T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ORTAK BAĞLANTI NOKTASINA BAĞLANABİLECEK MAKSİMUM RÜZGÂR GÜCÜNÜN BELİRLENMESİ

HASAN CAN KILIÇKIRAN

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI

DANIŞMAN
PROF. DR. MUĞDEŞEM TANRIÖVEN

İSTANBUL, 2014

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ORTAK BAĞLANTI NOKTASINA BAĞLANABİLECEK MAKSİMUM RÜZGÂR GÜCÜNÜN BELİRLENMESİ

Hasan Can KILIÇKIRAN tarafından hazırlanan tez çalışması 09.06.2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

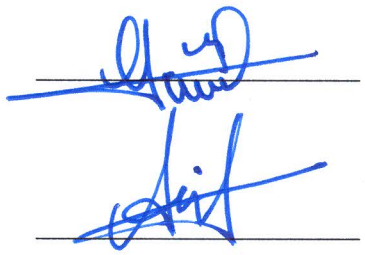
Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Yıldız Teknik Üniversitesi



Yrd. Doç. Dr. Arif KARAKAŞ

Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ömer Gül

İstanbul Teknik Üniversitesi



Bu çalışma, TÜBİTAK tarafından ‘2211 Yurt İçi Lisansüstü Burs Programı’ kapsamında desteklenmiştir.

ÖNSÖZ

Tez çalışmalarım sırasında bilgisini ve tecrübelerini benimle paylaşmaktan çekinmeyen değerli hocam Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN'e, ilgilerini ve yardımseverliklerini her zaman hissettiğim değerli hocalarım Yrd. Doç. Dr. Bedri KEKEZOĞLU ve Arş. Gör. Ali ERDUMAN'a teşekkürü bir borç bilirim.

Tüm öğrenim hayatım boyunca bana destek olan, başarılarımın arkadasındaki gizli kahramana, 'Babam'a ve hayatımdaki tüm gizli kahramanlara teşekkür ve şükranlarımı sunarım.

Bu çalışma, bana öğrenmenin verdiği hazzı gösteren, beni, merak eden, araştıran ve öğrenen bir insan olarak yetiştiren, ilk öğretmenim olan kadına, 'annem'e, onun 'tek vasiyeti'ni yerine getirmenin verdiği gurur ve hüzünle ithaf edilmiştir.

Haziran, 2014

Hasan Can KILIÇKIRAN

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ....viii

KISALTMA LİSTESİ.... x

ŞEKİL LİSTESİ....xi

ÇİZELGE LİSTESİ....xiii

ÖZET....xv

ABSTRACT....xvii

BÖLÜM 1

GİRİŞ....1

1.1 Literatür Özeti....2
1.2 Tezin Amacı....8
1.3 Orijinal Katkı....9

BÖLÜM 2

ŞEBEKE BAĞLANTI KISTASLARI....10

2.1 Faz Başına Akımı 16A'den düşük olan tesisler....11
2.2 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan ve Faz Başına Akımı 16A'den küçük olan Tesisler....12
2.5 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan ve Faz Başına Akımı 16A'den Büyük olan Tesisler....13
2.5.1 Sürekli İşletim....14
2.5.2 Düşük Frekans....14
2.5.3 Yüksek Frekans....15
2.5.4 Anormal Gerilim ve Frekans Değişimlerine Verilmesi Gereken Yanıtlar....15
2.5.5 Kısa Devre Gücü Gereksinimleri....15
2.6 Orta/Yüksek Gerilim Seviyesinden bağlı ve Faz Başına Akımı 16A'den Yüksek Olan Tesisler....15

2.6.1 Gerilim ve Frekans için Müsaade Edilen Aralıklar 16
2.6.2 Sürekli İşletim 16
2.6.3 Düşük Frekans 16
2.6.4 Yüksek Frekans 17
2.6.5 Anormal Gerilim ve Frekans Dalgalarına Verilecek Cevap 17
2.6.5.1 Anormal Gerilim Değişimleri 17
2.6.5.2 Anormal Frekans Değişimleri 18
2.6.6 Kısa Devre Gücü Gereksinimleri 20
2.7 Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği 20
2.8 Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kıstasları ... 21
2.8.1 Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Sistemlerinin Arıza Sonrası Sisteme Katkısı 21
2.8.2 Frekans Tepkisi 22
2.8.3 Reaktif Güç Kapasitesi 23
2.8.4 Reaktif Güç Desteğinin Sağlanması 25

BÖLÜM 3

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİNİN MODELLENMESİ 27

3.1 NEPLAN Güç Sistemi Analiz Programı 27
3.2 Modellenen Güç Sistemi 28
3.3 Modellenen Sistemin Parametreleri ve Değerleri 28
3.3.1 Hat Parametreleri 28
3.3.2 Transformatör Değerleri 32
3.3.3 Yük Değerleri 32
3.3.4 Rüzgâr Türbini Parametreleri 33
3.3.5 NEPLAN Güç Sistemi Analiz Programında Modellenen Çatalca Dağıtım Sistemi 35

BÖLÜM 4

MALİYET FONKSİYONLARININ ÇIKARTILMASI VE BİRİM ENERJİ MALİYETİ 37

4.1 Rüzgâr Santrallerinde Maliyet Hesabı 37
4.2 Ek Yatırım Maliyetleri 40
4.2.1 Dağıtım Hattı Maliyetleri 40
4.2.2 Transformatör Maliyetleri 42
4.3 Rüzgâr Enerjisi Birim Maliyet Algoritması 44

BÖLÜM 5

SiMÜLASYON SONUÇLARI VE SAYISAL ANALİZ 46

5.1 Yük Akışı Sonuçları 46
5.2 Dinamik Sonuçlar 51
5.3 Farklı Rüzgâr Hızları ve Uzaklıklara Bağlı Birim Enerji Maliyeti Değişimi ... 62

BÖLÜM 6
SONUÇLAR VE ÖNERİLER 66
KAYNAKLAR 68
EK-A 72
ÖZGEÇMİŞ 73

SİMGE LİSTESİ

€	Euro
A	Yıllık Yatırım Maliyeti
Al	Alüminyum
B&O	Bakım onarım maliyeti
c_k	Hattın birim kapasite değeri
c	Weibull fonksiyonu ölçek parametresi
cos φ	Güç katsayısı
e	Gerilim düşümü
f(v)	Olasılık fonksiyonu
f_grid	Şebeke frekansı
I_r	Rüzgar türbini anma çıkış akımı
i	Kredi faiz oranı
k	Weibull fonksiyonu şekil parametresi
K_{DR}	Bir direğin kilogram cinsinden toplam ağırlığı
K_i	Kilometre başına iletken ağırlığı
L	İletken uzunluğu
M_{2009}	2009 yılına ait maliyet değeri
M_{2013}	2013 yılına ait maliyet değeri
M_{DR}	Toplam direk maliyeti
m_{DR}	Birim direk maliyeti
$M_{DR\text{-}mnt}$	Direkler için toplam montaj maliyeti
$m_{DR\text{-}mnt}$	Kilogram başına direk maliyeti
M_i	Toplam iletken maliyet
m_i	Birim iletken maliyeti
M_{DH}	Toplam dağıtım hattı maliyeti
M_T	Toplam travers maliyeti
m_T	Birim travers maliyeti
n	Proje ömrü
N_{DR}	Toplam direk sayısı
N_T	Toplam travers sayısı
P	Aktif güç
P_{lt}	Uzun zamanlı fliker ölçümü
P_m	Generatörün aktif çıkış gücü
P_{st}	Kısa zamanlı fliker ölçümü
P_T	Toplam yatırım maliyeti

Q	Reaktif güç
Q	Maksimum reaktif güç
r	Hattın birim direnci
S	Görünür güç
s	Kayma miktarı
St	Çelik
u_K	Bağıl kısa devre gerilimi
U_n	Nominal faz-faz gerilimi
U_{nom}	Nominal şebeke gerilimi
U_r	Rüzgar türbini anma çıkış gerilimi
V_n	Nominal faz-nötr gerilimi
x	Hattın Birim Reaktansı
ΔP	Aktif güçteki değişim
ΔQ	Reaktif güçteki değişim
ΔU	Gerilimdeki değişim

KISALTMA LİSTESİ

DFIG	Doubly Fed Induction Generator
FRT	Fault-Ride Through
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
STATCOM	Static Synchronous Compensator
XLPE	Çapraz Bağlı Polietilen
YDO	Yeniden Değerleme Oranı

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 Fault Ride Through Eğrisi, Ortak Bağlantı Noktasındaki Gerilim Değeri 18
Şekil 2.2 Yüksek Frekans Değerleri için Aktif Güç Azaltım Değerleri 19
Şekil 2.3 Rüzgâr Türbinlerinin Ortak Bağlantı Noktasındaki Faz-Faz Gerilim Değeri ve Süresine Göre Sisteme Vermeleri Gereken Desteğin Belirlenmesi 22
Şekil 2.4 Rüzgâr Türbini Aktif Çıkış Gücü-Frekans İlişkisi 23
Şekil 2.5 Rüzgâr Santrallerinin Reaktif Güç ve Aktif Güç İlişkisi 24
Şekil 2.6 Rüzgâr Türbinlerinin Reaktif Güç ve Gerilimleri Arasındaki İlişki 25
Şekil 2.7 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Vermeleri Gereken Destek Eğrisi 26
Şekil 3.1.a Rüzgâr Türbini Generatör Parametreleri ve Değerleri 34
Şekil 3.1.b Rüzgâr Türbini Generatör Parametreleri ve Değerleri 35
Şekil 4.2 Rüzgâr Türbini Birim Enerji Maliyeti Algoritması 45
Şekil 5.1 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 52
Şekil 5.2 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü 52
Şekil 5.3 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı Genliği 53
Şekil 5.4 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 53
Şekil 5.5 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü 54
Şekil 5.6 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı 54
Şekil 5.7 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 55
Şekil 5.8 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü 55
Şekil 5.9 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı 56
Şekil 5.10 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 56
Şekil 5.11 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü 57
Şekil 5.12 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı 57

Şekil 5.13 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 58
Şekil 5.14 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü 58
Şekil 5.15 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı 59
Şekil 5.16 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 59
Şekil 5.17 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü 60
Şekil 5.18 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı 60
Şekil 5.19 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri 61
Şekil 5.20 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü 61
Şekil 5.21 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı 62

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan Faz Akımı 16A'den Küçük Üretim Tesisleri için Koruma Ayarı Sınır Değerleri 11
Çizelge 2.2 Yüksek Gerilim Seviyesinden Bağlanan Faz Akımı 16A'den Küçük Üretim Tesisleri için Koruma Ayarı Sınır Değerleri 11
Çizelge 2.3 Faz Akımı 16A'den Küçük ve Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan Tesisler için İzin Verilen En Büyük Harmonik Akım Değeri (A) 12
Çizelge 2.4 Gerilim Dalgalanması ve Fliker Şiddeti 12
Çizelge 2.5 Alçak Gerilim seviyesinden faz başına akımı 16 A'den küçük tesisler için arayüz koruma ayarları 12
Çizelge 2.6 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlı Faz Başına Akım Değeri 16A'den yüksek olan Tesisler için Arayüz Koruma Ayarı Değerleri 14
Çizelge 2.7 Düşük Frekans için Maksimum Güç Azaltımı Oranları 17
Çizelge 2.8 Yüksek Frekans Değerleri için Maksimum Güç Azaltım Oranı 17
Çizelge 2.9 İletim Sistemlerinin gerilimleri ve değişim aralıkları 20
Çizelge 3.1 İletken Parametreleri 29
Çizelge 3.2 Kablo Parametreleri 29
Çizelge 3.3 Modellenen Şebekenin Hat Parametreleri 31
Çizelge 3.4 Transformatör Parametre Değerleri 32
Çizelge 3.5 Yük Değerleri 33
Çizelge 4.1 Transformatör Güç – Maliyet İlişkisi 43
Çizelge 5.1 Bir Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 5 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 47
Çizelge 5.2 İki Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 10 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 47
Çizelge 5.3 Üç Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 15 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 47
Çizelge 5.4 Dört Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 20 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 47
Çizelge 5.5 Beş Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 25 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 48
Çizelge 5.6 Altı Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 30 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 48
Çizelge 5.7 Yedi Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 35 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 48

Çizelge 5.8 Yedi Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 35 MW) Bağlı İken Sistemde Aşım Yapan Hatlar ve Yüzde Aşım Miktarları 48
Çizelge 5.9 İlk Yedi Durum için Dağıtım Sistemine Bağlanan Rüzgâr Türbini Adedi, Kurulu Güç Değeri ve Karşılık Gelen Birim Enerji Maliyetleri 49
Çizelge 5.10 Sekiz Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 40 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri 50
Çizelge 5.11 Sekiz Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 40 MW) Bağlı İken Sistemde Aşım Yapan Hatlar ve Yüzde Aşım Miktarları 50
Çizelge 5.13 Farklı Uzaklıktaki Noktalar için Farklı Rüzgâr Hızlarına Bağlı Birim Enerji Maliyetleri 64

ÖZET

ENERJİ DAĞITIM ŞEBEKELERİNDE ORTAK BAĞLANTI NOKTASINA BAĞLANABİLECEK MAKSİMUM RÜZGÂR GÜCÜNÜN BELİRLENMESİ

Hasan Can KILIÇKIRAN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Çevreye zararlı etkileri olan fosil enerji kaynaklarının tükenmeye yüz tutması ve nükleer enerji kullanımımın dünya ülkeleri tarafından riskli bulunması gözleri yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgâr enerjisine yöneltmiştir. Rüzgâr enerjisi konusunda; generatör, rotor ve kanat gibi türbin bileşenleri ile ilgili yeni üretim teknolojileri, mevcut ya da yeni kurulacak rüzgâr enerji sistemlerin kapasite kullanım oranlarının arttırılması, çok sayıda rüzgâr türbini içeren şebekeler ve akıllı entegrasyonu, rüzgâr türbinlerinin saha yerleşimi ve şebeke bağlantı noktaları bakımından optimal konumlandırılması, en önemli AR-GE alanları arasında yer almaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde ön plana çıkan rüzgâr enerjisi, üretim kaynağı olan rüzgârın karakteristik özelliklerinden ötürü elektrik şebekelerinde istenmeyen durumlar oluşmasına sebebiyet yaratmakta olup, bu tür durumların önlenmesi için ilgili dağıtım ve iletim kuruluşlarının bir takım kısıtlamalar getirmesine yol açmıştır. Bu ülkemizde 25639 sayılı Elektrik İletim Sistemleri Arz Güvenliği Yönetmeliği'ne göre belirlenmektedir. Kısıtlama koşulları dahilinde ülkemizde şebekenin hangi noktalarına ne kadar rüzgâr türbini bağlanması gerektiği ve bunların şebekenin kaldırabileceği optimum miktarlarda olmasına karar verilmesi gerekmektedir. Bu durum ülkemizin enerji politikaları açısından da çok mühim bir role sahiptir.

Ülkemizde ele alınan rüzgâr enerji potansiyeli teknik kısıtların dikkate alınmadığı saf rüzgâr enerjisi potansiyelini ifade etmektedir. Bu potansiyelin teknik kullanılabilir kapasitesinin doğru tespit edilmesi bakımından ilgili bölgelerin rüzgâr verileri ile birlikte

değerlendirilmesi gerekmektedir. Böylece gerçekçi bir şekilde belirlenen kullanılabilir rüzgâr potansiyeli, ülkemizin rüzgâr enerjisi ile ilgili stratejilerini ve yatırım planlarını şekillendirilebilecektir.

Tez kapsamında Türkiye enerji sistemine rüzgâr enerjisinin entegrasyon basamaklarını incelemek için pilot bölge olarak seçilen Çatalca dağıtım sisteminin bir kısmı NEPLAN güç sistem analizörü programı kullanılarak modellenmiş ve şebekenin en zayıf noktasından rüzgâr enerjisi bağlantısı, şebeke kodlarına bağlı kısıtlar da göz önüne alınarak incelenmiş, rüzgar hızı verilerine dayalı olarak birim enerji maliyetleri hesaplanmıştır.

Anahtar Kelimeler: rüzgâr enerjisi, yenilenebilir enerji, şebeke kodları, şebeke entegrasyonu, güç kalitesi.

ABSTRACT

DETERMINATION OF MAXIMUM WIND POWER CONNECTION FROM POINT OF COMMON COUPLING TO DISTRIBUTION GRID

Hasan Can KILIÇKIRAN

Department of Electric Engineering

MSc. Thesis

Adviser: Prof. Dr. Muğdeşem TANRIÖVEN

Fossil fuels which are harmful for environment, tend to being exhaust and nuclear power is taken into account as a dangerous power supply, therefore wind power becomes more important and valuable option among the renewable energy. In the matter of wind power; new production technologies about component of the turbine as generator, rotor and blade, increasing capacity factor of installed or will be installed wind turbines, grids which includes many wind turbine and smart integration, allocation of wind turbine in the grid and finding an optimum point to connect the wind turbine to grid, are among the most significant R&D studies.

Wind power which is the most outstanding resources among renewable energy sources, can have negative effects on electrical power systems because of the random nature of wind which is used as primary energy source in wind turbines. Related distribution and transmission system operators have set rules which are known as grid codes, to avoid this kind of situations. In Turkey, this rules have been defined according to 'Regulation of Electricity Transmission Supply Reliability'. It has to be determined that how much wind power will be connected to the grid and which point is the most convenience point for the integration while all electrical parameters are stay in grid code limits. This situation has a crucial role for our country's energy policy.

The term that wind power potential in Turkey, is used in a wrong way to define the total wind power resources which is a case that technical constraints are not taken into account. This wind power potential has to be evaluated with region's wind data to

determine the technical utilizable capacity accurately. Therefore, wind power potential is obtained in a realistic way, so our country's strategies and investment plans can be designed.

In this thesis, Catalca distribution network has chosen as a pilot region and modelled in NEPLAN power system analyzer program, to investigate the integration steps of wind power to Turkey's power network. In this perspective, wind power connection to weakest point of grid, is investigated due to the grid code requirements and cost of unit energy is computed based on wind power data.

Keywords: wind power, renewable energy, grid codes, grid integration, power quality

BÖLÜM 1

GİRİŞ

İlerleyen teknoloji ile birlikte yük çeşitliliği ve elektrik enerjisine olan talep her geçen gün artmaktadır. Oluşan enerji talebini karşılamak amacıyla günümüze kadar fosil yakıtlardan yararlanılmaktaydı. Fosil yakıtların gerek çevresel etkileri, gerekse enerji bakımından dışa bağımlılık oluşturmaları birçok ülkeyi alternatif enerji kaynağı arayışına yöneltmiştir. Alternatif enerji kaynakları (rüzgâr, güneş, jeotermal, gelgit vb.) karbon salınımı ve yakıt maliyeti gibi avantajları ile bu alanda gelişen teknoloji sayesinde uygulanabilirlik kazanmıştır.

Birim enerji maliyeti açısından avantajlı olması, kullanılan bileşenler bakımından kolay uygulanabilir oluşu ve birçok coğrafik bölgede büyük güçlere çıkılabilmesi, rüzgâr enerjisini alternatif enerji kaynakları arasında bir adım öne çıkarmıştır.

Rüzgâr enerjisinin giriş enerjisi olarak kullandığı rüzgârın, doğası gereği genellikle elektrik şebekesinin zayıf olduğu noktalarda şiddetli olması, elektrik güç sistemleri açısından oluşabilecek güç kalitesi ve yük akışı problemlerinin incelenmesi gerekliliğini doğurmaktadır.

Tez çalışması kapsamında, bir elektrik enerji sistemi, güç sistem analizi programı ile modellenmiş, sistemin zayıf noktalarından bağlanabilecek, güç kalitesi ve yük akışı açısından herhangi değer aşımı oluşturmayacak maksimum rüzgâr gücü tespiti yapılmıştır. Ayrıca incelenen rüzgâr türbinleri birim enerji maliyeti açısından değerlendirilmiştir.

