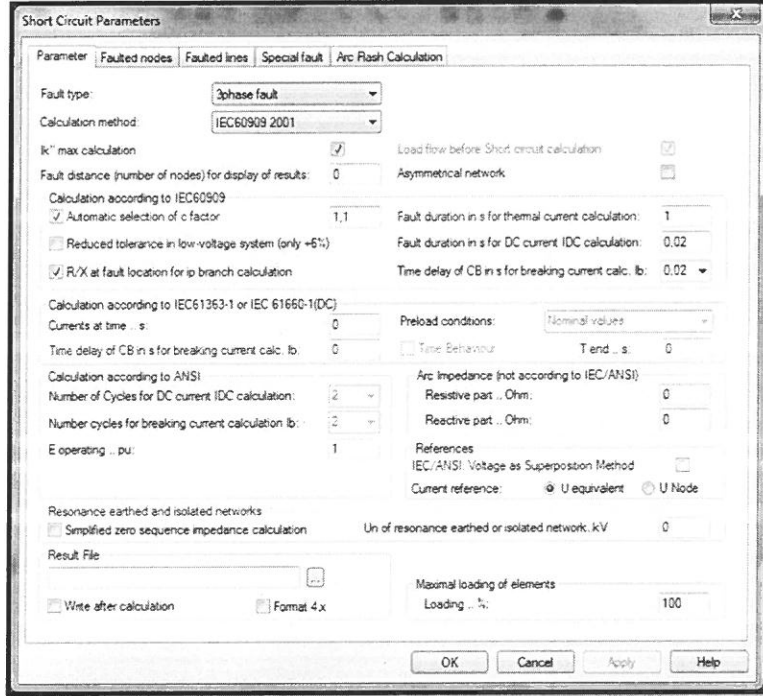
Kısa devre analizleri, kısayol çubuğundan Şekil 5.11'de gösterildiği gibi aktifleştirildikten ve arıza lokasyonları belirlendikten sonra, ilgili şekilde kırmızı olarak işaretlenmiş "Calculate" butonuna tıklanarak da gerçekleştirilebilir.



Şekil 5.11 NEPLAN® Üzerinde Kısa Devre Analizinin Çalıştırılması-2

Şekil 5.10 ve Şekil 5.11'de belirtilen kısa devre hesaplama işlemi yapılmadan önce, kısa devre analizlerine ilişkin parametrelerin tanımlanması önerilmektedir. Bu

amaçla, ana pencereden üst menü çubuğundaki "Analysis" sekmesinden "Short Circuit" menüsünde bulunan "Parameters" seçeneği kullanılmaktadır. Kısa devre analizlerini yapmak için gerekli olan ayarlamaların yapıldığı pencere Şekil 5.12'de gösterilmektedir.

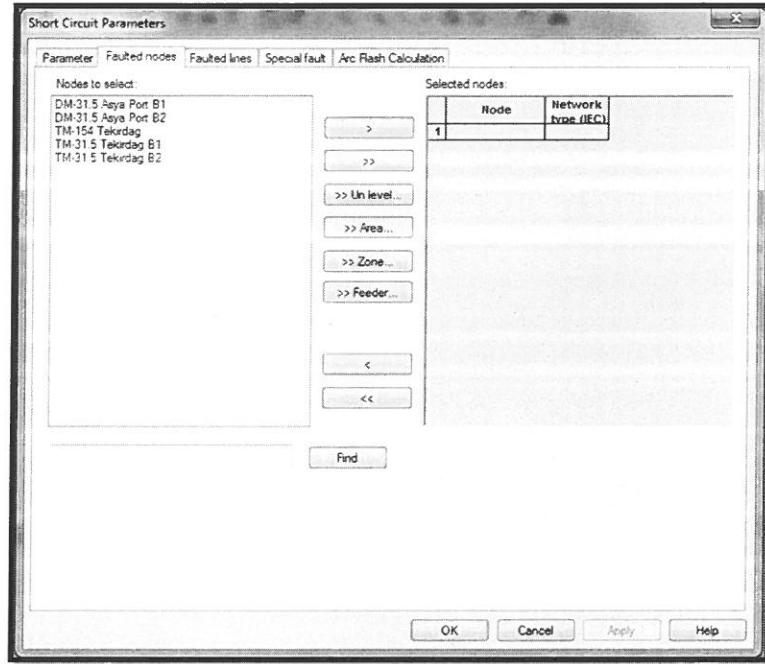


Şekil 5.12 Kısa Devre Analizi "Parameter" Sekmesi

Söz konusu sekme kullanılarak; arıza tipi, 3 faz arızası, tek faz - toprak arızası, faz - faz arızası, faz - faz - toprak arızası, tanımlanacak özel arızalar (Örn: Trafo sargısının belirli bir yüzdesinde gerçekleşecek toprak arızası), kısa devre hesaplama metodu, IEC 60909 2001 (Tüm arıza akımları ve arıza sonrası gerilimler detaylı numerik sistem çözümlerine göre hesaplanır.), IEC 60909 1988, superposition with load flow (Arıza öncesi yük akımları ve arıza akımının şebekede oluşturduğu akımlar süperpoze edilir. Arızanın olmadığı varsayılır ve arızalı nokta dışındaki diğer tüm kaynaklar kısa devre olarak varsayılır.), superposition without load flow (Arıza öncesi tüm gerilimler 1 pu olarak varsayılır, arıza akımının şebekede oluşturduğu akımlar hesaplanır. Arızalı nokta dışındaki diğer tüm kaynaklar kısa devre olarak varsayılır.), ANSI C37.10 (Arızanın DC bileşeni ve kesicilerin çalışma süreleri de hesaplamalara dahil edilir.), ANSI C37.13, IEC 61363-1 (Arızanın DC bileşeni ve

kesicilerin çalışma süreleri de hesaplamalara dahil edilir.), IEC 61660-1, arıza empedansı, asimetrik şebeke dengesiz şebeke analizleri gerçekleştirilebilir. [2]

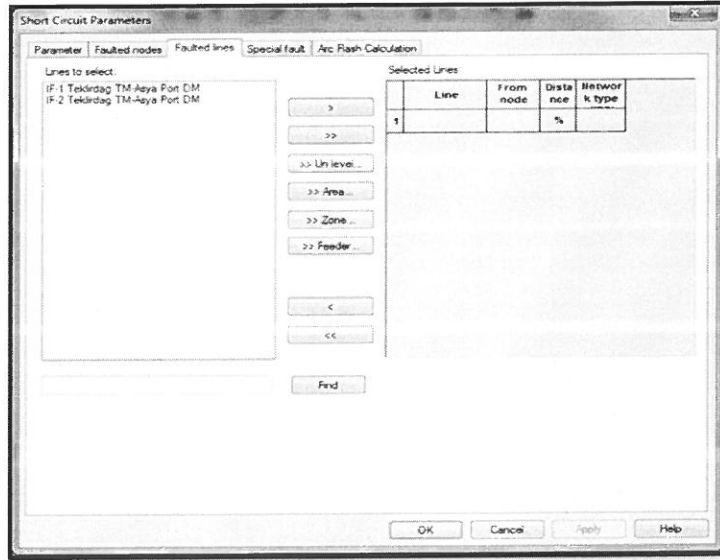
Kısa devre hesaplamaları yapılmadan önce, bir önceki bölümde anlatılan kısa devre parametrelerine ek olarak, söz konusu analizlerin gerçekleştirileceği şebeke noktalarının da tanımlanması önerilmektedir. Bu kapsamda, Şekil 5.13'de gösterilen "Faulted Nodes" sekmesi kullanılarak, kısa devre hesaplaması gerçekleştirilmek istenen baralar tek tek el yordamıyla, gerilim seviyesi kullanılarak veya Alan (area), Zone (bölge) ve network feeder tanımı kullanılarak "Selected Nodes" bölümünde tanımlandıktan sonra ilgili analizler gerçekleştirilebilir. [2]



Şekil 5.13 Kısa Devre Analizi "Faulted Nodes" Sekmesi

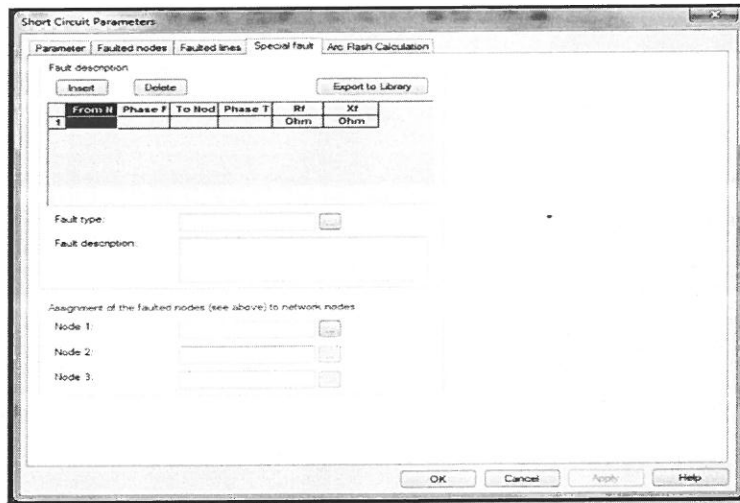
Bir önceki bölümde baralar için anlatılan prosedür hatlar ve kablolar için de kullanılmaktadır. Bu kapsamda, Şekil 5.14'de gösterilen "Faulted Lines" sekmesi kullanılarak, kısa devre hesaplaması gerçekleştirilmek istenen hatlar, tek tek el yordamıyla, gerilim seviyesi kullanılarak veya Alan (area), Zone (bölge) ve network feeder tanımı kullanılarak "Selected Nodes" bölümünde tanımlandıktan ve arızanın olduğu hat bölgesi yüzde cinsinden tanımlandıktan sonra ilgili analizler gerçekleştirilebilir. [2] Seçilen her hat için farklı yüzde değerler tanımlanabilmektedir. Örn: 10 kmlik bir hattın 7,2. kilometresinde arıza

gerçekleştiği zaman şebekede oluşacak durum incelenmek isteniyorsa bu değer "72" olarak tanımlanmalıdır.



Şekil 5.14 Kısa Devre Analizi "Faulted Lines" Sekmesi

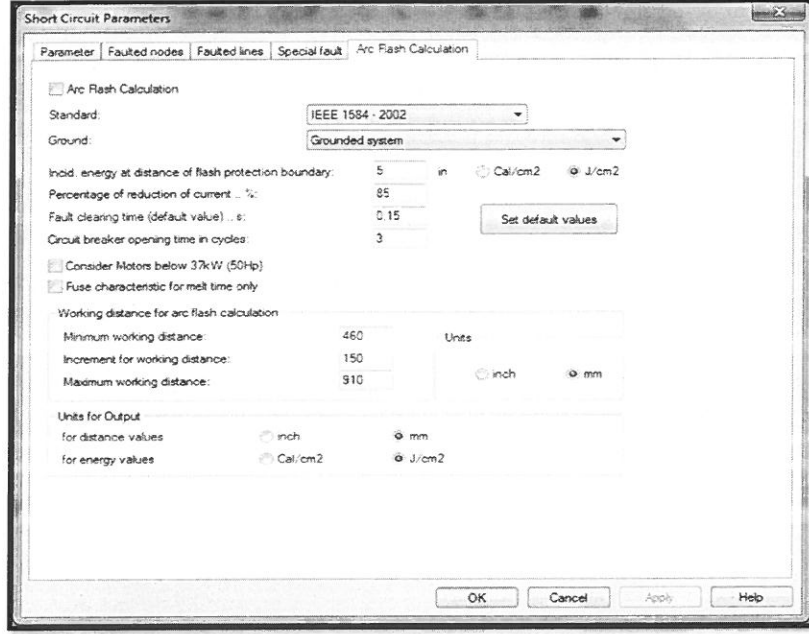
Şekil 5.15'de gösterildiği gibi, standart arıza tiplerine ek olarak, analiz edilmek istenen özel arızalar "Special Fault" sekmesinden tanımlanabilmektedir. Örn: Güzergahları kesişen havai hatların farklı fazları arasında oluşabilecek arıza senaryoları



Şekil 5.15 Kısa Devre Analizi "Special Fault" Sekmesi

Şekil 5.16'da da gösterildiği gibi, arc flash calculation sekmesi kullanılarak, kesicilerin sönmülendirmesi gereken ark enerjisi hesaplanabilmektedir. (Örn:

kapasitör, reaktör veya OG motor gibi yükleri devreye alan devreden çıkaran kesiciler, standart şebeke anahtarlama yapan kesicilere göre daha yüksek dinamik kuvvete maruz kalmaktadırlar.) Söz konusu analizler tez kapsamı dışında olup yalnızca bilgi amacıyla verilmiştir.



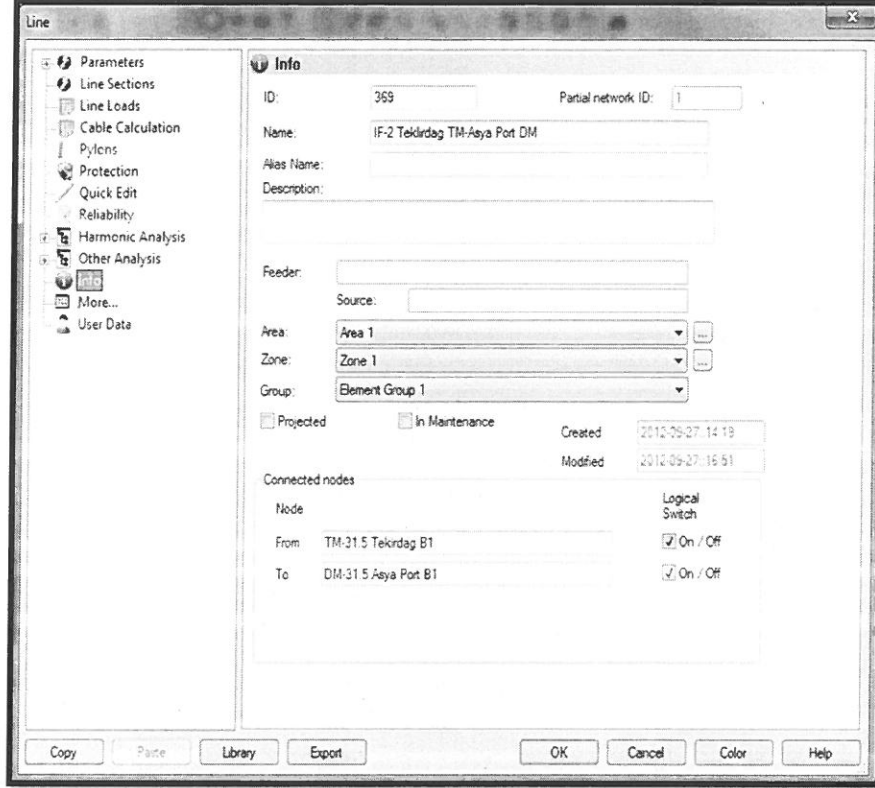
Şekil 5.16 Kısa Devre Analizi “Arc Flash Calculation” Sekmesi

5.5 NEPLAN®’da Kısıtlılık Analizi

Kısıtlılık analizleri neticesinde iki ihtimal bulunmaktadır. Birincisi, alternatif bir besleme seçeneğinin olmadığı ve bazı yük gruplarının enerjisiz kaldığı durumlardır. Diğeri ise başka bir fider üzerinden sağlanan alternatif bir beslemenin mümkün olduğu durumdur.

Devre harici kalma (kısıtlılık) senaryosu incelenecek eleman seçildikten sonra, Şekil 5.17’de gösterildiği üzere, ilgili şebeke elemanının “Info” sayfasında, söz konusu şebeke elemanının ilgili şebeke bölümleri ile irtibatını sağlayan “Logical Switch”e (mantık anahtarı) ait “On/Off” (devrede/devre dışı) kutucuğundaki tik işaretleri kaldırılarak, şebekenin söz konusu kısıtlılık halinde sahip olacağı işletme durumu simule edilebilir. Kısıtlılık durumuna ait sonuçlar ise “5.3 NEPLAN®’da Yük Akış

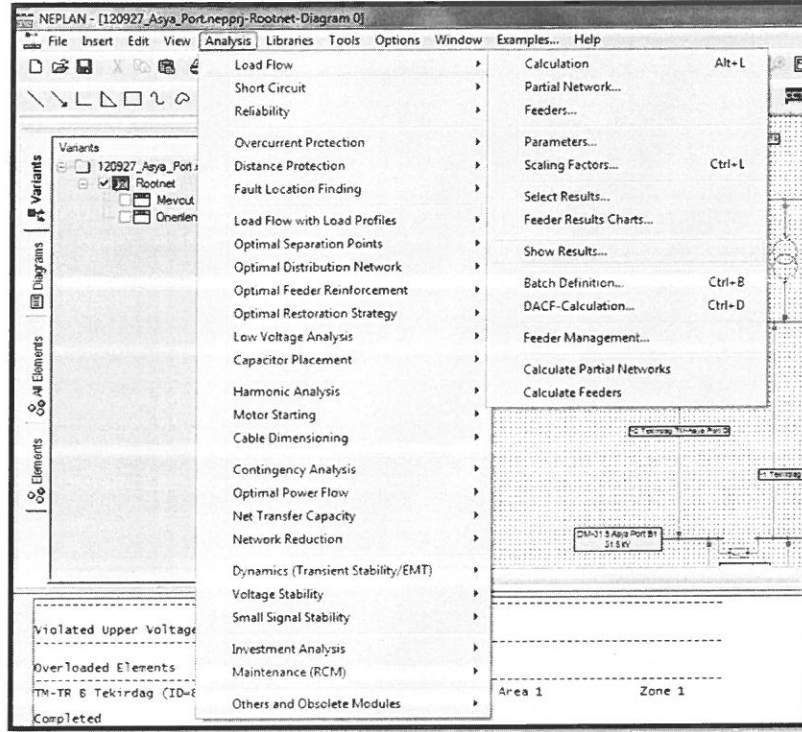
Analizi” başlığında belirtildiği gibi, ilgili şebeke analizlerinin koşturulması ile elde edilmektedir.



Şekil 5.17 Şebeke Elemanını Devre Dışı Bırakma

5.6 Raporlama

NEPLAN® yazılımından, gerçekleştirilen güç sistemi analizleri sonuçlarını incelemek amacıyla farklı detayda raporlar alınabilmektedir. İlgili raporlama menüsüne Şekil 5.18’de gösterildiği gibi, ana pencerenin üst menü çubuğunda “Analysis” sekmesinden ilgili analize karşılık gelen seçeneğin (Load Flow, Short Circuit, vb.) menüsünde bulunan “Show Results” seçeneği ile erişilebilir.



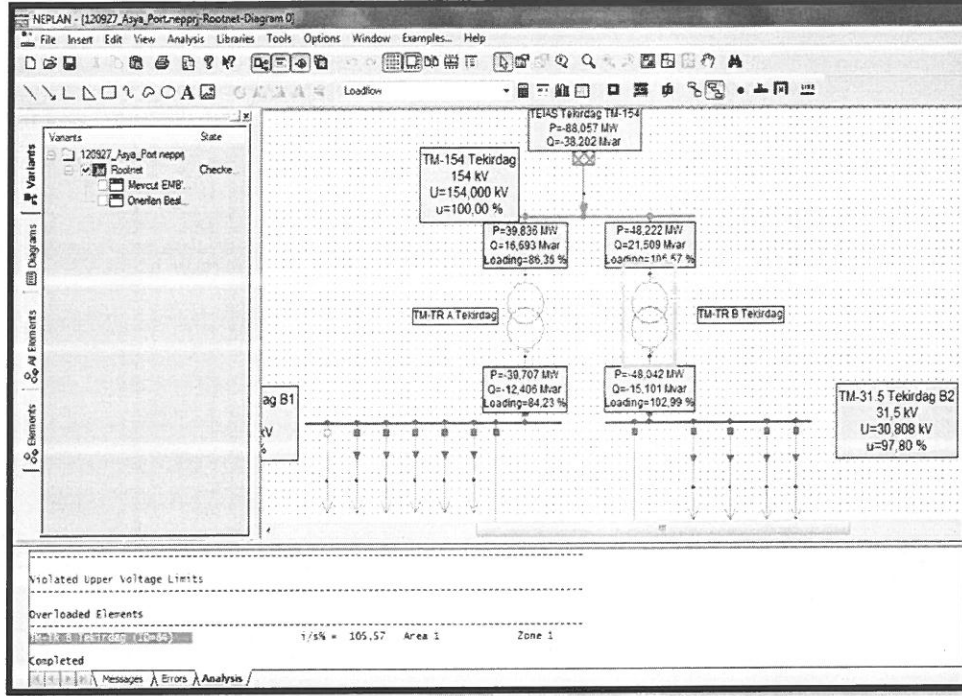
Şekil 5.18 NEPLAN® Yazılımında Raporlama İşlevine Erişim Yöntemi

Aşağıda detaylarıyla anlatılan bu raporlardan sıklıkla kullanılacak olanlar şu şekilde sıralanabilir;

- “Sistem Özeti’nin Gözlenmesi” Raporu
- “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporu
- “Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporu

Söz konusu yazılım dahilindeki tüm raporlar MS excel ortamına taşınabilir formattadır.

Bunun yanı sıra, analizlerin akabinde mutlak suretle, Şekil 5.19’da gösterildiği üzere, şebeke çiziminin yapıldığı bölümün altında bulunan Messages, Errors ve Analysis sekmelerinde belirtilen hata, uyarı ve analizlerin akışına ilişkin diğer mesajlar değerlendirilmelidir. Söz konusu çıktılar metin biçiminde olsa da, uyarı mesajlarında görülen bileşen isimlerinin üzerine çift tıklanarak, uyarı mesajı alınan ilgili eleman şebeke tek hat diyagramında otomatik olarak gösterilmektedir.



Şekil 5.19 NEPLAN® Yazılımının Hata, Uyarı ve Analizlerin Akışına İlişkin Özet Çıktıları Ürettiği Bölme

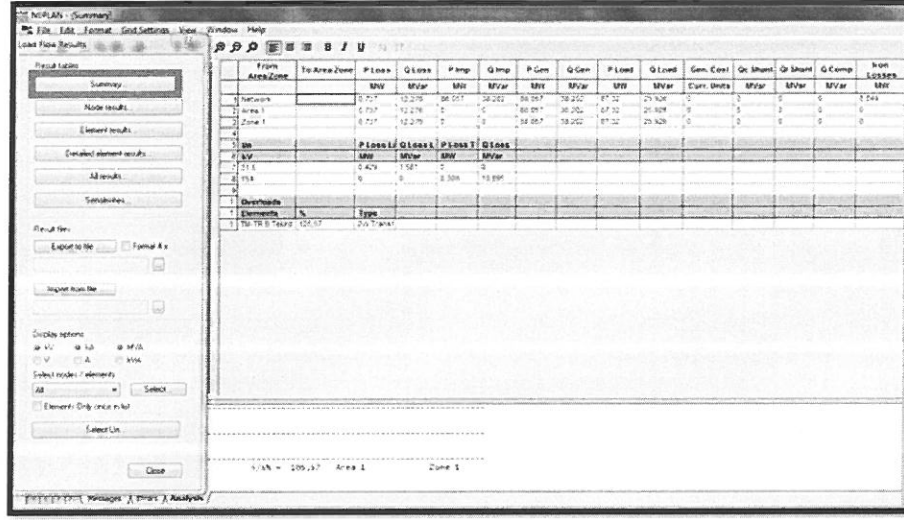
5.6.1 “Sistem Özeti”nin Gözlenmesi” Raporu

“Sistem Özeti”nin Gözlenmesi” tablosu, ilgili analiz sonuçlarından,

- Alan/bölge detayında üretim tüketim toplamını, kayıpları ve kontrol blokları arasındaki yük akışını
- Gerilim seviyesi detayında üretim tüketim toplamını, kayıpları ve farklı gerilim seviyeleri arasındaki yük akışını
- Aşırı/düşük gerilim problemi yaşanan baraları

özet olarak göstermektedir.

Şekil 5.20’de söz konusu raporun oluşturulması ve çıktısı gösterilmektedir.

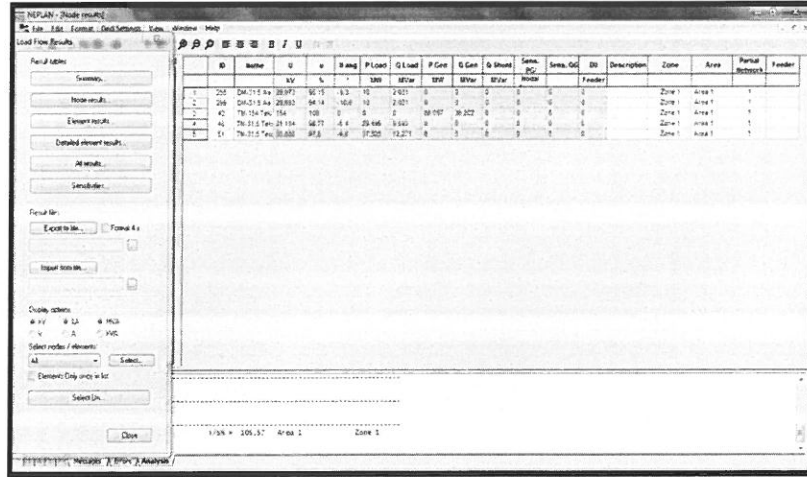


Şekil 5.20 “Sistem Özeti’nin Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Sistem Özeti’nin Gözlenmesi” Raporu

5.6.2 “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporu

“Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” tablosunda, analiz sonuçlarına göre gerilim profilleri gösterilmektedir. Tabloda, her nokta için, söz konusu noktanın gerilim değerleri ve diğer teknik detay bilgileri bulunmaktadır.

Şekil 5.21’de söz konusu raporun oluşturulması ve çıktısı gösterilmektedir.



Şekil 5.21 “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” Raporu

Şekil 5.21’de görüldüğü gibi, “Bara Sonuçlarının Gözlenmesi” tablosunda “node” olarak modellenen TM, DM, KÖK ve saplama bağlantı noktaları listelenmiştir. Bu

noktaların sırasıyla anma gerilimleri kV olarak, bara gerilimleri pu ve kV olarak ve faz açısı bilgilerine ek olarak, söz konusu noktalara bağlı üretim, yük ve kompanzasyon değerleri belirtilmektedir.

5.6.3 “Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporu

“Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” tablosunda, modellenen tüm elemanlar için analiz sonuçları gösterilmektedir. Tabloda, her elemanın güç, güç faktörü ve akım değerleri bulunmaktadır.

Şekil 5.22’de söz konusu raporun oluşturulması ve çıktısı gösterilmektedir.