Tez çalışmasının 2. Bölüm ’ünde rüzgâr enerjisi sistemlerinin şebekeye bağlantısı için uyulması gereken kısıtlar anlatılmıştır. Bölüm 3’te, modeli oluşturulan elektrik güç sistemi ve modelde kullanılan parametre değerleri verilmiştir. Bölüm 4’te, birim enerji maliyeti yöntemi ve rüzgâr türbinlerinde kullanılan bileşenlerin maliyet fonksiyonlarının çıkartımı açıklanmıştır. 5. Bölüm’de, simulasyon sonuçları ve rüzgar enerji sistemlerinin şebeke kısıtları göz önüne alınarak oluşturulan birim enerji maliyeti için sayısal analizler yapılmıştır. Son olarak 6. Bölüm’de ise, sonuçlar ve öneriler belirtilmiştir.

1.1 Literatür Özeti

Yapılan çalışma ile ilgili literatür aşağıda özetlenmiştir.

Nick ve arkadaşları IEEE 24 baralı sistem için, rüzgâr santrallerinin en uygun kurulumunu analiz etmişlerdir. Bu analiz gerçekleştirilirken sistem kısıtları ve santrallerin kurulduğu noktalardaki rüzgâr potansiyelleri de göz önüne alınmıştır. Kurdukları problemi Bender ayırma metodu ile ana ve yardımcı fonksiyonlara ayrıştırarak çözmüşlerdir. Elde ettikleri sonuçlara göre, en yüksek kurulu gücü rüzgâr potansiyeli en yüksek noktada olmasına rağmen, yatırım maliyetleri ve iletim hattı kısıtları da düşünüldüğünde rüzgâr potansiyeli yönünden daha düşük noktalara da belirli bir gücün kurulması gerektiğini gözlemlemişlerdir [1].

Kansal ve arkadaşları, iletim kayıplarını en aza indirmek ve gerilimi daha düzenli hale getirmek amaçlarıyla parçacık kolonisi optimizasyonunu rüzgâr türbinlerinin yerleşimi problemine uygulamışlardır. Çalışmalarında her bara için, iletim kaybı açısından en uygun rüzgâr türbini gücünü bulmak amacıyla sırasıyla 33 ve 69 baralı sistemler üzerinde optimazsyon yöntemini denemişlerdir. Yapılan çalışma sonucunda rüzgâr türbinlerinin doğru yerleştirilmesi ile güç sistem kayıplarının azaltılabileceği ortaya konmuştur [2].

Rosseti ve arkadaşları, dağıtık enerji sistemlerinin şebeke içerisindeki hat kayıpları göz önüne alınarak en uygun biçimde yerleştirilmesini incelemişlerdir. Klasik güç sistemlerinde uygulanan güç akış analizini dağıtık sistemler için de kullanmışlardır. Bu yöntem uygulanırken yüklerdeki değişimler de yük akış hesabına katılmıştır. Çalışmalarının sonunda bu kullanılan yöntemin kabul edilebilir biçimde güç sistemlerinde uygulanabileceğini saptamışlardır [3].

Erlich ve Brakelmann, Almanya'nın ilgili şebeke kodlarını rüzgâr türbinleri açısından ele almışlardır. Rüzgâr türbinlerinin statik ve dinamik davranışlarının kodlarda belirtildiğini, güç sistem operatörlerinin yeni türbin teknolojilerini de göz önüne alıp, simulasyonlarla bu kodları revize etmeleri gerektiğine değinmişlerdir. Bu doğrultuda oluşturdukları simulasyon türbin modellerini arıza sonrası davranış ve reaktif güç açısından analiz etmişlerdir [4].

Rahmann ve Palma-Behnke, rüzgâr türbinlerinin şebeke açısından güvenli ve stabiliteyi koruyacak şekilde planlanmış bir şebeke içerisine dağıtılması yönünde bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Bu amaç doğrultusunda oluşturdukları optimizasyon algoritması içinde sistem kısıtlarını göz önüne alarak rüzgâr türbinlerinin mevcut bir şebekeye bağlantısını incelemişlerdir. Rüzgâr türbini bağlantılarının, şebeke kısıtları göz önüne alınarak incelenmesi durumunda yatırım maliyetlerinin düşmesinin yanı sıra güç sistemi stabilitesinin korunması için gerekli olan donanım maliyetinin de azaltıldığını göstermişlerdir [5].

Burke and O'Malley, çalışmalarında rüzgâr türbinlerinin şebeke bağlantılarını güç sistemleri kısıtlarını da dikkate alarak incelemişlerdir. Rüzgâr türbinlerinin şebeke içerindeki en uygun ve güvenli olarak bağlanabilecek noktasını bulabilmek amacıyla, ardışık olasılıksal güç akış yöntemini, lineer fonksiyonlar için kısıt azaltma yöntemi ile birleştirerek bir optimizasyon tekniği geliştirmişlerdir. Oluşturdukları optimizasyon programını IEEE'nin 14 baralı sistemini modifiye ederek uygulamışlardır [6].

Alegria ve arkadaşları, çalışmalarında rüzgâr çitliklerinin bağlantı problemlerini ve şebeke kodlarının güç kalitesi ve stabilite açısından problem oluşturmadan rüzgâr türbinlerinin şebekeye entegrasyonunu değerlendirmişler ve şebeke kodlarında yapılabilecek değişiklere değinmişlerdir. Yaptıkları çalışma sonucunda, rüzgâr türbinlerinin gerilim ve reaktif güç kontrolü, frekans kontrolü ve hata sonrası sisteme katkı gibi unsurları barıdırmasının şebeke açısından gerekliliğini vurgulamışlardır [7].

Wessels ve arkadaşları, çift beslemeli asenkron generatör kullanan bir rüzgâr türbininde bağlantı noktası geriliminin 100 ms boyunca %37 değerine düşmesi durumunda koruma yapabilmek için bir 'dinamik gerilim besleyici' tasarlamışlar ve bunu klasik koruma yöntemi olan resistif yük bağlayarak koruma ile karşılaştırmışlardır. Matlab/SIMULINK'te

rüzgâr türbinini, PLECS'te ise içindeki güç elektroniği elemanlarını 2 MW'lık güç için modellemiş ve bu sonuçları laboratuvarda 22 kW'lık generatör için denemişlerdir. Elde eldilen sonuçlar dâhilinde gerilim düşmelerine karşı 'dinamik gerilim besleyici' kullanmanın mekanik dalgalanmaları azaltmanın yanı sıra, reaktif güç çekimini ve buna bağlı olarak da gerilim düşümünü azaltacağını göstermişlerdir [8].

Feltes ve arkadaşları, çift beslemeli asenkron generatör ile çalışan bir rüzgâr türbininin rotor ve stator tarafı dönüştürücülerinin kontrol algoritmalarını geliştirerek, şebeke geriliminin %40 ve %20'lik değerlerine indiği anlar için simülasyon ortamında inceleme yapmışlardır. Gerilim desteğinin daha uzun süre sağlanmasını amaçlayan bu kontrol algoritmaları, mevcut DFIG türbinlerin yeni 'Alman şebeke kodları' ile uyumlu çalışmasını sağlamış ve işletimde olan rüzgâr türbinlerinin de güncellenmesi gerekliliğini desteklemiştir [9].

Qiao ve arkadaşları, rüzgâr çiftliklerinin birden fazla rüzgâr türbininden oluştuğu gerçeğine dayanarak çiftlik modellerinin gerçeğe yakın olarak modellenmesi üzerine yaptıkları çalışmalarında 30 MW'lık bir rüzgâr çitfliğinin; detaylı modelini, 30 MW'lık rotor ve generatörden oluşan tekli modelini, 10 MW'lık 3 tane rotor ile 30 MW'lık generatörden oluşan ve 10'ar MW'lık rotor ile generatörden oluşan çoklu modellerini düzenli (nominal'e yakın) ve düzensiz rüzgâr altında kıyaslamışlardır. Dinamik analiz açısından, düzenli rüzgâr altında tekli modelin, düzensiz rüzgâr rejimi altında ise çoklu modelin detaylı model ile aynı sonuçları (aktif güç, reaktif güç ve gerilim parametreleri açısından) verdiklerini ortaya koymuşlardır [10].

Seman ve arkadaşları, 2 MW'lık çift beslemeli asenkron generatör ile beslenen bir rüzgâr türbinine ait saha ölçümlerini, simülasyon ortamında oluşturdukları model ile kıyaslamışlardır. Ortak bağlantı noktasının gerilim değerinin %20'sine ve %0'a düştüğü durumlar için simülasyon sonuçları ile sahadan aldıkları sonuçları kıyaslamışlar ve simülasyon sonuçlarının gerilim çökmeleri için doğrulamasını gerçeklemişlerdir. Bu sonuçlar dâhilinde oluşturulan simülasyonun bir rüzgâr çiftliğinin davranışını incelemekteki faydasını ortaya koymuşlardır [11].

Dragomir ve arkadaşları, rüzgâr türbinlerinin şebeke bağlantısı için teknik gereklilikleri sıralamış ve bunların kullanılan generatör tipine göre değişkenlik gösterdiğini

söylemişlerdir. Ayrıca şebeke kodunun barındırdığı kıstasları (gerilim, fliker gibi) açıklamışlardır [12].

Zhou ve arkadaşları, rüzgâr türbinlerinin düşük kısa devre güçlü (zayıf) şebekelere bağlantısı problemlerini, gerilim kararlılığı, küçük sinyal kararlılığı ve geçici rejim kararlılığı açısından incelemişlerdir. Gerilim değerinin istenilen değerde tutulmasının, şebekenin veya generatörün reaktif güç desteği sağlama kapasitesiyle alakalı olduğunu belirterek, oluşturdukları gerilim kontrol ünitelerini, literatürde bulunan metotlarla kıyaslamışlardır [13].

El-Helw ve Tennakoon, sincap kafesli asenkron generatör içeren 2,3 MW'lık rüzgâr türbinlerinden oluşan bir rüzgâr çiftliğinin şebeke kodlarını karşılaması için gerekli olan STATCOM'un boyutlandırılması durumunu ele almışlardır. Bu boyulandırma yapılırken kararlı hal ve geçici rejim durumlarının düşünülmesinin yanında bağlantı noktasının kısa devre gücünün de göz önüne alınması gerektiğini savunmuşlardır. Ayrıca, türbin ile ortak bağlantı noktası arasındaki elektriksel elemanların kısa devre karakteristiklerinin de hesaba katılması gerektiğini vurgulamışlardır [14].

Kyaw ve Ramachandaramurthy, çift beslemeli asenkron generatörlerin 3 fazlı kısa devre anında şebekeye reaktif güç desteği sağlayarak gerilim regulasyonuna katkıda bulunması için bir kontrolör önermişlerdir. Önerilen kontrolör ile rüzgâr türbinlerinin kısa devre anında şebeke kodlarını sağlayarak şebekeye bağlı çalışmasının yanısıra değişken rüzgâr hızları için maksimum aktif güç üretimi sağlamasını hedeflemişlerdir. Tasarlanan kontrolör bu amaçlar doğrultusunda konverter ve kanat açısını kontrol etmek üzere çalışmaktadır [15].

Tande ve Uhlen, rüzgâr türbinlerinin kısa devre gücü düşük (zayıf) şebekelere bağlantı problemlerini ve bunların çözümlerini incelemişlerdir. Çalışmalarında, rüzgâr türbini için gerilim, termal sınırlar ve frekans olarak ana başlıklara ayırmış, çok zayıf olmayan şebekeler için frekansın göz ardı edilmesi gerektiğini vurgulayarak gerilim ve termal kısıtları detaylı olarak analiz etmişlerdir [16].

Elombo ve arkadaşları, rüzgâr enerjisinin elektrik şebekeleri üzerinde oluşturabilecekleri etkileri çalışmalarına konu etmişlerdir. İki ayrı rüzgâr türbini çeşidi için (doğrudan bağlı ve çift beslemeli generatörler) şebeke üzerinde oluşan etkiler üzerine odaklanmışlar ve

bunları birbiriyle kıyaslamışlardır. Rüzgâr türbinlerinin bağlantı noktaları ve şebekenin gerilim regülasyonu başlıkları, değişik senaryolar için incelemişlerdir [17].

Shien ve arkadaşları, yüklerden uzakta ve kısa devre gücü düşük (zayıf) bir şebeke için iletim hattı aşımı, gerilim dalgalanmaları ve geçici rejim durumları gibi başlıkları rüzgâr enerji sistemlerinin bağlantısı için incelemişlerdir. Rüzgâr enerjisinin tahmin edilemeyen giriş enerjisinden dolayı şebekede yaşanabilecek arz-talep dengesizliği problemlerini ve bunlara uygun çözümleri çalışmalarında sunmuşlardır [18].

Qingru, Q. ve Chunpeng, Z., büyük ölçekli rüzgâr türbinlerinin şebeke entegrasyonu ile ilgili konuları ele almışlardır. Rüzgâr enerjisinin şebeke içerisindeki dağılımı, rüzgâr çiftliği ve uygun şebeke tasarımı ve bu çiftliğin şebeke bağlantısıyla alakalı incelenmesi gereken konuları sıralamışlar ve gelecekte yaşanabilecek sorunlarla ilgili görüşlerini aktarmışlardır [19].

Xing-wei ve arkadaşları, gerçek bir güç sistemini modelleyip zaman domeninde simule etmişlerdir. Elde ettikleri sonuçlar doğrultusunda, rüzgâr enerjisinin, geleneksel enerji kaynakları problemlerine ek olarak, iletim hatlarının termal kapasite zorlanması, geçici durum gerilim kararlılığı gibi sorunlar oluşturduğunu, ayrıca rüzgâr türbinleri tam yük ve sıfır yük altında iken reaktif güç kontrol zorluğu ve giriş enerji salınımına bağlı olarak gerilim dalgalanması gibi problemlerin oluştuğunu gözlemişlerdir [20].

Zou ve Zhou, rüzgâr türbinlerinin gerilim kararlılığını ele almışlardır. Rüzgâr türbinlerinin uçlarında 3-faz kısa devre meydana gelmesi durumunda verdikleri cevapları ve gerilim düşümü problemine çözüm olarak STATCOM kullanımını incelemişlerdir. Çalışmalarının sonucu olarak uygun bir çözüm kullanıldığı takdirde rüzgâr çiftliğinin gerilim cevabının düzeldiğini belirtmişlerdir [21].

Estanqueiro ve arkadaşları, tek bir türbinden rüzgâr çiftliğine kadar olan geniş bir aralık için şebeke kodlarını gözden geçirmişlerdir ve rüzgâr santrali davranışını açıklamışlardır. Ayrıca, rüzgâr türbinlerinin güç karakteristiğine etki eden parametreleri de sıralamışlardır [22].

Shinde ve arkadaşları, rüzgâr türbinlerinin kısa devre gücü düşük (zayıf) şebekelere bağlanması durumunda reaktif güç ve gerilim regülasyonunu geçici rejim için incelemişlerdir. Rüzgâr türbinlerinde kullanılan asenkron generatörlerin şebekeden

reaktif güç çekmesine bağlı olarak zayıf şebekelerde güç kalitesinin gözlendiğini vurgulayıp, bir şebeke ve rüzgâr türbinini Matlab\SIMULINK programını kullanarak simule etmişlerdir [23].

Liu ve arkadaşları, rüzgâr türbinlerinin şebeke entegrasyonu için incelenmesi gereken parametreleri, güç sistemi işletim programlanması, yük akışı ve iletim hattı kapasitesi, kararlı ve geçici rejim gerilim stabilitesi, kısa devre kapasitesi ve frekans kararlılığı olmak üzere sıralamışlardır. Bu incelemeler neticesinde rüzgâr enerjisinin entegrasyonu için en önemli limitin güç taşıma kapasitesi kısıtı olacağını belirtmişlerdir [24].

Fleury ve arkadaşları, Brezilya güç sistemine rüzgâr enerjisi bağlantısını inceledikleri çalışmalarında, entegrasyon aşamasında kurulması planlanan türbinlerin mevcut kapasiteyi aşması, kontrol ve kumanda parametrelerinin gözden geçirilmesi gibi sorunların oluşabileceğine değinmişlerdir. Bu noktada sistemi oluşturan tüm ekipmanların nominal değerlerinin kontrol edilmesinin gerekli olduğunu, aksi halde sistemin dinamik performansının etkileneceğini vurgulamışlardır [25].

Karki ve Patel, rüzgâr enerjisi sistemlerinin çıkış güçlerinin sıfır ve nominal aralığında dalgalandığını ve bu durumun güç sistemlerinin planlanması aşamasında göz önüne alınması gerekliliğinden yola çıkarak, sistem içinde rüzgâr enerjisinin müsaade edilecek boyutunu hesaplamak amacıyla ekonomik kriterleri de göz önüne alarak analitik bir yöntem geliştirmişlerdir. [26].

Xie ve arkadaşları, büyük ölçekli rüzgâr santrallerinin güç sistemleri üzerindeki belli başlı etkilerini, dağıtım planlanması, frekans regülasyonu ve sistem kararlılığı olarak çalışmalarında sıralamışlar ve entegrasyon çözümü için izlenebilecek çözüm yollarını belirtmişlerdir [27].

Tsili ve Papathanassiou, rüzgâr santrali işletimi için önceki tecrübelere dayanarak oluşturulan şebeke kodlarının genel değerlendirmesini yaptıkları çalışmalarında, bu kodlar içinde en yaygın olarak kullanılan başlıklar olan aktif-reaktif güç regülasyonu, gerilim ve frekans işletme limitleri, hata anında rüzgâr santrali davranışları gibi başlıkları özetlemişlerdir. Rüzgâr türbinlerinde kullanılan teknolojileri ve bu teknolojilerin şebeke kodlarıyla uyumunu değerlendirmişlerdir. Ayrıca rüzgâr türbinlerinin geleneksel üretim tipleriyle karşılaştırmasını yapmışlardır [28].

Bachmann ve arkadaşları, Almanya'da rüzgâr türbini işletiminde dikkat edilen şebeke kodlarını ve zaman içinde şebeke işletim operatörlerinin rüzgâr türbinlerinden beklediği özelliklerin üzerinde durmuşlardır. Buna ek olarak, şebeke kodlarında yer alan başlıkları ve bunlarla ilgili limitleri belirtmişlerdir [29].

Feltes ve arkadaşları, çift beslemeli asenkron generatör kullanılan rüzgâr türbinleri ile geleneksel üretim santrallerinin arıza sonrası davranışları incelemişler ve bu davranışların şebeke kodları ile uyumunu sınamışlardır. Aşırı gerilim düşümlerinde geleneksel türbinlerin, daha küçük gerilim düşümlerinde ise çift beslemeli asenkron generatörlerin şebekeye daha fazla reaktif güç desteği sağladığını ortaya koymuşlardır [30].

1.2 Tezin Amacı

Elektrik enerji üretimi, mevcut kaynakların doğa içinde dağınık bir halde bulunmasına bağlı olarak, genellikle tüketim merkezlerine uzak noktalarda gerçekleşir. Bu durum elektrik enerjisinin yüklere ulaştırılması için elektrik enerji güç sistemlerinin kullanılmasını zorunlu kılmıştır. Elektrik güç sistemleri, tahmin edilebilirlik, plan ve programlılık, güvenilirlik gibi unsurları içinde barındırması beklenen sistemlerdir ve tasarımları yapılırken bu hususlar göz önünde bulundurulur. Buna ek olarak, günümüzde güç kalitesi parametreleri mevzuatlar çerçevesinde belirlenmiş ve son kullanıcıya bu parametrelere uygun enerji sağlanması dağıtım şirketlerinin sorumluluğu altına alınmıştır.