ID	Node No	Element	Type	P	Q	I	Angle	Load	P Loss	Q Loss	P Fe	Q Cor	Tap	Sens. Xs	On	Description	Zone	Area	Part
				SNV	SNvar	KA	°	%	SNV	SNvar	MW	SNvar		%Obm					
1	358	DM-31.5	Akyapıt Circuit-Breaker	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0.00000	OFF	Zone 1	Area 1	-1	
2	369	DM-31.5	F-2 Testur Line	-10	-2.031	0.197	159.2	29.34	0.2121	0.7322	0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
3	261	DM-31.5	L Aysa P Load	10	2.031	0.197	-29.0				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
4	272	DM-31.5	F-1 Testur Line	-10	-2.031	0.199	157.9	29.86	0.2187	0.7392	0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
5	302	DM-31.5	Akyapıt Circuit-Breaker	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0.00000	OFF	Zone 1	Area 1	-1	
6	276	DM-31.5	L Aysa P Load	10	2.031	0.199	-22.1				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
7	24	TM-154 T	TS45 Tc Network Feed	-26.057	-36.222	2.36	156.5				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
8	85	TM-154 T	TM-TR A 2W Transfor	28.826	16.690	0.192	-22.7	86.36	0.1205	4.2872	0.025	1	0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1		
9	84	TM-154 T	TM-TR B 2W Transfor	48.222	21.628	0.198	24	126.67	0.1396	6.8576	0.024	1	0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1		
10	65	TM-31.5 T	TM-TR A 2W Transfor	-35.767	-12.406	0.772	157.3	64.22	0.1280	4.2572	0.025	1	0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1		
11	369	TM-31.5 T	F-2 Testur Line	16.212	2.813	0.197	-29.8	29.34	0.2121	0.7322	0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
12	143	TM-31.5 T	L Fider-5 Load	8.5	2.794	0.188	-23.5				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
13	144	TM-31.5 T	L Fider-6 Load	6.61	1.942	0.189	-22.6				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
14	145	TM-31.5 T	L Fider-7 Load	11.25	3.832	0.216	-21.0				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
15	146	TM-31.5 T	L Fider-8 Load	1.74	1.228	0.173	-23.6				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
16	168	TM-31.5 T	L Fider-9 Load	0.595	0.196	0.012	-23.6				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
17	167	TM-31.5 T	L Fider-1 Load	0	0	0	0				0	0		0.00000	OFF	Zone 1	Area 1	-1	
18	272	TM-31.5 T	F-1 Testur Line	18.247	2.83	0.198	-22.1	29.86	0.2187	0.7392	0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
19	84	TM-31.5 T	TM-TR B 2W Transfor	-48.042	-15.161	0.644	156	122.98	0.1399	6.8576	0.024	1	0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1		
20	99	TM-31.5 T	L Fider-1 Load	0.425	3.14	0.028	-24.8				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
21	107	TM-31.5 T	L Fider-2 Load	0.826	2.722	0.175	-23.9				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
22	115	TM-31.5 T	L Fider-3 Load	13.6	4.47	0.260	-24.8				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	
23	121	TM-31.5 T	L Fider-4 Load	14.876	4.809	0.281	-24.8				0	0		0.00000	ON	Zone 1	Area 1	1	

Şekil 5.22 “Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporunun Oluşturulması ve “Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” Raporu

“Yüklenme Değerlerinin Gözlenmesi” tablosunda, modellenen tüm ekipmanın (trafo, hat, kablo, vb.) sırasıyla adları, tipleri ve bağlı oldukları baralar ve bu ekipmanlara ait analiz sonuçları belirtilmektedir.

Vaka Çalışması: A Port Şebeke Sayısal Analizi

Çalışma kapsamında, A Port adlı liman işletmesinin statik elektriksel modeli oluşturularak,

- Yük akışı, 3 faz ve tek faz kısa devre hesaplamaları
- Ekipman seçimi, kayıp optimizasyonu ve n-1 güvenilirlik hesaplamaları

gerçekleştirilmiştir.

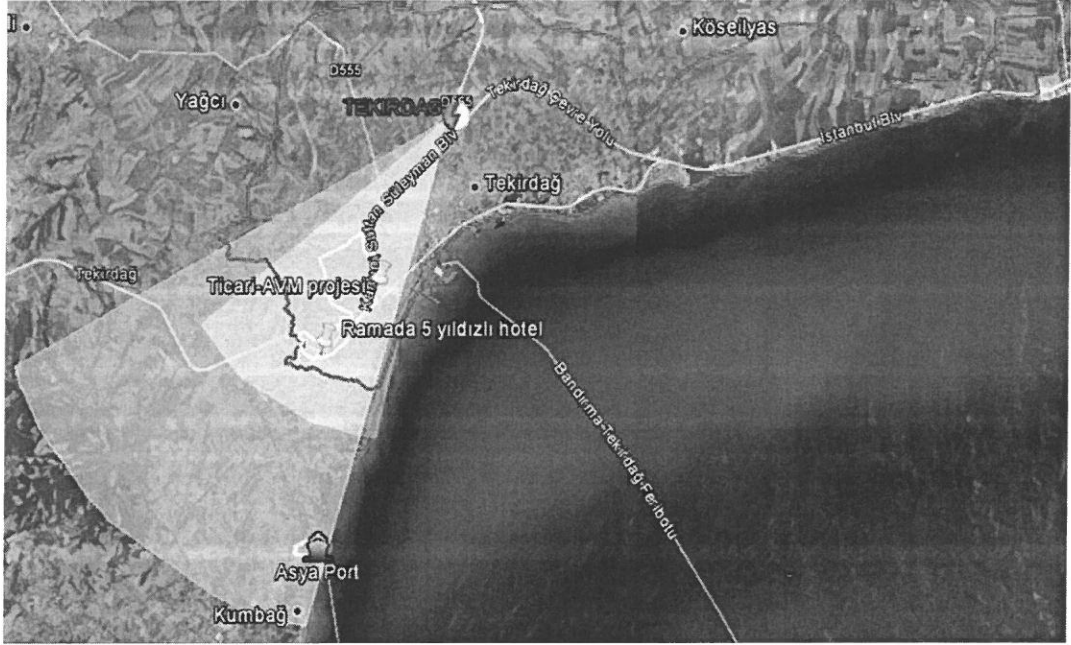
6.1 Sayısal Model ve Coğrafi Yapı

Şekil 6.1'de bölgenin enerji kaynağını teşkil eden TEİAŞ TM'lerin yerleşimi ve bölgede gelişen diğer yükler de gözetilerek, bölgede orta vadede öngörülebilecek en yüksek talep olan 20 MW yük için ilgili kaynakların servis alanları (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH) gösterilmektedir. Şekil 1'den görüleceği üzere, Barbaros Bölgesi'nde söz konusu talebin Tekirdağ TM'den karşılanması teknik ve ekonomik olarak daha uygun olarak değerlendirilmektedir.

Şekil 6.2'de Tekirdağ TM'nin 20 MW yük için servis alanı (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH) ve Barbaros bölgesinde yük artışı beklenen alanlar gösterilmektedir. Şekil-24'ten görüleceği üzere, bölgede önümüzdeki 5-10 yıllık süreçte: Liman, otel, Tekirdağ - Barbaros Yolu üzerinde gelişmesi beklenen ticari potansiyel ve AVM'ler ile bu sanayi ve ticaret faaliyetlerinin neticesinde gelişmesi öngörülen mesken projeleri potansiyel talep gelişimini teşkil etmektedir. Dolayısı ile söz konusu yatay gelişim potansiyeli de gözetilerek, ilgili bölgeye yeni bir dağıtım merkezinin (DM) kurulması ve Tekirdağ TM ile ekspres hatlar vasıtası ile irtibatlanması uygun olarak değerlendirilmektedir.

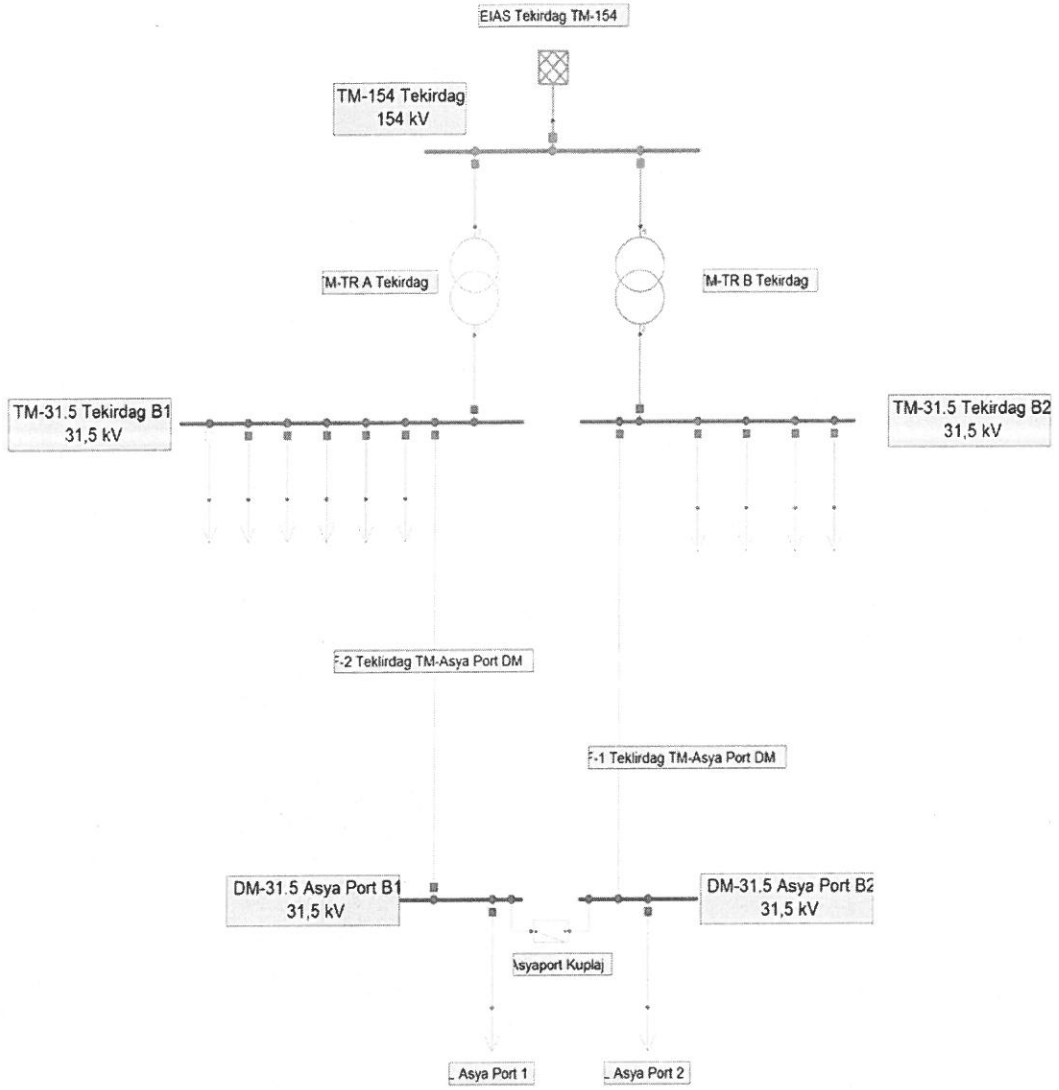


Şekil 6.1 Bölgenin Enerji Kaynağını Teşkil Eden TEİAŞ TM'lerin Yerleşimi ve 20 MVA yük için Servis Alanları (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH)



Şekil 6.2 Tekirdağ TM'nin 20 MVA Yük için Servis Alanları (Beyaz Alan: 2x477 MCM ENH, Yeşil Alan: 477 MCM ENH) ve Bölgede Yük Artışı Beklenen Alanlar

A Port Limanı ve ilgili dağıtım merkezinin şebeke bağlantısı için öngörülen prensip şeması Şekil 6.3'te gösterilmektedir.



Şekil 6.3 A Port DM İçin Önerilen Şebeke Bağlantı Prensip Şeması

Söz konusu genişleme projesinin sayısal analizleri amacıyla oluşturulan modelde kullanılan hat, iletim sistemi, transformatör, bara ve yükler için kullanılan ilgili modellere ait parametreler aşağıdaki bölümlerde sırasıyla verilmiştir.

6.1.1 Hat Modelleri

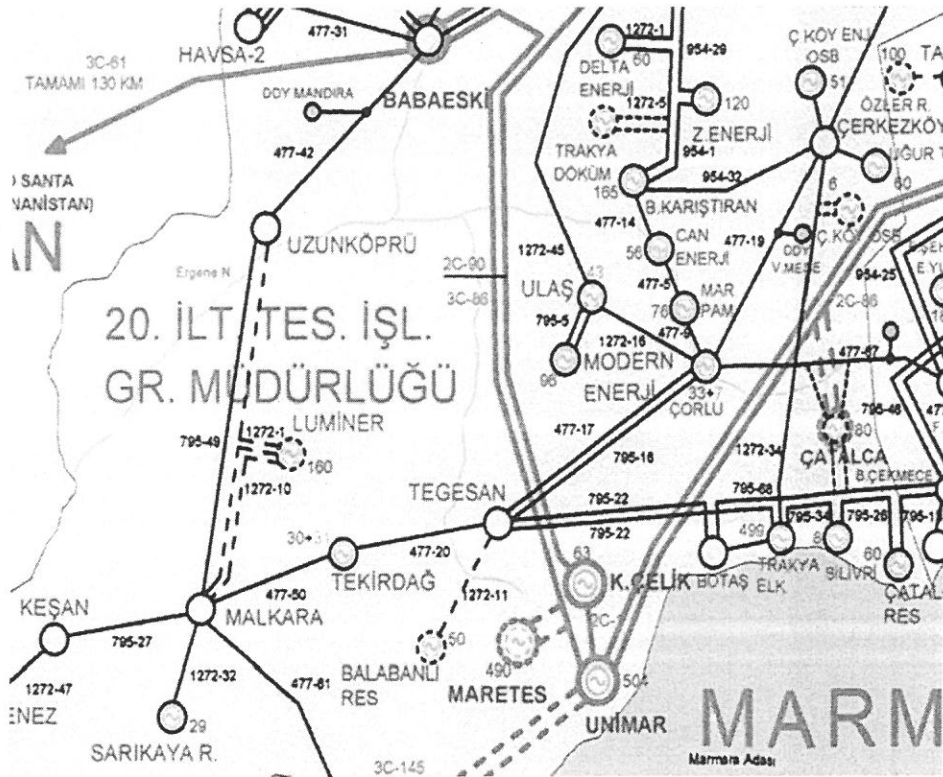
Hat modeli parametreleri Tablo 6.1’de verilmiştir.

Tablo 6.1 Hat Parametreleri

Hat Tanımı	Tip	Uzunluk	R(1)	X(1)	C(1)	R(0)	X(0)	C(0)	Irmaks
		km	Ohm/km	Ohm/km	uF/km	Ohm/km	Ohm/km	uF/km	A
IF-1 Tekirdag TM-Asya Port DM	3x3/0 AWG Pigeon	15	0,337	0,390741	0	1,011	1,172224	0	300
IF-2 Tekirdag TM-Asya Port DM	3x3/0 AWG Pigeon	15	0,337	0,390741	0	1,011	1,172224	0	300

6.1.2 İletim Sistemi Eşdeğeri

Bölgesel elektrik iletim sistemi Şekil 6.4'te gösterilmektedir. Şekil 6.4'de kırmızı çizgiler, 400 kV'luk ENH'leri, siyah çizgiler 154 kV ENH'leri ifade etmekte olup trafo merkezleri bu renk notasyonuna göre çember ile gösterilmiştir.



Tablo 6.2 Elektrik İletim Sistemi Thevenin Eşdeğer Parametreleri

İletim Sistemi Tanımı	LF Tip	Umag (%)	Sk"min (MVA)	Sk"max (MVA)	Z(0)/Z(1) min	Z(0)/Z(1) max
TEIAS Tekirdağ TM-154	SL	100	1813,804	2000,519	2,5	2,5

6.1.3 Tekirdağ Trafo Merkezi Mevcut Durum Değerlendirmesi**Tablo 6.3** Tekirdağ Trafo Merkezi (TR-B) Fiderlerinin Yüklenme Durumu

	OCAK		ŞUBAT		MART		NİSAN		MAYIS		HAZİRAN		TEMMUZ		AĞUSTOS		Yıllık	
	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)
50-62,5 MVA	-	38	-	39	-	36	-	34	-	28	-	31	-	23	-	32	23	39
Fider-1 Mahramlı	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,1	0,5	0,01	0,5	0,1	0,5	0,01	0,5
Fider-2 Şarköv	2,5	10,5	3,5	11,5	3,3	11	4	12	4	11,5	4	11	3,5	10,5	2	10	2	12
Fider-3 Tekirdağ	3,4	16	4	15,2	4	11	3,5	12	3	8,8	0,3	9,6	3	11	3,4	10	0,3	16
Fider-4 Sehir-1	4	17,5	4	15	5	14,5	4,5	13	1,5	12	4	14	4	2	3,5	12,8	1,5	17,5

Tablo 6.4 Tekirdağ Trafo Merkezi (TR-A) Fiderlerinin Yükleme Durumu

	OCAK		ŞUBAT		MART		NİSAN		MAYIS		HAZİRAN		TEMMUZ		AĞUSTOS		Yıllık	
	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)	MIN PUANT (MW)	MAX PUANT (MW)
50-62,5 MVA	-	25	-	21	-	23	-	22	-	20	-	21	-	31	-	24	20	31
Fider-5 Naip	3,6	10	1,5	9,5	3,5	10	3	9,5	3	9	3,5	15,7	2,5	12	3,8	11,5	1,5	15,7
Fider-6 Eski Çorlu ENH	0,7	6,6	0,7	3	0,7	1,8	0,1	1,6	0,5	1,5	0,5	1,9	0,6	1,8	0,5	1,6	0,1	6,6
Fider-7 Şehir Merkezi 2	5	13	5	12	5	12	4	11	1	10	2	14	4	10	4	10	1	14
Fider-8 Tegeşan 1(Toki Çıkışı)	2	4,4	2	4,5	2	4,1	1,5	4	1,3	4,3	1,5	4,1	1,5	4,5	1,6	4	1,3	4,5
Fider-9 Tegeşan 2(Ftipi Cezaevi)	0,5	0,7	0,5	0,8	0,2	0,8	0,5	0,8	0,5	0,8	0,6	0,9	0,6	0,9	0,6	0,9	0,2	0,9
Fider-10 Can Enerji	-2	-28	0	0	0	0	-2	-28	-4	-28	-2	-28	-2	-8	-2	-28	-28	0

6.1.4 Trafo Parametreleri

Tablo 6.5 Trafo Parametreleri

Nerden	Nereye	Vector Grubu	Sr (MVA)	Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	ukr(1)(%)	uRr(1)(%)	ukr(0)(%)	RE1(ohm)	Tapmin	Tapr	Tapmax	Delta U(%)
TM-154 Tekirdag	TM-31.5 Tekirdag B1	Yy0	50	154	31,5	11,5	0,28	9,2	0	- 2	0	2	2,5
TM-154 Tekirdag	TM-31.5 Tekirdag B2	Yy0	50	154	31,5	11,5	0,28	9,2	0	- 2	0	2	2,5

URr, tap=tapr olduğunda Sr ve Ur1'e göre sargıların % olarak ölçülen bakır kaybıdır, (Parametre değeri olarak girilmez, sistem kendi hesaplar)

Ukr, tap=tapr olduğunda Sr ve Ur1'e göre sargıların % olarak ölçülen kısa devre gerilimidir. (Parametre değeri olarak girilmez, sistem kendi hesaplar)

6.1.5 Bara Parametreleri

Tablo 6.6 Bara Parametreleri

Bara Tanımı	Un (kV)	Frekans (Hz)
TM-154 Tekirdag	154	50
TM-31.5 Tekirdag B2	31,5	50
TM-31.5 Tekirdag B1	31,5	50
DM-31.5 Asya Port B1	31,5	50
DM-31.5 Asya Port B2	31,5	50

6.1.6 Yük Parametreleri

İlgili modelde kurum trafolarına ait bütün yükler sabit PQ eşdeğerleri ile aşağıdaki varsayımlara göre modellenmiştir.

P (MW) = Kurum trafoları için puant yük trafo kurulu gücünün % 40'ı olacak şekilde varsayılmıştır.

Q (MVar) = 0,98 endüktif güç faktörüne karşılık gelen Q değeri varsayılmıştır.

6.2 Mevcut EMB (Enerji Müsaade Belgesi) Bağlantı Görüşünün Değerlendirilmesi

Söz konusu gelişim potansiyelinin teknik değerlendirmesi aşağıdaki bölümlerde detaylı olarak verilmektedir. İlgili tablolardan da görüleceği üzere, her ne kadar söz konusu enerji talebinin tek bir hat ile karşılanması yüklenme sınırları bakımından mümkün olsa da,

- Müşterilere sağlanacak gerilim genliğinin müsaade edilebilecek sınırların altında olması (27,97 kV, % 88,8)
- Müsaade edilebilecek sınırları aşan teknik kayıplar (1,41 MW, % 7,05)
- Enerji arzının güvenilirliği (20 MWlık talebin herhangi bir arıza neticesinde beslenemeyecek olması)

nedenleriyle, söz konusu talebin, tek direktten taşınacak çift devre 477 MCM ENH ile karşılanmasının, TREDAS'ın teknik ve ticari kalite beklentilerine paralel işletme şartlarının sağlanmasına olanak sağlayacağı değerlendirilmektedir.

Söz konusu bağlantı topolojisine ilişkin analizler Bağlantı Önerisi, Analizi ve Sonuçları bölümünde gerçekleştirilmiştir.

6.2.1 Yük Akışı Hesapları - Bara Sonuçları

Tablo 6.7 Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları

Bara Tanımı	U	u	U aç	P Yük	Q Yük	P Üretim	Q Üretim
	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
DM-31.5 Asya Port B1	27,971	88,8	-15,5	10	2,031	0	0
DM-31.5 Asya Port B2	27,969	88,79	-15,5	10	2,031	0	0
TM-154 Tekirdag	154	100	0	0	0	88,615	40,714
TM-31.5 Tekirdag B1	30,601	97,15	-7	29,495	9,593	0	0
TM-31.5 Tekirdag B2	31,143	98,87	-5,1	37,825	12,271	0	0

6.2.2 Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları

Tablo 6.8 Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları

Bara Tanımı	Tip	P	Q	I	Açı I	Yüklenme	P Kayıp	Q Kayıp
		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar
A Port Kuplaj	Kesici	10,00 1	2,031	0,21 1	-27	0	0,000 7	0
TM-TR A Tekirdag	2W Trafo	50,67 1	24,53 3	0,21 1	- 25,8	112,57	0,201 1	7,284 6
TM-TR B Tekirdag	2W Trafo	37,94 4	16,18 1	0,15 5	- 23,1	82,48	0,119 4	3,910 4
IF-2 Tekirdag TM-Asya Port DM	Line	20,97 5	7,655	0,42 1	-27	62,88	0,974 3	3,593 1
TM-TR B Tekirdag	2W Trafo	- 37,82 5	- 12,27 1	0,73 7	156, 9	80,45	0,119 4	3,910 4

6.3 Bağlantı Önerisi ve Analiz Sonuçları

Öncelikle, TEİAŞ Tekirdağ TM'de mevcut durumda 50 MVA olarak tesis edilmiş TR-A ve TR-B trafolarının kapasitelerinin 100 MVA'ya çıkarılması gerekliliği ve bölgede gelişen diğer talep potansiyeli de gözetilerek, orta vadede öngörülebilecek en yüksek talep olan 20 MW yükün çift devre 477 MCM ENH ile karşılanması durumunun teknik değerlendirmesi aşağıdaki bölümlerde detaylı olarak verilmektedir. İlgili tablolardan da görüleceği üzere, söz konusu enerji talebinin iki ekspres hat ile karşılanması;

- Yüklenme sınırları
- Müşterilere sağlanacak gerilim genliğinin müsaade edilebilecek sınırlar dahilinde olması
- Müsaade edilebilecek sınırlar dahilinde teknik kayıplar (0,608 MW, % 3,04)
- Enerji arzının güvenilirliği (20 MWlık talebin herhangi bir arıza neticesinde beslenemeyecek olması)

gözetildiğinde uygun olarak değerlendirilmektedir.

Buna ek olarak, ilgili analiz sonuçları incelendiğinde, puant koşullarda, tek devre 477 MCM ENH ile tesis edilecek şebekenin teknik kaybının 1,41 MW, çift devre 477 MCM ENH ile tesis edilecek şebekenin teknik kaybının da 0,608 MW seviyesinde olacağı öngörülmektedir. Söz konusu yükün şebekeden % 40 kapasite faktörü ile çekildiği varsayılır ise, teknik kayıplar gözetildiğinde, tek devre hat tesis edilmesinin yıllık ek maliyetinin 2.810.208 kWhr, (2.810.208 kWhr x 0,2080 TL/kWhr) yaklaşık olarak 584.523 TL olacağı öngörülmektedir. (TETAŞ birim fiyatlar kullanılmıştır.)

6.3.1 Yük Akışı Hesapları – Bara Sonuçları

Tablo 6.9 Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları

Bara Tanımı	U	u	U aç	P Yük	Q Yük	P Üretim	Q Üretim
	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
DM-31.5 Asya Port B1	30,616	97,19	-6,5	10	2,031	0	0
DM-31.5 Asya Port B2	30,477	96,75	-7,2	10	2,031	0	0
TM-154 Tekirdag	154	100	0	0	0	87,928	32,759
TM-31.5 Tekirdag B1	31,73	100,73	-2,8	29,495	9,593	0	0
TM-31.5 Tekirdag B2	31,596	100,31	-3,4	37,825	12,271	0	0

6.3.2 Yük Akışı Hesapları - Termik Yüklenme Sonuçları

Tablo 6.10 Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yüklenme Sonuçları

Bara Tanımı	Tip	P	Q	I	Açı	Yüklenme	P Kayıp	Q Kayıp
		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar
TM-TR A Tekirdag	2W Trafo	39,787	14,524	0,159	-20,1	42,36	0,089	2,1502
TM-TR B Tekirdag	2W Trafo	48,14	18,235	0,193	-20,7	51,48	0,1102	3,1767
IF-2 Tekirdag TM-Asya Port DM	Line	10,203	2,781	0,192	-18	28,72	0,2033	0,7497
IF-1 Tekirdag TM-Asya Port DM	Line	10,205	2,788	0,193	-18,6	28,85	0,2051	0,7566

6.3.3 N-1 Kısıtlılık Analizleri - Bara Sonuçları

Tablo 6.11 Yük Akışı Hesaplamaları - Bara Sonuçları

Bara Tanımı	U	u	U aç	P Yük	Q Yük	P Üretim	Q Üretim
	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
DM-31.5 Asya Port B1	29,859	94,79	-11,1	10	2,031	0	0
DM-31.5 Asya Port B2	29,857	94,78	-11,1	10	2,031	0	0
TM-154 Tekirdag	154	100	0	0	0	88,379	34,595
TM-31.5 Tekirdag B1	32,287	102,5	-3,5	29,495	9,593	0	0
TM-31.5 Tekirdag B2	31,739	100,76	-2,6	37,825	12,271	0	0

6.3.4 N-1 Kısıtlılık Analizleri - Termik Yükleme Sonuçları

Tablo 6.12 Yük Akışı Hesaplamaları - Termik Yükleme Sonuçları

Bara Tanımı	Tip	P	Q	I	Açı I	Yüklenme	P Kayıp	Q Kayıp
		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar
A Port Kuplaj	Kesici	10,001	2,031	0,197	-22,6	0	0,0006	0
TM-TR A Tekirdag	2W Trafo	50,468	20,358	0,204	-22	54,42	0,1179	3,5503
TM-TR B Tekirdag	2W Trafo	37,91	14,236	0,152	-20,6	40,5	0,0852	1,9654
IF-2 Tekirdag TM-Asya Port DM	Line	20,856	7,215	0,395	-22,6	58,9	0,855	3,153
IF-1 Tekirdag TM-Asya Port DM	Line	0	0	0	0	0	0	0

6.3.5 Kısa Devre Analizleri: 3 Faz Kısa Devre Hesaplamaları

Tablo 6.13 3 Faz Kısa Devre Hesaplamaları - Bara Sonuçları

Arıza Noktası	Un	Ik"(RST)	Aik"(RST)	ip (RST)	Rf(012)	Xf(012)	R/X (012)	Arıza Tipi	Metot
	kV	kA	°	kA	Ohm	Ohm			
DM-31.5 Asya Port B2	31,5	2,309	-77,28	4,956	1,908	8,452	0,226	3Faz fault	IEC60909
TM-31.5 Tekirdag B2	31,5	11,732	-87,36	31,085	0,0785	1,703	0,046	3Faz fault	IEC60909
TM-31.5 Tekirdag B1	31,5	11,732	-87,36	31,085	0,0785	1,703	0,046	3Faz fault	IEC60909
DM-31.5 Asya Port B1	31,5	2,309	-77,28	4,956	1,908	8,452	0,226	3Faz fault	IEC60909

6.3.6 Kısa Devre Analizleri: Tek Faz Toprak Kısa Devre Hesaplamaları

Tablo 6.14 Tek Faz Toprak Kısa Devre Hesaplamaları - Bara Sonuçları

Arıza Noktası	Un	Faz	Ik"(RST)	Alk"(RST)	ip(RST)	Rf(012)	Xf(012)	R/X(012)	UL-E(RST)	Arıza Tipi	Metot
	kV		kA	°	kA	Ohm	Ohm		kV		
DM-31.5 Asya Port B2	31,5	L1	0,658	-35,19	1,387	65,568	21,818	3,005	0	Faz-Toprak Arızası	Superpos. WithLF
DM-31.5 Asya Port B2	31,5	L2	0	0	0	2,624	7,953	0,33	25,158		
DM-31.5 Asya Port B2	31,5	L3	0	-90	0	2,624	7,953	0,33	29,41		
TM-31.5 Tekirdag B2	31,5	L1	0,901	-8,12	2,34	60,078	1,571	38,243	0	Faz-Toprak Arızası	Superpos. WithLF
TM-31.5 Tekirdag B2	31,5	L2	0	90	0	0,2359	1,738	0,136	30,552		
TM-31.5 Tekirdag B2	31,5	L3	0	90	0	0,2359	1,738	0,136	32,107		
TM-31.5 Tekirdag B1	31,5	L1	0,905	-7,55	2,359	60,078	1,571	38,243	0	Faz-Toprak Arızası	Superpos. WithLF
TM-31.5 Tekirdag B1	31,5	L2	0	-90	0	0,2139	1,752	0,122	30,689		
TM-31.5 Tekirdag B1	31,5	L3	0	-90	0	0,2139	1,752	0,122	32,266		
DM-31.5 Asya Port B1	31,5	L1	0,661	-34,61	1,394	65,568	21,818	3,005	0	Faz-Toprak Arızası	Superpos. WithLF
DM-31.5 Asya Port B1	31,5	L2	0	-90	0	2,601	7,973	0,326	25,268		
DM-31.5 Asya Port B1	31,5	L3	0	-90	0	2,601	7,973	0,326	29,558		

6.4 Sonuç

Sisteme bağlanmak isteyen işletmenin bağlantı talebi değerlendirilmiş ve söz konusu şebekenin bölgesel statik elektriksel modeli oluşturularak;

- Yük akışı, 3 faz ve tek faz kısa devre hesaplamaları

- Ekipman seçimi, kayıp optimizasyonu ve n-1 güvenilirlik hesaplamaları iki farklı besleme senaryosu için gerçekleştirilmiştir.

İlgili bölge coğrafi açıdan incelenerek, Barbaros Bölgesi'nde söz konusu talebin Tekirdağ TM'den karşılanmasının teknik ve ekonomik olarak daha uygun olacağı değerlendirilmiştir. Bölgedeki potansiyel talep gelişimi doğrultusunda, söz konusu yatay gelişim potansiyeli de gözetilerek, ilgili bölgeye yeni bir dağıtım merkezinin (DM) tesis edilmesi ve Tekirdağ TM ile ekspres hatlar vasıtası ile irtibatlanması uygun olarak değerlendirilmektedir.

Talep gelişim çalışmaları sonucunda, bölgede orta vadede öngörülebilecek en yüksek talep olan 20 MW yükün beslenmesi amacıyla, her ne kadar söz konusu enerji talebinin tek bir hat ile karşılanması yüklenme sınırları bakımından mümkün olsa da,

- Müşterilere sağlanacak gerilim genliğinin müsaade edilebilecek sınırlar dâhilinde olması
- Müsaade edilebilecek sınırlar dâhilinde teknik kayıplar (Tek devre hat tesis edilmesinin TREDAS'a yıllık ek maliyetinin 584.523 TL olacağı öngörülmektedir.)
- Enerji arzının güvenilirliği (20 MW'lık talebin herhangi bir arıza neticesinde beslenemeyecek olması)

gözetilerek gerçekleştirilen teknik değerlendirme neticesinde, ilgili talebin, Şekil-25'te gösterilen topolojiye uygun olarak, çift devre 477 MCM ENH ile karşılanması uygun olarak değerlendirilmektedir.

Diğer bir önemli husus olarak, söz konusu talep gelişimine paralel şekilde, TEİAŞ Tekirdağ TM'de mevcut durumda 50 MVA olarak tesis edilmiş TR-A ve TR-B trafolarının kapasitelerinin 100 MVA'ya çıkarılması gerektiği öngörülmektedir.

Yasal Mevzuat, Sorumluluklar ve Bağlantı Talebi Değerlendirmesi

Şebekeye elektrik üretim tesislerinde üretilecek enerjiyi aktarmak amacıyla bağlantı talebinde bulunan gerçek veya tüzel kişiler ve ilgili dağıtım şirketi arasında, "Elektrik İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Yönetmelik" hükümleri kapsamında,

- Bağlantı görüşü
- Bağlantı anlaşması
- Sistem kullanım anlaşması

olarak üç aşamalı sistem bağlantısı ve kullanımı süreci tanımlanmıştır. Bu üç aşamalı sürecin yönetimi dağıtım şirketinin sorumluluğundadır.

Ancak bağlantı görüşü almış ve bağlantı anlaşması bulunan üretim tesislerinin projelerinin onay ve kabul işlemlerinden TEDAŞ, tamamlanmış tesislerin kabul işlemlerinden de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı sorumludur. Elektrik dağıtım şebekesine bağlanacak üretim tesisleri için ise dağıtım şirketinin varlık (mülkiyet) sınırı "üretim tesisi şalt sahasından sonraki nihayet direği ile üretim tesisi şalt sahası arasındaki gevşek bağlantı hariç, enerji dağıtım hatları" olarak tanımlanmıştır. Tamamen kablo ile gerçekleştirilen tesis bağlantılarında ise, söz konusu mülkiyet sınırı mevcut yönetmelik kapsamında tanımlanmamıştır. Ancak bu noktada, tesis arazisi dışında kalan enerji kablolarının mülkiyetinin dağıtım şirketinde, tesis arazisi içerisinde kalan enerji kablolarının mülkiyetinin de üretim tesisinde olması pratik olarak uygulanagelmıştır.

Elektrik şebekesi yatırım planları tüketim tesisleri ağırlıklı olarak hazırlanmaktadır. Bu nedenle, özellikle tarife çalışmaları kapsamındaki yatırım gereksinimleri değerlendirilirken, süreç içerisinde tesis edilmeleri (yatırımcı kaynaklı karar, finansman, vb. nedenlerle) belirsizlik içeren üretim tesislerinin bağlantı varlıklarının finansmanı konuları gözden kaçabilmektedir. Sonuç olarak, yoğun bağlantı taleplerinin geldiği dönemlerde, üretim tesislerinin işletmeye

girmelerinden önce mutlaka tamamlanması gereken bu yatırımların yıllık yatırım planları dahilinde finanse edilmeleri mümkün olamayabilmektedir. Bu gibi durumlarda, söz konusu yatırım dağıtım şirketi adına, bağlantı yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi tarafından ilgili mevzuat kapsamındaki teknik standartlar sağlanarak yapılabilir veya finanse edilebilir. Dağıtım şirketi ise, en fazla beş yıl içerisinde söz konusu yatırım bedellerini üretim tesisi işletmecisine geri ödemekle yükümlüdür.

Dağıtım şirketinin, eşit taraflar arasında ayırım yapılmaması ilkesi gereğince, dağıtık üretim tesisi bağlantı taleplerine, analitik olarak belgelenmiş teknik nedenler dışında olumsuz görüş vermesi "İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Yönetmelik" hükümleri kapsamında mümkün değildir.

Teknik açıdan sistem bağlantı kriterlerini ve gereksinimlerini etkilememekle birlikte, şebekeye entegre olacak dağıtık üretim tesisleri idari teşvik mekanizması bakımından iki kategoride değerlendirilebilir:

- Lisanslı elektrik üretim tesisleri
- Lisanssız elektrik üretim tesisleri

Lisanslı elektrik üretim tesislerinin teknik ve idari bağlantı ve işletme esasları uzun süreden beri tanımlıdır. Ancak dağıtım şebekesi seviyesinden şebekeye entegre olan üretim tesisi sayısı, söz konusu yatırım alternatifinin, görece yüksek birim üretim maliyetleri (boyut ekonomisi) nedeniyle piyasa koşullarında yatırımcılar tarafından tercih edilmemeleri neticesinde sınırlı sayıda kalmıştır. Ancak özellikle elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmeliğin 21 Temmuz 2011'de resmi gazetede yayınlanarak yürürlüğe girmesiyle, özellikle güneş enerjisi alanındaki teknolojik gelişmeler ve sürüm ekonomisi de göz önünde bulundurulduğunda, elektrik dağıtım şebekesi yoğun üretim içeren şebeke olma yoluna girmiştir. [3] Bu yönetmelik uyarınca,

- 500 kW altında yenilenebilir kaynaklı, 50 kW altında kalan mikro kojenerasyon elektrik üretim tesisleri kuracak gerçek veya tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Buna ek olarak, yalnızca kendi ihtiyacını karşılamak amacıyla, tesis toplam verimliliği belirlenen değerin üzerinde olan

kojenerasyon tesisi kuracak gerçek veya tüzel kişiler de lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. [4] Söz konusu üretimin düşük kurulu güç seviyesi nedeniyle dağıtık üretim tesisi olacağı ve OG/AG seviyesinden sisteme dahil olacağı açıktır.

- Yönetmelik lisanssız dağıtık üretim tesislerinin önünü açmayı hedeflerken tekelleşmesinin de önüne geçmek amacıyla bazı sınırlamalar getirmiştir. Bu sınırlamaların başında her abonenin (tüketim tesisinin) ancak 1 (bir) üretim tesisi kurabileceği gelmektedir.
- Kurulacak lisanssız üretim tesisinin azami gücü yenilenebilir kaynaklı olmak şartıyla 500 kW, mikro kojenerasyon olması durumunda ise 50 kW ile sınırlandırılmıştır.
- Lisanssız elektrik üretimi yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi, “Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmelik” ekinde yer alan dilekçe ve bağlantı başvuru formu ile dağıtım şirketine müracaat eder. [3] Bağlantının kabul veya reddine, kabul edilecekse hangi gerilim seviyesinden (AG/OG) olacağına yönetmelik ve bağlantı ve sistem kullanım usul ve esasları çerçevesinde dağıtım şirketi karar verir. Eğer abone bir OSB içerisinde ise dağıtım şirketinin yaptığı değerlendirmeyi OSB yapar. Aylık olarak toplanan müracaatlar toplu olarak ve en geç 45 gün içerisinde sonuçlandırılır. Dağıtım şirketinin TEİAŞ’a görüş sorması halinde ise bu süre TEİAŞ’ın kullandığı süre kadar uzar.
- Rüzgar santral bağlantılarında TEİAŞ TM kapasitesinin de göz önüne alınması zorundadır.
- Lisanssız üretim tesisi şebeke enerjisiz olduğunda kendini sistemden izole edecek ve diğer aboneleri beslemeyecek şekilde tasarlanmalıdır.
- Dağıtım şirketinin SCADA sistemi açısından önemli bir inceleme konusu ise OG seviyesinden bağlanacak 11 kW üstü lisanssız dağıtık üretim tesislerinin gerilim, aktif ve reaktif güç bilgilerinin izlenmesine ilişkin değerlendirmedir. Dağıtım şirketinin söz konusu izleme sistemini talep etme hakkının saklı olduğu düşünülecek olursa, bu izleme sistemi kurulurken üreticiden talep edilecek niteliklerin dağıtım şirketinin kendi SCADA sistemi ile uyumlu olması gerekmektedir.

- Yönetmelik üretim ve tüketim tesislerinin farklı noktalarda olmasının önünü açtığı için, sadece üretim tesisinin olduğu noktaya şebeke götürülmesi konusunun da değerlendirilerek güneş veya rüzgar çiftliği kurulabilecek bölgelerin belirlenip, planlama çalışmalarında bu durumun göz önüne alınması gerektiği değerlendirilmektedir.
- Lisanssız dağıtık üretim tesislerinin güç kalitesi üzerine etkisi mevcut yönetmelik kapsamında gerekirse 168 saat (veya katları) kesintisiz ölçümlerle takip edilebilir. Yönetmelik 365 gün 24 saat takip talep etmediğinden kalıcı ve sabit güç kalitesi gözlem sistemine ihtiyaç olmadığı değerlendirilmektedir.
- Mali uzlaştırma esaslarından bağımsız olarak, dağıtım şirketi, kendi bölgesi dahilinde, ilgili mevzuatta belirlenen özelliklere sahip (ölçüm özellikleri, periyodu, haberleşme isterleri vb.) lisanssız dağıtık üretim tesisi sayaçlarından üretim verilerinin ilgili uzlaştırma dönemi için tespit edilmesi, ilgili tedarik şirketleri ve piyasa işletmecisine iletilmesinden sorumludur.
- Dağıtım şirketi, planlama çalışmaları yaparken lisanssız dağıtık üretim tesislerini göz önünde bulundurmalıdır. Bu durum alansal talep tahmin çalışmasına ek olarak, TEİAŞ tarafından halen yürütülmekte olan üretim tahmini çalışmasının dağıtım seviyesinde de yürütülmesini gerektirmektedir. Bilindiği üzere, söz konusu çalışmalar tesis taleplerini net olarak ortaya koymaktan öte, ekonomik gelişmelere paralel olarak gelişen ve dolayısıyla belirsizlik içeren lisanssız dağıtık üretim tesisleri bağlantı talepleri için dağıtım şirketine yol gösterici niteliktedir.

Üretim tesisinin kabulü “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik” Madde 6’da ve Madde 12’de belirtilen şartlar dahilinde, “Elektrik Tesisleri Kabul Yönetmeliği”ne uygun olarak yapılır.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik, lisanssız üretim tesislerin denetimi ile üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin sisteme verilmesi halinde uygulanması gereken usul ve esaslardır.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik’te yer alan “Bağlantı ve Sistem Kullanımına İlişkin Hükümler” Madde 6/(1) uyarınca, Dağıtım şirketi, üretim tesisinin teknik özelliklerine ve bağlantı noktası itibarıyla dağıtım

sisteminin mevcut kapasitesine göre üretim tesisini YG veya AG gerilim seviyesinden dağıtım sistemine bağlayabilir. Bağlantı başvurusu talebi, ancak bu Yönetmelik hükümlerinin uygulanması kapsamında reddedilebilir. Madde 6/(3) uyarınca, bir transformatör merkezine yönlendirilen toplam güç 2 MW ve üzerinde olması halinde ilgili dağıtım şirketi TEİAŞ'a kaynak bazında ayrı ayrı bağlantı kapasite bildiriminde bulunur ve TEİAŞ'ın görüşleri alınır.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik'te yer alan "Teknik Hükümler" Madde 12/(1) uyarınca, üretim tesisi, sayacın bulunduğu nokta itibarıyla dağıtım sisteminin gerilim seviyesi ve frekans düzeyi (50 Hz) ile uyumlu olmalı ve akım ve gerilim harmonikleri ile fliker etkisi bakımından diğer dağıtım sistemi kullanıcılarına olumsuz etki yapmamalıdır.

Bağlantı noktası seçimi;

- ≤ 11 kWe => AG
- 11 kWe => AG veya OG

AG seviyesinden bağlanacak üretim tesislerinin toplam kapasitesi, bu üretim tesislerinin bağlı olduğu dağıtım transformatörünün gücünün yüzde otuzunu (%30) geçemez.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği incelendiğinde ise sisteme erişim ve sistem kullanım hakları açısından aşağıdaki maddelerde belirtilen durumlar haricinde olumsuz görüş verilemez. [5]

- Madde 38/(3)/a: Bağlantı yapılması öngörülen tarihte, bağlantı yapılmak istenen noktada şebekenin teknik özelliklerinin yetersiz olması,
- Madde 38/(3)/b: Bağlantı yapılması öngörülen tesisin projesinde, sisteme bağlantıyla ilgili olarak Şebeke Yönetmeliği ve/veya Dağıtım Yönetmeliği veya ilgili diğer mevzuatta yer alan standartların sağlanamaması,
- Madde 38/(3)/d: Bağlantı yapılması öngörülen tesisin projesinde, gerilim düşümü, harmonik, elektromanyetik girişim, fliker seviyesi gibi değerlerin, şebekeye giriş veya çıkış noktasında ve iletim ve/veya dağıtım kademelerinde, ilgili mevzuatta belirlenen sınırları karşılamaması durumu,

- Madde 38/(3)/e: Bağlantı yapılması öngörülen tesisin, sistem elektrik enerjisinin kalitesini, ilgili mevzuatta yer alan standartların dışına çıkarması durumu,
- Madde 38/(3)/f: Rüzgar veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisi bağlantı taleplerinde; talep edilen bağlantı noktasına oranla ekonomik açıdan daha uygun ve daha düşük sistem kaybı sağlayan bağlantı noktası bulunması durumu

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği'nin amacı; 4628 sayılı Kanunla öngörülen piyasa modelinin oluşturulması için, dağıtım sisteminin güvenilir ve düşük maliyetli olarak işletilmesinde ve planlamasında uygulanması gereken usul ve esasların belirlenmesidir. Bu Yönetmelik, eşit taraflar arasında ayırım gözetilmemesi ilkeleri çerçevesinde, dağıtım şirketi ile dağıtım sistemi kullanıcılarının yükümlülüklerini, uymaları gereken tesis tasarım ve işletme kurallarını, dağıtım sisteminin planlanması ve işletilmesi hususlarında ilgili taraflara uygulanması gereken usul ve esasları kapsar. [6]

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği Madde 5/(2) "Bağlantı başvurusu" uyarınca; Kullanıcılar tarafından yapılan bağlantı başvurularında; başvurunun niteliğine göre motor ve elektrojen gruplarının sayısı ve güçleri, elektrikli taşıtların şarj edilebilmesi için kurulacak hızlı, orta hızlı ve yavaş şarj ünitelerinin sayısı ve güçleri, aydınlatma ve ısıtma tesisatı ve güçleri, koruma sistemleri gibi diğer tesis ve/veya teçhizatla ilgili teknik özellikleri de içeren elektrik projesi dağıtım şirketine sunulur. Dağıtım şirketi sunulan proje çerçevesinde kullanıcıdan gerekli olan ilave bilgileri de talep edebilir.

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği Madde 6/(3) "Bağlantı Başvurularının Değerlendirilmesi" uyarınca, Dağıtım şirketi; kullanıcı bağlantı noktasının veya kullanıcının işletme usullerinin diğer kullanıcılar üzerinde olumsuz etkiler yaratma olasılığının tespit edildiği durumlarda, kullanıcıdan alternatif bir gerilim seviyesinden bağlanmasını veya söz konusu olumsuz etkiyi ortadan kaldıracak çözümler uygulamasını talep edebilir.

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği Madde 10/(3) "Üretim Faaliyeti Gösteren Tüzel Kişiler İçin Bağlantı Esasları" uyarınca, Bağlantı talebinin, bağlantı noktası itibarıyla Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 38 inci maddesinde yer alan

hükümlere göre kabul edilmesinin mümkün olmaması ve öne sürülen red gerekçelerinin Kurul tarafından da uygun bulunması durumunda, talep reddedilir ve mümkün olması halinde, dağıtım şirketi tarafından bir başka bağlantı noktası teklif edilir.

Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği Madde 12/(1) "Uyum ve Testler" uyarınca, Üretim faaliyeti gösteren tüzel kişi; dağıtım sistemine bağlanacak tesis ve/veya teçhizatının, sistemdeki tesis ve/veya teçhizata, bu Yönetmeliğe, bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşmaları ile Yan Hizmetler Yönetmeliğine uygun olduğunu aşağıdaki usul ve esaslar çerçevesinde dağıtım şirketine bildirir.

Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari Ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik ise, elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği, ticari ve teknik kalitesine ilişkin olarak dağıtım şirketleri tarafından uyulması gereken kurallar ile uygulamaya ilişkin esas ve usulleri kapsar.

Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nin amacı, 4628 sayılı Kanunla öngörülen piyasa modelinin oluşturulması için, iletim sisteminin güvenilir ve düşük maliyetli olarak işletilmesinde ve enerji kalitesi ile sistem kararlılığının sağlanmasında uygulanması gereken standartlara ilişkin usul ve esasların belirlenmesidir.

Rüzgar Enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlantı kriterleri, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nin Ek 18'de belirtilmiştir. EK 18 "Rüzgar Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kriterleri" kapsamındaki kriterler, iletim sistemine bağlı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisleri ile kurulu gücü 10 MW ve üzerinde olan dağıtım sistemine bağlı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerine uygulanır. [7]

7.1 Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kriterleri

TREDAŞ elektrik şebekesinin genel yapısına uygun olarak, bir dağıtık üretim tesisinin bağlantı analizleri yapılırken sekiz farklı durumun ortaya çıkabileceği değerlendirilmektedir. (Şekil 7.1) Söz konusu bağlantı senaryolarının değerlendirmesi Tablo 7.1'de verilmektedir. Söz konusu tablo bağlantı görüşü çalışmaları kapsamında genel bir intiba vermek amaçlı olup, ilgili çalışmalar

Tablo 7.1 Dağıtık Üretim Tesislerinin Sistem Bağlantı Senaryolarının Değerlendirilmesi

Durum	Açıklama	Önerilen Generatör Kurulu Gücü	Notlar
1	EDŞ Dağıtım Kabinine Radyal Bağlantı	$S \leq 1 \text{ MVA}$	Radyal bağlantı kaynaklı düşük güvenilirlik nedeniyle 4 adet OG kablo ile gerçekleştirilmesi önerilmektedir. 2 adet OG kablo ile (çift devre) yapılması yerine tali dağıtım hattına girdi çıktı bağlantı yapılması önerilmektedir.
2	Tali Dağıtım Hattına T Bağlantı	$S \leq 400 \text{ kVA}$	Kablolu şebekelerde önerilmemektedir. 500 kW'ın üzerindeki kurulu güçlerde düşük güvenilirlik nedeniyle önerilmemektedir.
3	Tali Dağıtım Hattına Girdi Çıktı Bağlantı	$400 \text{ kVA} \leq S \leq 5 \text{ MVA}^1$	Tali dağıtım şebekesine entegre edilecek DÜT'ler için bu bağlantı tipi önerilmektedir.
4	Ana Dağıtım Hattına T Bağlantı	-	Önerilmemektedir
5	Ana Dağıtım Hattına Girdi Çıktı Bağlantı	$10 \text{ MVA} \leq S \leq 25 \text{ MVA}$	Dağıtım merkezine bağlantı yapılmasının ekonomik olmadığı durumlar dışında tercih edilmemesi gerektiği değerlendirilmektedir. ŞEDŞ'de bu tip bağlantı yapılmasının uygun olmadığı değerlendirilmektedir.
6	Dağıtım Merkezine Bağlantı	$5 \text{ MVA} \leq S \leq 25 \text{ MVA}$	EDŞ'ye entegre edilecek DÜT'ler için planlama ve işletme anlamında en uygun bağlantı tipi olduğu değerlendirilmektedir.
7	TEİAŞ OG Barasına Bağlantı	$12 \text{ MVA} \leq S \leq 60 \text{ MVA}$	10 MW'ın üzerinde demanda/kurulu güce sahip olan kullanıcıların kendi hatlarını tesis etmeleri durumunda TEİAŞ müşterisi olma hakları bulunmaktadır (müstakil fider tahsisi) ² . Bilindiği üzere, söz konusu bağlantı hattının TREDAS tarafından tesis edilmesi durumunda ise bu kullanıcılar TREDAS müşterisi olmaktadır.
8	TEİAŞ YG Barasına Bağlantı	$S \geq 60 \text{ MVA}$	50 MW'ın üzerindeki kurulu güçteki santrallerin iletim seviyesinden şebekeye bağlanmaları elektrik piyasası şebeke yönetmeliği gereği mecburidir.

¹ Planlama kriterleri uyarınca, 5 MVA'dan daha büyük demanda/kurulu güce sahip müşterilere müstakil tali fider tahsisi yapılabilmektedir. [1]

² TEİAŞ'ın bir dağıtım barasına veya bu baraya bağlı dağıtım sistemine bağlanacak üretim tesisinin/tesislerinin **toplam kurulu gücü 50 MW'ı geçemez**. Bu gücün 50 MW ve üzeri olması durumunda bağlantı iletim seviyesinden yapılır. Ancak, **orta gerilimden sadece üretim tesisinin bağlı olduğu 400/33 kV merkezlerde bir dağıtım barasına bağlanacak üretim tesislerinin toplam kurulu gücü, ilgili baranın kısa devre arıza akım sınırını aşmaması kaydıyla, 50 MW'ı geçebilir.**

Şebekeye YG seviyesinden bağlanacak üretim tesisleri için ünitelerin güç faktörleri:

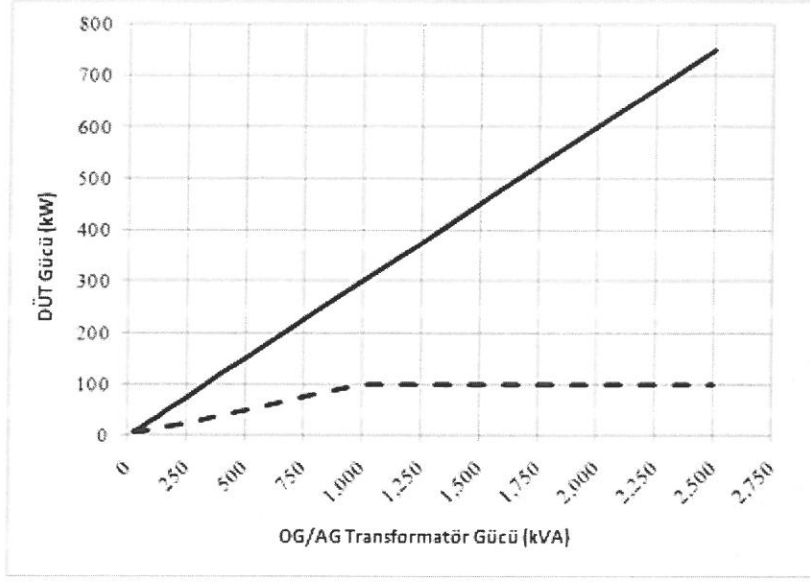
- Aşırı ikazlı olarak $\cos \varphi$: 0,85
- Düşük ikazlı olarak $\cos \varphi$: 0,95

arasında nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olmalıdırlar.