Rüzgâr enerjisi, geleneksel enerji kaynaklarının aksine doğanın birçok noktasında mevcut olup, kontrol veya depo edilemez bir şekilde oluşmaktadır. Bu noktada geleneksel üretim santrallerinde kullanılan generatörler istenen dönüş hızında çalıştırılabilirken, rüzgâr enerjisine dayalı üretim sistemleri rüzgâr hızının değişmesine bağlı olarak değişken generatör hızlarında çalışmaya maruz kalır. Bu durum, rüzgâr enerjisi için değişken hızlarda daha verimli çalışabilecek generatör tiplerinin tasarımına yol açmıştır. Bu generatörlerin her geçen gün daha büyük güçlere ulaşmasına bağlı olarak, güç kalitesi parametreleri yönünden istenen ölçütlere uyumlulukları elektrik güç sistemleri açısından daha fazla bir önem arz etmeye başlamıştır. Ayrıca, bu ölçütlerin sağlanması için bazı durumlarda ek yatırımların yapılması gereklidir.

Tez çalışması kapsamında, rüzgâr enerjisine dayalı üretim yapan santrallerin elektrik güç şebekesi üzerindeki etkileri, bu etkilerin yasal olarak belirlenen güç kalitesi ölçütleriyle uyumluluğu ve rüzgâr santrallerinin sorunsuz olarak elektrik güç sistemlerine bağlanması için gerekli yatırımlar göz önüne alınarak, birim enerji maliyetinin hesaplanması hedeflemiştir. Bunun yanında yapılacak yeni yatırımlar ile birim enerji maliyetinin belirlenen sınırlar dahilinde kalması ön koşulu ile bağlanabilecek rüzgâr gücünün ne kadar arttırılabileceğinin sorgulanması amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda elektrik şebekesi modeli oluşturularak, rüzgâr santrali bağlantısı sonrasında sistemin davranışı incelenecek ve istenen ölçütlerle uyumlu üretim durumları için enerji maliyeti elde edilmiştir.

1.3 Orijinal Katkı

Rüzgâr enerjisinin bir nokta için belirlenmesi hususu, mevcut bölgedeki ölçümlere bağlı olarak rüzgâr esme olasılıklarının ve esen rüzgâr şiddetinin göz önüne alınması temeline dayanmaktadır. Çoğunlukla, üretmek kadar iletmenin de önemli olduğu, mevcut bölgenin elektrik enerji şebekesi yönünden gerekli altyapısı olup olmadığı ise göz ardı edilmektedir. Bu nedenle hesap edilen rüzgâr potansiyeli verileri ve buna bağlı olan birim rüzgâr enerji maliyetleri gerçeği yansıtmamaktadır. Bu çalışma sayesinde, bir nokta için rüzgâr enerjisi kurulumu ve enerji maliyeti incelenirken, göz önüne alınması zorunlu ve yasal olarak ölçütlendirilmiş elektriksel parametreler, mevcut şebeke kapasitesi, rüzgâr enerji santral kurulumu birlikte ele alınarak birim enerji maliyeti daha gerçekçi bir yaklaşımla elde edilebilecektir.

BÖLÜM 2

ŞEBEKE BAĞLANTI KISTASLARI

Dağıtım ve iletim hatlarına bağlanacak üretim birimleri, dağıtılan enerjinin belirli standartlara uyumlu kalabilmesi için yasalarla belirlenmiş kurallara tabi çalışmalıdırlar. Dünya genelinde elektrik enerji güç sistemleri içinde, dağıtık enerji üretim birimlerini kullanmaya başlayan ülkelerde, hükümetler yayınladıkları yönetmelik veya genelgelerle üretim ünitelerinin uyması gereken sınırları belirlemişlerdir [31]. Bu değerler çoğunlukla tecrübelere dayalı sonuçlardan elde edilen çıkarımlara dayalı oluşturulduğu için ülkeden ülkeye güç sistemlerinin değişiklik göstermesi de göz önüne alınınca, her ülke için farklı bir mevzuat ortaya çıkarılmıştır.

Türkiye'de, 2 Ekim 2013 günü yayınlanan 'Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ'nde, enerji şebekesine dağıtım veya iletim seviyesinden bağlanacak üretim birimlerinin faz başına akımı 16A'den küçük olan tesislerin yönetmelikte belirtilen değerlere, faz başına akımları 16A'den büyük tesisler için ise TS EN 61000 serisinden uygun olan standarttaki değerlere uyması gerektiği belirtilmiştir. Bu düzenlemelere ek olarak, kurulu gücü 10 MW'ın üzerinde olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim sistemlerinin şebeke bağlantı kıstasları ayrıca belirtilmiştir.

Bu bölümde, Türkiye'de kurulacak veya kurulmuş olan bir rüzgâr enerjisi sisteminin uyması gereken kurallar, kurulu güç değerleri geniş bir aralık için incelenecek ve ayrıntı olarak açıklanacaktır. Yine bu bölümde belirtilen ve açıklanan maddeler alındıkları standartların tamamını kapsamazlar, sadece çalışma ile ilgili olan maddeler alıntılanmış ve açıklamaları yapılmıştır. Daha geniş bilgi ve teknik sorumluluklar için ilgili standartların incelenmesi gereklidir.

2.1 Faz Başına Akımı 16A'den düşük olan tesisler

Faz başına akımı 16A'den küçük olan tesisler, ' Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ' e bağlı olarak çalışmak zorundadırlar. Bu yönetmelikte bulunan 'Genel Hükümler' başlığı altında madde 7.8'de belirtildiği gibi faz başına akımı 16A'den düşük tesisler aynı yönetmeliğin Ek-1.4'ünde verilen değerlere uymalıdırlar. Bu sınıfa giren tesisler için alçak gerilim ve yüksek gerilim seviyesinden olmak üzere iki ayrı seviyeden bağlantı imkânı vardır. Çizelge 2.1 ve Çizelge 2.2'de sırasıyla alçak gerilim ve yüksek gerilim seviyeleri için sınır değerler görülmektedir [35].

Çizelge 2.1 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan Faz Akımı 16A'den Küçük Üretim Tesisleri için Koruma Ayarı Sınır Değerleri [35]

Parametre	**En Uzun Temizleme Süresi**	**Açma Ayarı**
Aşırı Gerilim	0,2 sn	264,5 V
Düşük Gerilim Kademe 1	1,5 sn	195,5 V – 184 V aralığı
Düşük Gerilim Kademe 2	0,2 sn	115 V - 57,5 V aralığı
Aşırı Frekans	0,5 sn	51 Hz
Düşük Frekans	0,5 sn	47 Hz

Çizelge 2.2 Yüksek Gerilim Seviyesinden Bağlanan Faz Akımı 16A'den Küçük Üretim Tesisleri için Koruma Ayarı Sınır Değerleri [35]

Parametre	**En Uzun Temizleme Süresi**	**Açma Ayarı**
Aşırı Gerilim Kademe 1	0,2 sn	V_n x 1.2
Aşırı Gerilim Kademe 2	1,0 sn	V_n x 1.1 < V < V_n x 1.2
Düşük Gerilim Kademe 1	2,0 sn	V_n x 0.5 < V < V_n x 0.88
Düşük Gerilim Kademe 2	0,2 sn	V < V_n x 0.5
Aşırı Frekans	0,2 sn	51 Hz
Düşük Frekans	0,2 sn	47 Hz

Çizelge 2.1'de verilen 'Düşük Gerilim Kademe 1' ve 'Düşük Gerilim Kademe 2' değerlerine karşılık gelen açma ayarı aralığında herhangi bir değer için bağlı bulunulan dağıtım şirketi talepte bulunup tesisin o değeri açma ayarı olarak almasını isteyebilmektedir [35].

Çizelge 2.3 Faz Akımı 16A'den Küçük ve Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan Tesisler için İzin Verilen En Büyük Harmonik Akım Değeri (A) [35]

Harmonik	2.	3.	5.	7.	9.	11.	13.	15. < n < 19.
Sınır	1,08	2,3	1,14	0,77	0,4	0,33	0,21	0,15

Çizelge 2.3'te verilen değerler alçak gerilim seviyesinden bağlanmış ve faz başına akımı 16A'den ufak olan tesisler için uyulması gereken harmonik sınırlarıdır. Çizelgeden de görüleceği üzere söz konusu niteliklerdeki tesisin 3. Harmonik değeri 2,3 A'in altında ve 5. Harmonik değeri ise 1,14 A'den az olmak zorundadır.

Çizelge 2.4 Gerilim Dalgalanması ve Fliker Şiddeti [35]

	Gerilim Dalgalanması		Fliker Şiddeti	
	Devreye Girerken	Devreden Çıkarken	Normal Çalışma Anında	
Üst Sınır Değer	%3,3	%3,3	P_{st} = 1,0	P_{lt} = 0,65

2.2 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan ve Faz Başına Akımı 16A'den küçük olan Tesisler

Anma gerilimi 230/400 V veya çok fazlı 230 V (faz-faz arası) olan ve faz başına akımı 16 A'den küçük veya eşit olan tesisler/mikrojeneratörler için TS EN 50438 standardında belirtilen koşullar geçerlidir. Bu tanıma uyan üretim birimleri için arayüz koruma değerleri Çizelge 2.5'te verilmiştir [36].

Çizelge 2.5 Alçak Gerilim seviyesinden faz başına akımı 16 A'den küçük tesisler için arayüz koruma ayarları [36]

Parametre	**En Uzun Temizleme Süresi**	**Açma Ayarı**
Aşırı gerilim	0,2 sn	264,5 V
Düşük Gerilim	1,5 sn	195,5 V
Aşırı Frekans	0,5 sn	51 Hz
Düşük Frekans	0,5 sn	47 Hz

Çizelge 2.5'ten görüldüğü üzere alçak gerilim seviyesinden bağlı faz başına 16 ampere veya daha düşük bir akım değerine sahip bir mikrojeneratörün gerilimi 264,5 V'u geçtiğinde en fazla 0,2 saniye sonra bağlı olduğu noktadan ayrılmalıdır. Buna ek olarak, jeneratörün bağlantı noktasından ölçülen frekansının 47 Hz'in altına düştüğü durum için

0,5 saniye sonra şebekeden ayrılması gereklidir. Şebekeden ayrılan üretim birimlerinin tekrar bağlanmaları için belirtilen sınır değerler içinde; mekanik alternatif akım üretimi için 3 dakika, evirici kullanan sistemler için 20 saniye kalmaları gerekmektedir. Söz konusu olan üretim birimlerinin harmonik açısından EN 61000-3-2 standardında belirtilmiş olan 'Sınıf A' kategorisine uyumlu olmaları istenmektedir. (Çizelge 2.3'te verilen değerler belirtilen standarttan alınmıştır.) Gerilim dalgalanmaları ve kırpışma (fliker) için ise EN 61000-3-3 standardında belirtilen değerlerini sağlamaları gereklidir. (Çizelge 2.4'te verilen değerler belirtilen standarttan alınmıştır.) Bu tür sistemlerin şebekeye doğru akım vermesi tamamiyle yasaklanmıştır. Buna ek olarak, güç faktörleri, aktif çıkış gücünün beyan edilen çıkış gücünün %20 kadar üzerinde olması şartını sağlamak koşuluyla, 0,95 ileri veya 0,95 geri arasında olabilir [36].

2.5 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlanan ve Faz Başına Akımı 16A'den Büyük olan Tesisler

Alçak gerilim seviyesinden güç sistemine bağlanan ve faz başına akımı 16A'den yüksek olan üretim birimleri CLC/FprTS 50549-1:2011 sayılı standartta belirtilen değerlere uymak zorundadırlar. Çizelge 2.6'da belirtilen standartta geçen arayüz koruma ayarları için gerilim ve frekans değerleri verilmiştir. Bu değerler ulusal kodların mevcut olmadığı durumlarda geçerlidir [37].

Çizelge 2.6 Alçak Gerilim Seviyesinden Bağlı Faz Başına Akım Değeri 16A'den yüksek olan Tesisler için Arayüz Koruma Ayarı Değerleri [37]

Kriter İsmi	Alt başlık	En uzun Temizleme süresi	Sınır Değerler	Maksimum Güç Azaltımı
Gerilim	Normal İşletme Gerilimi	-	%90 Vn < Vn < %110 Vn	-
Frekans	Normal İşletme Frekansı	-	47,5 Hz. < f < 50,2 Hz.	-
	Düşük Frekans (49,5 Hz. Altı) Değerlerine göre Bağlı Kalma süresi	> 3 dk.	47,5 < f < 48,0	< %15
		> 30 dk.	48,0 < f < 49,0	< %10
		> 5 Saat	49,0 < f < 49,5	< %10
	Yüksek Frekans	> 15 dk.	50,2 < f < 52,0	Hertz Başına %40
	Anormal Frekans Değişimi	-	f > 50,2 Hz	ΔP =20xP_M x (50,2-f_grid)/50

Generatörler maksimum gerilim ve frekans değişimlerine karşı dayanıklı olmalı ve bu esnada çıkış güçlerini mümkün olduğu kadar minimum şekilde azaltmalıdırlar. 47,5 Hz ve 50,2 Hz. Aralığında gerilim koruma elemanı devreyi açana kadar şebekeye bağlı olarak çalışmalıdırlar. 30 kVA'nın altındaki 'Stirling Motorları' için istisnai durumlar dikkate alınabilir. Dağıtım şebekesiyle paralel çalışma durumları için otomatik başlatma ve senkronizasyon, gerilim ve frekans değerleri istenen aralıklaysa mümkün olabilir.

2.5.1 Sürekli İşletim

Yukarıda belirtilen bağlantı kıstaslarına sahip üretim birimleri, kararlı işletme durumunda beyan gerilimlerinin %90'ı ve %110'u arasında kalmalıdır. Aksi durumlarda şebekeden ayrılmadan, düşük veya aşırı gerilim rölesi devreyi açıp üretim birimini şebekeden ayırana kadar minimum güç azaltımı yaparak çalışmaya devam etmelidir. Gerilim değeri U_n-5 % > U $\geq$ U_n – 10 % ve U_n+5 % > U $\geq$ U_n + 10 % arasında iken generatörler güç faktörleri 0,95'e kadar (ileri veya geri) çalıştırılmalıdır [37].

2.5.2 Düşük Frekans

Generatörün frekans değeri 49,5 Hz.'in altında iken ve gerilim değeri müsaade edilen aralığında herhangi bir değerinde iken, generatörün frekans değerine ve bu frekansın

ölçüldüğü süreye bağlı olarak çıkış gücündeki maksimum azalma Çizelge 2.6'ya göre belirlenir [37].

2.5.3 Yüksek Frekans

Frekans değeri 50,2 Hz.'in üzerinde ve gerilim değeri müsaade edilen aralıkta herhangi bir değerde iken generatör çıkış gücünü Çizelge 2.6'da 50,2 Hz. ile 52 Hz. Frekans aralığına denk gelen güç değerine göre azaltarak çalışmaya devam etmelidir [37].

2.5.4 Anormal Gerilim ve Frekans Değişimlerine Verilmesi Gereken Yanıtlar

Generatörün çıkış fazlarında asimetrik arızalar meydana geldiği anda, arıza bulunmayan fazların ortak bağlantı noktasındaki gerilim değerleri nominal gerilim değerlerinin en fazla 1,1 katı olacak şekilde tutulmalıdır. Frekans değeri 50,2 Hz.'e eşit veya bu değerden daha üst bir değerde iken, generatör aktif çıkış gücünü azaltmalıdır. Bu azaltım değeri Hertz başına %40 olarak belirlenmiştir. Frekans değeri için uyulması gereken parametreler ve grafik değeri '2.4.5.1 Anormal Frekans Değişimleri' başlığı altında detaylıca açıklanan kısıma özdeştir [37].

2.5.5 Kısa Devre Gücü Gereksinimleri

Elektrik şebekesinin kararlılığı ve reaktif güç regülasyonu açısından gerilim çökmesinin yaşandığı anlarda ortak bağlantı noktasının generatörler tarafından beslenmesi istenmektedir. Bu sebeple şebekeyle senkron bir şekilde çalışan generatörlerin 0,45 pu veya daha yüksek bir değerde kısa devre güçlerinin olması istenmektedir [37].

2.6 Orta/Yüksek Gerilim Seviyesinden bağlı ve Faz Başına Akımı 16A'den Yüksek Olan Tesisler

Faz başına akımı 16A'den yüksek ve orta/yüksek gerilim seviyesinden güç sistemine bağlanacak olan generatörler/tesisler, CLC\FprTs 50549-2:2011 standardında belirtilmiş olan ölçütlere uymak zorundadırlar [38].

2.6.1 Gerilim ve Frekans için Müsaade Edilen Aralıklar

CLC\FprTs 50549-2:2011 standardında verilen gerilim ve frekans aralıkları, ilgili parametreler için ulusal bağlantı kodların belirlenmediği durumlarda uygulanırlar. Aksi durumlar için, ulusal bağlantı kodların var olduğu durumlarda, bu standartta belirtilen ölçütler uygulanmazlar.

Belirtilen tanıma uyan generatörler maksimum çıkış güçlerini mümkün olduğu kadar az miktarda düşürürken, ortak bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans değişimlerine karşı dayanıklı olarak çalışabilmelidirler. Müsaade edilen frekans aralığında (47,5 Hz – 50,2 Hz) generatör gerilim koruma ünitesi devreyi açana kadar sisteme bağlı olarak kalmalıdır. Bu kural 30kVA'nın altındaki doğrudan bağlı 'Stirling Motorları' için esnetilebilir. Paralel çalışma için otomatik başlatma ve senkronizasyon gerilim ve frekans belirtilen aralıklardayken yapılabilir [38].

2.6.2 Sürekli İşletim

Tüm frekans aralığı için gerilim değerinin müsaade edilen çalışma aralığı nominal gerilimin $\pm$%10'u kadardır. Gerilim +%10'un üzerindeyken veya -%10'un altındayken generatör, alçak ya da yüksek gerilim koruma elemanı devreyi açana kadar sisteme bağlı olarak çalışmalı ve ürettiği gücü minimum şekilde azaltmalıdır. Gerilim değeri U_n-5 % > U $\geq$ U_n – 10 % ve U_n+5 % > U $\geq$ U_n + 10 % arasında iken generatörler güç faktörleri 0,95'e kadar (ileri veya geri) çalıştırılmalıdır. Bu durum generatör nominal aktif çıkış gücünün %20'si veya daha üzerinde iken geçerlidir ve şebekeye reaktif güç sağlamakla beraber reaktif güç yönetimi dahilinde gerilim kontrolüne de katkı sağlamaktadır [38].

2.6.3 Düşük Frekans

Frekans değeri 49,5 Hz'in altındayken ve gerilim değeri, tüm gerilim değeri aralığı içindeki herhangi bir değerde iken, generatör aktif güç azaltımını Çizelge 2.7'deki frekansa karşılık gelen değerler göre ayarlayarak şebekeye aktif güç aktarımı yapmalıdır [38].

Çizelge 2.7 Düşük Frekans için Maksimum Güç Azaltımı Oranları [38]

Frekans Aralığı (f) [Hz]	İşletim Zamanı (t)	Maksimum Güç Azaltımı (%)
47,5 < f ≤ 48,0	> 3 dakika	< %15
48,0 < f ≤ 49,0	> 30 dakika	< %10
49,0 < f ≤ 49,5	> 5 Saat	< %10

2.6.4 Yüksek Frekans

Frekans değeri 50,2 Hz'in üzerindeyken ve gerilim değeri, tüm gerilim değeri aralığı içindeki herhangi bir değerde iken, generatör güç azaltımını Çizelge 2.8'deki frekansa karşılık gelen değerlere göre ayarlayarak şebekeye aktif güç aktarımı yapmalıdır. Güç azaltımı ayarlanabilir olmalıdır [38].