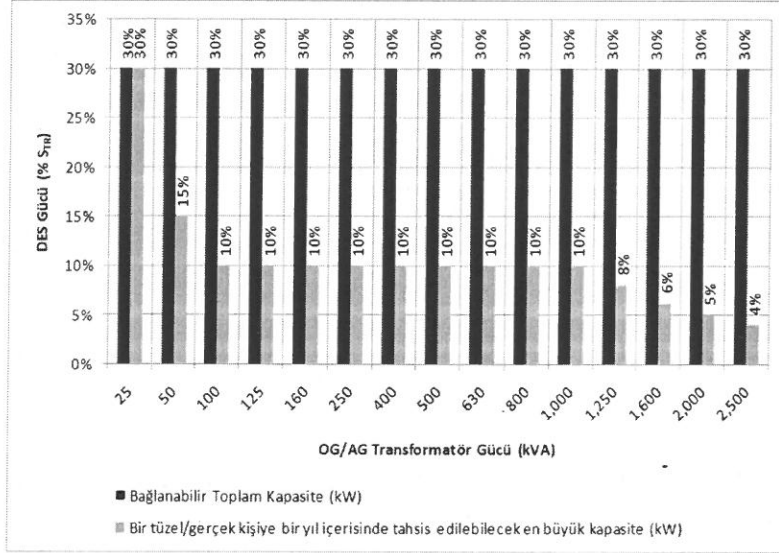
Üretim tesisinin kurulu gücü 5 kW olması halinde tek fazlı olarak şebekeye bağlanabilir. 5 kW'ın üzerindeki tesisler üç fazlı olarak şebekeye bağlanmak zorundadır. AG seviyesinden bağlanacak üretim tesislerinin toplam kapasitesi, bu üretim tesislerinin bağlı olduğu (kurum) dağıtım transformatörünün gücünün %30'unu geçemez (Tablo 7.2). Bir dağıtım transformatöründe bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasitenin transformatör kurulu gücüne göre dağılımı ve transformatör kurulu gücüne oranları sırasıyla Şekil 7.2'de ve Şekil 7.3'de verilmiştir.

Tablo 7.2 Bir Dağıtım Transformatörüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformatör Gücüne Göre Değişimi

Transformatör Gücü S_{TR} (kVA)	Bağlanabilir Toplam Kapasite (kW)	Bir tüzel/gerçek kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek en büyük kapasite (kW)
$S_{TR} < 100 \text{ kVA}$	$P_{DÜT} < 0,3 \times S_{TR}$	7,5
$100 \text{ kVA} < S_{TR} < 1.000 \text{ kVA}$		$P < 0,1 \times S_{TR}$
$1.000 \text{ kVA} < S_{TR}$		100kW



Şekil 7.2 Bir Dağıtım Transformatorüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformator Gücüne Göre Dağılımı



Şekil 7.3 Bir Dağıtım Transformatorüne AG Seviyesinden Bağlanabilecek Toplam ve Tekil DÜT Güçlerinin Transformator Gücüne Oranları

Üretim tesisi ile tüketim tesisi aynı yerde ise, üretim tesisinin bağlantı hattı bir bara, pano veya dağıtım kutusuna tek bir noktadan sabit olarak tesis edilir.

Bağlanabilirlik oranı (stiffness ratio), şebekeye bağlı üretim tesislerinin kısa devre katkısı hariç bağlantı noktasındaki üç faz kısa devre akımının, bağlanacak üretim

tesisinin nominal akımına bölümü ile elde edilecek değeri ifade etmektedir. İlgili yönetmelik uyarınca, lisanssız dağıtık üretimlerin şebekeye bağlanacakları noktanın bağlanabilirlik oranının; kurulu gücü 500 kW'ın üzerindeki kojenerasyon tesisleri için 35'in, diğer üretim tesisleri için 100'ün, üzerinde olması esastır. Bağlanabilirlik oranının bu değerlerin altında olması durumunda dağıtım şirketi bağlantı için başka bir bağlantı noktası teklif edebilir.

Dağıtım şirketinin talep etme hakkına sahip olduğu kayıt, uzaktan izleme ile koruma ve kontrol sistemleri tesisin kurulu gücüne göre Tablo 7.3'te verilmiştir. Yönetmelik kapsamında üretim faaliyetinde bulunan gerçek veya tüzel kişi, izleme ve kontrol için gerekli altyapı ve ekipmandan sadece üretim tesisi ile bağlantı anlaşmasında belirlenen mülkiyet sınırı arasındakileri temin ve tesis eder.

Şekil 7.4 İletişim ve Bağlanabilirlik Koşulları [3]

ELEKTRİK PİYASASINDA LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİMİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK KAPSAMINDA AG VE YG SEVİYESİNDE BAĞLANACAK SANTRALLERİN KORUMA, İLETİŞİM FONKSİYONLARI VE BAĞLANABİLİRLİK DEĞERLERİ TABLOSU						
Güç Aralığı (kW)	Faz Sayısı	Kayıt, Uzaktan İzleme, Uzaktan İzleme ve Kontrol	Bağlantı Noktası Sistemin Kısa Devre Akımı / Üretim Santralinin Nominal Akımı	Santral Tipi		
				Senkron Generatörlü	Asenkron Generatörlü	Ekvriji Kullanılarak Bağlantı Yapılan (DC-AC veya AC-DC-AC) Fotovoltaik (PV), Yakıt Hücreli, Rüzgar vb.
P<11	0-5 kW arası 1 veya 3 faz 5-11 kW arası 3 faz	-	>100	81U/81Q, 27/59, 2E (LoM)	81U/81Q, 27/59	81U/81Q, 27/59 (LoM)
11<P<100	3 faz	K	>100	81U/81Q, 27/59, 2E, 4E	81U/81Q, 27/59, 4E	81U/81Q, 27/59, 2E, 4E (LoM)
100<P<500	3 faz	K,i	>100	50, 51N, 4E, 40, 81U/81Q, 27/59, 2E, 59N, 51V	50, 51N, 51V, 4E, 81U/81Q, 27/59, 59N	50, 51N, 51V, 81U/81Q, 27/59, 2E, 4E, 59N
500<P<1000	3 faz	K,i	>100 (Diğer) >35 (Kojenerasyon)	50, 51N, 4E, 40, 81U/81Q, 27/59, 2E, 59N, 51V	50, 51N, 51V, 4E, 81U/81Q, 27/59, 59N	50, 51N, 51V, 81U/81Q, 27/59, 2E, 4E, 59N
1000<P<5000	3 faz	K,i,S	>100 (Diğer) >35 (Kojenerasyon)	50, 51N, 4E, 40, 81U/81Q, 27/59, 2E, 59N, 85TT, 78	50, 51N, 51V, 4E, 81U/81Q, 27/59, 59N, 85 TT	50, 51N, 51V, 81U/81Q, 27/59, 2E, 4E, 59N, 85 TT
5000<P<10000	3 faz	K,i,S	>100 (Diğer) >35 (Kojenerasyon)	50, 51N, 4E, 40, 81U/81Q, 27/59, 2E, 59N, 85TT, 78	50, 51N, 51V, 4E, 81U/81Q, 27/59, 59N, 85 TT	50, 51N, 51V, 81U/81Q, 27/59, 2E, 4E, 59N, 85 TT

Koruma Fonksiyonları:

25	Senkron koruma rölesi	K: Kayıt
27/59	Düşük Akım genleşme rölesi	i: Uzaktan izleme
32	Ters güç rölesi	S: Uzaktan İzleme ve kontrol
46	Akım eşitliği bölge rölesi	
47	Genleşme arızası rölesi	
50/51N	Toprak arızası rölesi	
50/51V	Genleşme arızası rölesi	
59N	Nötr arızası rölesi	
67	Yönük arızası rölesi	
78	Senkron kayı rölesi	
81U/81Q	Düşük Akım frekans rölesi	
85TT	Uzaktan açma rölesi	
LoM	Ana şebekenin olmaması (kısıtlı) hal	

P: Santral Gücü (kW)

Bağlanabilirlik: Bir tesisin bağlantı noktasındaki akımın bağlanabilirlik oranı bağlanabilirlik, üretim santralının dağıtım sisteminde bağlanacağı noktaya kadar. Bağlanılan noktada üretici misal olarak kendi trafosu ile bağlantı ise trafosu yüksek gerilim oranındaki kısa devre verilmiş olacaktır.

32: Ters güç rölesi: Vardır bir yöndeki güç akımının istenen bir değerde veya bir güç değeri altına düşerse ters güç akımında çıkaran bir röledir. 32P ters güç için kullandır.

46: Ters faz veya Faz dengesi akım rölesi: Ters faz bileşiminin çok fazla akımın veya dengesi belirli bir değerin üzerinde ters bileşen komponentleri veya çok fazlı akımlar durumunda çıkaran bir röledir.

Ters-bileşen dengeli akım rölesi de bir tipindedir.

47: Faz bileşen Genleşme Rölesi: İstenen faz oranında önceden belirlenmiş çok fazlı genleşme değerinin üzerinde çıkaran veya çok fazlı genleşmelerin dengeli olduğu çıkaran veya ters faz bileşen genleşme belli bir değeri üstünde çıkaran bir röledir.

Bağlantı noktası itibarıyla, üretim tesisinin kısa devre akımına katkısı ile birlikte oluşabilecek kısa devre akımı, şebeke ekipmanının kısa devre akımı dayanma değerini aşamaz. Koruma sistemi, generatörün tipi ve gücüne göre sınıflandırılmış olan Şekil 7.4'e uygun olarak tesis edilmelidir. Üretim tesisinin topraklama sistemi

şebekenin topraklama sistemine uygun olmalı ve Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliğinde belirtilen şartlar içinde yapılmalıdır. [8] Elektrik üretim tesisi her türlü işletme durumunda, cana ve mala herhangi bir zarar vermeyecek ve tehlike oluşturmayacak bir biçimde yapılmalıdır. Herhangi bir kimsenin dikkatsizlikle de olsa yaklaşılabileceği uzaklıktaki elektrik üretim tesisinin gerilim altındaki bölümlerine (aktif bölümler) dokunulması olanaksız olmalıdır ve Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliğinde yer alan emniyet mesafeleri ile koruma önlemleri sağlanmalıdır. [9] Elle erişebilecek her yer gerilim kaçaklarına karşı topraklanmış olacak ve hayati tehlike arz eden gerilimler için TEDAŞ İş Güvenliği Yönetmeliğine uygun resim, işaret ve yazılarla uyarı ihbarları bulunmalıdır. Üretim tesisi bağlantısında arıza anında koruma ayarları aşağıdaki tablolarda verilen sınır değerlere uygun olmalıdır.

AG veya OG seviyesinden bağlı/bağlanacak üretim tesislerinin şebekeye bağlantı noktasında aşağıda açıklandığı şekilde değerlendirme yapılır.

- Üretim tesisi sistem bağlantısı: Başvuruda beyan edilen üretim tesisinin kurulu gücünün 11kW ve altında olması halinde AG'den, 11kW'ın üstünde olması durumunda ise yapılan değerlendirme sonucunda -büyük olasılıkla- OG seviyesinden sisteme bağlantısı yapılır. Yönetmelik kapsamında yapılan başvurulardan EDŞ işletmecisi tarafından yapılan teknik değerlendirme sonucu YG seviyesinden bağlanması uygun görülen üretim tesisleri için TEİAŞ'tan alınan arıza akım limitinin değerlendirilmesine ilişkin uygun görüşe müteakip bağlantı izni verilir.

7.2 Otoprodüktör Fider Kriterleri

Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği 19. maddesi 2. fıkrası uyarınca "şebekede enerji varken çalışan ancak şebekede enerji yokken çalışmayan tesislerde" otoprodüktör/santral bağlantı fider kriterleri aranmamaktadır. [10] Şekil 7.4'te bir otoprodüktör tesisinin sistem bağlantısını gösteren tek hat şeması yer almaktadır. Şekil 7.4'te kullanılan ekipman nitelikleri Tablo 7.4'te verilmiştir.

- Üretim santral fideri yönlendirildiği iletim sistemine ait trafo merkezindeki baradan başka hiçbir baraya yönlendirilemez. Ancak, birden fazla trafo merkezine yönlendirilebilecek durumda olan santral bağlantıları için diğer tüm trafo merkezleri için de değerlendirme yapılacaktır.
- Üretim santral fiderlerine ters ve sabit zamanlı yönlü aşırı akım + toprak aşırı akım rölesi (ANSI 67), düşük ve yüksek frekans rölesi (ANSI 81) düşük ve aşırı gerilim röleleri (ANSI 27.59) tesis edilecektir. Yönlü aşırı akım + toprak rölesinin düşük gerilim fonksiyonu gerilim kontrolü için kullanılabilir. Gerilim transformatörü sekonder devresine şalter konularak şalterin yardımcı kontaklarından düşük gerilim rölesine kilitleme yapılacaktır. Ayrıca, projenin ve şebeke koşullarına uygun olarak, bu fonksiyonlara ilave olarak koruma ve kontrol fonksiyonları talep edilebilecektir.
- Şebeke hattında enerji kesildiği anda şebekede adalanma (üretim tesisinin hız regülatörünün (governor) aktif güç kontrol modundan frekans kontrol moduna geçerek ada modu işleme geçmesi) oluşmaması için üretim santrali tarafından, şebekeye hiçbir şekilde enerji verilmeyecektir.
- Kumanda panosu üzerinde "hat enerjili" sinyali oluşturulacak ve ayrıca hücre kapısına "hat enerjili" lambası tesis edilecektir.
- Hatta gerilim varken, hat kesicisi ile toprak bıçağının kapatılmasına kilitleme konulacak ve hücre kapısının açılması elektriksel kilitleme ile engellenecektir.
- Üretim santral fideri kumanda panosuna ampermetre, voltmetre, voltmetre komutatörü ve çift yönlü Wattmetre tesis edilecektir. Transformator çıkış fiderine çift yönlü aktif ve reaktif enerji ölçümleri için Wattmetre ve Varmetre tesis edilecektir. Sinyal sistemi, SCADA sistemi, duyarga (CT, VT) gibi sekonder malzemelerin temininde mevcut transformator merkezi malzemelerine uyum sağlanacaktır.
- Sinyal sistemi, SCADA sistemi, transduser gibi sekonder malzemeler ile primer malzemeler TEDAŞ malzeme kriterlerine uygun olacaktır. [11]

TEDAŞ tarafından belirlenen bu kriterlere ek olarak,

Bara ayırıcısı, hat ayırıcısı, kesici ve topraklama bıçakları arasında mekanik ve elektriksel kilitleme bulunması da uygun (ve gerekli) olarak değerlendirilmektedir.

İşletme güvenliği bakımından kesici veya ayırıcılar kapalıyken toprak bıçaklarının kapatılmaması, toprak bıçakları kapalı iken ayırıcıların veya kesicinin kapatılmaması için mekanik kilitleme; manevra hatalarının önüne geçilebilmesi için kesici kapalıyken ayırıcıların açılmaması ayırıcılar açıkken kesicinin kapatılmaması için elektriksel kilitleme tesis edilmesi uygun olarak değerlendirilmektedir.

Tek bara + transfer baralı sistemlerde hat kesicisi kapalı iken, hat transfer ayırıcısı ile transfer kesicisi kapatılabilecek olup fider ayırıcısı kapalıyken ise hat kesicisi kapatılabilecek elektriksel kilitleme tesis edilmesi uygun olarak değerlendirilmektedir.

İletim sistemi transformatör merkezindeki kuplaj kesicisi, merkezdeki tüm Otoprodüktör fider kesicileri açıkken veya transformatör kesicisi ile birlikte transformatörün bağlı olduğu baradaki tüm otoprodüktör fider kesicileri açıkken kapatılabilecektir. Ayrıca otoprodüktör fideri kuplaj kesicisi açıkken devreye alınabilecektir.

7.3 Sonuç

Dağıtık üretim tesisleri incelendiğinde, tesislerin şebeke bağlantısında aşağıdaki iki sonuç ortaya çıkmıştır.

- Sadece şebekede enerji varken çalışabilen tesislerde (başka bir deyişle üretim miktarını kontrol imkanı bulunmayan yenilenebilir enerji üretim tesisleri ve sadece sabit güç kontrol modunda çalışabilen, yani hız regülatöründe hız kontrol modu (speed control) bulunmayan konvansiyonel üretim tesisleri) planlama kriterlerine uygun kesicili hücre donatısı kullanılması (çoğunlukla),
- Ancak geçmişteki otoprodüktör lisans mantığına uygun olarak, "ulusal şebekeden koparak ada modunda çalışmaya uygun" üretim tesislerinin şebekeye bağlanacağı noktada (ve ayrıca TM ve/veya DM'de bulunan santral fiderinde) otoprodüktör fider kriterleri uygulanması (Şekil 7.5)

uygun olarak değerlendirilmektedir.

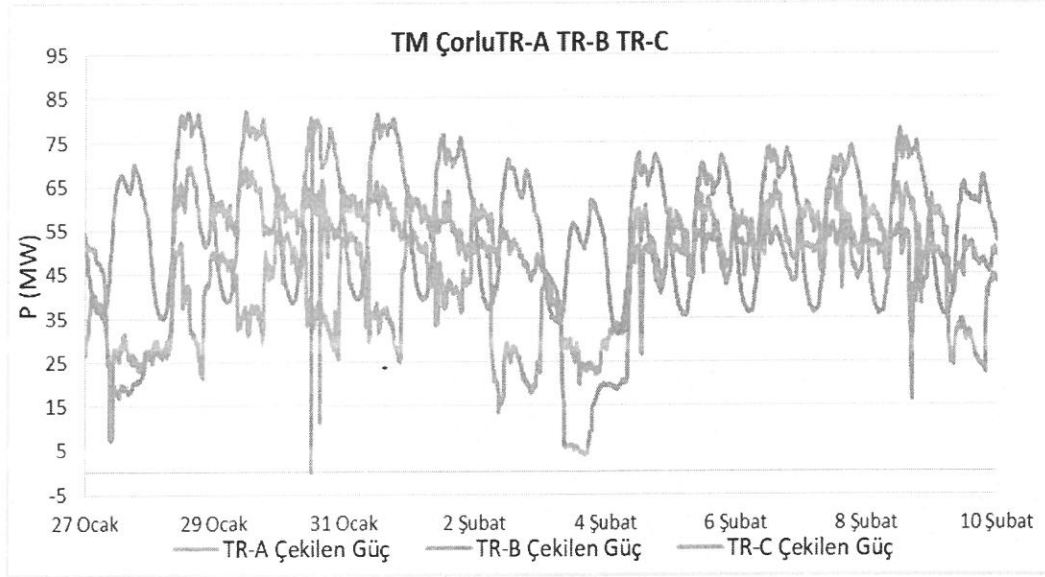
Vaka Çalışması: Bir Otoprodüktör Tesisinin Sistem Demandına Etkisinin İncelenmesi

TREDAŞ elektrik şebekesine bağlı olan G Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.'nin Pelitlik mevkiinde bulunan dağıtık üretim tesislerinin 1 ünitesi 10 Kasım 2018 tarihinde bakım çalışması nedeni ile devre dışı olacağından bu durumun söz konusu EÜAŞ'ın bağlı olduğu Çorlu TEİAŞ trafo merkezi demandına ve Fd-17 Çerkezköy TEİAŞ fider yüklenmelerine olan etkisi incelenmiştir.

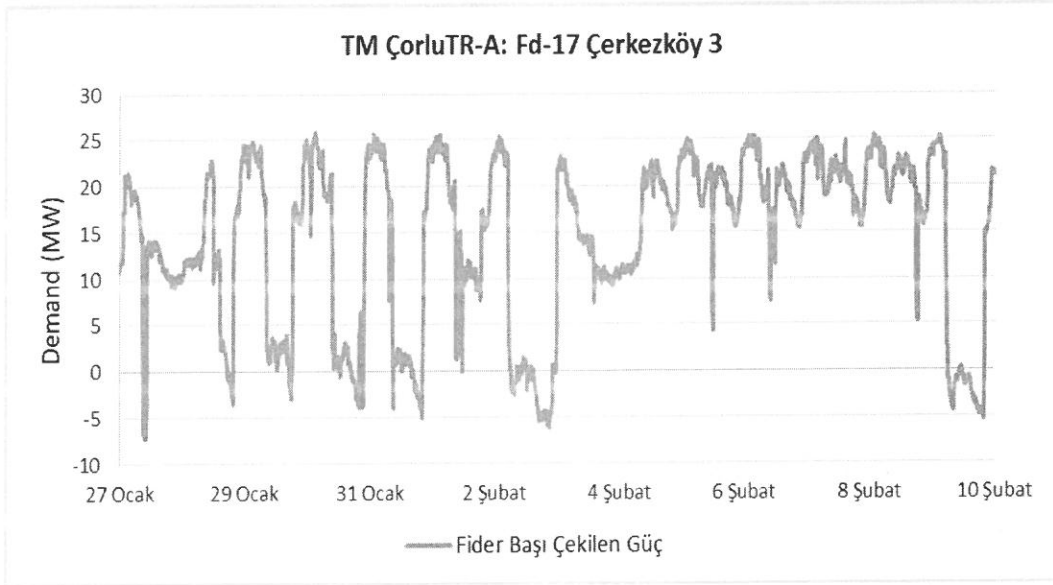
2018 yılı içinde;

- TEİAŞ TM eş zamanlı maximum demand
- TEİAŞ fider maximum puant

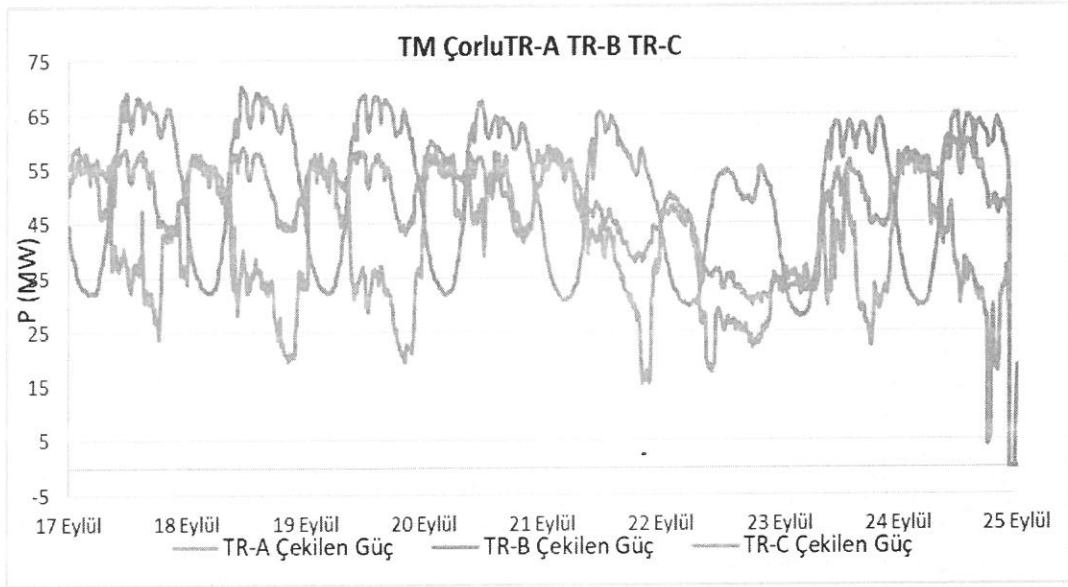
değerlere ulaştığı zaman aralıkları için Çorlu TEİAŞ TM'de bulunan trafolar ve Fd-17 Çerkezköy fiderinin yüklenme grafikleri Şekil 8.1 ve Şekil 8.2'de verilmiştir.



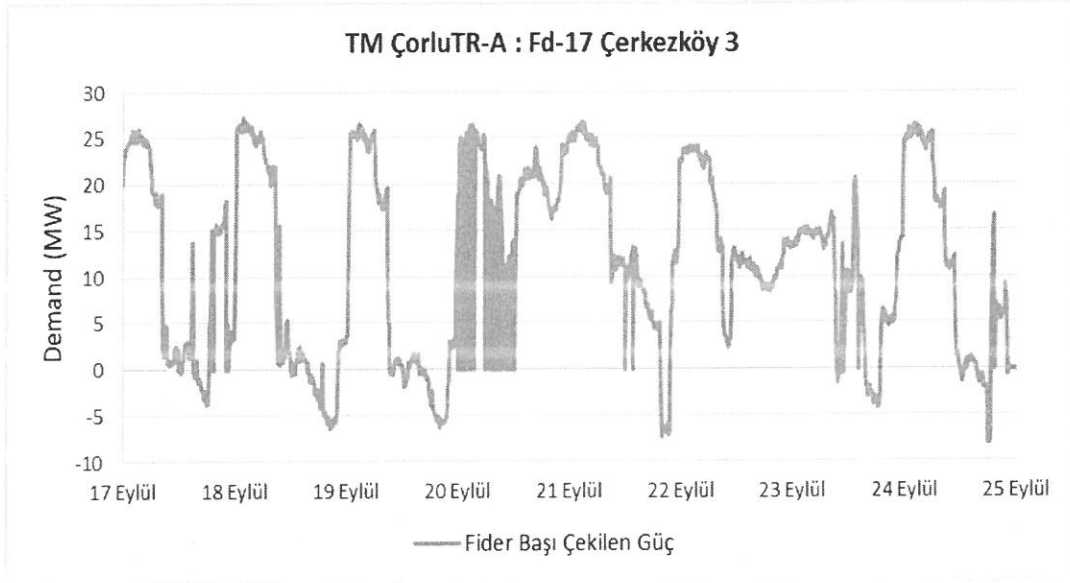
Şekil 8.1 Çorlu TEİAŞ TM 3 Adet Transformatör İçin 2018 Yılı Eş Zamanlı Maksimum Demand Yüklenme Grafiği-1



Şekil 8.2 Çorlu TEİAŞ TM Çerkezköy Fideri İçin 2018 Yılı Maksimum Puant Yükleme Grafiği-1

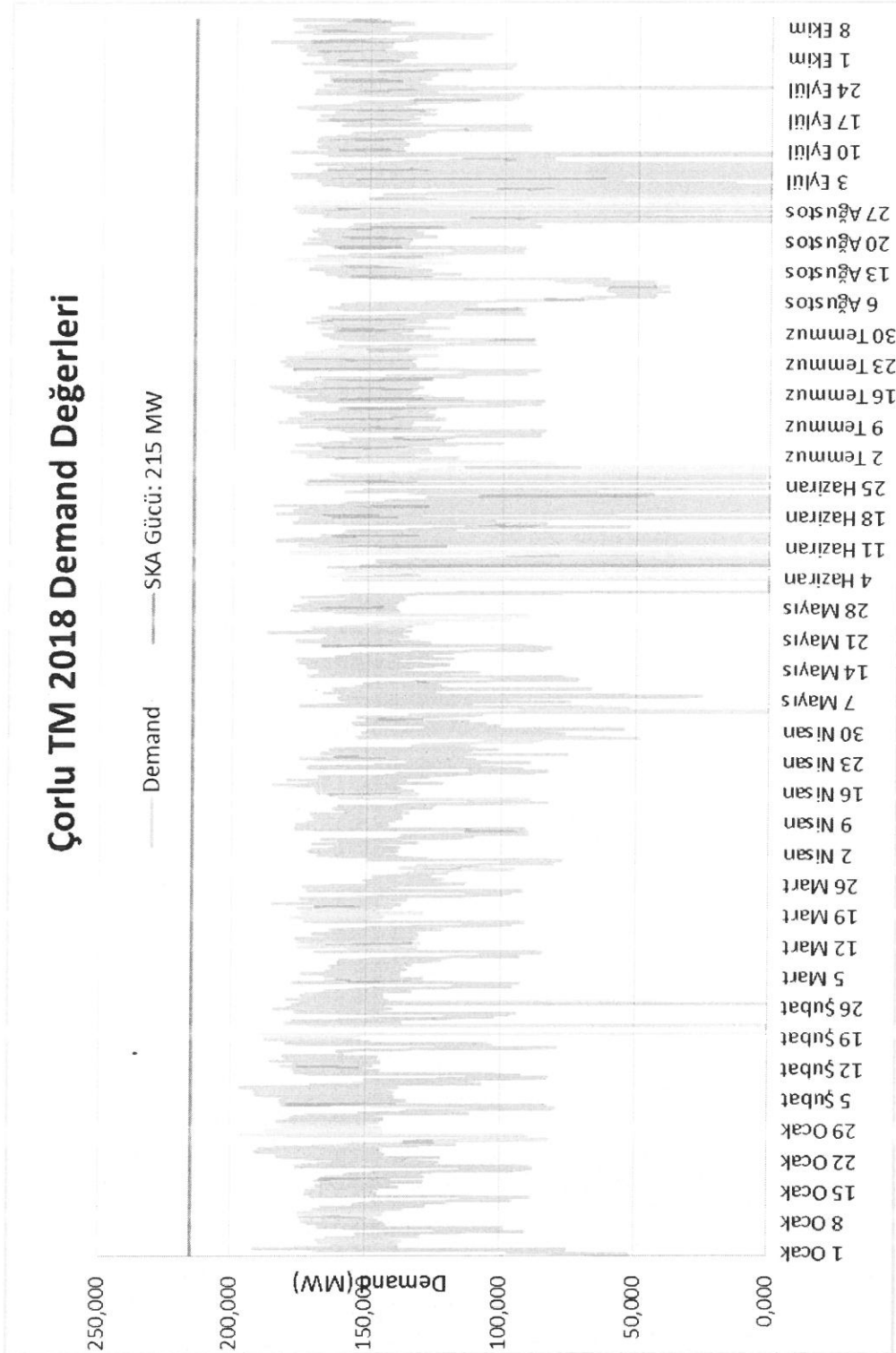


Şekil 8.3 Çorlu TEİAŞ TM 3 Adet Transformatör İçin 2018 Yılı Eş Zamanlı Maksimum Demand Yükleme Grafiği-2



Şekil 8.4 Çorlu TEİAŞ TM Çerkezköy Fideri İçin 2018 Yılı Maksimum Puant Yükleme Grafiği-2

Maximum yük profillerinin gösterildiği zaman aralıkları için G Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.'nin uzlaştırma verileri incelendiğinde sisteme olan katkısının düşük olduğu tespit edilmiştir. Söz konusu EÜAŞ'ın organize piyasalarda (GÖP, DGP) işlem yapmakta ve talimatlara göre çalışmakta olduğu göz önünde bulundurularak, 4 MW'lık bir ünitesinin bakım nedeni ile devre dışı olmasının Çorlu TM demandına etkisinin sistem kullanım anlaşma gücünü (215 MW) aşmasına neden olmayacağı öngörülmektedir. Ayrıca G EÜAŞ'ın bildirmiş olduğu 18 MW'lık EAK olduğundan dolayı Fd-17 Çerkezköy fiderinde aşırı yüklenme sorunu oluşmayacağı dolayısı ile G Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.'nin Pelitlik mevkiinde bulunan dağıtık üretim tesislerinin 1 ünitesinin 10 Kasım 2018 tarihinde bakım çalışması nedeni ile devre dışı kalmasının yük aktarma manevrası gerektirmediği değerlendirilmiştir.



Şekil 8.5 Çorlu TM 2018 Yılı Demand Değerleri

Bir Rüzgar Enerji Santralının Şebeke Voltaj Kalitesine Etkisinin İncelenmesi

9.1 Temel Teorik Esaslar

Yenilenebilir kaynaklı bir rüzgar enerji santralının türbinlerini elektrik şebekesine entegre ederek devreye aldığımız anda şebekede bariz şekilde görülebilecek etki güç kalitesidir.

İdeal güç kalitesi, voltajın sabit bir genlik ve frekans ile sürekli ve sinüsoidal olması demektir.

Güç kalitesi, fiziksel karakteristikler ve elektriksel özellikler açısından ifade edilebilir.

Voltajın kalitesi, ulusal ve uluslararası standartlarda öngörülen şartlara uygun olmalıdır. Avrupa'da, voltaj kalitesi EN 50160'da belirtilmiştir. [12]

Bu standartlarda, voltaj bozuklukları; voltaj değişimleri, fliker, geçici olaylar ve harmonik bozulma olarak alt bölümlere ayrılır.

Şebekeye bağlı rüzgar türbinleri güç kalitesini etkileyebilir. Güç kalitesi, şebeke ve rüzgar türbini arasındaki etkileşime bağlıdır.

Bu etkileşimde özellikle rüzgar türbinlerinin sistem bağlantısı sonucu dikkat edilmesi ve ayrıntılı olarak incelenmesi gereken noktalardan biri fliker etkisidir.

Bu tezde, voltaj bozulmalarının farklı yönlerine odaklanılmıştır. Bir rüzgar türbini normalde yüksek voltajlı şebekede herhangi bir kesinti yaratmaz. Kesintiler bu nedenle dikkate alınmayacaktır. Harmonik bozulma ihmal edilmiştir.

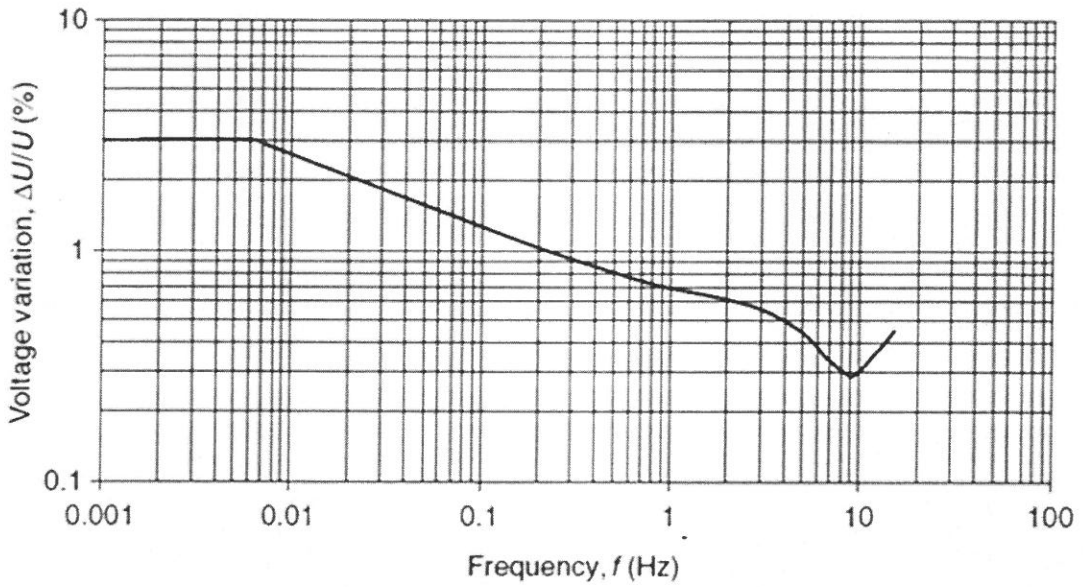
9.2 Fliker Kavramı (IEC Yaklaşımı)

Ani değişen yüklerden (veya üretimden) dolayı meydana gelen düşük frekanslı gerilim dalgalanmalarıdır. Örneğin, sanayi yüklerinden ark ocakları devreye girip çıkarken veya dizel generatörden beslenen binalardaki asansörlerin devre giriş ve

çıkışları sırasında (demaraj akımları) kendini hissettirir. Ani giren çıkan yüklerden kaynaklı meydana gelen flikerlerin şiddeti, sebep olan yüklerin/generatörlerin bağlandığı sistemin kısa devre gücüne bağlıdır.

Fliker basitçe tanımlanmak istenirse, fiziksel olarak iki farklı filtrenin oluşturduğu dalgalanmaların ağırlığıdır. Bir filtre, 60W'lık bir ampulün tepkisine karşılık gelirken, diğer filtre, insan gözünün ve beyninin, ampulün parlaklığındaki değişikliklere tepkisine karşılık gelir [13].

Fliker, voltaj dalgalanmalarını ölçmenin geleneksel yoludur. Yöntem, voltaj genliğindeki değişikliklerin (değişiklik süresi ve büyüklüğü) ölçümlerine dayanır. Fliker, IEC 61000-4-15 standardına göre, saniye-başına voltaj değişimlerinin sayısına göre izin verilen maksimum gerilim değişimlerinin büyüklüğünü gösterir. [15] (Şekil 9.1)



Şekil 9.1 IEC 60868'e Göre Frekans Eğrisi [15]

Şebeke Yönetmeliği Madde 11 der ki, İletim sistemine doğrudan bağlı kullanıcıların dalgalı yüklerinden kaynaklanan, ortak bağlantı noktasındaki gerilim salınımları ile ilgili olarak;

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 bağılı başka bir kullanıcıyı risk altına almadığı sürece, istisnai durumlarda TEİAŞ tarafından gerilim seviyesinin %3'üne kadar gerilim değişimine izin verilebilir. 1 saat içinde 10 seferden fazla gerçekleşen hızlı gerilim değişimleri fliker olarak değerlendirilir.

İletim sistemi kısa dönem (P_{st}) ve uzun dönem (P_{lt}) planlama fliker sınır değerleri söz konusu Yönetmeliğin Ek-7'sinde verilen "Tablo 7"de sunulmuştur. Uzun dönem fliker şiddeti kısa dönem fliker değerleri kullanılarak aşığıdaki formül uyarınca hesaplanır.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{j=1}^{12} P_{stj}^3} \quad (9.1)$$

Güç kalitesi ölçüm periyodu boyunca gerçekleşen geçici olaylar ve kısa süreli kesinti, gerilim çukuru, gerilim tepesi gibi durumlara ait veriler süzöldükten sonra kısa dönem fliker değerlerinin, en az %95'i "Tablo 7"de verilen değerlerden veya %99'u bu değerlerin 1,5 katından küçük ya da 1,5 katına eşit olmak zorundadır.

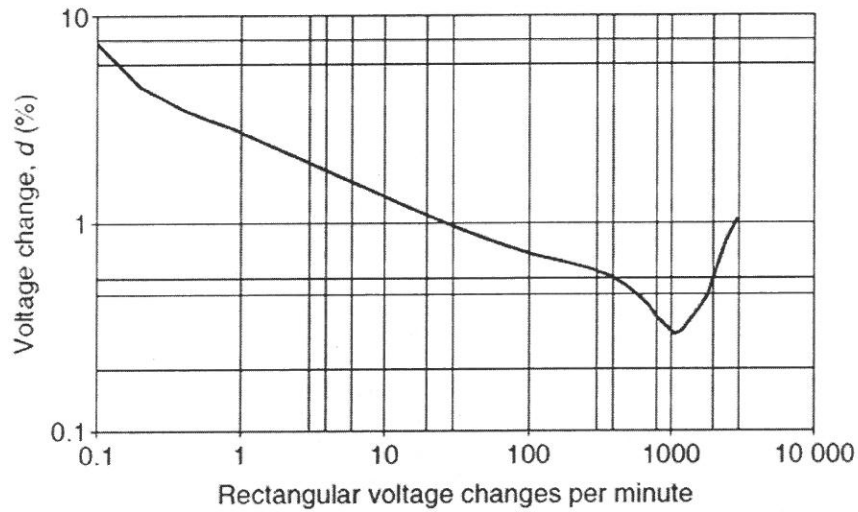
Ek-7'deki tabloda yer alan sınırların altında flikere yol açan dalgalı yüklerin iletim sistemine bağlanmasına ilişkin olarak TEİAŞ tarafından yapılan değerlendirmede, mevcut ve muhtemel kullanıcıların fliker değerleri ile ilgili tesis ve/veya teçhizatın yerleri dikkate alınır.

İletim sistemine bağılı kullanıcılar ortak bağlantı noktalarında ve ortak bağlantı noktalarına yakın diğer bağlantı noktalarında fliker sınır değerlerini geçmesine sebebiyet vermeyecek şekilde faaliyet gösterir. Fliker sınır değerlerinin aşılıp aşılmadığını izleyen güç kalitesi ölçüm sisteminin temin, tesis ve işletmesi, TEİAŞ mülkiyetindeki trafo merkezlerinde TEİAŞ tarafından, iletim sistemi kullanıcı mülkiyetindeki trafo merkezlerinde ise kullanıcı tarafından yapılır.

Tablo 9.1 Şebeke Yönetmeliği Ek-7: Tablo 7. Fliker Planlama Sınır Değerleri (Güç Kalitesi Fliker Sınır Değerleri) [7]

Gerilim Seviyesi (V)	Fliker Şiddeti	
	P_{st} (Kısa Dönem)	P_{lt} (Uzun Dönem)
$V > 154 \text{ kV}$	0,85	0,63
$35 \text{ kV} < V \leq 154 \text{ kV}$	0,97	0,72
$1 \text{ kV} < V \leq 35 \text{ kV}$	1,0	0,8

“Fliker” terimi, ana elektrik voltajındaki dalgalanmaların neden olduğu ışığın titremesi anlamına gelir; bu, diğer elektrik tüketicilerinin yanı sıra insanlar için deformasyona veya rahatsızlığa neden olabilir. Titreşim, 35 Hz'e kadar bir frekans aralığındaki gerilim dalgalanması olarak tanımlanır. Titreşim değerlendirmesi IEC 61000-3-7'ye dayanmaktadır. [14] Değerlendirmenin temeli, $P_{st} = 1$ 'in kısa vadeli fliker bozukluğu faktörü P_{st} için eşik değere sahip Şekil 9.2'de verilen eğridir. Bu eğri, titreşimin insanlar için görünür bir rahatsız edici faktör olduğu seviyeyi gösterir. En hassas frekans 8,8 Hz'dir.



Şekil 9.2 IEC 61000-3-7'e Göre Kısa Vadeli Fliker Bozukluğu $P_{st} = 1$ İçin, Her Dakikadaki Voltaj Değişim Sayısına Karşılık % Olarak Nominal Voltaj Değişimini Gösteren Eğri [14]

IEC 61000-4-15 (IEC, 2003) standardı, fliker'ı doğrudan ölçebilmeye yarayan bir flikermetreden bahseder. [15] Doğrudan bir ölçüm, kesintisiz bir sabit empedanslı güç kaynağı gerektirecektir. Ancak, büyüklüklerinden dolayı rüzgar türbinleri için bu mümkün değildir. Bu nedenle fliker ölçümü, üç anlık faz gerilimi ve akımının ölçümlerine dayanır; bunu, farklı şebeke empedans açıları için P_{st} 'in analitik olarak tayin etmesi takip eder. Rüzgar türbinlerinin ölçülen voltajı basit bir şebeke modeli parametresidir. (Şekil 9.3) Fliker katsayısı şebeke durumundan bağımsız olarak ve böylece kurgusal şebekenin seçilen kısa devre görünür gücünden bağımsız olarak, fliker'ın normalleştirilmiş, boyutsuz bir ölçüsünü verir. Gerekli olan uzun dönem

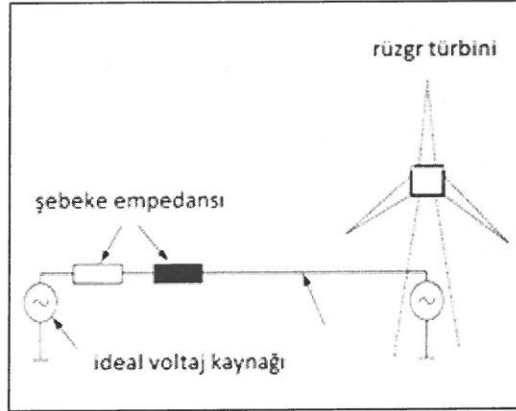
fliker seviyesi, kısa devre gücü ve jeneratör nominal gücü arasındaki oranı belirler. Kısaca, fliker katsayısı c şöyle tanımlanır:

$$c(\psi_k, v_a) = P_{lt} \frac{S_k}{S_n} \quad (9.2)$$

$C(\psi_k, v_a)$: yıllık ortalama rüzgar hızı (v_a) ve şebeke empedans açısı (ψ_k)'a bağlı fliker katsayısı

S_k : PCC'de (point of common coupling: ortak bağlantı noktası) şebeke kısa devre gücü

Standartlar arasında farklılıklar söz konusu olabilir. IEC'deki ve Alman standartındaki prosedürler benzerdir. Tek fark, Alman standartında, P_{st} için 1 dakikalık değerlerin gerekliliği vurgulanırken, IEC standartında 10 dakikalık verilerin gerekliliği vurgulanmaktadır. Alman standartları, IEC standartına göre sonuçları hafif şekilde aşma yönünde değiştirebilir.

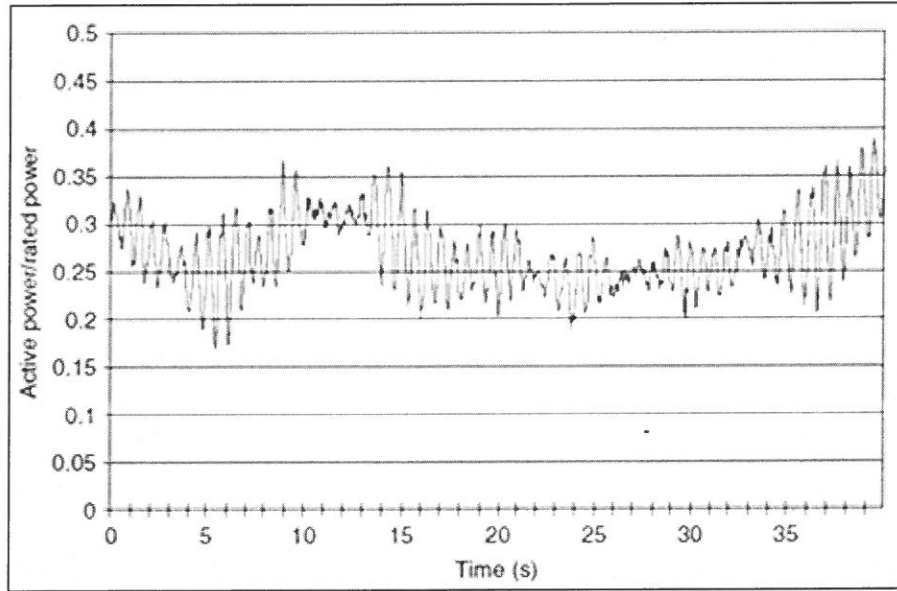


Şekil 9.3 Fliker Ölçümü İçin Simülasyon Modeli [26]

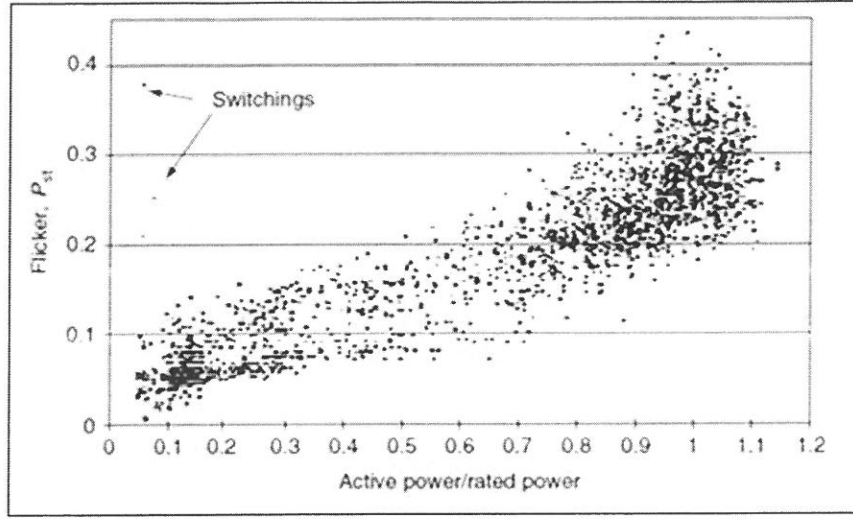
Rüzgar türbinlerinin aktif ve/veya reaktif gücündeki dalgalanmalar fliker'a neden olur. Rüzgar türbinlerinin aktif güç dalgalanmaları, kulenin uyanmasının etkisinden, yalpalama hatalarından, rüzgar kaymasından, rüzgar türbülansından veya kontrol sistemindeki dalgalanmalardan kaynaklanabilir. Sabit hızlı türbinlerde (Tip A) fliker'ın ana nedeni kulenin uyanmasıdır. Bir rotor bıçağı kuleden her geçtiğinde, türbininin güç çıkışı azalır. Bu etki, yaklaşık 1 Hz frekanslı periyodik güç dalgalanmalarına neden olur. Şekil 9.4, sabit hızlı bir rüzgar türbinindeki bu tür güç dalgalanmalarına bir örnek vermektedir. Rüzgar hızı dalgalanmalarından

kaynaklanan güç dalgalanmaları daha düşük frekanslara sahiptir ve bu nedenle fliker için daha az kritiktir. Genel olarak, sabit hızlı türbinlerin fliker'ı yüksek rüzgar hızlarında maksimum seviyededir. Pürüzsüzleştirici etkilerinden dolayı, büyük rüzgar türbinleri genellikle boyutlarına bağlı olarak küçük rüzgar türbinlerinden daha düşük titremeye neden olur. Sabit hızlı bir türbinin (A Tipi) fliker davranışı örneği Şekil 9.5'te verilmiştir.

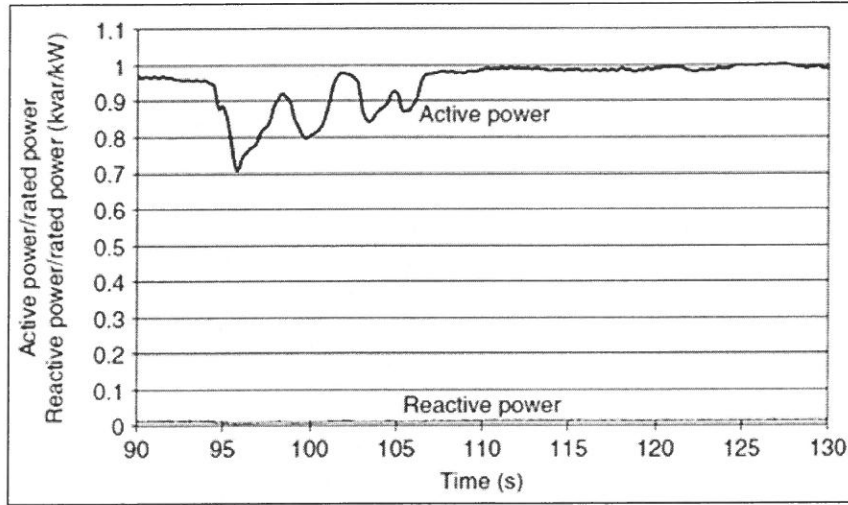
Değişken hızlı türbinler için (Tip C ve D), hızlı güç dalgalanmaları düzelir ve kulenin uyanması güç çıkışını etkilemez. Bu nedenle, değişken hızlı türbinlerin (Tip C ve D) fliker'ı genel olarak sabit hızlı türbinlerinin (Tip A) fliker'ından daha düşüktür. Şekil 9.6, değişken hızlı bir rüzgar türbininin güç çıkışına bir örnek vermektedir. Rüzgar santrallerinde, tek rüzgar türbinlerinin güç dalgalanmalarının birbiriyle ilişkisiz olmasından dolayı güç dalgalanmaları yumuşatılır. Bir rüzgar santralinin toplam fliker değeri, rüzgar türbinlerinin tek tek fliker değerlerinin geometrik toplamıdır.



Şekil 9.4 Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbinin Aktif Güç Çıkışı (Tip A) (Periyodik Dalgalanmalar Kulenin Uyanmasından Kaynaklanmaktadır) [26]



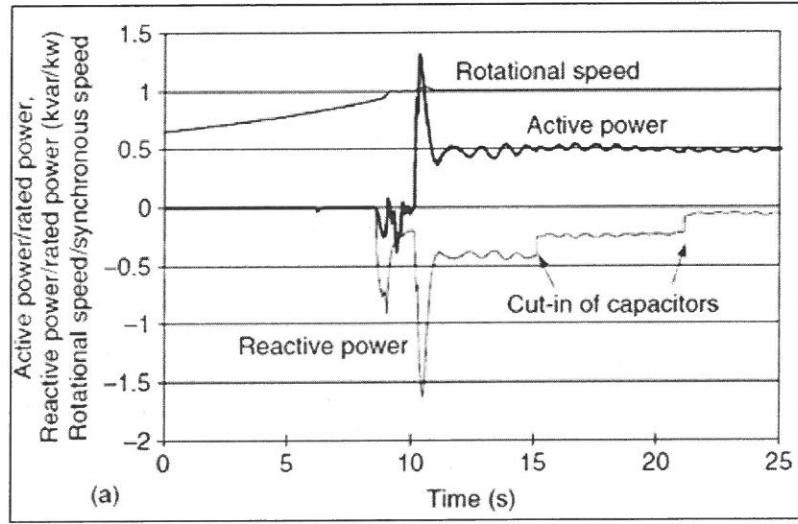
Şekil 9.5 Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbininin Aktif Güç Çıkışının Bir Fonksiyonu Olarak Fliker Davranışı [26]



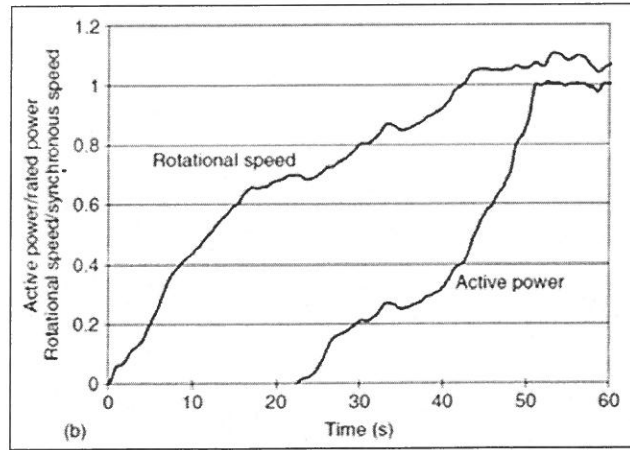
Şekil 9.6 Değişken Hızlı Rüzgar Türbinin Aktif Güç Çıkışı [26]

Açma-kapama sırasındaki voltaj değişimleri ani akımlardan ve rüzgar türbininin aktif ve reaktif gücündeki ilgili değişikliklerden kaynaklanır. Sabit hızlı türbinler için yumuşak yolverici, asenkron jeneratörün ani akımını sınırlar. Yumuşak yol verici genellikle tristör teknolojisine dayanır ve demaraj akımının en yüksek merteye kök ortalama karesi (root mean square: RMS) değerini, jeneratörün nominal akımının iki katının altına kadar sınırlar. Şekil 9.7, sabit hızlı bir türbinin (Tip A) devreye girmesinin bir örneğini vermektedir.