Çizelge 2.8 Yüksek Frekans Değerleri için Maksimum Güç Azaltım Oranı [38]

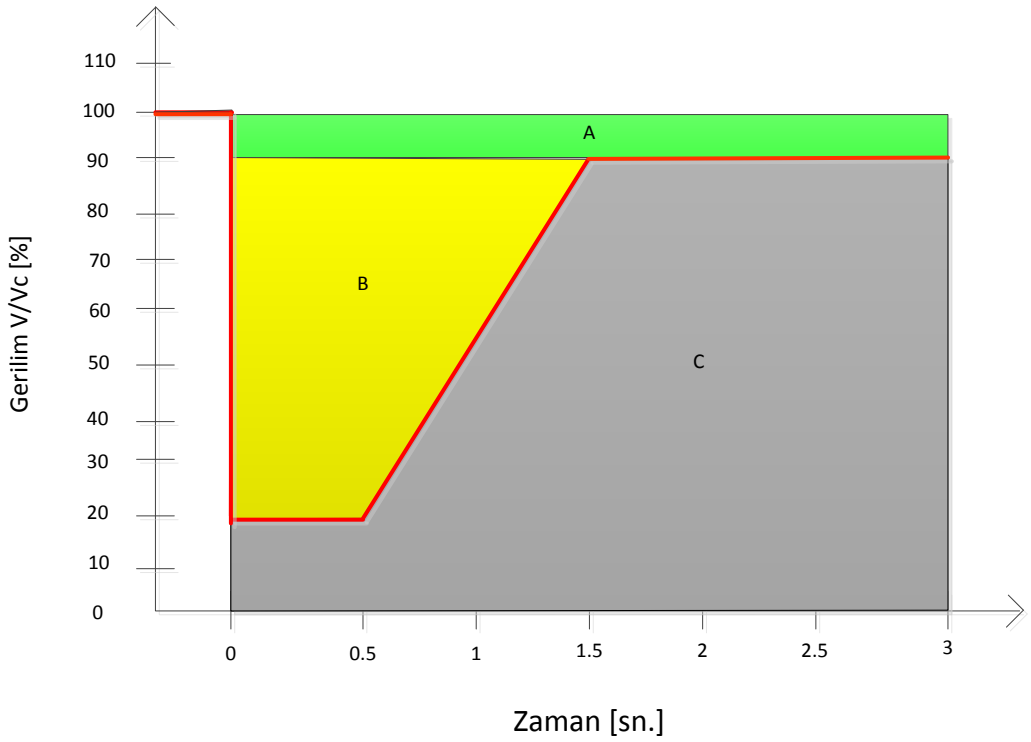
Frekans Aralığı (f) [Hz]	İşletim Zamanı (t)	Maksimum Güç Azaltımı (%)
50,2 < f ≤ 52,0	> 15 dakika	%40 Hertz başına

2.6.5 Anormal Gerilim ve Frekans Dalgalarına Verilecek Cevap

Orta gerilim seviyesinden sisteme bağlanmış ve faz başına akım değerli 16 Amper'den büyük üretim sistemlerinin anormal gerilim ve frekans değişimlerine vermeleri gereken tepki bu başlık altında belirtilmiştir.

2.6.5.1 Anormal Gerilim Değişimleri

Belirtilen ölçütlere uyan generatörler, genel güç sisteminin kararlılığını korumada yardımcı rol üstlenmelidirler. Bu başlık altında generatörlerin dinamik davranışları (Fault Ride Through- FRT) açıklanmıştır. Gerilim çökmeleri oluştuğunda dinamik şebeke desteği gerilim kararlılığına katkı yapmalıdır. Bu doğrultuda, orta gerilim seviyesinde sayısız generatörün devreden ayrılması ile gerilim dengesizliğinin daha da artması önlenmelidir. Şebekede meydana gelen arızalar sonrasında generatörler/tesisler Şekil 2.1'deki grafiğe uygun olarak çalışmalarını sürdürmelidirler [38].



Şekil 2.1 Fault Ride Through Eğrisi, Ortak Bağlantı Noktasındaki Gerilim Değeri [38]

Şekil 2.1'de görülen grafik üzerinde A bölgesine denk gelen bir noktada çalışan (örnek olarak 1 sn boyunca nominal geriliminin %95'inde çalışan) generatör şebekeye bağlı kalmalı aynı zamanda bu nokta üzerinde çalışma kararsızlığa veya şebekeden ayrılmaya sebep olmamalıdır. Aynı grafik üzerinde B bölgesine denk gelen bir noktada çalışan (örnek olarak 1 sn boyunca nominal geriliminin %70'inde çalışan) generatör şebekeden ayrılmadan çalışmasına devam edebilmeli ve kısa devre gücü gereksinimlerine (bkz: 2.4.1.5) bağlı olarak şebekeye kısa devre akımı desteği sağlamalıdır. Yine aynı grafik üzerinde C bölgesine denk gelen bir noktada çalışan (örnek olarak 1 sn boyunca gerilim değeri nominal değerin %30'u olarak ölçülen) bir generatör parametre değerleri ne olursa olsun şebekeden ayrılmalıdır. Bu değerler tüm şebeke hataları (arızaları) için geçerlidir (tek faz, çift faz, 3 faz). Asimetrik generatör arızalarında, arızalı olmayan fazların şebekeye verdiği akım, ortak bağlantı noktasındaki gerilim değerini %110 değerinin üzerine taşımamalıdır [38].

2.6.5.2 Anormal Frekans Değişimleri

Şekil 3'ten görüldüğü üzere, şebeke frekansı 50,2'ye eşit veya daha yüksekken, generatör aktif çıkış gücünü azaltmalıdır. Frekans 50,2 Hz iken generatörün aktif çıkış

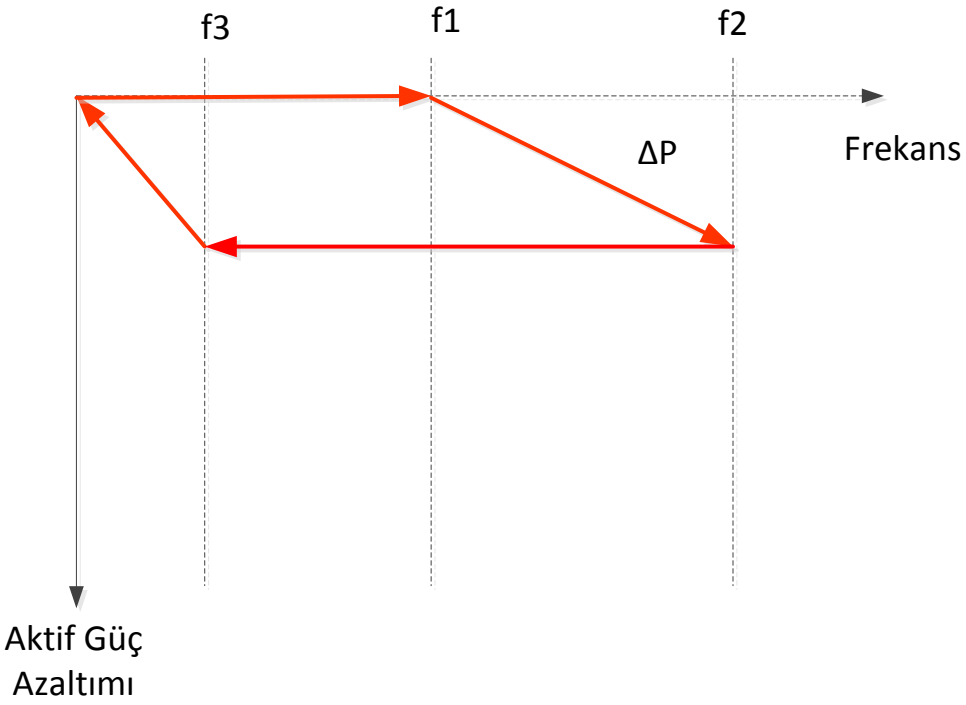
gücü P_M olarak belirtilir ve bu çıkış gücü hertz başına %40'lık bir eğimle azaltılmalıdır (ΔP). Aktif çıkış gücü frekans değeri 50,05 Hz değerine tekrar gelene kadar arttırılmamalıdır. Ancak ve ancak frekans 50,05 Hz değerinin altında iken tekrar aktif gücü arttırımı söz konusu olabilir. Frekans değerinin 52,0 Hz altında olduğu çalışma durumları için generatörlerin şebekeden ayrılması söz konusu değildir. Frekans ölçümlerinde hassasiyet ±10mHz veya daha altında olmalıdır. Eşitlik (2.1) aktif çıkış gücündeki azaltımı gösteren bir denklemdir [38].

$$\Delta P = 20 \,.\, P_M \,.\, \frac{50{,}2 - f_{grid}}{50} \qquad (2.1)$$

Burada;

P_M = anlık aktif çıkış gücü

f_{grid} = şebeke frekansı



Şekil 2.2 Yüksek Frekans Değerleri için Aktif Güç Azaltım Değerleri [38]

Şekil 2.2'de f_1=50,2 Hz, f_2=52,0 Hz, f_3=50,05 Hz'e eşittir. Şekilde görüldüğü üzere frekans 50,2 Hz'i geçtiğinde aktif çıkış gücü Hertz başına ΔP kadar azaltılmalıdır. Eğer frekans değeri 52,0 Hz'i geçerse generatör şebekeden ayrılmalıdır.

2.6.6 Kısa Devre Gücü Gereksinimleri

Generatörler, ortak bağlantı noktasındaki gerilim çökmeleri esnasında, güç sisteminin kararlılığını desteklemek ve reaktif güç regülasyonuna katkı sağlamak amacıyla, sisteme gerilim desteği vermelidir. Senkron olarak çalışan generatörler 0,45'lik veya daha fazla bir kısa devre oranına sahip olmalıdırlar [38].

2.7 Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği

Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'nin 3. Bölümünde iletim sisteminin performans, tesis ve teçhizatına ilişkin kıstaslar belirtilmiştir. Bu yönetmelikte belirtildiği üzere frekans değeri 50 Hz. olarak kabul edilmiş ve 49,8 - 50,2 Hz. aralığında kalmasına müsaade edilmiştir. İletim sistemlerinin gerilimleri ve gerilimlerinin değişim sınırlarını Çizelge 2.9'da belirtilmiştir [39].

Çizelge 2.9 İletim Sistemlerinin gerilimleri ve değişim aralıkları [39]

Nominal Gerilim Değeri	İşletme Gerilim Aralığı
380 kV	340 - 420 kV
154 kV	140 - 170 kV
66 kV	59,4 - 72,6 kV

Çizelge 2.9'dan görüldüğü üzere anma gerilim seviyesi 154 kV olan bir iletim sistemi 140 ve 170 kV değerleri arasında işletilebilirken, gerilim seviyesi 66 kV olan bir iletim sistemi yaklaşık olarak 60 ve 72 kV arasında işletilebilir.

İletim sistemlerindeki harmonik akım sınır değerleri, her bir harmonik mertebesi için ayrı ayrı ilgili yönetmeliğin EK-1'nde belirtilmiştir. Buna ek olarak, 380 kV'luk sistemler için toplam harmonik değeri %2'nin, 154 kV ve altındaki sistemler içinse toplam harmonik değeri %3'ün üzerinde olmamalıdırlar.

Anahtarlama işlemleri sırasında oluşan ani gerilim dalgaları nominal gerilimin %3'ü üzerinde olmamalıdır. Ayrıca şönt kompanzasyon anahtarlamalarında oluşan ani gerilim değerleri de %5'in üzerine çıkmamalıdırlar.

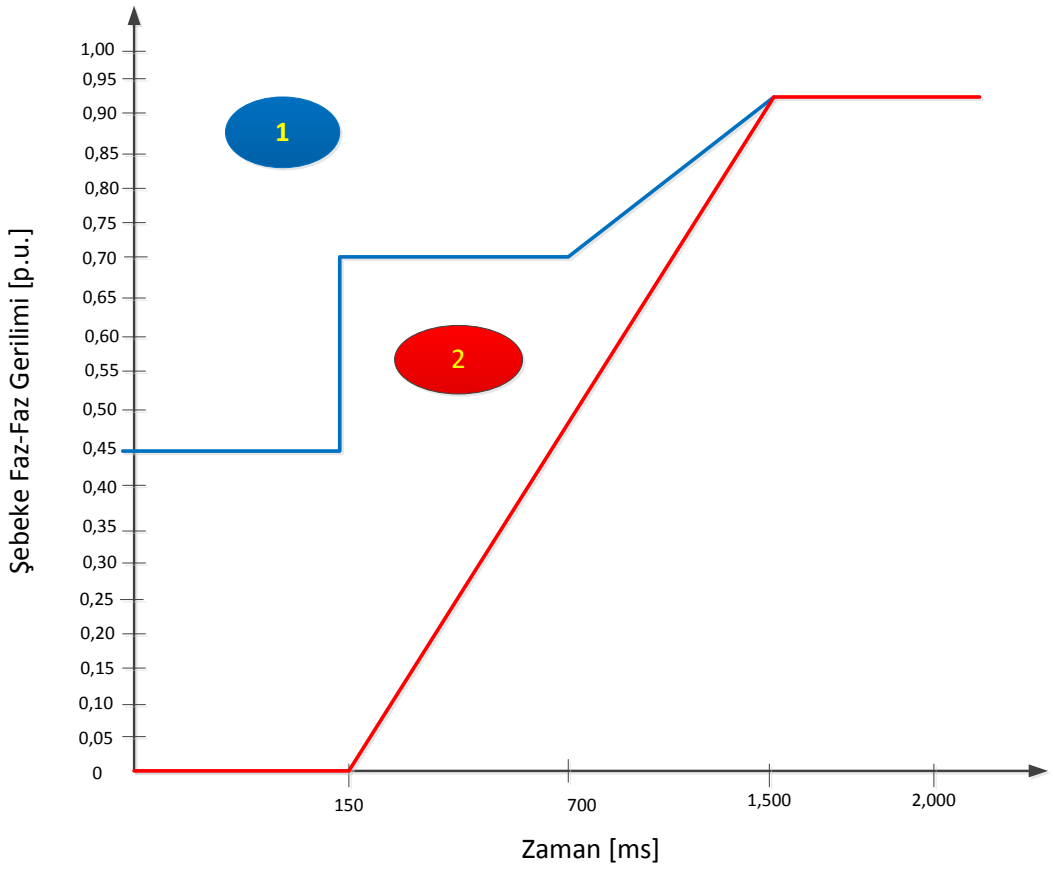
Sistemde oluşan bir arızanın giderilme süresi 380 kV'luk ve 154 kV'luk sistemler için sırasıyla 120 ve 140 saniye olarak belirlenmiştir. Bu süre, rölenin çalışma süresi, kesicinin açması ve haberleşme ünitesinin sinyal gönderme süresinin toplanmasıyla oluşur.

2.8 Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerinin Şebeke Bağlantı Kıstasları

Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinin şebeke bağlantı kıstasları, elektrik piyasası şebeke yönetmeliğinin EK-18'nde belirtilmiştir. Buna göre, iletim sistemine bağlanmış tüm rüzgâr enerjisi sistemleri ve kurulu gücü 10 MW'ın üzerinde olan dağıtım sistemine bağlı rüzgâr enerjisi sistemleri bu Ek'te yer alan kıstaslara uymak zorundadırlar [39].

2.8.1 Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Sistemlerinin Arıza Sonrası Sisteme Katkısı

Rüzgâr enerjisi sistemlerinin güç sistemi ile bağlantısını sağlayan noktalardaki gerilimin değeri ve süresine göre generatörlerin arızadan sonraki davranışlarını belirlemekte kullanılırlar. Şekil 2.3'te görülen şekilde rüzgâr sistemlerinin faz-faz gerilim değeri ve bu değerin gözlendiği zamana göre sisteme vermeleri gereken destek belirlenmiştir. Bu şekilde, 1 numaralı bölgede kalan rüzgâr türbinleri şebekeye bağlı kalmalı ve sistem normal çalışma şartlarına geri döndükten sonra çıkış gücünü, nominal gücünün 0,2 katı kadar arttırarak üretilebileceği en yüksek değere gelmelidir. Eğer ölçülen faz-faz gerilim değeri ve süresi görülen şekil üzerinde 2. bölgede ise sistemdeki arıza kaldırıldıktan sonra generatör çıkış gücünü nominal gücün 0,05 katı kadar arttırarak üretebileceği en yüksek çıkış gücü değerine ulaşabilmelidir. Bu durumlar dışında kalan noktalarda rüzgâr türbini şebekeden ayrılmalıdır [39].

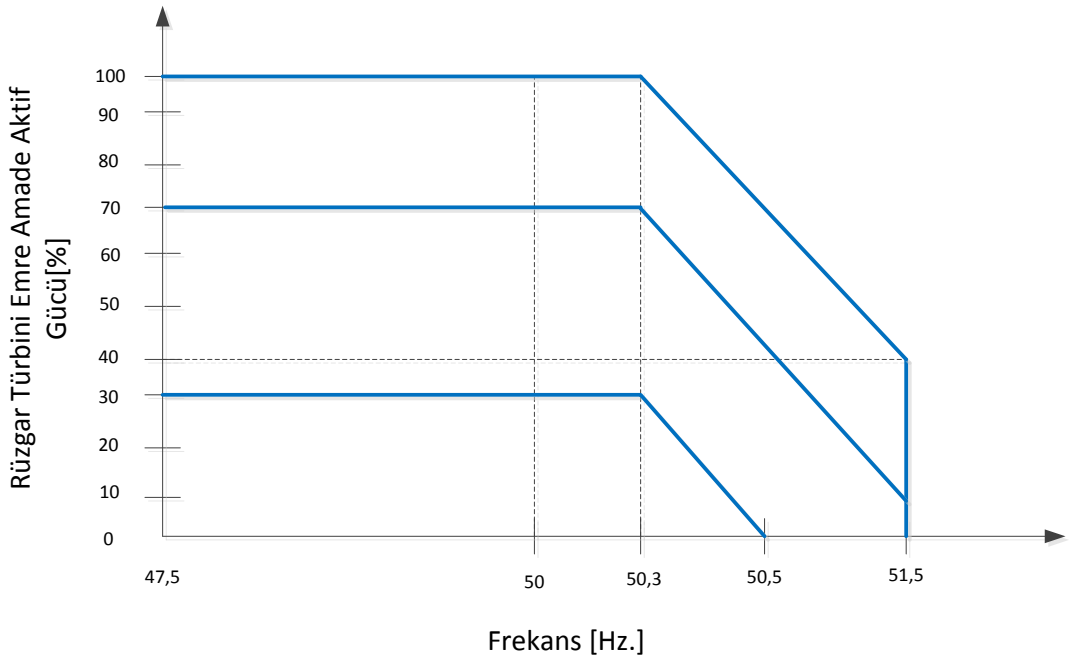


Şekil 2.3 Rüzgâr Türbinlerinin Ortak Bağlantı Noktasındaki Faz-Faz Gerilim Değeri ve Süresine Göre Sisteme Vermeleri Gereken Desteğin Belirlenmesi [39]

Rüzgâr türbinleri, gerilim dalgalanmasının normal sınırlar içinde kaldığı durumlar için 2.6.4 Reaktif Güç Desteği koşullarına uymak zorundadırlar. Gerilim dalgalanmalarının bu değerler dışında kaldığı durumlarda, rüzgâr türbinlerinin nominal akımlarının %100'ü kadarına şebekeye endüktif veya kapasitif reaktif güç desteği verebilecek yetenekte tasarlanmalıdırlar [39].

2.8.2 Frekans Tepkisi

Rüzgâr türbinleri normal işletme koşulları içinde 49,8 ve 50,2 Hz. Arasında çalışmaktadırlar. Bu koşullar dışında 50,2 Hz.'den yüksek frekans değerleri için ek rüzgâr türbinleri sisteme bağlanmamalıdırlar. Şekil 2.4'te bir rüzgâr santralinin işletimi esnasında uyulması gereken aktif çıkış güç ile frekans ilişkisi verilmiştir.