Devreye girmeden önce, rotorun ve asenkron jeneratörün dönüş hızı rüzgarla tahrik edilir. Senkron hıza ulaşıldığında, jeneratör şebekeye bağlanacaktır. Yumuşak yolverici yaklaşık 1 veya 2 saniye çalışır durumdadır ve ani akımı sınırlar. Bu süre zarfında, jeneratörün manyetik hale gelmesi için reaktif güce ihtiyacı vardır. Jeneratör bağlandıktan birkaç saniye sonra, reaktif güç talebini en aza indirmek için kapasitörler açılır. Manevra işlemi sırasında hızlı güç değişimi fliker'a neden olur. Aktif ve reaktif güçteki "büyük" değişiklikler voltaj dalgalanmalarına neden olur.



Şekil 9.7 Sabit Hızlı Bir Rüzgar Türbininin Devreye Girmesi (Tip A) [26]



Şekil 9.8 Değişken Hızlı Bir Rüzgar Türbininin Devreye Girmesi (Tip C ve D) [26]

Genel olarak, değişken hızlı türbinler (Tip C ve D) bu tür demaraj akımlarını göstermez. Şekil 9.8, bir devreye girme işlemine bir örnek vermektedir. Türbin güç

üretmeden önce, rotorun dönme hızı artar ve rüzgarla tahrik edilir. Dönme hızı yeterince yüksekse, güç üretimi yüksek demaraj akımları olmadan başlar. Güç üretimi, gerçek rüzgar hızıyla belirlenen güç seviyesine yükselir. Şekil 9.8 örneğinde, güç, nominal rüzgar hızından daha yüksek olan gerçek rüzgar hızı nedeniyle nominal güce ulaşır. Açma-kapama sırasında değişken hızlı türbinlerin (Tip C ve D) yumuşatma davranışı genellikle nispeten düşük voltaj değişikliklerine ve düşük fliker izlenime yol açar.

Rüzgar santrallerinde, genellikle aynı anda başlayan veya duran sadece bir veya birkaç rüzgar türbini vardır. Sadece çok nadir durumlarda, bir rüzgar santralindeki tüm rüzgar türbinleri aynı anda durur. Açma-kapama işlemlerinden kaynaklanan voltaj değişiminin hesaplanması için, bir türbini veya az sayıda türbini göz önüne almak yeterlidir.

9.3 Bağlantı Analizleri ve Jenerik Model

IEC 61400-21, rüzgar türbinlerinin ve rüzgar santrallerinin enerji kalitesi ile ilgili şebekeye bağlantılarının değerlendirilmesi için tavsiyeler içermektedir. [16] Türbin veya santralin şebekenin voltaj kalitesi üzerindeki etkisi sadece türbinin güç kalitesine değil, aynı zamanda santralin veya türbinin bağlı olduğu noktada (PCC'de) şebekenin ne kadar güçlü veya zayıf olduğuna da bağlıdır. Kısa devre gücü ve şebeke empedans açısı, şebekenin gücünü tanımlayan parametrelerdir.

Yerel düzeyde, kalıcı (steady-state) voltaj değişimi genellikle bir şebeke bağlantısı için sınırlayıcı faktörlerden biridir. Doğru bir değerlendirme için, rüzgar santrali veya rüzgar türbini de dahil olmak üzere şebekenin karmaşık bir yük akış hesaplamasının yapılması önemlidir. Rüzgar türbinlerinin, örneğin invertör sistemiyle reaktif gücü kontrol edebilmesi gerçeği, voltajı kontrol etmek ve dengelemek ve böylece voltaj değişikliklerini en aza indirmek için kullanılabilir.

Fliker, günümüzün rüzgar türbinlerinin şebeke bağlantısı için küçük bir problemdir. 1990'ların ortalarında, türbinlerin çoğunun küçük sabit hızlı türbinler (Tip A) olduğu zaman, fliker bazen sınırlayıcı bir konuydu. Günümüz rüzgar türbinleri, özellikle değişken hızlı türbinler (Tip C ve D), daha iyi bir fliker davranışına sahiptir.

Bağlantı talebi değerlendirme analizleri yapılırken mevzuata uygun bir Jenerik santral modeli tercih edilmeli ve worst case (en kötü durum) yaklaşımı ile şebeke analizi gerçekleştirilmelidir.

Tez kapsamında yapılan analiz çalışmalarında, RES üreticilerinin “de-facto” olarak uygulayageldikleri, dünya ölçeğindeki endüstriyel uygulamalarda ve bilimsel literatürde “state of the art” olarak nitelendirilebilecek,

- “Tip 3” (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) (Tip C)
- “Tip 4” (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG) (Tip D)

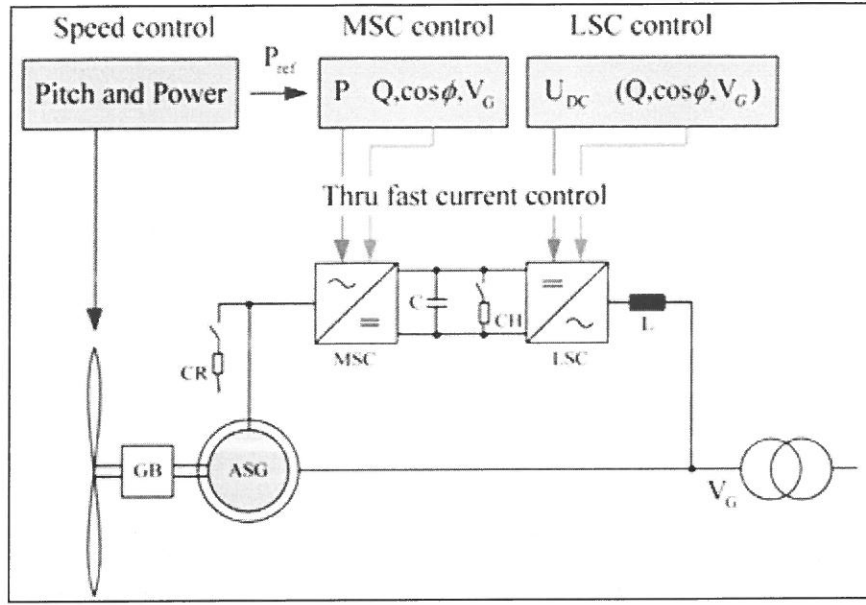
teknolojilerine sahip rüzgar türbin modelleri incelenmiştir. Yukarıda bahsedilen teknolojiler dışında kalan ve bilimsel literatürde,

- “Tip 1”
- “Tip 2”

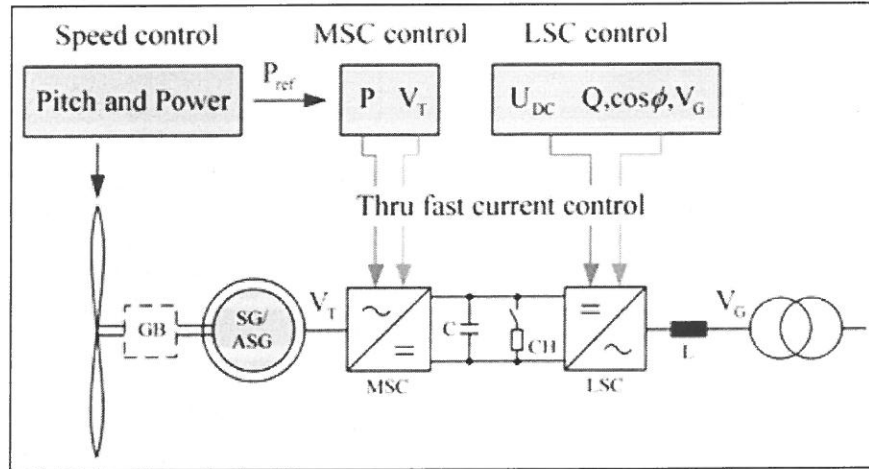
olarak adlandırılan RES teknolojileri ise,

i) Ek güç elektroniği ekipmanı (STATCOM, vb.) olmadan mevcut yönetmeliğe göre şebekeye bağlanamayacakları (ki bu istinai ve maliyetli bir uygulamadır),

ii) Verilen bir rüzgar rejiminde, optimum güç üretimi gerçekleştiremediklerinden (başka bir deyişle verimleri düşük olduğundan), şebekeye bağlanacak kurulu güçlerde yatırımcılar tarafından genellikle tercih edilmedikleri için analiz çalışmalarında değerlendirilmemişlerdir.



Şekil 9.9 DFIG (Tip 3/Tip C Devre Şeması)



Şekil 9.10 Full Scale Converter (Tip 4/Tip D Devre Şeması)

Yapılan araştırmalar sonucunda birim maliyetin Tip C < Tip D olduğu tespit edilmiştir. Bu sebeple yatırımcıların öncelikli tercihi Tip C'tür. Analizlerde Tip C jenerik modeli kullanılacaktır.

Rüzgar türbinlerinin güç kalitesi elektriksel karakteristikleri ile tanımlanmaktadır. Uluslararası (IEC 61400-21 ve MEASNET) ve ulusal kurallar, güç kalitesi ölçümleri için gereksinimleri belirler. [17] Güç aşımaları, harmonik emisyon, reaktif güç, fliker ve açma-kapama işlemlerinde elektriksel davranış bu kurallara göre ölçülür. Değişken hızlı rüzgar

türbinleri (Tip C ve D), sabit hızlı rüzgar türbinlerine (Tip A) kıyasla pürüzsüzleştirilmiş bir güç çıkışına sahiptir ve aktif ve reaktif gücü hızlı bir şekilde kontrol edebilir. Değişken hızlı türbinler, harmonik emisyon üretme dezavantajına sahiptir. Yerel seviyede, kalıcı voltaj değişimi genellikle bir şebeke bağlantısı için sınırlayıcı faktördür. Rüzgar türbinlerinin ve rüzgar santrallerinin şebeke bağlantısı ile ilgili olarak, şebeke arızalarında şebekenin desteği (voltaj düşmeleri) ile aktif ve reaktif gücün kontrolü gibi ek yönler vardır. Bu yönler gittikçe artan bir öneme sahiptir ve bazı ulusal yönergelere de dahil edilmiştir.

9.4 Rüzgar Enerji Santrali Elektriksel Karakteristikleri

Voltaj kalitesi bağlantı şartlarına uygun olarak belirli sınırlar dahilinde olmalı ve bağlantıdan önce sistem etkisi incelenmelidir. Bu etkiyi anlayabilmek için rüzgar türbinlerinin elektriksel karakteristiğine gereksinim vardır. Rüzgar türbinlerinin elektriksel karakteristiği rüzgar türbini üreticilerine göre fark gösterebilir, yani şebekeyle ilgili değildir. Bu demektir ki, gerçek parametre değerlerine sahip belirli bir rüzgar türbini belirli bir bölgede devreye alındığında rüzgar türbin tipinin voltaj kalitesi üzerine beklenen etkisi, bir grup rüzgar türbini için de mümkündür ve hesaplanabilir.

Rüzgar türbinlerinin güç kalitesi karakteristiğini belgelemek için International Electrotechnical Commission (IEC) bu konuda çalışmalar yapmıştır. Günümüzde birçok rüzgar türbini üretici IEC-61400-21 standardındaki rüzgar türbini karakteristiği verilerini kullanır.

IEC 61400-21, rüzgar türbinlerinin güç kalitesi özelliklerini belirleme prosedürlerini açıklar.

Bu prosedürler bu bölümde sunulmamıştır, daha çok özelliklerin uygulanması açıklanmaktadır.

İlk olarak, IEC 61400-21'de tanımlanan güç kalitesi özelliklerinin kısa bir açıklaması verilmiştir ve daha sonra rüzgar türbinlerinin voltaj kalitesi üzerindeki etkisi, 22 kV'lık bir dağıtım şebekesindeki 5 x 750 kW'lık bir rüzgar santrali örneği göz önünde bulundurularak açıklanmıştır.

Örnek olay ayrıca, bir rüzgar türbininin şebekeye entegrasyonundan kaynaklanan olası voltaj kalitesi sorunlarının, çoğu durumda, sadece uygun bir rüzgar türbini tipi seçilerek ve/veya rüzgar türbini kontrol parametrelerini ayarlayarak aşılabileceğini göstermektedir.

IEC 61400-21'e göre, aşağıdaki parametreler rüzgar türbininin güç kalitesini belirlemek için geçerlidir:

- Nominal Veri (P_n , Q_n , S_n , U_n and I_n);
 - İzin verilen maksimum güç, P_{mc} (ortalama 10 dakika);
 - Maksimum ölçülen güç, P_{60} (ortalama 60 saniye) ve $P_{0.2}$ (ortalama 0.2 saniye);
 - Reaktif güç, Q , aktif gücün bir fonksiyonu olarak ortalama 10 dakikalık değerler;
 - Flicker katsayısı $c(\psi_k, v_a)$ (yıllık ortalama rüzgar hızı (v_a) ve şebeke empedans faz açısı'nın (ψ_k) bir fonksiyonu olarak sürekli çalışma için)
 - 10 dakikalık periyod (N_{10}) ve iki saatlik periyod (N_{120}) içerisinde rüzgar türbininin belirtilen anahtarlama operasyonlarının maksimum sayısını;
 - Flicker adım faktörü, $k_f(\psi_k)$, ve voltaj değişim faktörü, $k_u(\psi_k)$, (rüzgar türbininin şebeke empedans faz açısının (ψ_k) bir fonksiyonu olarak belirtilen anahtarlama işlemleri için)
 - Maksimum harmonik akımları, I_h , (Sürekli çalıştırma sırasında, 50'ye kadar her harmonik için 10 dakikalık ortalama veri olarak verilir.)
- Nominal Veriler: Bir rüzgar türbini, P_n , Q_n , S_n ve I_n 'e ait nominal veriler şu şekilde tanımlanmıştır:
- Anma gücü P_n , normal çalışma koşullarında bir rüzgar türbininin elde etmek için tasarlandığı maksimum sürekli elektrik çıkış gücüdür.
 - Nominal reaktif güç, Q_n , nominal güçte ve nominal voltaj ve frekansta çalışırken rüzgar türbinden gelen reaktif güçtür.
 - Anma görünen gücü, S_n , anma gücü ve nominal gerilim ve frekansta çalışırken rüzgar türbininin görünen gücüdür.
 - Nominal akım, I_n , nominal güçte ve nominal voltaj ve frekansta çalışırken rüzgar türbinden gelen akımdır.
- İzin Verilen Maksimum Güç: Bir rüzgar türbininin 10 dakikalık ortalama çıkış gücü, rüzgar türbini tasarımına bağlı olarak, nominal değerini aşabilir. Bu

nedenle, izin verilen maksimum güç parametresi P_{mc} , rüzgar türbinden beklenebilecek maksimum 10 dakikalık ortalama gücün net bir tanımını sağlar. Aktif çıkış gücü kontrolüne sahip rüzgar türbinleri (yani bıçak perdesi ve / veya hız kontrolü ile) tipik olarak $P_{mc}=P_n$ sağlar. Pasif çıkış gücü kontrolüne sahip rüzgar türbinleri (yani sabit hızlı, adım kontrollü rüzgar türbinleri) genellikle P_n 'den % 20 daha yüksek P_{mc} ile kurulur. ($P_{mc} = 1,2 \times P_n$)

- Maksimum Ölçülen Güç: Ölçülen maksimum güç, 60 saniyelik ortalama değer olarak ölçülen P_{60} ve 0,2 saniyelik ortalama değer olarak ölçülen $P_{0,2}$, iki amaca hizmet eder. İlk olarak, P_{60} ve $P_{0,2}$ röle koruma ayarlarıyla birlikte düşünülmelidir; ikincisi, rüzgar türbinlerinin özellikle izole edilmiş şebekeler üzerinde çalışması için uygun olabilirler. Değişken hızlı bir rüzgar türbini tipik olarak $P_{0,2} = P_{60} = P_n$ sağlayabilir, oysa sabit hızlı rüzgar türbinleri, perde veya adım (stall veya pitch) kontrollü, $P_{0,2}$ genellikle P_n 'den daha büyük olacaktır.
- Reaktif Güç: Rüzgar türbininin reaktif gücü, 10 dakikalık ortalama çıkış gücünün % 0.10, ..., % 90, % 100'ünün bir fonksiyonu olarak ortalama 10 dakikalık değerler olarak belirtilmelidir. Ayrıca, P_{mc} , P_{60} ve $P_{0,2}$ 'deki reaktif güç belirtilmelidir. Doğrudan şebekeye bağlı bir endüksiyon jeneratörlü rüzgar türbinleri, çıkış aktif gücünün bir fonksiyonu olarak reaktif güç tüketir. Tüketim tipik kademeli olarak bağlanabilecek kapasitörler ile telafi edilir. Modern frekans dönüştürücüler kullanan rüzgar türbinleri genellikle reaktif gücü sıfıra kontrol edebilir veya büyük olasılıkla ihtiyaçlara göre reaktif güç sağlayabilir veya tüketebilir, ancak bu dönüştürücünün boyutu ile sınırlıdır.
- Fliker Katsayısı: Sürekli çalışma sırasında rüzgar türbinlerinden güç dalgalanmaları, şebekede ilgili voltaj dalgalanmalarına neden olur. Gerilimin genliğindeki dalgalanmalar, sadece güç dalgalanmalarının genliğine bağlı olarak şebeke gücüne değil, aynı zamanda şebeke empedans faz açısına ve rüzgar türbininin güç faktörüne bağlı olacaktır. Voltaj dalgalanmaları, lambalardaki parlaklıkta rahatsız edici değişikliklere neden olabilir. Bunun etkisi "Fliker" olarak ifade edilir ve IEC 61000-4-15'te (IEC, 1997) açıklandığı gibi bir flikermetre kullanılarak ölçülebilir. Titreşim ölçer giriş olarak voltaj alır ve titreşimsiz çıkış olarak çıkış şiddetini verir. Flikermetrenin Şekil 5.1'deki normalleştirilmiş tepkisinden görülebileceği gibi, oldukça küçük bir voltaj

dalgalanması bile belli frekanslarda devam ederse can sıkıcı olabilir. Fliker katsayısı, sürekli çalışma sırasında bir rüzgar türbinden kaynaklanan maksimum fliker emisyonunun (yüzde 99) normalize edilmiş bir ölçüsüdür ve Denklem 1 ile ifade edilir.

$$c(\psi k, va) = Pst \frac{Sk}{Sn} \quad (9.3)$$

Fliker katsayısı, yıllık ortalama rüzgar hızı (va: 6 m/s, 7.5 m/s, 8.5 m/s and 10 m/s) ve şebeke empedans faz açısının ψk : 30°, 50°, 70° ve 85°) belirli değerleri için %99 verilmelidir.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin genellikle oldukça düşük fliker katsayıları üretmesi beklenirken, sabit hızlı rüzgar türbinleri için değerler ortalamadan yükseğe çıkabilir.

- Maksimum rüzgar türbini açma-kapama sayısı: Aşağıdaki anahtarlama işlemi durumları, bunlar önemli voltaj değişikliklerine neden olabileceğinden dolayı geçerlidir:
 - rüzgar hızı devrede olduğunda rüzgar türbini başlatma (wind turbine start up at cut-in wind speed)
 - anma rüzgar hızında rüzgar türbini başlatma
 - jeneratörler arasında geçiş yapmanın en kötü durumu (yalnızca birden fazla jeneratöre sahip rüzgar türbinleri veya çoklu sarımlı bir jeneratör için geçerlidir)

Açma-kapama işlemlerinin kabulü yalnızca şebeke voltajı üzerindeki etkisine değil, aynı zamanda bunların ne sıklıkta olabileceğine de bağlıdır. Dolayısıyla, yukarıda belirtilen maksimum açma-kapama işlemleri; 10 dakikalık bir periyot için, N10 ve 2 saatlik bir periyot için, N120 belirtilmelidir. N10 ve N120, modern rüzgar türbini kontrol sistemi ayarlarına tabi olabilir.

- Fliker adım faktörü: Fliker adım faktörü, bir rüzgar türbininin tek bir açma-kapama işlemi nedeniyle, fliker emisyonunun normalleştirilmiş bir ölçüsüdür:

$$kf(\psi k) = \frac{1}{130} \frac{Sk}{Sn} Pst T_p^{0,31} \quad (9.4)$$

Fliker adım faktörü, şebeke empedans faz açısı (30°, 50°, 70° ve 85°) değerleri ve belirtilen açma-kapama işlemi türleri için verilmelidir.

Belirli açma-kapama işlem tipleri ve belirli şebeke empedans faz açısı değerleri için fliker adım faktörü verilmelidir.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin genellikle oldukça düşük fliker adım faktörleri vermesi beklenirken, sabit hızlı rüzgar türbinleri için değerler değişebilir.

➤ Voltaj Değişim Faktörü: Voltaj değişim faktörü, bir rüzgar türbininin tek bir açma-kapama işleminden kaynaklanan voltaj değişiminin normal bir ölçüsüdür:

$$k_u (\psi k) = \sqrt{3} \frac{U_{max}-U_{min}}{U_n} \frac{S_k}{S_n} \quad (9.5)$$

Şebeke empedans faz açısının belirli değerleri ve belirtilen açma-kapama işlemi durumları için voltaj değişim faktörü verilmelidir.

Voltaj değişim faktörü k_u , ani akım faktörüne benzerdir ki maksimum ani akım ve anma akımı arasındaki orandır, ancak k_u , şebeke empedansı faz açısının bir fonksiyonudur. k_u 'nun en yüksek değeri k_i 'ye sayısal olarak yakın olacaktır.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin genel olarak oldukça düşük voltaj değişim faktörleri vermesi beklenirken, sabit hızlı rüzgar türbinleri için değerler ortalamadan yükseğe çıkabilir.

➤ Harmonik Akımlar:

Güçlü bir elektronik dönüştürücü ile bir rüzgar türbininin sürekli çalışması sırasında harmonik akımların emisyonu belirtilmelidir. Bireysel harmonik akımlar maksimum bireysel harmonik akımı veren çıkış gücündeki 50. sıradaki her bir harmonik sırası için 10 dakikalık ortalama veri olarak verilmelidir ve ayrıca maksimum toplam harmonik akım bozulmasının da belirtilmesi gerekir. Harmonik emisyonlar, endüksiyon jeneratörleri olan ancak güç elektroniği dönüştürücüleri olmayan birkaç rüzgar türbini kurulumundan rapor edilmiştir. Bununla birlikte, endüksiyon makinelerinden gelen harmonik emisyonların ölçümü için kabul edilmiş bir prosedür yoktur ve bu tür rüzgar türbinlerinden gelen harmonik emisyonların bir sonucu olarak müşterinin rahatsızlığı veya ekipmanın hasar

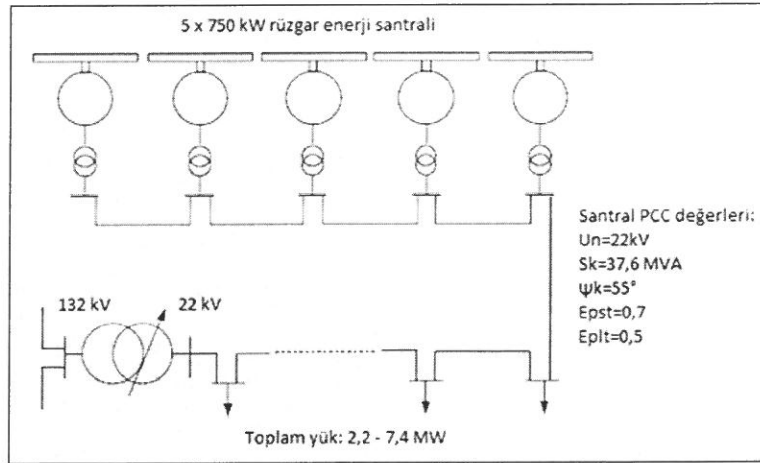
görmesi gibi bilinen bir durum yoktur. Bu nedenle IEC 61400-21, bu tür rüzgar türbinlerinden gelen harmonik emisyon ölçümlerini gerektirmez.

Özetle, Gerçek parametre değerleri rüzgar türbini tipine ve varyasyonlarına özgüdür. Üreticinin uyguladığı ayrıntılı çözümlere bağlı olarak değişebilir. Bu nedenle, doğru değerlendirme üreticiye özgü verilerin toplanmasını gerektirir.

9.5 Şebeke Voltaj Kalitesi Değişiminin Rüzgar Türbini Örneği Üzerinden İncelenmesi

Bu bölümde, önceki bölümden farklı olarak bir dağıtık üretim tesisi olan rüzgar enerji santralinin sistem bağlantısının sistemde oluşturacağı voltaj etkisi IEC standartları çerçevesinde kavramsal süreç oluşturulmuştur.

Şekil 9.11’de verilen 5 x 750 kW rüzgar çiftliğinin tek hat şeması verilmiştir. Rüzgar türbinleri, sabit bir hızda çalışan ve yüksek rüzgar hızlarında (rüzgar türbini tip A0) güç sınırlaması için durak kullanan geleneksel bir tasarıma sahiptir. Her bir rüzgar türbini, başlatma sırasında indüksiyon jeneratörüne giden ani akımı sınırlayan güç elektroniğiyle ve çalışma sırasında güç faktörünü birliğe yakın tutmak için anahtarlanan kapasitörlerle donatılmıştır.



Şekil 9.11 Şebekeye Bağlanan 5 X 750 Kw'lık Rüzgar Enerji Santrali Örneği

(PCC: ortak bağlantı noktası, Un: nominal faz-faz gerilimi, Sk: Şebeke kısa devre görünür gücü, ψ_k : şebeke empedansı faz açısı, EPst: kısa dönem fliker emisyon limit, EPlt: uzun dönem fliker emisyon limiti)

Daha detaylı güç kalitesi özellikleri IEC 61400-21'e göre belirtilen her rüzgar türbini, Tablo 9.2'de verilmiştir. Basit olması için, yalnızca örnek şebeke koşullarıyla ilgili veriler listelenmiştir.

Tablo 9.2 750 kW'lık Rüzgar Türbini İçin Güç Kalitesi Parametreleri

Karakteristik	Değer
Anma Gücü P _n (kW)	750
Anma Reaktif Gücü Q _n (kVar)	0
Nominal faz-faz gerilimi U _n (kV)	0,69
Maksimum izin verilen güç P _{mc} (kW)	1,2 x P _n = 900
Fliker katsayısı c($\psi_k=55^\circ$, v _a =8,2 m/s)	10,9
10 dk'lık periyottaki maksimum açma-kapama sayısı N10	1
2 saatlik periyottaki maksimum açma-kapama sayısı N120	12
Fliker adım faktörü k _f ($\psi_k=55^\circ$)	1,2
Voltaj Değişim Faktörü k _u ($\psi_k=55^\circ$)	1,5

Rüzgar santrali, ortak bağlantı noktasında (PCC) kurulu kısa devre görünür gücü 37,6 MVA olan ve kurulu rüzgar gücü kapasitesinin (5x750 = 3,75 MVA) yaklaşık 10 katı olan bir 22 kV'lık dağıtım fiderine bağlanır. Bu nedenle, şebeke nispeten zayıf görünmektedir ve rüzgar santralinin, 22 kV fidere bağlı müşterilerin voltaj kalitesini önemli ölçüde etkilemesi beklenebilir. 22 kV fideri, güçlü bir 132 kV iletim hattına bağlanır. 132 kV bağlantı noktasının gücü göz önüne alındığında, 5 x 750kW rüzgar santralinin açma yapmayacağı varsayılmıştır. Bu durum, yüksek voltaj seviyesinde çalışmayı önemli ölçüde etkiler. Sonuç olarak, bu örnekte analiz kapsamı 22 kV'luk dağıtım fideri ile sınırlıdır.

9.5.1 Yavaş Voltaj Değişimleri

Yavaş voltaj değişikliklerini (yani, 10 dakikalık ortalama değerler olarak ifade edilen voltaj genliğindeki varyasyonlar) değerlendirmek için yük akışı analizleri yapılabilir. Genel olarak, tüm olası yük durumları, yavaş voltaj değişimlerinin değerlendirmesine dahil edilmelidir. Bununla birlikte, örnek sistem için sadeliği ve rüzgar türbinlerinin 1'e yakın bir güç faktöründe çalıştırıldığı göz önüne alındığında, sırasıyla asgari ve azami voltaj genlikleri veren iki yük durumunun dikkate alınması yeterlidir:

- Fiderde maksimum tüketici yükü ve sıfır rüzgar enerjisi üretimi;

- Fiderde asgari tüketici yükü ve azami sürekli rüzgar enerjisi üretimi.

Birim başına (p.u.) orta ve düşük voltajlar arasındaki fark voltaj, alçak gerilim hatlarındaki voltaj düşüşünün ve alçak gerilim transformatörlerinin varsayılan kademe değiştirici konumunun bir sonucudur.

EN 50160'a göre, müşteri girişlerinde 10 dakikalık ortalamalar olarak ölçülen yavaş voltaj değişimleri, haftanın % 95'inde U_n 'un % + 10'unda kalmalıdır.

Ek olarak, sadece düşük voltaj için, yavaş voltaj değişimleri daima % -15 ile +% 10 arasında olmalıdır. Dolayısıyla, örnek sistemimiz bu sınırlar içinde kalmaktadır. Ancak, yavaş voltaj varyasyonlar rüzgar çiftliğinin daha da genişlemesi üzerinde bir kısıtlama olabilir, çünkü bir genişleme maksimum voltajın artmasına neden olur. Bununla birlikte, örneğin rüzgar türbinlerinin güç faktörünü ayarlayarak bu kısıtlamanın üstesinden kolayca gelinebilir.

Güç faktörünün 1'den 0,98'e (endüktif) düşürülmesi, maksimum voltajı % 1,5 oranında azaltır ve daha fazla rüzgar gücüne yer açar. Yavaş voltaj değişimleri daha fazla rüzgar türbini için bir kısıtlama haline gelmeden önce, 0,98'lik bir güç faktöründe çalışan toplam 8 adet 750kW rüzgar türbinine genişleyebilir. Doğal bir sonuç olarak, minimum ve maksimum yük seviyelerinin tahminindeki olası belirsizlikler güvenlik marjlarını gerektirebilir. Bununla birlikte, bu durum, rüzgar türbinlerinin güç faktörünün ayarlanmasıyla olası bir yavaş voltaj değişim kısıtlamasının önlenebileceği önerisini değiştirmez. Düşük bir güç faktörünün şebeke kayıplarının artmasına neden olduğu söylenebilir. Bu, güç faktörü düzenleme seçeneğinin dikkatli değerlendirilmesi ve alternatif seçeneklerin değerlendirilmesi gerektiği anlamına gelir.

Alternatif seçeneklerin örnekleri, yeni hatların döşenmesi ve rüzgar santralinin gücünün gerilime bağlı olarak azaltılması ile şebeke desteğidir. [18]

Şebeke kayıplarının artmasını büyük ölçüde azaltabilecek gerilime bağlı güç faktörü kontrolünü dikkate almak daha önemlidir.

Akıllı kontrolle ve yüksek yüklerde ve düşük rüzgar koşullarında aşırı dengelemeye izin vererek, şebeke kayıplarında net bir düşüş elde etmek mümkündür.

Bunu değerlendirmek için, yıl boyunca beklenen tüketim dağılımını ve rüzgar enerjisi üretimini doğru bir şekilde dikkate alarak tekrarlanan yük akışı analizleri yapılmalıdır. [20]

9.5.2 Hızlı Voltaj Değişimleri (Fliker)

Fliker ve/veya hızlı voltaj değişiklikleri, genellikle yükteki hızlı değişikliklerden veya sistemdeki açma-kapama işlemlerinden kaynaklanır.

EN 50160'a göre, hızlı bir voltaj değişikliği genellikle Un'un %5'inden az olmalıdır, ancak bazı durumlarda % 10'lara kadar çıkmasına günde 1 defaya mahsus izin verilebilir.

Fliker şiddeti, bir Pst değerleri dizisinden hesaplanan 2 saatlik bir süreye karşılık gelen, 10 dakikalık bir periyot boyunca ölçülen kısa vadeli bir değer, Pst olarak veya 2 saatlik bir süreye karşılık gelen uzun süreli bir değer olarak verilebilir:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \left(\frac{P_{st,i}^3}{12} \right)} \quad (9.6)$$

Müşteri girişlerinde Plt=1 olmasını sağlamak için, şebekeye bağlı her bir fliker kaynağına yalnızca sınırlı bir katkı sağlanabilir; örneğin, 5 x 750 kW'lık rüzgar santrali örneğinde, PCC'de EPst = 0.7 ve EPlt = 0.5, EPst ve EPlt sırasıyla kısa ve uzun vadeli Fliker emisyonu limitleridir. Diğer şebekelerde kılavuz olarak IEC 61000-3-6 (IEC, 1996a) kullanılarak farklı değerler bulunabilir. [21]

Rüzgar türbinlerinden gelen fliker iki farklı çalışma modunda gerçekleşir: açma-kapama ve sürekli çalışma.

- Açma-Kapama: Fliker, türbinlerin devreye girme, devreden çıkma esnasında yaşanan dalgalanmaların bir sonucu olarak karşımıza çıkar. Açma-kapama işlemlerinden kaynaklanan fliker emisyonunu değerlendirme prosedürü, her rüzgar türbininin normalize edilmiş bir titreşim kademesi faktörü, kf (k) ile karakterize olduğunu varsaymaktadır. Tek bir en kötü durum açma-kapama işlemi nedeniyle fliker emisyonunun ölçülmesidir. En kötü durum manevra işlemidir ve genellikle başlangıçtır, ancak IEC 61400-21 söz konusu rüzgar türbinine uygulanabilirse, jeneratörler arasındaki anahtarlama işlemlerinin

(örneğin, iki hızlı çalışma elde etmek için) değerlendirilmesini gerektirir. Ayrıca, prosedür her bir rüzgar türbini için, sırasıyla, 10 dakikalık ve 2 saatlik bir süre içinde beklenebilecek maksimum açma sayısı olan N10 ve N120 hakkında bilgi verildiğini varsayar. Bu özelliklere dayanarak, en kötü durum nedeniyle rüzgar türbinlerinin fliker emisyon değişimi hesaplanabilir (denklemlerin çıkarılması için, bkz: IEC, 2001; Tande, 2002) [19]:

$$P_{st} = \frac{18}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10} [k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i}]^{3,2} \right\}^{0,31} \quad (9.7)$$

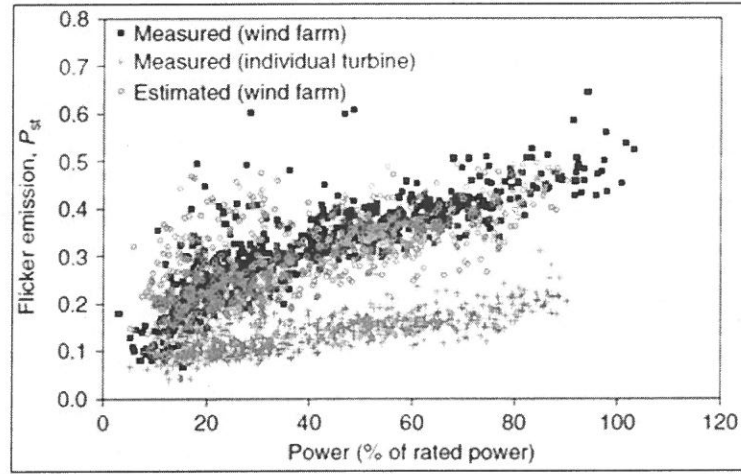
$$P_{lt} = \frac{8}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120} [k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i}]^{3,2} \right\}^{0,31} \quad (9.8)$$

Örnek parametrelere göre, $P_{st} = 0,71$ ve $P_{lt} = 0,68$ hesaplanır bu da varsayılan örnek limitlerini aştığını gösterir. Bu nedenle, açma-kapamadan kaynaklanan fliker emisyonu, örnek rüzgâr satralinin çalışması üzerinde bir kısıtlama olabilir. Bununla birlikte, bu kısıtlama, daha küçük bir fliker adım faktörü (kf) olan başka bir rüzgar türbin tipi örneğin bir değişken hızlı tip kullanılarak oldukça kolay bir şekilde üstesinden gelinir. Diğer bir alternatif, aynı 10 dakikalık ve 2 saatlik süre içinde daha az sayıda rüzgar türbininin çalışmasına izin verilmesidir. Bu, rüzgar türbininin kontrol sistemi ayarlarının N120 için daha küçük bir değere değiştirilmesini ve denklemde Nwt'yi değiştirerek, etkilenen aynı 10 dakikalık süre içinde yalnızca az sayıda rüzgar türbininin çalışmasına izin veren bir rüzgar santrali kontrol sisteminin kullanılmasını içerir.

- Sürekli Çalışma: Sürekli çalışma sırasında çıkış gücündeki hızlı dalgalanmaların bir sonucu olarak fliker kendini gösterir. Sürekli çalışma nedeniyle fliker emisyonu değerlendirme prosedürü; her rüzgar türbininin, sürekli çalışması sırasında beklenen maksimum fliker emisyonunun normalleştirilmiş bir ölçüsü olan c (k, va) titreme katsayısı ile karakterize olduğunu varsaymaktadır. Tek bir rüzgar türbininden fliker emisyonuna ulaşmak için, ilgili k ve va ile olan fliker katsayısı S_n / S_k ile basitçe çarpılırken, bir rüzgar santralinden gelen emisyon aşağıdaki denklemden elde edilir.

$$P_{st} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{wt}} [c_i(\psi_k, v_a) S_{n,i}]^2 \right\}^{0,5} \quad (9.9)$$

Yukarıdaki denklemde $P_{st} = P_{lt}$ 'dir çünkü kısa vadeli dönemdeki koşulların uzun vadeli süre boyunca devam etmesi muhtemeldir. Ayrıca, denklemden görüleceği üzere rüzgar türbinleri arasındaki maksimum güç seviyelerinin ilişkisiz olduğu varsayılmaktadır. Bununla birlikte, özel koşullarda, bir rüzgar santralindeki rüzgar türbinleri "senkronize" olabilir ve bu da elektrik dalgalanmalarının çakışmasına neden olabilir. Bu denklem fliker emisyonunu küçültür. Bu denklemin incelemesini Tande, Relakis ve Alejandro, 2000'de değerlendirmiştir ve ortak koşullar için bu denklemin iyi bir tahmin sağlayacağı sonucuna varmışlardır. Bu sonucu da Şekil 9.12'de göstermişlerdir.



Şekil 9.12 5 x 750kW Rüzgar Santralinden Ölçülen ve Tahmin Edilen Fliker Emisyonu [26]

Tahmini fliker emisyonu ve santral içindeki bir rüzgar türbininin ölçülen emisyonu, santraldeki rüzgar türbinlerinin sayısının karekökü ile çarpılması olarak hesaplanır. Tahmini ve ölçülen fliker emisyonu arasındaki denklemler doğrulanır.

Örnekteki parametrelere göre, $P_{st} = P_{lt} = 0,49$ olup, sadece P_{lt} açısından bakıldığında, sınır değeri olan $E_{P_{lt}} = 0,5$ limitini zorlamaktadır.

Rüzgar santrali aynı türden daha fazla rüzgar türbini ile genişletildiyse, fliker emisyonu kabul edilebilir limitin üstüne çıkacaktır.

Bu nedenle, örnek sistem için, sürekli çalışmadan kaynaklanan fliker emisyonu rüzgar santralinin daha da genişlemesi için bir kısıtlama olabilir.

Bu kısıtlamayı aşmak için basit yaklaşım, daha düşük c değerine sahip farklı bir rüzgar türbini tipinin seçilmesidir. Sabit ayarlı bir rüzgar türbini için (Tip A) $c=10,9$ oldukça yüksek bir parametredir, bu nedenle bu parametrenin bu tür rüzgar türbinleri için standart olduğu varsayılmamalıdır.

Özetle, bir değişken hızlı rüzgar türbini çok daha düşük c parametresi sağlarken, sabit hızlı, adım ayarlı bir türbin tipi aslında daha yüksek bir c parametresi sağlayabilir.

9.5.3 Gerilim Düşümü

EN 50160'da gerilim düşümü, U_n 'nin % 1 ila % 90'ı arasındaki bir değere ani bir düşüşü ve ardından geleneksel olarak 1 ms ila 1 dakika gibi kısa bir süre sonra voltaj geri kazanımı olarak tanımlanır. Bir yıl boyunca beklenen gerilim düşümü sayısı birkaç düzine ile bin arasında değişebilir. EN 50160'a göre, U_n 'nin % 10 ila % 15'i arasındaki derinliklere sahip olan düşmeler genellikle yüklerin değişmesinden kaynaklanmaktadır. Daha büyük dalgalanmalar ise arızalardan kaynaklanabilir.

Bir rüzgar türbininin devreye alınması, birkaç saniye sonra gerilimin geri kazanılmasının ardından gerilimde ani bir düşüşe neden olabilir. Her rüzgar türbininin bir voltaj değişim faktörü k_u (ψ_k) ile karakterize edildiği varsayılarak, ani voltaj düşüşü değerlendirilebilir:

$$D = 100 k_u (\psi_k) \frac{S_n}{S_k} \quad (9.10)$$

Bir rüzgar santralindeki birkaç rüzgar türbininin aynı anda devreye girmesi muhtemel olmadığı için, bu denklem, yukarıdaki diğer denklemlerdeki miktarlar gibi rüzgar türbinlerinin sayısının bir fonksiyonu değildir. Örnekteki parametrelere göre $d = \% 3,0$ çıkar. Bu ani gerilim düşümü çoğu durumda kabul edilebilir, özellikle de bunun $0,90 p.u$ 'dan daha düşük bir gerilim olacağı düşünülürse kabul edilebilir.. Ayrıca, bu denklem santraldeki rüzgar türbinlerinin sayısının bir fonksiyonu olmadığından, örneğin sistem için gerilim düşümlerinin rüzgar santralının daha da genişlemesi üzerine bir kısıtlama olmadığı sonucuna varılabilir.

9.5.4 Sonuç

Örnek olarak 22 kV'lık bir dağıtım fiderindeki 5 x 750kW rüzgar çiftliği kullanılmıştır.

Ayrıntılı analiz, rüzgar çiftliği kapasitesinin kabul edilemez bir voltaj kalitesine neden olmadan şebekede çalıştırılabileceğini göstermiştir.

Karşılaştırma için, rüzgar çiftliğinin sadece % 1'lik bir voltaj artışına neden olacağı varsayılarak, basitleştirilmiş bir tasarım kriteri dikkate alınmıştır. Bu kriter gereği, yalnızca çok sınırlı bir rüzgar enerjisi kapasitesine izin verilecek.

Bununla birlikte, ölçümler, ayrıntılı analizin yapılmasını onaylar ve “% 1 kuralı” gibi basitleştirilmiş bir tasarım kriterinin bir rüzgar santralının şebeke bağlantısını tasarlamak için kullanılmaması gerektiği sonucuna varılmıştır.

Aksine, IEC 61400-21'in geliştirilmesiyle mümkün olan aşağıdaki analizler önerilmiştir:

- Yavaş voltaj değişimlerinin kabul edilebilir limitler dahilinde olup olmadığını değerlendirmek için yük akışı analizleri yapılmalıdır.
- Rüzgar türbinlerinden azami fliker şiddeti tahmin edilmeli ve verilen veya hesaplanmış limitlerle karşılaştırılmalıdır.
- Rüzgar türbini devreye girmesinden kaynaklanan muhtemel gerilim düşümleri değerlendirilmelidir.

10

Vaka Çalışması: Barbaros Rüzgar Enerji Santralinin (12 MW) Devreye Alınması ve Değerlendirilmesi – Bağlantı Görüşü

Bu bölümde, önceki bölümden farklı olarak bir dağıtık üretim tesisi olan rüzgar enerji santralinin sistem bağlantısının sistemde oluşturacağı voltaj etkisinin matematiksel analizi gerçekleştirilmiştir. İlk olarak, bağlantı talebi üzerinden izlenecek yol çizilmiş ve ardından analizler gerçekleştirilmiştir. Yapılan matematiksel analiz sonucunda örnek rüzgar enerji santralinin sisteme hangi noktadan bağlanması gerektiği yorumlanmıştır.

10.1 Dağıtık Üretim Tesisi Bağlantı Talebinin Değerlendirmesi

Bir dağıtım şirketi bağlantı talebini 2 aşamalı değerlendirme metoduyla gerçekleştirir.

1. Aşamada; sisteme bağlantı talebi mevcuttur ancak bağlantısı yapılacak olan tesisin ekipman tedariki henüz yapılmamış olabilir. Bu durumda şebeke açısından farklı bağlantı alternatifleri için değerlendirme analizlerinin yapılması gerekmektedir.

2. Aşamada: Tesisin sisteme bağlantısının yapılması için uygun bağlantı görüşü verilmiştir. Yani, tesisin bağlanacağı nokta ve kapasitesi bellidir. Bu durumda ise, enerji müsaade belgesi verilmeden önce değerlendirme analizlerinin yapılması gerekmektedir.

10.1.1 Bağlantı Talebi Değerlendirme Analizleri

Kriterler ve yapılacak analizler:

- Talep edilen bağlantı kapasitesinin bağlantı noktasındaki kısa devre gücüne oranı bize toplam harmonik bozulumu ve fliker etkisini gösterecektir.

- Gerilim düşümü: Santralin güvenli bir şekilde devreye girebilmesi için inrush akımlar nedeniyle geçici gerilim düşümü ve steady state gerilim düşümü incelenmelidir.
- Teknik kayıplar: PCC (point of common coupling) ile ana yük noktaları (yük merkezleri) arasındaki kayıplar incelenmelidir.
- Tedarik sürekliliği: PCC'nin santral tarafındaki arızalarda dağıtım şirketinin müşterilerinin tedarik süreklilik endeksleri negatif etkilenmemelidir. Bu sebeple PCC'ye kesici ile bağlanılmalıdır.

10.1.2 Enerji Müsaadesi Öncesi Değerlendirme Analizleri

Gerçek santral modeli ile şebeke analizlerinin tekrarı yapılmalıdır ya da bu mümkün olmayacağı için gerçek modelin standart (IEEE, IEC, NEPLAN® vs.) karşılıkları ile yani bir jenerik model ile analizler yapılmalıdır.

1. Aşamadaki kriterler aynen geçerlidir. İlave olarak jenerik modeller ile gerçekleştirilen analiz sonuçlarına dayalı bağlantı görüşü verilir.

Şebekede meydana gelen değişimler incelenmelidir. Bağlantı talebi ile enerji müsaadesi süreci boyunca gerçekleşen yeni TM, DM, KÖK, fider vs. yatırımları gözden geçirilmeli ve şebeke modeli gerekirse güncellenmelidir.

10.2 Rüzgar Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerince İlgili Kuruma Sağlanacak Bilgiler (Aşama 1 ve 2)

- MWe olarak toplam kurulu güç kapasitesi.
- Türbinlerin sayısı ve her bir rüzgar türbininin MWe cinsinden nominal gücü ve tipi (asen kron, sen kron, tip 3, tip 4, vs.).
- Türbinlerin şebekeye bağlantı şekli (doğrudan bağlı; çift uyarımlı asen kron jeneratör, AC/DC/AC çeviricili sen kron jeneratör).
- Rüzgar türbinlerinin minimum ve maksimum rüzgar hızı değerlerindeki işletim durumu (rüzgar hızına göre rüzgar türbinlerindeki üretim değişimini gösteren grafikler).
- Gerilim ve akım harmonikleri ile fliker etkisini sınırlandırmak üzere kurulacak sistemlerin tipi ve etiket değerleri.

- ISO/IEC 17025 akreditasyonuna sahip bir kuruluş tarafından, IEC 61400-12 standardı normlarına göre yapılmış ölçümlere dayalı olarak, IEC 61400-21 standardına uygun olarak hazırlanmış güç kalitesi etki değerlendirme raporu.
- Sistem etütlerinde kullanılmak üzere tesis edilecek olan rüzgar türbinlerinin statik ve dinamik modelleri. Bu kapsamda, türbinlerin statik ve dinamik verilerine ilaveten, rüzgar çiftliğindeki kablo sisteminin de statik veri detayları (gerilim seviyesi, kesit, uzunluk, vs).
- Rüzgar çiftliklerinin master kontrolcü fonksiyonel şemaları ve matematiksel modelleri ile set edilen parametreleri.
- Bölgesel 1/25.000'lik coğrafik harita üzerinde tesis edilecek rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi ve rüzgar türbinlerinin yerinin coğrafi koordinatları.
- TEİAŞ/Dağıtım Şirketi tarafından ihtiyaç duyulabilecek diğer veriler.

Örnek rüzgar enerji santrali olan Barbaros RES çalışmasında ekipman tedariki henüz yapılmadığı için Aşama 1 uygulanmıştır.

Bu sebeple aşağıdaki verilerin ilgili Kuruma sağlanması gerekmektedir.

- MWe olarak toplam kurulu güç kapasitesi.
- Türbinlerin sayısı ve her bir rüzgar türbininin MWe cinsinden nominal gücü
- Türbinlerin şebekeye bağlantı şekli (doğrudan bağlı; çift uyarımlı asenkron jeneratör, AC/DC/AC çeviricili senkron jeneratör).
- Bölgesel 1/25.000'lik coğrafik harita üzerinde tesis edilecek rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi ve rüzgar türbinlerinin yerinin coğrafi koordinatları.

Şebeke analizi ve modelleme için Bölüm 7.2'de verilen 1-2 ve 9.maddeler ışığında yatırım düşünülen bölge, toplam kapasite ve toplam türbin sayısı bilgileri sağlanır. Jenerik model ve parametreler belirlenir. Farklı bağlantı noktaları için gerçekleştirilen analiz sonuçları kıyaslanır ve bağlantı görüşü verilir.

10.3 Analiz ve Değerlendirme

Santralin bağlantı talebi mevcuttur. Barbaros RES santral gücü 10 MW'ın üzerindedir. Ekipman tedariki henüz yapılmamıştır. Şebeke açısından farklı bağlantı alternatifleri için değerlendirme analizleri yapılmalıdır.

1. Aşama uygulanır. Mevzuata uygun bir Tip 3 jenerik santral modeli ile şebeke analizleri yapılmalıdır.

Gerilim kararlılığı ve güç kalitesi bakımından en kötü iletim sistemi koşulları düşünülerek söz konusu eşdeğer iletim barasının gerilim seviyesi 154 kV, kısa devre gücü 2000 MVA olarak alınmıştır.

Bilindiği üzere, iletim sistemine bağlı RES'lerin büyük çoğunluğu TEİAŞ şebekesine, iletim sistemini dağıtım sistemine bağlayan indirici trafo merkezlerindeki (154 kV/31,5 kV) uygun gerilim seviyesinden müstakil 31,5 kV'luk havai dağıtım hatları ya da müstakil 154 kV'luk iletim hatları aracılığı ile bağlanmaktadır. Şebeke modelleme yaklaşımına paralel olarak, gerilim kararlılığı ve güç kalitesi bakımından en kötü iletim sistemi koşulları düşünülerek, simulasyon çalışmalarında söz konusu RES'in ilgili TM'nin OG barasına ~15 km'lik havai dağıtım hattı ile bağlandığı varsayılmıştır.

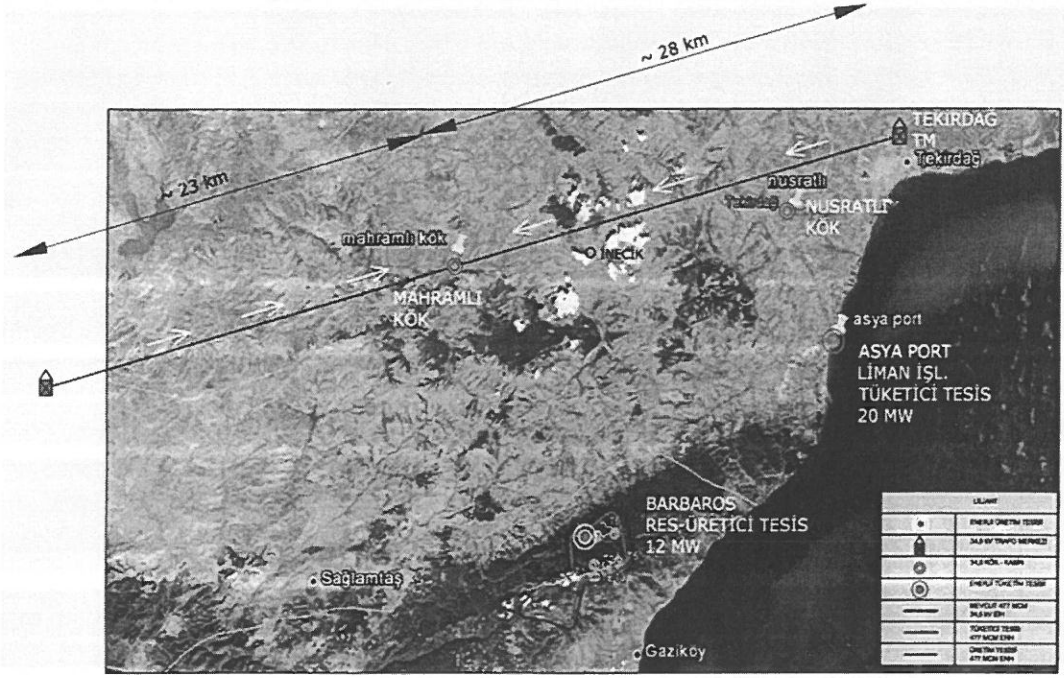
İki farklı bağlantı senaryosu incelenmektedir;

- a. Senaryo 1: Barbaros RES'in 3x3/0 AWG Pigeon havai hat iletkeni olan Fider 2'ye bağlı A Port DM barasına bağlanması (RES1)
- b. Senaryo 2: Barbaros RES'in 3x477 MCM Hawk havai hat iletkeni olan Fider 3'e bağlı Mahramlı KÖK barasına bağlanması (RES1)

10.3.1 Teknik Kayıpların İncelenmesi

Bölgenin yük akış analizleri NEPLAN® programında gerçekleştirilmiştir. Analizler gerçekleştirilirken Tip C jenerik santral modeli kullanılmıştır.