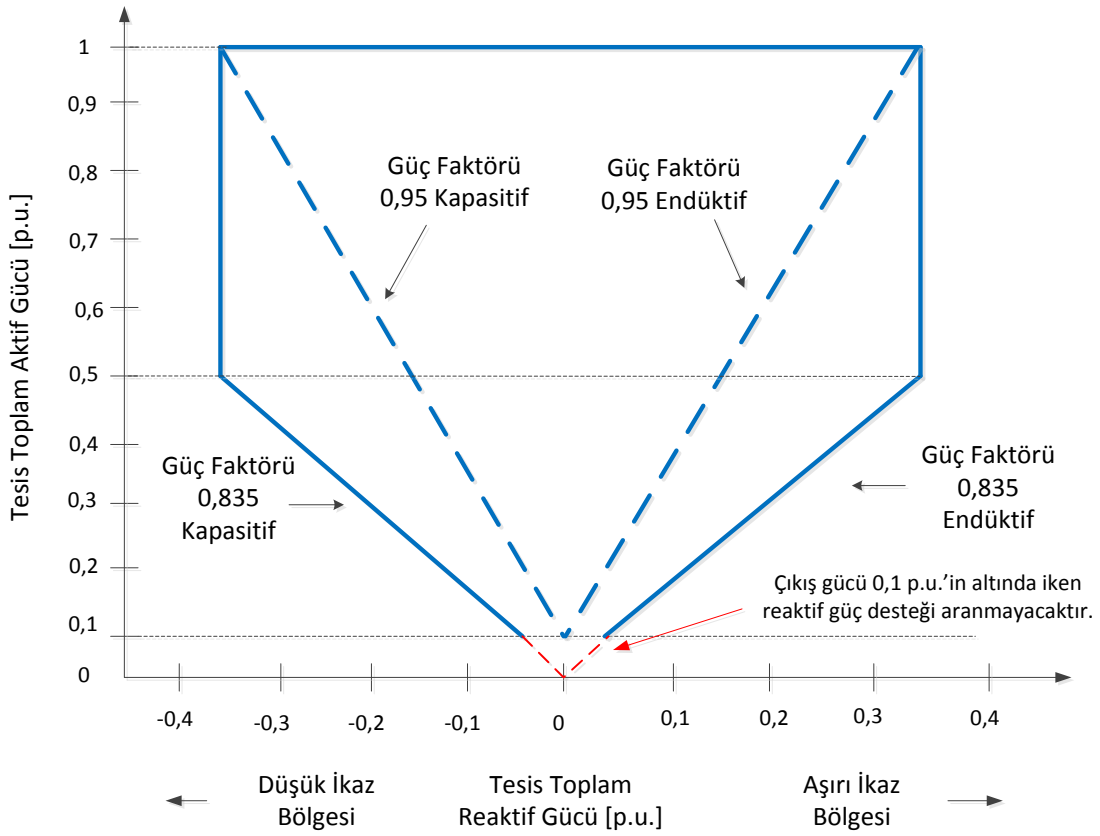
Şekil 2.4 Rüzgâr Türbini Aktif Çıkış Gücü-Frekans İlişkisi [39]

Şekil 2.4'te verilen grafikten görüldüğü gibi rüzgâr türbinlerinin aktif çıkış güçleri ve frekanslarından alınan ölçümlere göre şebekeye bağlantılarının devam edip etmeyeceği kararlaştırılır. Bu durumda nominal aktif gücünün %30'unu üreten bir santral kritik değer olan 50,3 Hz'i aştığı anda üretimini azaltmak suretiyle %4'lük hız düşümünü sağlayarak 50,5 Hz.'de devre dışı olmalıdır. Bu değerin üzerindeki aktif güç değerleri için (%30-%100 arası) bağlantı noktasından ölçülen frekans 50,3 Hz.'i geçtiği anda, yine %4'lük bir hız azaltım değeri ile ürettikleri aktif güçleri azaltmalı ve 51,5 Hz. ölçtükten sonra üretilen güç ne olursa olsun santral şebekeden ayrılmalıdır. Grafikten görüldüğü üzere bu aralıklar dışında (47,5 Hz.-50,3 Hz.) santral nominal aktif güç değerlerinin tüm aralığında çalışabilirler [39].

2.8.3 Reaktif Güç Kapasitesi

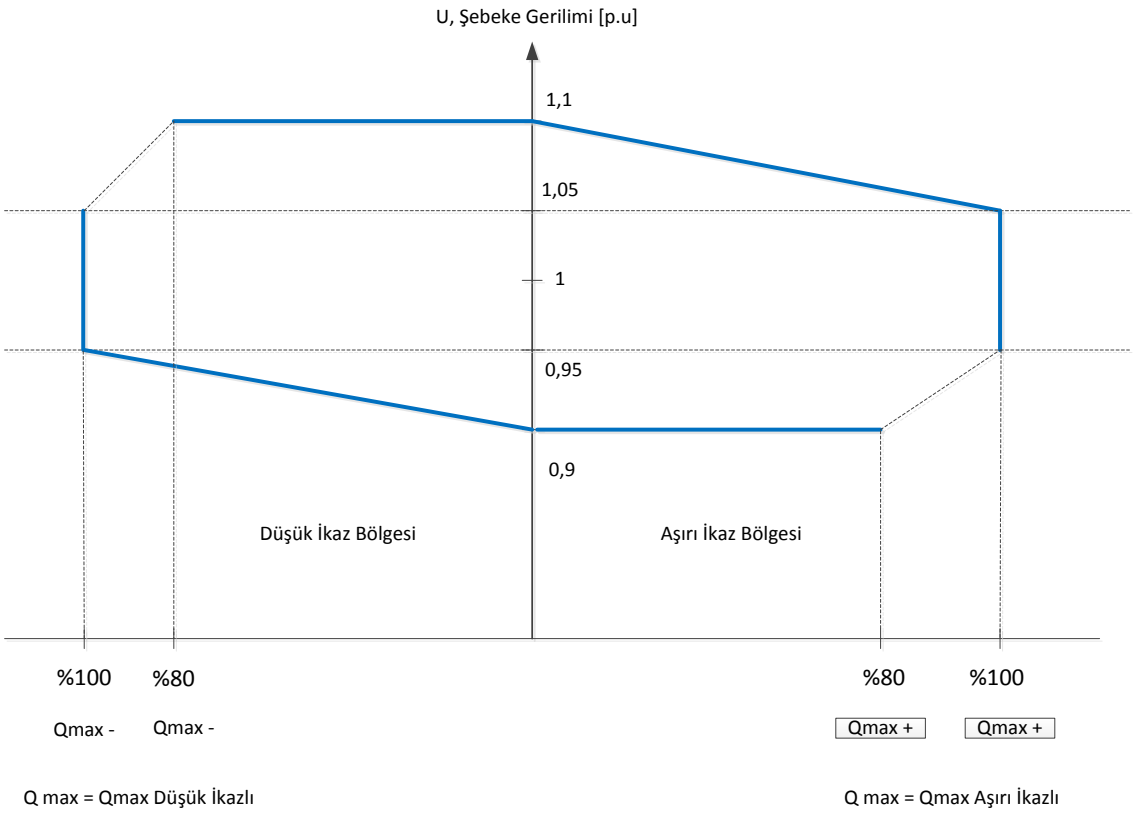
Rüzgâr türbinlerinin şebekeye bağlı kalma koşullarından bir tanesi de ürettikleri aktif ve reaktif güç arasında bir dengenin var olmasıdır. Bu denge sınırlarını belirlemek için Şekil 2.5'te görülen grafikten yararlanılmaktadır. Rüzgâr türbininin şebekeye bağlandığı baradan alınan ölçümlere dayalı olarak, rüzgâr türbinin şebekeye verdiği aktif güç nominal değerinin 0,1 katının üzerinde iken reaktif güçleri nominal değerlerinin -0,33

(kapasitif) ile 0,33 (endüktif) katı arasında bir değer almalıdır. Bunun haricindeki bölgelerde rüzgâr türbinleri şebekeye bağlı çalışamazlar. Ayrıca aktif çıkış güçleri nominal güçlerinin 0,5 katı ile 0,1 katı arasında iken grafikte görülen düz çizgi ile çizilmiş lineer doğruların üzerinde bir noktada kalmalıdırlar. Aktif güçlerinin nominal aktif gücünün 0,5 katından büyük olduğu tüm değerler için reaktif güçleri belirtilen aralıkta herhangi bir değerde olabilir [39].



Şekil 2.5 Rüzgâr Santrallerinin Reaktif Güç ve Aktif Güç İlişkisi [39]

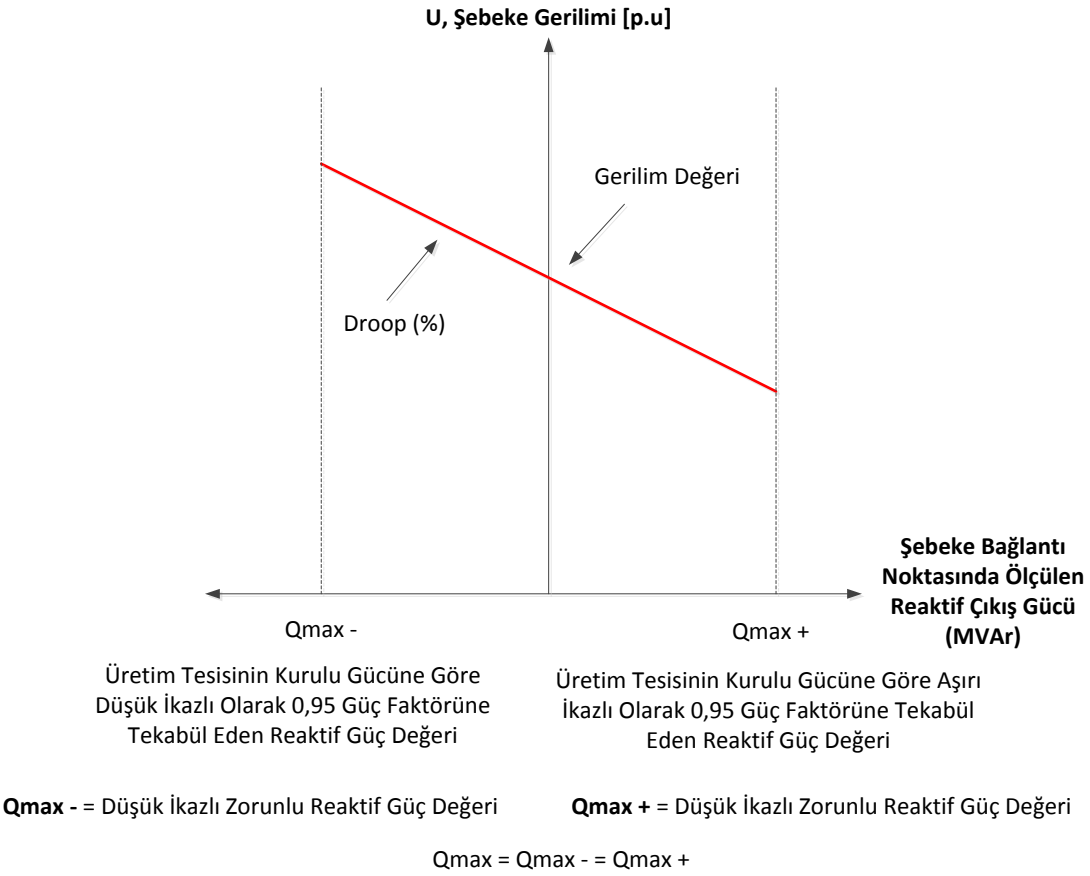
Şekil 2.6'da rüzgâr türbinlerinin bağlantı noktasından ölçülen reaktif güçleri ile yine bağlantı noktasından ölçülen gerilim değerinin arasındaki ilişki grafiksel olarak verilmektedir. Rüzgâr türbinlerinin şebekeye bağlandıkları noktanın gerilimi nominal değerinin 0,95 ile 1,05 katı arasında iken reaktif güçlerinin %100'üne kadar üretim yapabilmelidirler. Nominal gerilim değerinin 1,05 katından büyük ve 1,1 katından küçük olduğu aralıklar için kapasitif reaktif gücü anma değerin %80'ine kadar herhangi bir aralıkta, endüktif reaktif gücü ise verilen lineer doğrunun altında kalacak bir noktada çalışmalıdır. Bu değerler gerilim değerinin nominal değerin 0,9'u ile 0,95'i olduğu aralıklarda endüktif ve kapasitif güçler için tam tersi koşullar geçerlidir [39].



Şekil 2.6 Rüzgâr Türbinlerinin Reaktif Güç ve Gerilimleri Arasındaki İlişki [39]

2.8.4 Reaktif Güç Desteğinin Sağlanması

Güç sistemlerinde gerilim dengesi açısından reaktif güç/akım her zaman önemli bir rol üstlenmektedir. Bu doğrultuda rüzgâr türbinlerinin güç sistemine Şekil 2.7'de verilen grafiğe uygun olarak reaktif güç desteği vermeleri istenmektedir.



Şekil 2.7 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Vermeleri Gereken Destek Eğrisi [39]

Şekil 2.7'de belirtilen grafikte y ekseni şebeke geriliminin per unit cinsinden tanımlanmıştır. Verilen eğrinin bu ekseni kestiği nokta 'gerilim set değeri' olarak ifade edilir ve bu değer Teiaş tarafından bağlantı noktası bazında belirlenmektedir. Bu nokta için reaktif güç ile gerilim değişimi arasındaki ilişkiyi belirlemek için 'droop' değeri olarak tanımlanan bir parametre belirlenmiştir. Bu parametre gerilimdeki değişimin (ΔU) nominal gerilim değerine (U_{nom}) bölümünün, reaktif güçteki değişimin (ΔQ) maksimum reaktif güç değerine (Q_{max}) bölümünün oranına eşittir. Rüzgâr santrali tarafından üretilen reaktif güç miktarı düşük ikaz veya aşırı ikaz noktasına çekilirken gerilim değerinin gerilim set değerine göre oranı 'Droop değeri' sayesinde belirlenmektedir. Droop değeri %2-%7 arasında bir değerdir [39].

BÖLÜM 3

ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİNİN MODELLENMESİ

Rüzgâr enerjisi santrallerinin elektrik güç sistemlerine bağlantısı ve bu bağlantının sistem üzerindeki elektriksel, ısıl vb. etkilerinin araştırılabilmesi için bilgisayar ortamında yapılan simulasyonlara ihtiyaç duyulmaktadır. Simulasyon programlarında, bağlantının gerçekleştirilmesi planlanan bara ve etrafındaki baraların modellenmesi, bağlanacak rüzgâr santrali gücünün büyüklüğüyle doğru orantılı olarak etkilenen bara sayısında artış olacağı da dikkate alınarak mümkün olduğu kadar geniş bir model kullanılması gerekmektedir.

Bu bölümde simulasyonun yapıldığı NEPLAN güç sistem analizi programına değinilecek ve daha sonra modellenen güç sistemi, güç sistemi parametreleri, son olarak da rüzgâr türbini modeli açıklanacaktır.

3.1 NEPLAN Güç Sistemi Analiz Programı

Elektrik güç sistemleri büyük alanlara yayılmış, birbirine bağımlı birçok parametresi olan, zamana bağlı olarak sürekli değişen davranışlar sergileyen, devinimsel sistemlerdir [31]. Bu nedenle gerek var olan elektrik güç sistemlerinin işletimi için gerekse kurulması planlanan yeni sistemler için simulasyon programlarının kullanılması, sistemlere yeni bir unsur ilave edilirse ne gibi etkilerin olacağını gözlemek için faydalıdır. Güç sistemlerinde etkili olan ve kararlı bir davranış sergilemesi beklenen en önemli parametreler gerilim ve frekans parametreleridir. Bu parametrelerle ilgili güncel detaylar Bölüm 2'de etraflıca açıklanmıştır. Bölüm 2'de açıklanan uluslararasında kabul görmüş ve standart haline gelmiş kurallar tecrübeye dayalı olduğu kadar yapılan simulasyonlara da dayanmaktadır.

NEPLAN güç sistemi analiz programı İsviçre menşeili BCP Inc. Firmasının 'ABB Utilities Gmbh ve İsviçre Teknoloji Enstitüsü'nün ortak olarak geliştirdiği bir programdır. Bu program kullanılarak elektrik güç sistemlerinin iletim, dağıtım, üretim gibi unsurları modellenebilmekte ve güç sistemleri içindeki optimal yük akışı, kısa devre analizi, geçici durum analizi vb. durumlar incelenebilmektedir [32].

3.2 Modellenen Güç Sistemi

Bu çalışmada kullanılan model var olan bir şekebe olan 'Çatalca Enerji Dağıtım Sistemi' değerler temel alınarak oluşturulmuştur. Çatalca dağıtım şebekesi 154/34,5 kV'luk iki indirici trafo merkezi olan Hadımköy ve Tepecik İndirici Merkezleri'nden beslenmektedir. Bu merkezlerden taşınan enerjinin büyük bir kısmı ana dağıtım trafosu 'Çatalca DM' üzerinden yüklere merkezdeki yüklere ve ilçenin daha uç noktalarındaki köy merkezlerine ulaştırılmaktadır. Çatalca dağıtım şebekesinin tek hat şeması EK A'da verilmiştir.

Modelde kullanılan Çatalca enerji dağıtım sistemi simulasyon ortamına aktarılırken, rüzgâr enerjisi etkisinin en yüksek olarak gözlenebileceği şebekenin en zayıf noktası dikkate alınarak sistem kurulmaya başlanmıştır. Modelin içinde barındırdığı elemanlar transformatör, hat uzunlukları ve elektriksel parametreleri, yük değerleri ve rüzgâr türbinlerinin elektrik enerji üretmesini sağlayan çift beslemeli asenkron motorlardır.

3.3 Modellenen Sistemin Parametreleri ve Değerleri

Rüzgâr santrallerinin sistem üzerine etkisi gözlenirken doğru bir modelin oluşturulması ve gerçeğe uygun verilerin kullanılması önemlidir. Günümüzde ve ülkemizde güç sisteminin güncel değerlerine ulaşmak kolay olmamaktadır. Gerçekte, işletimde olan bir sistem verilerine en yakın değerleri oluşturup modelleyebilmek adına, bu modelde kullanılan parametreler tek bir kaynaktan alınmak yerine, her bir elektriksel eleman ayrı ayrı kaynaklardan referans alınmıştır.

3.3.1 Hat Parametreleri

Dağıtım sistemi modeli içinde toplam 3 çeşit hat (iletken) tipi kullanılmıştır. Bunlar sırasıyla;

- Raven İletkeni (1x0)
- Pigeon İletkeni (3x0)
- Yeraltı Kablosu (1x95/16 mm^2)

Raven ve Pigeon özellikli hatlar, iletimi sağlaması amacıyla 6 adet alüminyum telden ve dayanıklılığı arttırmak için de bir adet çelik telden oluşmaktadır. Çizelge 3.1'den görüldüğü üzere 6 sayıları eşit olmakla beraber, bu iki iletkenin tel çapları birbirinden farklıdır.

Çizelge 3.1 İletken Parametreleri [40]

Hat Adı	Ts Anma Adı Al/St mm^2	Kesit				Eşdeğer Bakır Kesiti mm^2	Anma Çapı	
		AWG veya cir. Mil	Al mm^2	St mm^2	Toplam İletken Kesiti mm^2		Çelik mm	İletken mm
Raven	54/9	1/0	53/52	8,92	62,44	33,73	3,37	10,11
Pigeon	85/14	3/0	85/13	14,18	99,3	52,52	4,25	12,75

Çizelge 3.2'de parametre değerleri verilen kablo, tek damarlı 34,5 kV'luk ve alüminyum iletkenli bir kablodur. Kabloda İzolasyon malzemesi olarak XLPE kullanılmıştır. Normal koşullarda işletme sıcaklığı en fazla 90^oC iken, kısa devre anında bu sıcaklık değeri 250^oC olarak belirlenmiştir.

Çizelge 3.2 Kablo Parametreleri [41]

Anma Kesiti	İletkenin dc Direnci (20^oC)	İşletme Endüktansı		İşletme Kapasitansı	Akım Taşıma Kapasitesi (Toprak altında)	
mm^2	Ohm/km	mH/km	mH/km	µF/km	A	A
		Yatay Dizilim	Üçgen Dizilim		Yatay Dizilim	Üçgen Dizilim
1x95/16	0,320	0,68	0,42	0,16	284	256

Çizelge 3.3'te modellenen şebekenin dağıtım hatları ve kablolara ait parametreler görülmektedir. Modeldeki dağıtım hatları ve kablolar 3 faz olarak alınmıştır. Hatların ve kabloların direnç ve endüktans değerleri; Raven (1x0) için r = 0,54 ohm/km, x = 0,36 ohm/km, Pigeon (3x0) için r=0,34 ohm/km ve x = 0,34 ohm/km, yeraltı kabloları içinse

r = 0,32 ohm/km, x = 0,2316 ohm/km ve c_k = 0,16 ohm/km olarak alınmıştır. Tüm hatların ve kabloların işletme gerilim 34,5 kV'tur. Modeldeki en uzun hat 7,0613 km ile L15-Hisarbeyli isimli Pigeon tipi, en kısa hat ise 0,035 km ile L1 isimli Raven tipi hattır.

Çizelge 3.3 Modellenen Şebekenin Hat Parametreleri

No.	Hat İsmi	Hat Uz. (km)	Hat Tipi	No.	Hat İsmi	Hat Uz. (km)	Hat Tipi
1	L12	2.88	Raven(1x0)	39	L-BH-Son	0.8971	Pigeon(3x0)
2	L2-DSİ	1.8687	Raven(1x0)	40	Lhisarbeyli	0.35	Pigeon(3x0)
3	L-DSİ-3	0.21	Raven(1x0)	41	L15-Hisarbeyli	7.0613	Pigeon(3x0)
4	L3-4	0.7433	Raven(1x0)	42	L15	0.2323	Pigeon(3x0)
5	L4-5	0.6	Raven(1x0)	43	Lkaracaköy-15	2.326	Pigeon(3x0)
6	L5-6	0.33	Raven(1x0)	44	L-AB-Son	4.8358	Pigeon(3x0)
7	L67	0.7	Raven(1x0)	45	L-AB-4	1.6099	Pigeon(3x0)
8	L6	0.2475	Raven(1x0)	46	L-AB-3	4.1913	Pigeon(3x0)
9	L7	0.4372	Raven(1x0)	47	L-AB-2	0.3913	Pigeon(3x0)
10	L67-8	1.421	Raven(1x0)	48	L-AB-1	0.573	Pigeon(3x0)
11	L8	0.5124	Raven(1x0)	49	L-AS-Son	2.0589	Pigeon(3x0)
12	L8-Şişe	0.56	Pigeon(3x0)	50	L-AS-3	2.1043	Pigeon(3x0)
13	L9	1.4918	Pigeon(3x0)	51	L-AS-2	0.1843	Pigeon(3x0)
14	L-Şişe-10	2.13	Pigeon(3x0)	52	L-AS-1	1.7095	Pigeon(3x0)
15	L10	0.32	Pigeon(3x0)	53	KS-Son	1.02	Pigeon(3x0)
16	L10-11	0.4215	Pigeon(3x0)	54	KS-8	0.1	Pigeon(3x0)
17	L11	0.223	Pigeon(3x0)	55	KS-7	0.06	Pigeon(3x0)
18	L11-İski	1.261	Pigeon(3x0)	56	KS-6	0.04	Pigeon(3x0)
19	L-12	0.467	1x95 Kablo	57	KS-5	0.1965	Pigeon(3x0)
20	L13-14	0.45	1x95 Kablo	58	KS-4	0.4228	Pigeon(3x0)
21	L13	0.08	1x95 Kablo	59	KS-3	0.1747	Pigeon(3x0)
22	L14	2	1x95 Kablo	60	KS-2	0.4481	Pigeon(3x0)
23	L14-Kara.	2.78	Pigeon(3x0)	61	KS-1	1.25	Pigeon(3x0)
24	LKaraköy	1.12	Pigeon(3x0)	62	Lkes.-Or.-Su.	0.3791	Pigeon(3x0)
25	L-BK-SON	0.3625	Pigeon(3x0)	63	L1229745946	2.43	Pigeon(3x0)
26	L-BK-9	1.47	Pigeon(3x0)	64	L1229745935	2.9	Pigeon(3x0)
27	L-BK-8	0.35	Pigeon(3x0)	65	L-Yük.-Kalfa	2.0375	Pigeon(3x0)
28	L-BK-7	0.3	Pigeon(3x0)	66	L-Yüksel	0.2623	Pigeon(3x0)
29	L-BK-6	1.71	Pigeon(3x0)	67	L-Vod.-Yüksel	1.7839	Pigeon(3x0)
30	L-BK-5	2.62	Pigeon(3x0)	68	L Vodafone	0.1819	Pigeon(3x0)
31	L-BK-4	0.8491	Pigeon(3x0)	69	L-Hisar-Vod.	4.3723	Pigeon(3x0)
32	L-BK-3	0.588	Pigeon(3x0)	70	L1229745981	3.018	Pigeon(3x0)
33	L-BK-2	0.8735	Pigeon(3x0)	71	L1229745986	0.96	Pigeon(3x0)
34	L-BK-1	2.34	Pigeon(3x0)	72	L-3	0.5	Raven(1x0)
35	L-BH-1	1.4171	Pigeon(3x0)	73	L-4	0.41	Raven(1x0)
36	L-BH-2	0.6735	Pigeon(3x0)	74	L1	0.035	Raven(1x0)
37	L-BH-3	0.7076	Pigeon(3x0)	75	L2-DSİ	0.11	Raven(1x0)
38	L-BH-4	0.2498	Pigeon(3x0)				

3.3.2 Transformatör Değerleri

Modelde kullanılan transformatör çeşitleri ve ilgili parametre değerleri Çizelge 3.4'te verilmiştir. Oluşturulan modelde toplam 6 farklı büyüklükte transformatör kullanılmıştır. Kullanılan transformatörler yüksek gerilim transformatörü olup 36 kV'luk işletme gerilimine kadar dayanabilmektedir.

Çizelge 3.4 Transformatör Parametre Değerleri

	Kayıplar				**Cos φ = 1**	
Trafo Gücü (kVA)	**Boşta [W]**	**Yükte (75°C) [W]**	**Boşta Akım (%)**	**$\%u_K$**	**% Verim**	**Gerilim Düşümü %e**
50	230	1050	2.76	4.5	97.47	2.26
100	380	2100	2.27	4.5	97.65	2.06
160	480	2800	2	4.5	98.99	1.83
250	700	3500	1.8	4.5	98.13	1.7
400	900	5850	1.7	4.5	98.34	1.55
1600	2350	16500	1.3	6	98.8	1.2

Çizelge 3.4'teki transformatörler arasında en yüksek verim değerine sahip olan %98,99 ile 160 kVA değerindeki transformatördür. En yüksek ikinci verim değerine ise %98,8 ile 1,6 MVA'lık transformatör sahiptir. 1600 MVA'lık transformatör aynı zamanda 1,2'lik bir gerilim düşümüne sahiptir.

3.3.3 Yük Değerleri

Dağıtım şebekesinde var olan yük değerleri, oluşturulan modele değiştirilmeden aktarılmıştır. Yük değerlerinin büyük çoğunluğu görünür güç (VA) cinsinden ifade edilmiş olup, güç katsayıları 0,98 olarak alınmıştır.

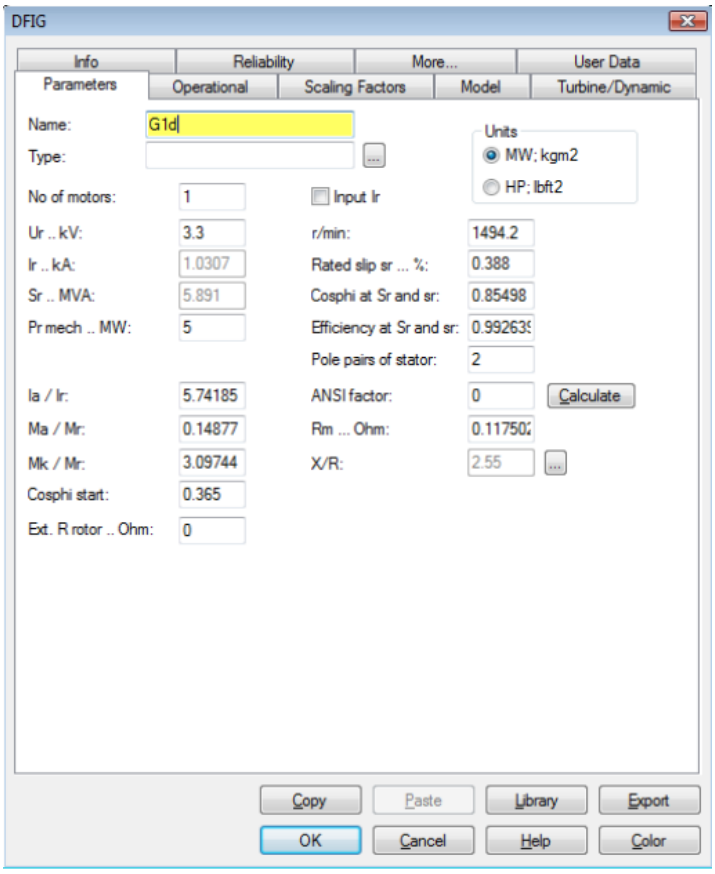
Çizelge 3.5 Yük Değerleri

No.	Trafo İsmi	Görünür Güç (S) [kVA]	Cos φ	No.	Trafo İsmi	Görünür Güç (S) [kVA]	Cos φ
1	L1-23461-100kVA	0.1	0.98	24	L2-250 kVA	0.25	0.98
2	L2-23326-160kVA	0.16	0.98	25	KS-1 400 kVA	0.4	0.98
3	L-DSİ KÖK-50kVA	0.05	0.98	26	KS-2 210 kVA	0.21	0.98
4	L-23234-400kVA	0.4	0.98	27	KS-3 410 kVA	0.41	0.98
5	L-23111-400kVA	0.4	0.98	28	KS-4 400 kVA	0.4	0.98
6	L-23205-100kVA	0.1	0.98	29	KS-5 25 kVA	0.025	0.98
7	L-23171-100 kVA	0.1	0.98	30	KS-6 1000 kVA	1	0.98
8	L-23257-160 kVA	0.16	0.98	31	KS-7 300 kVA	0.3	0.98
9	L-23108-50 kVA	0.05	0.98	32	KS-8 100 kW	0.1	1
10	L--23107-1600 kVA	1.6	0.98	33	L-AS-250 kVA	0.25	0.98
11	L-23641-100kVA	0.1	0.98	34	L-AS-100 kVA	0.1	0.98
12	L-23639-100 kVA	0.1	0.98	35	L-AS-50 kVA	0.05	0.98
13	L-İski-4x400 kW	1.6	1	36	L Başak 250 kVA	0.25	0.98
14	L-13-400 kVA	0.4	0.98	37	L-BK-1 300 kVA	0.3	0.98
15	L-14-250 kVA	0.25	0.98	38	L-BK-3- 630 kVA	0.63	0.98
16	N-Karacaköy-400kVA	0.4	0.98	39	L-BK-2-450 kVA	0.45	0.98
17	L-23191-250 kVA	0.25	0.98	40	L-BK-4- 400 kVA	0.4	0.98
18	Hisarbeyli Load 50 kVA	0.05	0.98	41	L-BK-5-500 kVA	0.5	0.98
19	L-23647-Vod. 25 kVA	0.025	0.98	42	L-BK-6-250 kVA	0.25	0.98
20	L-Yuksel-50 kVA	0.05	0.98	43	L-BK-7-250 kVA	0.25	0.98
21	L1-250 kVA	0.25	0.98	44	L-BK-8-50 kVA	0.05	0.98
22	L-3170 kVA	3.17	0.98	45	L-BK-9-400 kVA	0.4	0.98
23	L-1142 kVA	1.142	0.98				

3.3.4 Rüzgâr Türbini Parametreleri

Simülasyonu yapılan güç sistemine rüzgâr türbinleri bağlantısını incelemek için NEPLAN içinde bulunan rüzgâr türbini modeli kullanılmıştır. Bu model çift beslemeli asenkron

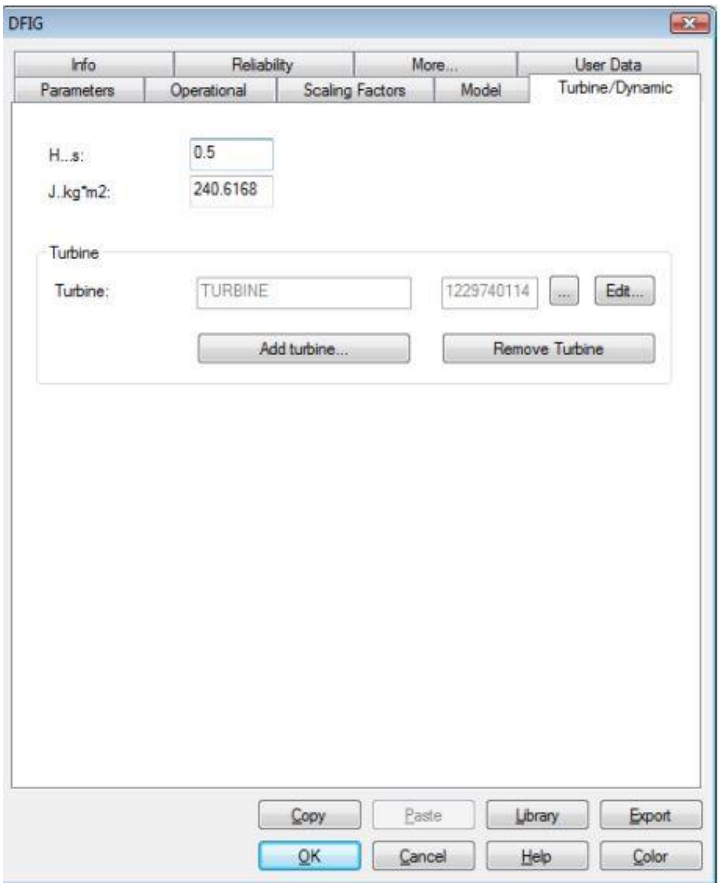
generatör (doubly fed induction generator) yardımıyla mekanik enerjiyi elektriksel enerjiye çevirmektedir. Program içinde kullanılan model, statik yük akışı ve dinamik analizler için 5 MW'lık bir çıkış gücü vermektedir. Rüzgâr türbini modelinin çift beslemeli asenkron generatör olarak çalıştırılabilmesi için giriş değerleri P, Q, s olarak seçilmiştir. Bu değerler P = -5,68599, Q = - 0 ve s = -8 olarak ayarlanmıştır. P ve Q parametrelerinin değerleri önündeki eksi ifadesi, bu güçlerin asenkron generatör tarafından üretilip şebekeye verildiğini belirtirken, s parametresinin önündeki eksi ifade elektrik makinasının generatör modunda çalıştığını göstermektedir.



Şekil 3.1.a Rüzgâr Türbini Generatör Parametreleri ve Değerleri

NEPLAN güç sistemi analiz programında rüzgâr türbini modelinin çalıştırılabilmesi için generatörün kontrol parametrelerinin girildiği bir tane kontrol bloğu ve türbin kanatlarına çarpan rüzgârın hızının girildiği bir tablo kullanılmaktadır. Modellenen sistem üzerinde rüzgâr türbini bağlantısı incelenirken, program içinde var olan kontrol parametre değerleri kullanılmıştır. rüzgâr hızı verileri ise nominal hıza eşit veya büyük olacak şekilde ayarlanmıştır. Rüzgâr hızı değeri ayarlanırken amaç, türbinin maksimum

çıkış gücünü şebekeye aktarmasıdır. Çünkü bu durum şebekenin en fazla zorlanacağı, bir anlamda şebeke için en kötü durum senaryosu olacaktır.



Şekil 3.1.b Rüzgâr Türbini Generatör Parametreleri ve Değerleri

Şekil 3.1'de modelde kullanılan rüzgâr türbinin parametreleri ve değerleri görülmektedir. Bu değerlerden U_r türbinin çıkış gerilimini kV cinsinden, I_r türbinin anma güçteki çıkış akımını kA cinsinden ifade etmektedir. Bu türbin 3 faz olarak modellendiği için anma gücü (görünür gücü), anma akım ve çıkış geriliminin çarpımının $\sqrt{3}$ katına eşittir. Bu modelde, yapılan analizler için bir diğer önemli parametre olan cos φ , başlangıç anı (kalkış anı) ve anma güçte çalışılan an için ayrı ayrı girilmektedir. Modelde kullanılan değerler kalkış anı için 0,01 ve anma güç değeri için 0,854978 olarak belirlenmiştir.

3.3.5 NEPLAN Güç Sistemi Analiz Programında Modellenen Çatalca Dağıtım Sistemi

Rüzgâr türbinlerinin güç sistemleri üzerine elektriksel açıdan yaptıkları etkilerin, kısa devre gücü düşük şebekelerde veya daha büyük şebekelerin kısa devre gücü açısından

zayıf noktalarında olduğu bilinmektedir. Bu nedenle Çatalca dağıtım sisteminin merkeze en uzak noktasından model oluşturulmaya başlanmış ve etkinin görülmediği baralara (sonsuz güçlü baralar) kadar sistem genişletilmiştir. Bu işlemlerin sonucunda simülasyonu yapılan sistem toplam 75 adet dağıtım hattı, 45 adet statik yük, 50 adet transformatör merkezi, bir adet rüzgâr çiftliği ve sonsuz güçlü şebekeden meydana gelmiştir. Sistemde herhangi bir bozucu etki görülmeden, Bölüm 2'de anlatılan kısıt değerlerin içinde kalacak şekilde, bağlanabilecek maksimum rüzgâr gücünün tespit edilmesi amaçlandığından, sistem içinde kullanılan rüzgâr çiftliğinin kurulu gücü önceden belirlenmemiştir ve kademe kademe arttırılarak bağlanabilecek maksimum gücün tespiti yapılmıştır. Bu konu ile ilgili detaylı bilgi bölüm 4'te anlatılacaktır.

BÖLÜM 4

MALİYET FONKSİYONLARININ ÇIKARTILMASI VE BİRİM ENERJİ MALİYETİ

Günümüz dünyasında ülkelerin elektrik şebekelerini beslemek için kullandıkları primer enerjilerin büyük bir kısmı halen geleneksel enerji kaynağı olarak isimlendirilen petrol, kömür veya nükleer bazlı santrallerden oluşmaktadır. Çoğunlukla fosil bazlı olan bu geleneksel kaynakların her geçen gün azalması maliyet açısından da tam tersi bir durum ortaya çıkartarak birim enerji fiyatlarında artışa sebep olmuştur. Tükenen kaynaklara dayalı ve aynı zamanda çevre açısından zararlı olan bu üretim şekline alternatif olarak, kolay kurulumu ve yüksek güç elde edilebilmesi gibi avantajlarıyla rüzgâr enerjisi her geçen gün enerji piyasasındaki ve dolayısıyla elektrik güç sistemlerindeki payını arttırmaktadır. Rüzgâr enerjisinin birim enerji maliyeti, geçmişten beri kullanılan kaynaklara nazaran daha yüksek olsa da aradaki farkın yakın gelecekte kapanacağı ön görülmektedir. Bu bölümde, gerek rüzgâr türbinlerinin gerekse şebekenin parçalarını oluşturulan elemanlardan sonucu değiştirecek büyüklükte olanlarının maliyet hesabı ve birim enerji üzerindeki etkileri açıklanmıştır. Güç sistemine bağlanacak rüzgâr gücünün büyüklüğü arttıkça, güç sistemi üzerinde elektriksel açıdan yaptığı etki de artacağı öngörüldüğü için, bir noktadan ekonomik sınırlar içinde bağlanabilecek maksimum rüzgâr enerjisinin birim enerji maliyeti hesabını da değinilmiştir.