Bölgenin coğrafi yapısı Şekil 10.1'de gösterilmiştir.



Şekil 10.1 Barbaros RES Şebeke Bağlantısının Yapılacağı Bölgenin Coğrafi Yapısı

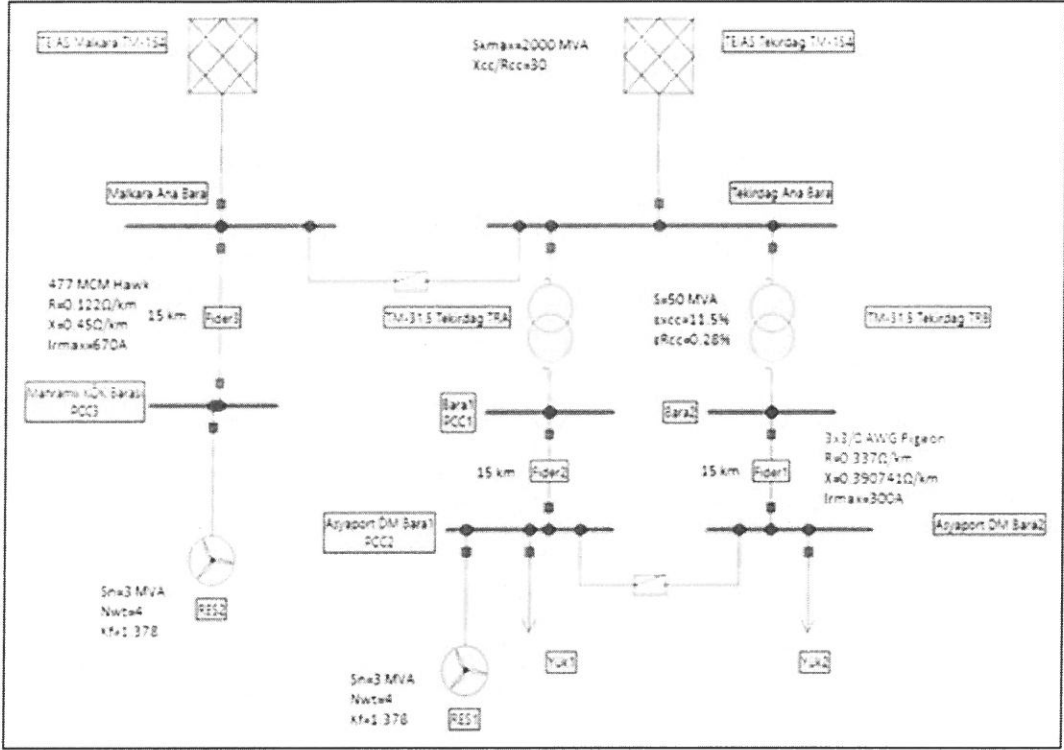
NEPLAN® analiz sonuçlarına göre Barbaros RES'in Senaryo 1 olan A Port hattına bağlanması sonucu şebeke kayıpları artmaktadır. Ancak RES, Senaryo 2 olan Mahramlı KÖK hattına bağlandığında ise şebeke kayıplarını azaltması ile birlikte söz konusu RES'in mevcut duruma göre sistemde iyileştirme yaptığı da ortadadır. (Tablo 10.1)

Tablo 10.1 Barbaros RES Yük Akış Analizi Sonuçları

		P Kayıp	Q Kayıp	Tredaş/Toplam Kayıp
Mevcut Durum	Area 1	0,738	12,279	0,738
	Area 2	0	0	0,738
	Area 3	0	0	
Senaryo 1	Area 1	1,024	11,006	1,272
	Area 2	0,248	0,091	1,299
	Area 3	0,027	0,627	
Senaryo 2	Area 1	0,313	8,142	0,454
	Area 2	0,141	0,521	0,481
	Area 3	0,027	0,707	

10.3.2 Senaryo 1 ve Senaryo 2 İçin Rüzgar Enerji Santralinin Şebekeye Olan Etkisinin İncelenmesi

Senaryo 1 ve Senaryo 2 için rüzgar enerji santralının şebekeye bağlantı alternatiflerini (PCC2 ve PCC3) içeren bölgenin tek hat şeması Şekil 10.2'de verilmiştir.



Şekil 10.2 Senaryo 1 ve Senaryo 2 için Tek Hat Şeması

Barbaros RES için Senaryo 1 olan A Port DM'ye bağlantısını RES1 olarak ifade edersek, RES1'in Mahramlı KÖK'e bağlantısını RES2 olarak ifade ederiz.

- RES1 Bağlantısının Değerlendirilmesi:

Klasik devre analizi metodu kullanarak aşağıdaki hesaplamalar yapılır.

31,5 kV bara tarafındaki kaynak empedansı:

$$R_s = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{31,5^2}{2000} = 0,49 \Omega$$

Xcc = 30 Rcc varsayımı ile;

$$Z_s = 0,016 + j0,49 \Omega$$

YG/OG Transformatör empedansı:

$$R_{TRA} = \frac{\varepsilon_{Rcc} U_n^2}{S_n 100} = \frac{0,28 \cdot 31,5^2}{50 \cdot 100} = 0,055 \Omega$$

$$X_{TRA} = \frac{\varepsilon_{Xcc} U_n^2}{S_n 100} = \frac{11,5 \cdot 31,5^2}{50 \cdot 100} = 2,28 \Omega$$

$$Z_{TRA} = 0,055 + j2,28 \Omega$$

OG Hat empedansı:

$$R_L = R \cdot d = 0,337 \cdot 15 = 5,0555 \Omega$$

$$X_L = X \cdot d = 0,390741 \cdot 15 = 5,86 \Omega$$

$$Z_L = 5,055 + j5,86 \Omega$$

PCC2'deki toplam empedans ise;

$$Z_{PCC2} = Z_s + Z_T + Z_L = 5,126 + j8,63 \Omega$$

PCC2'deki kısa devre görünür gücü;

$$\frac{U_n^2}{Z_{PCC2}} = \sim 98,85 \text{ MVA} \gg 3 \text{ MVA (RES1'in kısa devre gücü)}$$

3MVA / 98,85 MVA = %3 > %0,2 => IEC 61000-3-7'ye göre detaylı analiz gerektirmektedir.

Bu sonuç, RES1'in neden olduğu gerilim düşümünün, bağlantı noktası düşünüldüğünde kaynaktan (TM), transformatörden ve hattın empedansından kaynaklandığını göstermektedir. Bağlantı noktası uygun görünmemektedir ancak santralin neden olduğu gerilim düşümü ve fliker şiddetini de hesaplayarak bu tezi doğrulamak yerinde olacaktır.

$$D = \frac{R_{PCC2} \cdot \Delta P + X_{PCC2} \cdot \Delta Q}{U_N^2} 100\%$$

$$D = \frac{5,126 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,98 + 8,63 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,199}{(31,5 \cdot 10^3)^2} 100 = 1,03\%$$

İzin verilen gerilim hassasiyetinin 0,9% olduğu düşünülürde,

$$P_{ST1} = \frac{D}{D_0} = \frac{1,03}{0,9} = 1,144 > 1$$

RES1'in A Port bağlantı noktasından neden olduğu fliker şiddetinin $P_{st} = 1$ limitini aştığı görülür.

IEC literatüründe RES1'in yarattığı fliker şiddetinin tek formülle hesap edilebileceği yukarıdaki bölümlerde dile getirilmiştir. Bu örnekte de klasik metodla IEC metodunun aynı sonucu vereceğini ispatlayalım. Toplam 4 türbin bağlantısı yapılacak olup 1 türbin için yapılacak analizler 4 türbin için de aynı olacaktır. (Nwt = 4, kf = 1,378, N10 = 1)

(9.7) denkleminde,

$$P_{st1} = \frac{18}{98,85} \left\{ \sum_{i=1}^4 1 [1,378 \cdot 3]^{3,2} \right\}^{0,31} = 1,144$$

Sonucu çıkar ve bu sonuç bize bağlantıya uygun görüş verilmemesi gerektiğini söyler.

- RES2 bağlantısının değerlendirilmesi:

Mahramlı KÖK'te indirici trafo bulunmaması sebebiyle bara gerilimi 154 kV'tur. (TEİAŞ barası)

154 kV bara tarafındaki kaynak empedansı:

$$R_s = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{154^2}{2000} = 11,85 \Omega$$

$X_{cc} = 30 R_{cc}$ varsayımı ile;

$$Z_s = 0,39 + j11,85 \Omega$$

OG Hat empedansı (3 x 477 MCM hat mevcuttur):

$$R_L = R \cdot d = 0,122 \cdot 15 = 1,83 \Omega$$

$$X_L = X \cdot d = 0,45 \cdot 15 = 6,75 \Omega$$

$$Z_L = 1,83 + j6,75 \Omega$$

PCC3'deki toplam empedans ise;

$$Z_{PCC3} = Z_S + Z_L = 2,22 + j18,6 \Omega$$

PCC3'deki kısa devre görünür gücü;

$$\frac{U_n^2}{Z_{PCC2}} = \sim 1266 \text{ MVA} \gg 3 \text{ MVA (RES2'in kısa devre gücü)}$$

$3\text{MVA} / 1266 \text{ MVA} = \%0,23 > \%0,2 \Rightarrow$ IEC 610000-3-7'ye göre detaylı analiz gerektirmektedir.

Yukarıdaki gerilim düşümü denkleminde,

$$D = \frac{2,22 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,98 + 18,6 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 0,199}{(154 \cdot 10^3)^2} 100 = 0,07\%$$

Çıkar ve bu değerın izin verilen gerilim hassasiyeti, 0,9%'un çok altında bir değer olduğu görülmüştür.

$$P_{ST1} = \frac{D}{D_0} = \frac{0,07}{0,9} = 0,08 < 1$$

RES2'nin 477 MCM hattın Mahramlı KÖK bağlantısı yapılan analiz sonuçlarına göre değerlendirildiğinde Senaryo2'nin uygun bağlantı noktası olduğu kanıtlanmıştır.

Barbaros RES bağlantı talebi için, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği 5.madde 2.fıkrasında belirtildiği şekilde "...10MW'ın altındaki üretim tesisleri için müstakil fider tahsisi yapılmaz" ifadesinin dağıtım şebekesi nezdinde uygulaması, "10MW'ın üzerindeki üretim tesislerinin ancak müstakil fider tahsisiyle bağlanabilmesi ve bunun haricinde dağıtım şebekesine bağlanamaması" şeklindedir. Bu çerçevede söz konusu RES'in A Port DM'ye minimum 2x477 MCM kesitli ENH ile bağlanması teknik olarak mümkündür. Ancak 12MW gücündeki Barbaros RES'in, A Port DM üzerinden Tekirdağ TM'ye yönlendirilmesi durumu topoğrafya koşulları göz önünde bulundurularak yapılan analiz çalışmaları neticesinde teknik, ekonomik ve sistem kaybı açısından uygun bulunmamaktadır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın "Enerji verimliliği" adı altında yürüttüğü çalışmalar, kaynakların etkin ve verimli kullanımı dikkate alınarak yapılan etüt çalışmaları neticesinde, bağlantının daha etkin bir şekilde sağlanabileceği alternatiflerin olduğu tespit edilmiştir. Tekirdağ TM ile Malkara TM arasında 477 MCM karakteristikli bir enerji iletim hattı mevcuttur ve bu hat Mahramlı Kök de bölünmektedir. Malkara TM ile Mahramlı Kök arasında bulunan tüketiciler, Malkara TM tarafından beslenmekte olup, Mahramlı Kök marifeti ile tüketiciler Tekirdağ TM üzerinden de beslenebilmektedirler. A Port Liman İşletmesinin sisteme bağlantısını, Tekirdağ TM – Malkara TM arasında bulunan 477 MCM karakteristikli hat üzerinden yapmaktadır.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği 38.maddesi 3.fıkrası f bendinde; "Rüzgar veya güneş enerjisine dayalı üretim tesis bağlantı taleplerinde; talep edilen bağlantı noktasına oranla ekonomik açıdan daha uygun ve daha düşük sistem kaybı sağlayan bağlantı noktası bulunması durumu hariç, olumsuz görüş verilemez." hükmü çerçevesinde, en az kayıp ve maksimum verim ilkesiyle enerjiyi sisteme aktarabilmek için Barbaros RES sistem bağlantısının, Tekirdağ TM – Malkara TM arasında bulunan 477 MCM karakteristikli hatta yapılması ekonomik açıdan daha uygun ve daha düşük sistem kaybı sağlayan bir bağlantı noktası olduğu tespit edilmiştir. [5]

Tez genel kapsamda, ana hatları ile veri toplama süreci, şebekenin modellenme süreci, yapılan analiz çeşitleri, analizlerin NEPLAN® üzerinde uygulanışı ve analiz sonuçlarını içeren raporların oluşturulması, bağlantı talebinin bu raporlarla değerlendirilmesi, dağıtık üretim tesisi olan bir otoprodüktör örneğinde sistem demandına etkinin görülmesi, dağıtık üretim tesisi olan rüzgar enerji santrali örneğinde bağlantı talebinin uygun bağlantı noktası incelemesinin metamatiksel metodlarla ve IEC standartları çerçevesinde incelenmesi ve uygun bağlantı noktası görüşünün verilmesine değinilmiştir. Bu konuları incelerken Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin OG elektrik dağıtım şebekesi üzerinde modelleme ve analiz çalışmaları yapılmıştır.

Oluşturulan model ile üzerinde analizler uygulanırken karşılaşılan sorunlar ve dağıtım şebekelerinin karakteristiğinden kaynaklanan puant yüklenmelere farklı seviyelerde farklı zamanlarda ulaşılması gibi etkenlerden dolayı şebekenin farklı seviyeleri için farklı senaryo tanımlanmakta ve her senaryoda izlenmesi gereken yöntemler anlatılmaktadır. Kısa devre analizlerinin yanı sıra, bu senaryoların her biri için yük akışı ve kısıtlılık analizlerinin NEPLAN® kullanılarak uygulanışı görsel olarak anlatılmıştır.

Son olarak şebekedeki gerilim ihlalleri ve aşırı yüklenmeler, sistemin aktif ve reaktif güç gereksinimi, şebeke kayıpları ve ekipman bazında bu değerlerin hangi aralıklarda olduğunu kolaylıkla görselleştiren raporlamaların NEPLAN® üzerinden elde edilmesi de yine görsel olarak anlatılmıştır.

Analizlerin sayısı ve şebekenin büyüklüğünün yanı sıra şebekeye ait bilgiler, ölçümler ve eksiklikler dikkatli ve metodolojik bir şekilde incelenmelidir. Şebekenin sadece belirli bir zamanda alınan bilgilerle yapılan analizleri sürekli güncellenmeli ve planlama çalışmalarına her zaman ışık tutacak bir kaynak olarak görülmelidir.

Türkiye'nin tam üyesi olmayı amaçladığı AB, 2020 yılında yenilenebilir enerjilerin toplam enerji içindeki payını % 20'ye çıkarmayı hedeflemektedir. [22] [23] Türkiye

ise bu hedefi 2023 yılında en az % 30 olarak belirlemiştir. [24] Bu hedefe ulaşabilmek için küçük güçlü ve OG seviyesinden sisteme bağlanabilecek yenilenebilir kaynaklı dağıtık üretim tesislerinin artması büyük önem taşır. Dağıtık ve yenilenebilir enerji üretiminin devlet tarafından teşvik edilmesi ve gerekli altyapı yatırımlarının yapılması durumunda, elektrik enerjisi talebinin önemli bir kısmının bu yerel ve çevreci kaynaklardan karşılanması mümkündür. Bu şekilde enerjide dışa bağımlılık azaltılabileceği gibi dağıtım kayıpları da azaltılabilecektir.

Öte yandan çevre ve ülke kaynaklarının verimli kullanımı açısından olumlu nitelikler taşıyan dağıtık üretim tesisleri, perakende satış şirketlerinin enerji satışını azaltacak bir faktördür. Ancak bu durum bu santrallerin sayısının her geçen gün artacak olmasını ve dağıtım şebekelerinin bu kaynakları sağlıklı bir şekilde içselleştirmesi gerektiği gerçeğini değiştirmez. İhtiyaç fazlası enerjinin tüzel kişiler tarafından sisteme verilmesi durumunda alınacak sistem kullanım bedeli ise aynı miktarda enerji satışından elde edilecek gelirden doğal olarak düşük kalacaktır. Dağıtık üretim tesislerinin sisteme farklı noktalardan enjekte edeceği enerji, dağıtım sistemindeki gerilim düşümünü azaltıp özellikle uzun hatlarda şirketin şebeke işletimini kolaylaştıracaktır. Ancak kısa ve gerilim düşümü olmayan fiderlerde bu avantaj gerilim yükselmesi şeklinde kendini gösterebilecektir. Bütün bu tartışmaların dağıtım şirketinin lehine sonuçlanması için dağıtık üretim tesislerinin gelişim öngörülerinin ve bağlantı izinlerinin titizlikle incelenmesi, şebeke, gözlem ve koruma sistemi yatırımlarının bu çalışmalar doğrultusunda yapılması gerekir. Dağıtık üretim tesislerinden en yüksek verimin alınabilmesi için dağıtım sisteminin gelişim, işletim, koruma ve planlamasının dağıtık üretimle bir bütün olarak ele alınması zorunludur. Böylesi bütüncül bir yaklaşım üretim-tüketim dengesi, gerilim düşümü, reaktif güç kontrolü, güç kalitesi, emre amadelik, sistem koruma gibi hayati konularda karşılaşılabilecek olası problemleri en aza indirgeyerek yüksek kaliteli, kullanıcı dostu ve en önemlisi çevreci bir dağıtık üretim sisteminin anahtarı olacaktır. Dağıtık üretimlerin sayı ve üretimlerinin sağlıklı bir yapıda büyüebilmesi için hem bağlantı, hem de koruma prensiplerinin iyi tasarlanmış ve yükümlülüklerin net bir şekilde ortaya konulmuş olması gerekir.

Dağıtık üretim tesislerinin sistemdeki enerjinin kalitesini ne şekilde etkileyeceği ise ciddi bir gözlem yeteneğini zorunlu kılmaktadır. SCADA ve tedarik sürekliliği izleme sistemleri tasarlanırken dağıtık üretim tesislerinin yoğun olduğu bölgelere daha fazla yatırım gerekecektir. Zira dağıtık üretim koruma ve işletme sisteminin doğru ve zamanında tepki verememesi halinde karşılaşılabilecek başta can ve mal kaybı olmak üzere birçok olumsuz durumun yaşanması olasıdır. Gözlem ve denetim sisteminin yetersiz olması durumunda dağıtım şirketinin kendi sorumluluğunda olmayan bazı olayların bedelini üstlenmek zorunda kalabileceği değerlendirilmektedir.

Ülke bazında ele alınacak olursa dağıtık üretim tesislerinin gelişim öngörülere ve planlaması bölgelerin coğrafi yapıları, iklim özellikleri, doğal çevre faktörleri, sosyo-ekonomik farklılıkları dikkate alınarak yapılmalıdır. Bazı bölgelerde kömür, rüzgar, jeotermal ve hidroelektrik enerjisine veya bunlardan birkaçına dayalı üretime yer verilmesi gerekecektir. Bu üretimlerin yıllık, mevsimlik veya anlık özellikleri dikkate alınarak, sunulan enerjinin sürekliliğini sağlayacak şekilde yedek kapasite ile birlikte iletim ve dağıtım şebekesine yapılacak yatırımların irdelenmesi sistem güvenliği açısından zorunluluk arz etmektedir. Güncel veriler ışığında TREDAS sorumluluk alanında rüzgar ve güneş santrallerinin yenilenebilir kaynaklı enerji üretiminin başatı olacağı öngörülebilmektedir. Ancak yine de TREDAS'ın kendi sorumluluk bölgesindeki yenilenebilir enerji kaynaklarına ait ölçümlerin hassasiyet ve güvenilirliğini tekrar irdeleyip kendisi için "güvenli" olarak tanımlayacağı bir "yenilenebilir enerji kaynağı atlası" oluşturması gerekmektedir. Bu atlasın önce TM, daha sonra da DM bazlı yük dağılımları ile örtüştürülmesi sayesinde dağıtık üretim tesislerinin sisteme penetrasyon oranı ve dağılımı daha sağlıklı bir şekilde tartışılabilir. Bu incelemelerin yapılabilmesi için bir simülasyon altyapısı oluşturulmalı ve ticari bir güç sistem analizi yazılımının gerekli veritabanı ile desteklenmesiyle müracaat edilen veya planlanan dağıtık üretim tesislerinin gerek fider gerekse sistem bazlı etkileri analitik olarak incelenmelidir.

Dağıtık üretim teknolojileri açısından bakıldığında ise gerekli önlemlerin alınmaması halinde Türkiye'nin devamlılığı ve güvenilirliği olmayan, işletme ve bakım maliyetleri yüksek, hantal ve eski teknoloji ürünlerin sistemde yoğun olarak

kullanıldığı bir noktaya gelmesi olasıdır. Evrensel sorunlar ve çözümler ışığında gerekli tasarım, kurulum, bağlantı, işletme, koruma kriterlerinin yerel ihtiyaçları karşılayacak şekilde oluşturulması durumunda ise can, mal ve hizmet kayıplarının engellenmesi mümkündür. Yüksek kalitede çevreci bir dağıtık enerji üretimi ancak güncel bilime dayalı böyle bir evrensel yaklaşımla gerçekleştirilebilir.

Büyük iletim şebekelerinin enterkonnekte yapılarından dolayı, el yordamı ile yapılamayacak büyüklükteki analizlerin bilgisayar teknolojileri kullanılarak yapılabilmesi için gelişmiş simülasyon programlarına ihtiyaç duyulmaktadır. İletimden farklı olarak elektrik dağıtım şebekeleri radyal yapılarından dolayı herhangi bir simülasyon programına ihtiyaç duyulmadan incelenebilir ve analizleri kolayca yapılabilir. Ancak, elektrik dağıtım şebekelerindeki envanter sayısının fazlalığı ve çok alternatifli anahtarlama sistematığı, şebeke büyüdükçe el yordamıyla yapılan hesaplamaların güvenilirliğini düşürecektir. Bunun yanı sıra, söz konusu yazılımların kullanılması ile; master plan projesinin yan ürünü olarak değerlendirilebilecek şebekenin "planlama veri tabanı"nın (sayısal model) oluşması sayesinde, Türkiye'deki dinamik sosyal yapı ve ekonomik gelişim hızı nedeniyle periyodik olarak tekrarlanması gereken planlama çalışmaları için gerekli iş yükünün oluşturulan sistematik yaklaşım sayesinde büyük oranda azaltılabilmesi, analiz çalışmalarında standardizasyonun tesis edilmesi, alınacak sonuçların tutarlılığının sağlanması, sonuç olarak; söz konusu çalışmaların gelecekte daha ekonomik ve verimli olarak gerçekleştirilmesi hedeflenmektedir.

Söz konusu büyük elektrik üretim tesislerin yatırım maliyetleri ile kıyaslandığında, güvenilir elektrik iletim şebeke bağlantısı için gerekli bağlantı varlıklarının yatırım maliyetleri kabul edilebilir seviyededir. Ancak günümüzde özellikle düşük kurulu güçteki (çoğunlukla yenilenebilir enerjiye dayalı) elektrik üretim tesislerinin tesis ve işletme maliyetlerinin ekonomik olarak yatırım yapılabilir seviyelere gelmeleri için, söz konusu tesislerin şebeke bağlantılarının dağıtım seviyesinden gerçekleştirilmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

- [1] TREDAS, "Elektrik Dağıtım Şebekesi Planlaması İç Yönetmeliği," 2012.
- [2] NEPLAN® Tutorial, 2013.
- [3] Resmi Gazete, "Elektrik piyasasında lisanssız elektrik üretimine ilişkin yönetmelik," Sayı. 28001, 2011.
- [4] Resmi Gazete, "Enerji kaynaklarının ve enerjinin kullanımında verimliliğin artırılmasına dair yönetmelik," Sayı. 27035, 2008.
- [5] Resmi Gazete, "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği," Sayı. 28809, 2013.
- [6] Resmi Gazete, "Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği," Sayı. 28870, 2014.
- [7] Resmi Gazete, "Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği," Ek18 Sayı. 29013, 2014.
- [8] Resmi Gazete, "Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği," Sayı. 24500, 2001.
- [9] Resmî Gazete, "Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği," Sayı. 24246, 2000.
- [10] Resmi Gazete, "Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği" Sayı. 29221, 2014, 19. maddesi 2. Fıkrası
- [11] TEDAS, "Dağıtım Tesislerine Bağlanacak Üretim Santralleri için Fider Kriterleri", http://www.tedas.gov.tr/#!/tedas_yayinlar, Mayıs 2019.
- [12] Henryk Markiewicz & Antoni Klajn, "Voltage Disturbances Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems", EN 50160 Standard, CENELEC, 1994, Wroclaw University of Technology, July 2004.
- [13] A. Łuczak And A. Sobolewski, "The Relationship Between Critical Flicker Fusion Frequency (CFFF) and Temperamental Characteristics", International Journal Of Occupational Safety And Ergonomics, Vol. 6, No. 4, pp. 493-505, 2000.
- [14] IEC (International Electrotechnical Commission), "IEC 61000-3-7: EMC, Part 3: Limits. Section 7: Assessment of Emission Limits for Fluctuating Loads in MV and HV Power Systems", Basic EMC publication (technical report), www.iec.ch, 2008.
- [15] IEC (International Electrotechnical Commission), "IEC 61000-4-15: EMC, Part 4: Testing and Measurement Techniques. Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications", www.iec.ch, 2003.
- [16] IEC (International Electrotechnical Commission), "IEC 61400-21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines", www.iec.ch, 2001.

- [17] MEASNET, "Power Quality Measurement Procedure of Wind Turbines: Measuring Network of Wind Energy Institutes (MEASNET)", Version 2, November 2000, (copy available from Deutsches Windenergie Institut GmbH, www.dewi.de)
- [18] J. O. G. Tande, "Exploitation of Wind-Energy Resources in Proximity to Weak Electric Grids", *Applied Energy* 65 pp. 395-401, 2000.
- [19] J. O. G. Tande, "Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality", *Wind Energy*, 5, pp. 37-52, 2002.
- [20] Thomas Ackermann, "Wind Power in Power Systems" Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, page 89 and J. O. G. Tande, P. Jørgensen, "Wind Turbines' Impact on Voltage Quality", in Ed. E. Sesto, 1996.
- [21] IEC (International Electrotechnical Commission), "IEC 61000-3-6: EMC, Part 3: Limits. Section 6: Assessment of Emission Limits for Distorting Loads in MV and HV Power Systems", Basic EMC publication (technical report), www.iec.ch, 1996a
- [22] Commission of the European Communities, COM(2007) 1, "An energy policy for Europe", Brussels, pp. 4, 2007.
- [23] Commission of the European Communities, COM(2007) 723, "A European strategic energy technology plan (SET-Plan)", Brussels, 2007, pp. 2
- [24] Yüksek Planlama Kurulu, "Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği stratejisi belgesi", karar no.2009/11, 18 Mayıs 2009.
- [25] TEİAŞ Trakya Bölgesi Elektrifikasyon Haritası, www.teias.gov.tr, Mayıs 2019
- [26] Thomas Ackermann, "Wind Power in Power Systems" Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, pp. 103-110, 2009.