4.1 Rüzgâr Santrallerinde Maliyet Hesabı

Rüzgâr enerjisine dayalı olarak üretim yapan santrallerin maliyetleri birçok parametreyi içinde barındırmaktadır. Maliyet üzerinde etkili olan bu parametrelerden bazıları, generatör maliyeti, kule maliyeti, rotor kanatları maliyeti, dağıtım hattı maliyeti gibi

yatırım miktarı açısından etkisi büyük olan parametrelerdir. Bunlara ek olarak kontrol ünitesi, mühendislik, yıllık bakım onarım maliyeti, uzaktan izleme ünitesi, kompanzasyon ünitesi, elektriksel bağlantı (kablolama), satın alınan ekipmanların kurulum bölgesine taşınması gibi nispeten daha düşük oranlara sahip parametreler de yatırım miktarını etkileyen unsurlar arasındadır. Maliyet hesabında kullanılan bu parametrelerin kesin miktarı, bir para birim cinsinden reel karşılıkları yatırımcı ve üretici firmalar arasında ticari gizlilik anlaşmaları gereği net veya güncel olarak bilenememekle beraber, daha önceden yapılan projeler veya devlet desteği kapsamındaki çalışmalardan toplam yatırım maliyeti içinde yüzdesel olarak parametre bazında maliyet tahmin edilebilmektedir. Her ne kadar rüzgâr enerjisinde birim maliyet genelleştirilmeye çalışılsa da bu maliyet, kurulum yapıldığı noktaya bağlı olarak ve ticari anlaşmalara bağlı olarak büyük oranda değişiklik gösterebilmektir. Ayrıca rüzgâr enerji santrallerinin kurulumda göz önüne alınmamış sürpriz maliyetler de ortaya çıkabilmektedir. Bunlara en çarpıcı örnekler arasında, en etkili rüzgârın genellikle en sert doğa koşullarında bulunması ve doğa şartları izin verene kadar projenin devam edememesi nedeniyle oluşabilecek proje aksamaları ve taşınma işlemi için gerekli olan yol yapımı (ormanlık alanda yol açılması veya var olan yolun genişletilmesi) gösterilebilir.

Bu çalışma içinde yapılan maliyet analizlerinde, rüzgâr türbinlerinde ilk yatırım maliyeti olarak, piyasa üzerinde kabul görmüş bir kanı olarak 1 MW kurulu güç için 1 milyon €'luk maliyet göz önüne alınmıştır. Bu kabulden sonra kurulu güç üzerinde meydana gelen her artışın maliyet tarafında da bir artış gözlenmesine yol açar ve rüzgâr enerjisi yatırım maliyet fonksiyonu lineer bir karakteristiğe sahip olarak belirlenir.

Rüzgâr enerjisi, primer enerji kaynağı olarak kurulduğu bölgedeki rüzgârı kullandığı için, bölgenin rüzgâr potansiyeli rüzgâr enerjisi birim maliyetinde doğrudan etkilidir. Çünkü bölgenin rüzgâr potansiyeli, rüzgâr enerjisinin kurulu gücünün kullanım miktarı olarak ifade edilen ve rüzgâr santrallerinin üreteceği enerjiyi hesaplamakta kullanılan 'kapasite faktörü'nü doğrudan etkilemektedir. Rüzgâr santrali kurulumu planlanan bölgelerde uzun süreli ölçümler yapılarak bölgenin rüzgâr potansiyeli ortaya konulmaktadır. Bu ölçümler genellikle saat bazında yapılmakta olup, her bir rüzgâr hızı için kronolojik zamanlı olarak elde edilmektedir. Bu düzensiz veriler tüm rüzgâr hızlarına karşılık gelen saat bazında esme miktarlarına göre düzenlendiği zaman ortaya çıkan fonksiyonun

matematiksel olarak iki parametreli Weibull fonksiyonuna karşılık geldiği görülmüştür. Bu iki parametre k ve c olarak isimlendirilmiştir. k parametresi şekil, c parametresi ise ölçek parametresi diye adlandırılmaktadır. Eşitlik 4.1'de Weibull fonksiyonu görülmektedir.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-(\frac{v}{c})^k} \quad (4.1)$$

Bu fonksiyon içinde görülen v rüzgâr hızını, f(v) ise v hızındaki rüzgârın esme olasılığını göstermektedir [33].

Bölgenin rüzgâr verileri ve etkiledikleri k,c parametreleri göz önüne alınarak bir rüzgâr türbininin o bölge üzerindeki kapasite faktörü Eşiklik 4.2'de verilmiştir.

$$\text{CF} = \frac{1}{v_R^3} \int_{V_{cut-in}}^{V_R} v^3 \ f(v)dv + \int_{V_R}^{V_{cut-out}} f(v)dv \quad (4.2)$$

Eşitlik 4.2'de görülen V_R, $V_{cut\text{-}in}$, $V_{cut\text{-}out}$ ifadeleri sırasıyla rüzgâr türbinin anma çıkış gücüne ulaştığı rüzgâr hızı değeri, rüzgâr türbininin enerji üretimine başladığı rüzgâr hızı değeri ve rüzgâr türbinin enerji üretimini sonlandırdığı rüzgâr hızı değeridir. Tüm bu değerler m/s cinsinden hesaplanmaktadır [32]. Bu eşitlikten anlaşıldığı üzere rüzgâr türbinlerinin kurulumu yapılan bölgenin rüzgâr verileri ve türbinin çalışma aralığı türbinin kapasite faktörü üzerinde doğrudan etkilidir.

Rüzgâr enerjisi maliyetini hesaplayabilmek için üretilen enerji miktarının bilinmesi gerekmektedir. Eşitlik 4.3'te bir rüzgâr türbinin bir yıl içinde üretebileceği enerjinin elde edilişi verilmektedir.

$$E_T = 8760 \,.\, P_N \,.\, CF \quad (4.3)$$

Eşitlik 4.3'te görülen E_T , rüzgâr türbini tarafından üretilen toplam yıllık enerjiyi, P_N , rüzgâr türbinin gücünü, CF ise bölgenin kapasite faktörü belirtmektedir.

Birim enerji maliyetinin hesaplanabilmesi için yıllık üretilen enerji miktarına ek olarak yıllık maliyet değeri de hesaplanmalıdır. Yıllık maliyet değeri, toplam yatırım maliyetini, kredi faizine ve proje ömrüne bağlı olarak yıllara dağıtmak suretiyle bulunur. Eşitlik 4.4'te verilen formül toplam yatırım maliyetinin yıllara uniform olarak dağıtımını göstermektedir.

$$A = P_T \left[\frac{i\,(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}\right] \quad (4.4)$$

Eşitlik 4.4'te görülen P_T, toplam yatırım maliyetini, i, yıllık kredi faizini, n ise proje ömrünü ifade etmektedir. Bu parametrelere bağlı olarak bulunan A ifadesi projenin yıllık maliyetini vermektedir.

Elde edilen tüm sonuçlar ve yapılan kabuller göz alındığında rüzgâr enerjisi için birim enerji maliyeti ;

$$M_{Birim} = \frac{Yıllık\ Maliyet}{Uretilen\ Yıllık\ Enerji} = \frac{A+B\&O}{8760.P_N\,[\mathrm{kW}]\,.\mathrm{CF}} \quad (4.5)$$

olarak hesaplanmaktadır. Eşitlik 4.5'te görülmekte olan M_{Birim} , birim enerji maliyetini ve B&O, yıllık bakım onarım maliyetini göstermektedir. B&O maliyeti projenin %1'i ile %5'i arasında değişkenlik göstermekte olan bir parametredir.

4.2 Ek Yatırım Maliyetleri

Rüzgâr enerjisinin birim maliyeti hesaplanırken, yatırım maliyeti kadar ek yatırım maliyeti olarak tanımlanan unsurlar da göz önüne alınmalıdır. Ek yatırım maliyetleri, rüzgâr enerjisinin şebeke entegrasyonu için gerekli olan ünitelerin maliyetlerini ifade eden bir terimdir. Rüzgâr enerjisinin karakteristik yapısı gereği elektrik şebekesi içindeki parametreler üzerinde kısıtlanması gereken etkileri olacaktır. Bu kısıtlamalar elektriksel parametrelerin istenen sınırların içine çekilmesi gibi gerek kontrol üniteleri gerekse kolay bulunabilen, düşük maliyetleri ekipmanlarla çözülebilirken, güç sistemi elemanlarının elektriksel kapasiteleri gibi fiziksel kısıtların ek yatırım maliyetlerini önemli oranda arttırdığı görülmektedir. Örneğin, kullanılacak generatör tipine bağlı olarak reaktif güç ihtiyacı olan bir rüzgâr türbini için kompanzasyon ünitesi kullanılması gerekli olacak ve bu da ek bir yatırım maliyeti getirecektir. Tüm bu maliyetler rüzgâr türbini tipine ve şebekenin kısa devre gücüne bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Bu çalışmada sonuç üzerinde etkisi en fazla gözlenen ek yatırım parametreleri göz önüne alınmıştır.

4.2.1 Dağıtım Hattı Maliyetleri

Son yıllara kadar üretim ve dağıtım birimleri birbirinden ayrı noktalarda oldukları için, güç sistemleri tasarlanır ve inşa edilirken bu durum doğrultusunda hareket edilmiştir.

Günümüz teknolojisinin imkânlarıyla artık tüketim yapılan noktalarda üretimin yapılabiliyor olması güç sistemlerinin planlanma aşamasında göz önüne alınan durumları geçersiz kılmaya ve yeniden planlanmaya ihtiyaç doğurmaktadır.

Dağıtım amaçlı olarak uygulanan bir güç sisteminin üretim birimlerini içinde bulundurmaya başlaması hem elektrik parametreleri, hem de fiziksel parametreleri değiştirecektir. Dağıtım hatlarının yüklerin elektrik ihtiyacını karşılamaya yönelik olarak inşa edildikleri düşünüldüğünde, şebekenin uç noktlarına doğru yük miktarındaki azalmaya bağlı olarak taşıma kapasitelerinin azalacağı görülmektedir. Şebekenin zayıf noktaları olarak tabir edilen bu noktalardan yapılacak olan üretim sistemi bağlantıları, dağıtım hatlarının taşıma kapasitelerinin aşılmasına ve var olan dağıtım hatlarının yenilenmesine yönelik bir ihtiyaç doğuracaktır.

Rüzgâr enerjisi birim maliyeti üzerinde etkisi gözlenen parametrelerden olan dağıtım hattı maliyeti hesaplanırken direk maliyeti, montaj maliyeti, travers ve hat maliyetleri göz önüne alınmıştır. Tüm bu maliyetler, Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü tarafından yıllık olarak yayınlanan, ‘ Elektrik Proje ve Tesis Birim Fiyat Kitabı’ndan elde edilebilir.

Eşitlik 4.5 dağıtım hattı maliyeti içindeki direklerin maliyetini belirtmektedir.

$$M_{Dr} = N_{Dr}.m_{Dr} \tag{4.5}$$

Bu denklemde M_{Dr} , toplam direk maliyetini, N_{Dr}, dağıtım hattı inşa edilirken gerekli olan toplam direk sayısını ve m_{Dr} , bir direk için karşılanması gereken maliyeti göstermektedir.

Direklerin montaj maliyeti, Eşitlik 4.6’da verilmiştir.

$$M_{Dr-Mnt} = K_{Dr} \,.\, m_{Dr-Mnt} \,.\, N_{Dr} \tag{4.6}$$

Bu denklemde $M_{Dr\text{-}Mnt}$, direklerin toplam montaj maliyetini, K_{Dr} , bir direğin kilogram cinsinden ağırlığını, $m_{Dr\text{-}Mnt}$, bir direk için kilogram başına maliyeti, N_{Dr} ise toplam direk sayısını ifade etmektedir.

Travers maliyetleri de kullanıldıkları adetlerle doğru orantılı olarak değişmektedir. Eşitlik 4.7’de verilen ifade de, M_T ,toplam travers maliyetini, N_T , kullanılan travers sayısını, m_T ise birim travers maliyetini göstermektedir.

$$M_T = N_T \,.\, m_T \tag{4.7}$$

İletim hatlarının maliyeti üzerindeki bir diğer önemli etken de İletken (hat) maliyetidir. Bu maliyet hesaplanırken hattın uzunluğu ve kullanılan iletkenin ağırlığı da dikkate alınır.

$$M_{Dm} = K_{Dm} \,.\, L \,.\, m_{Dm} \tag{4.8}$$

Eşitlik 4.8'de verilen ifade dağıtım hattında kullanılacak olan iletkenin maliyetini göstermektedir. Bu eşitlikte M_{Dm} , toplam iletken maliyetini, K_{Dm} , bir kilometre başına iletkenin ağırlığını, L, kullanılacak iletkenin uzunluğunu ve m_{Dm} ise bir kilogram başına iletken maliyetini göstermektedir.

Eşitlik 4.9'da görülmekte olan, Eşitlik 4.5, 4.6, 4.7 ve 4.8 toplamı, ek yatırım maliyetinin bir parçasını oluşturacak olan dağıtım hattı maliyetinin toplamını vermektedir.

$$M_{DH} = M_{Dr} + M_{Dr-Mnt} + M_T + M_{Dm} \tag{4.9}$$

4.2.2 Transformatör Maliyetleri

Rüzgâr türbinlerinin kurulum maliyetinin içinde veya kurulum maliyetine ek olarak hesaplanması gereken bir diğer önemli unsur da transformatör maliyetleridir. Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin çıkışları avrupa için 690 Volt olacak şekilde tasarlanır. Rüzgâr türbinlerinin çıkışlarındaki bu alçak gerilim seviyesi bağlantı noktasının gerilimine uygun seviyeye getirilmesi amacıyla bir yükseltici (step-up) transformatör kullanılarak dönüştürülür.

Bu çalışmada transformatör maliyeti hesabı için üretici firmalardan temin edilen bilgiler doğrultusunda bir yaklaşım izlenmiştir. Üreticilerden alınan bu maliyetler mevcut olarak kullanılan güç seviyelerine karşılık gelmektedir. Çizelge 4.1'de üreticilerden alınan transformatör ve güç maliyetleri parametrik olarak gösterilmiştir.

Çizelge 4.1 Transformatör Güç – Maliyet İlişkisi

Güç Seviyesi (kVA)	**Maliyet ($)**
50	M_{50}
100	M_{100}
160	M_{160}
250	M_{2500}
400	M_{400}
630	M_{630}
800	M_{800}
1000	M_{1000}
1250	M_{1250}
1600	M_{1600}
2000	M_{2000}
2500	M_{2500}

Ulaşılan transformatör güç-maliyet bilgileri her zaman güncel olarak elde edilememektedir. Bu nedenle bilgilerin alındığı yıl, 'Yeniden Değerlerme Oranı' (YDO) kullanılarak, istenen seneye getirilebilir. Yeniden değerleme oranı, Türkiye'de Maliye Bakanlığı tarafından belirlenmektedir. Ayrıca bu oran 'Vergi Usul Kanunu Genel Tebliği' başlığı ile Resmi Gazete'de yayınlanmaktadır. Eşitlik 4.10'da 2009 yılında elde edilen bilgiler ile 2013 yılındaki maliyetlerin hesabı verilmektedir.

$$M_{2009} . (1 + YDO_{2010}) . (1 + YDO_{2011}) . (1 + YDO_{2012}) . (1 + YDO_{2013}) = M_{2013} \quad (4.10)$$

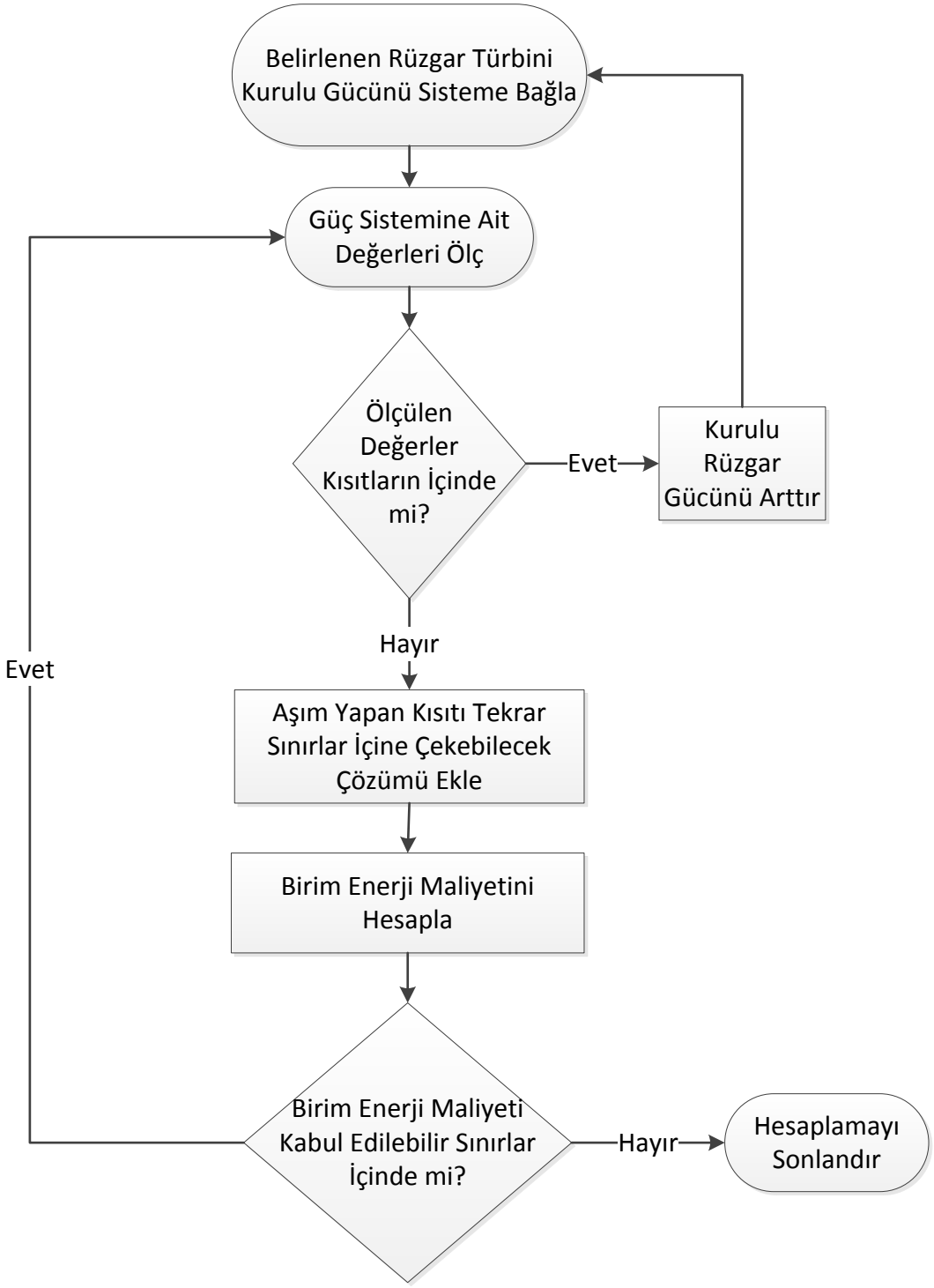
Bu denklemde belirtilen M_{2009} , 2009 yılında elde edilen maliyeti, YDO_{2010} , YDO_{2011} YDO_{2012} ve YDO_{2013} , sırasıyla o yıllara ait yeniden değerleme oranlarını ve M_{2013} de ürünün 2013 senesinde elde edilen maliyetini belirtmektedir.

İlan edilen yıllık yeniden değerleme oranları yüzdelik olarak verilmekte olup, hesaplamalar yapılırken bu oranların ondalık forma getirilmesi gereklidir.

Hesaplanan değerler sonunda istenilen yıllara ait olarak bulunan değerler kullanılarak, eğri uydurma yöntemi yardımıyla tüm güç değerleri için ikinci dereceden bir fonksyon elde edilir ve bu fonksiyon yardımıyla aranılan tüm güç değerleri maliyetler bulunur. Maliyet fonksiyonu oluşturulurken elde veriler doğrultusunda sınırlı bir fonksiyon kullanılmaktadır ve sınırların dışına çıkıldıkça hata payının artacağı unutulmamalıdır.

4.3 Rüzgâr Enerjisi Birim Maliyet Algoritması

Güç sistemlerinin en zayıf noktasından bağlanabilecek maksimum rüzgâr gücünün birim enerji maliyetinin hesaplanabilmesi için, oluşturulan algoritma Şekil 4.1'de görülmektedir. Birim enerji maliyeti hesaplanırken, rüzgâr çiftliğinin kurulu gücü sürekli olarak arttırılmış ve bozucu etkilerin başladığı güç seviyesine kadar birim enerji maliyetinin, kurulu güç ile yatırım maliyeti arasındaki lineer ilişkiden ötürü değişmediği görülmüştür. Güç sistemi açısından bozucu etkilerin başladığı güç seviyesine gelindiğinde yatırım maliyetine ilave olarak gelen ek yatırım maliyetinin de birim enerji maliyeti hesabına dahil olması ile birlikte, rüzgâr enerjisi birim enerji maliyetinde değişim gözlenmiştir. Bozucu etkileri bir noktadan sonra engelleyebilmek imkanlar dahilinde olsa bilse birim enerji maliyetinin çok fazla arttırdığı için rüzgâr santrallenin kurulumunu uygunabilir olmaktan çıkartmaktadır.



Şekil 4.2 Rüzgâr Türbini Birim Enerji Maliyeti Algoritması

BÖLÜM 5

SiMÜLASYON SONUÇLARI VE SAYISAL ANALİZ

Oluşturulan güç sistemi modeline, şebekenin kısa devre gücü en düşük noktasından rüzgâr türbinleri bağlantısı yapılmıştır. Rüzgâr türbinleri dağıtım sistemine yüksek gerilim seviyesinde 34,5 kV'tan bağlanmıştır. Simulasyonda kullanılan rüzgâr türbinlerinin parametreleri 3.3.4 numaralı başlık altında verilmiş olup her biri 5 MW nominal çıkış gücüne sahiptir. Bağlanacak olan rüzgâr santralinin kurulu güç açısından, taşıma kapasitesi ve güç kalitesi sınırlarını geçmeyecek büyüklükte olmasına dikkat edilmekle birlikte, ek yatırım maliyetleri de hesaba katılınca uygulanabilir sınırlar içinde kalmasına özen gösterilmiştir. Oluşturulan sistemden hem statik hem de dinamik simulasyon sonuçları alınırken rüzgâr türbinleri güç sistemine birer birer (5'şer MW) bağlanarak sistem cevabı incelenmiştir.

Bu bölümde, elde edilen sonuçlar statik ve dinamik olarak iki ayrı başlık altında incelenecek ve yönetmeliklerde belirtilen ölçütler göz önüne alınarak yorumlanacaktır. Buna ek olarak kurulması planlanan rüzgâr santralinin birim enerji maliyeti hesaplanarak, bu maliyetin değişimi yorumlanacaktır.

5.1 Yük Akışı Sonuçları

Neplan programında modellen dağıtım sistemi kararlı durum için yük akışı analizleri simule edilmiştir. Çizelge 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7'de dağıtım sistemine en zayıf noktadan rüzgar türbinleri bağlandıktan sonraki 6 ayrı baraya ait bara gerilimleri, kısa devre akımı ve kısa devre gücü parametreleri görülmektedir.

Çizelge 5.1 Bir Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 5 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	99.24	1.512	90.321
N2 Line	99.01	1.544	92.277
N1-Load	96.62	3.699	2.563
N2 Load	98.77	27.554	19.09
Dsi Kök	98.66	1.566	93.573
N-Dsi-Kök	95.97	1.876	1.299

Çizelge 5.2 İki Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 10 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	101.23	1.787	106.795
N2 Line	100.76	1.817	108.565
N1-Load	98.65	3.715	2.574
N2 Load	100.53	28.421	19.691
Dsi Kök	100.49	1.836	109.733
N-Dsi-Kök	97.62	1.879	1.302

Çizelge 5.3 Üç Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 15 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	103.11	2.063	123.304
N2 Line	102.42	2.087	124.723
N1-Load	100.58	3.727	2.582
N2 Load	102.19	29.096	20.159
Dsi Kök	101.98	2.103	125.653
N-Dsi-Kök	99.18	1.882	1.304

Çizelge 5.4 Dört Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 20 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	104.9	2.34	139.835
N2 Line	103.99	2.355	140.738
N1-Load	102.42	3.737	2.589
N2 Load	103.76	29.636	20.532
Dsi Kök	103.41	2.365	141.323
N-Dsi-Kök	100.66	1.884	1.305

Çizelge 5.5 Beş Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 25 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	106.6	2.617	156.381
N2 Line	105.49	2.621	156.604
N1-Load	104.17	3.744	2.594
N2 Load	105.26	30.077	20.838
Dsi Kök	104.78	2.623	156.737
N-Dsi-Kök	102.06	1.886	1.306

Çizelge 5.6 Altı Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 30 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	108.24	2.894	172.938
N2 Line	106.92	2.884	172.317
N1-Load	105.84	3.75	2.598
N2 Load	106.69	30.444	21.092
Dsi Kök	106.07	2.877	171.895
N-Dsi-Kök	103.39	1.887	1.307

Çizelge 5.7 Yedi Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 35 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	109.8	3.171	189.504
N2 Line	108.29	3.144	187.875
N1-Load	107.44	3.755	2.601
N2 Load	108.06	30.754	21.307
Dsi Kök	107.31	3.126	186.796
N-Dsi-Kök	104.66	1.888	1.308

Çizelge 5.8 Yedi Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 35 MW) Bağlı İken Sistemde Aşım Yapan Hatlar ve Yüzde Aşım Miktarları

Aşım Yapan Hatlar	Aşım Miktarı (%)
L2-DSİ	102.93
L3-4	101.76
L4-5	100.72
L5-6	100.45
L12	103.34

Çizelge 5.1., 5.2., 5.3., 5.4., 5.5., 5.6., 5.7. ve 5.8. incelendiğinde rüzgar santralinin kurulu gücü 5 MW'tan 30 MW'a kadar artarken herhangi bir sorun oluşmadığı görülmektedir. Bu güç değerine kadar kurulacak olan santral güç sistemi içinde ek yatırım maliayeti olmaksızın normal olarak çalıştırılabilir. Fakat kurulu güç 7. Türbin bağlanarak 35 MW'a çıkartıldığında, L2-DSİ, L3-4, L4-5, L5-6 ve L12 hatları sırasıyla, % 102,93, % 101,76, % 100,72, %100,45 ve %103,34 oranında aşım yapmışlardır. Bu noktada var olan hatların değiştirilmesi sebebiyle kurulacak olan rüzgâr santrali yatırım tutarına eklenecek yeni maliyetler doğmuştur. İletim hatlarının maliyet hesabı Bölüm 4'te ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Kilometre başına dağıtım hattı maliyeti 1,2036 milyon TL olarak hesaplanmıştır. Çizelge 5.9'da ek maliyetler sonucunda elde edilen yeni birim enerji maliyeti ile önceki durumlara ait maliyetler görülebilir.

Çizelge 5.9 İlk Yedi Durum için Dağıtım Sistemine Bağlanan Rüzgâr Türbini Adedi, Kurulu Güç Değeri ve Karşılık Gelen Birim Enerji Maliyetleri

Bağlanan Türbin Sayısı	**Toplam Kurulu Güç (kW)**	**Birim Enerji Maliyeti**
1	5000	0,0936
2	10000	0,0936
3	15000	0,0936
4	20000	0,0936
5	25000	0,0936
6	30000	0,0936
7	35000	0,1021

Çizelge 5.9'da görüldüğü gibi 7. türbin rüzgar çiftliğine dahil edilince, birim enerji maliyetinde %9.081'lik bir artış görülmüştür. Çiftliğin birim enerji maliyeti 5000 kW'tan 35000 kW'a kadar sabit kalmıştır. Bunun nedeni ise rüzgâr türbini maliyetinin 1 MW için 1 Milyon Euro olarak alınmasıdır. Genel kanı üzerine yapılan kabul, rüzgâr türbini kurulu gücü lineer olarak artarken, maliyetin de doğrusal olarak artmasına ve oranın sabit çıkmasına neden olmuştur. Bu durum sistemin sorunsuz çalışması için gereken ek maliyetler hesaba katılıncaya kadar böyle devam etmiştir.

Çizelge 5.10 Sekiz Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 40 MW) Bağlı İken Sistemdeki Baraların Gerilim, Kısa Devre Akımı ve Kısa Devre Güçleri

Bara İsmi	Bara Gerilimleri (%)	Kısa Devre Akımı (kA)	Kısa Devre Gücü (MVA)
N1 Line	111.31	3.449	206.075
N2 Line	109.6	3.402	203.277
N1-Load	108.98	3.759	2.604
N2 Load	109.37	31.019	21.491
Dsi Kök	108.5	3.371	201.441
N-Dsi-Kök	105.88	1.889	1.309

Çizelge 5.11 Sekiz Rüzgâr Türbini (Toplam Kurulu Güç 40 MW) Bağlı İken Sistemde Aşım Yapan Hatlar ve Yüzde Aşım Miktarları

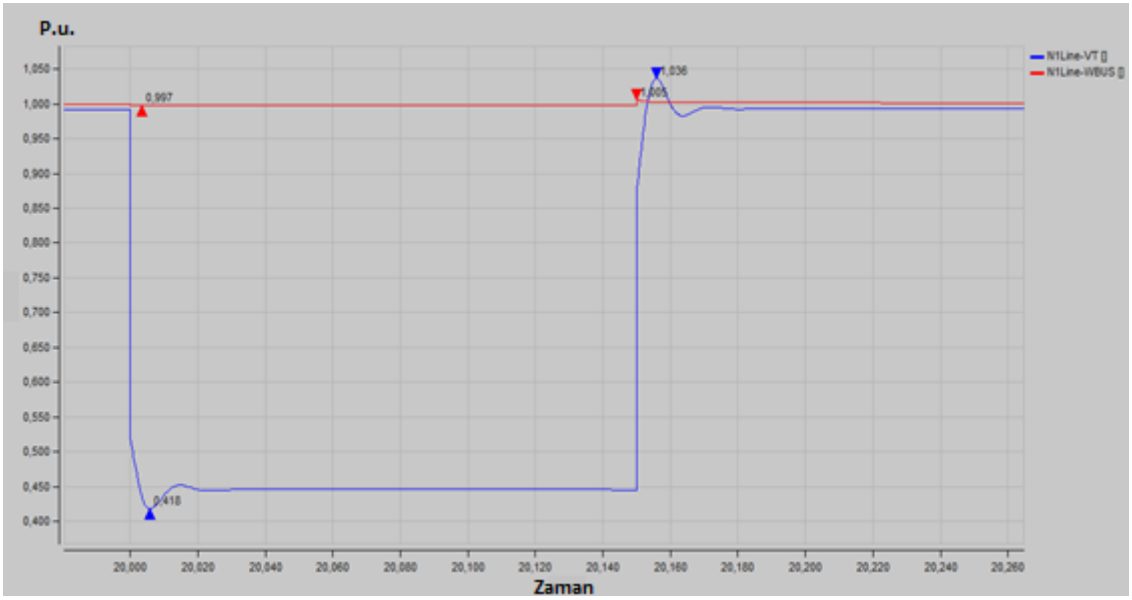
Aşım Yapan Hatlar	Aşım Miktarı (%)
L2-DSİ	116.41
L3-4	114.98
L67-8	113.01
L4-5	113.95
L14-Karacaköy	108.64
L5-6	113.69
L12	116.54

Çizelge 5.11'den görüldüğü üzere Rüzgâr çiftliğine 8. türbin ilave edildiği anda L67-8 ve L14-Karacaköy hatları sırasıyla %113,01 ve %108,64 taşıma kapasitesi yönünden aşım yapmıştır. Ayrıca bir önceki durum olan 7 türbinin bağlandığı durumda aşım yapan hatların taşıma kapasitesi aşım oranları ciddi biçimde artış göstermiştir. Bu noktada, sistemin bu hali ile çalıştırılmasının bir önceki duruma göre çok daha riskli olduğu gözlenmektedir. Rüzgâr santralinin aşım yapan L67-8 ve L14-Karacaköy hatları da hesaba katıldığındaki birim enerji maliyeti Çizelge 5.12'de görülmektedir. Aşım yapan dağıtım hatlarına ek olarak N1Line isimli baranın gerilimi müsaade edilen $\pm$10'luk sınırı geçmiş ve % 111,31 değerine ulaşmıştır. Bu durumda yönetmelikler gereği rüzgâr çiftliği sisteme bağlı çalışmasına devam etmemelidir. Baranın gerilim sınırı aşması reaktif güç kompanzasyonu ile aşılabilen bir çözümdür. Bu çözümün birim enerji maliyeti hesaplanırken sisteme getireceği ek maliyet Bölüm 4'te detaylı olarak açıklanan transformatör maliyet yaklaşımı yöntemi ile elde edilmiştir.

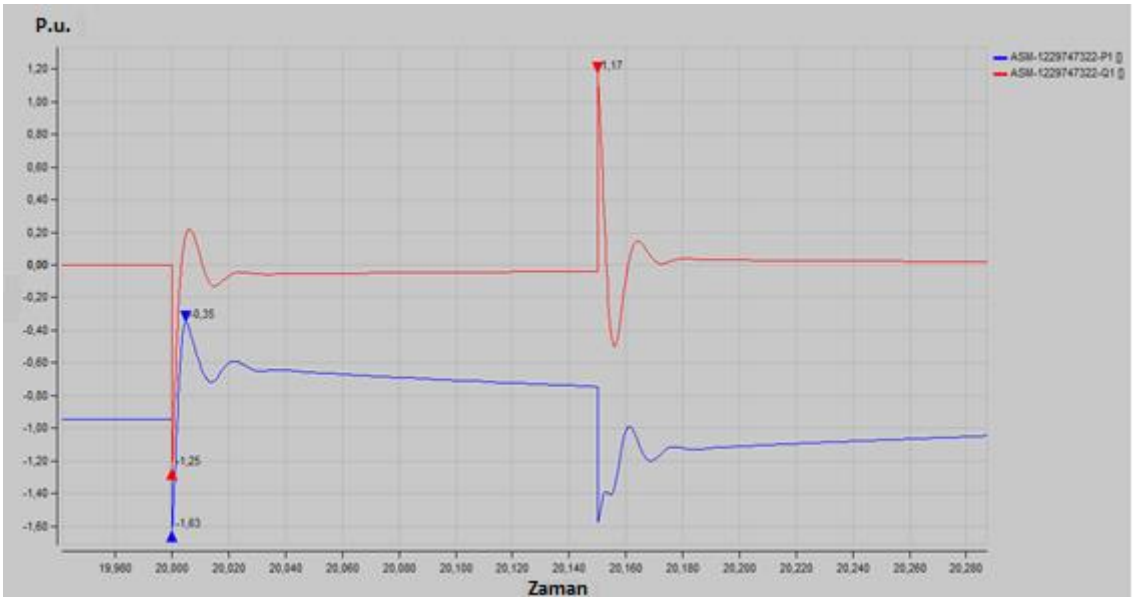
5.2 Dinamik Sonuçlar

Türkiye'de şebekeye bağlı çalışan rüzgâr türbinlerinin arıza sonrası sisteme yapacakları katkı Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği Ek-18'de belirtilmiştir. Şebekeye bağlı çalışan tüm rüzgâr enerjisi sistemleri bu kıstasları sağlayacağı peşin olarak beyan ederler ve olası sorunları ortadan kaldıracak çözümler üretmek santral sahibinin sorumluluğu altındadır. Bu nedenle simulasyon ortamında modellenen şebeke dinamik olarak incelenmiştir.

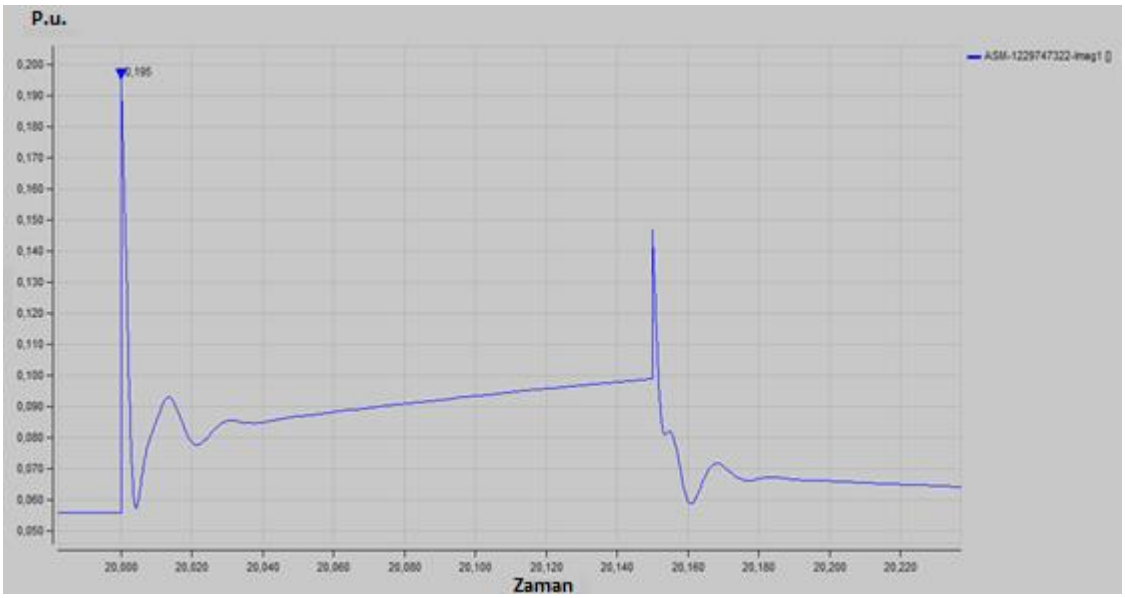
Rüzgâr türbinlerinin bağlı oldukları barada oluşan arıza sonrası sistem parametrelerindeki değişimler göz önüne alınarak şebeke bağlı kalıp kalmaması, reaktif güç desteği vermesi gibi özellikleri barındırmaları istenmektedir. Bu nedenle modellenen dağıtım sisteminin en zayıf noktasından sisteme bağlanan rüzgâr çiftliğinin bağlı olduğu barada bir arıza meydana gelmesi durumu incelenmiştir. Rüzgâr türbinlerinin karşılaşabilecekleri en güç durum olan 3 faz-toprak kısa devre arızası bu çalışma yapılırken seçilmiş ve temizlenme süresi birçok ülkenin yönetmeliğinde kritik değer olarak görülen 150 ms olarak kabul edilmiştir. Sistem incelenirken arızalar 20. saniyede meydana gelecek ve 20,15. Saniyede temizlenecek şekilde ayarlanmıştır. Arıza anında fazlar ve toprak arasındaki direnç ve endüktans değeri 9 ohm olarak kabul edilmiştir. Dinamik sonuçlar bir önceki durum olan statik yük akkışında olduğu gibi rüzgâr türbinlerinin birer birer şebekeye bağlanması ile elde edilmiştir.



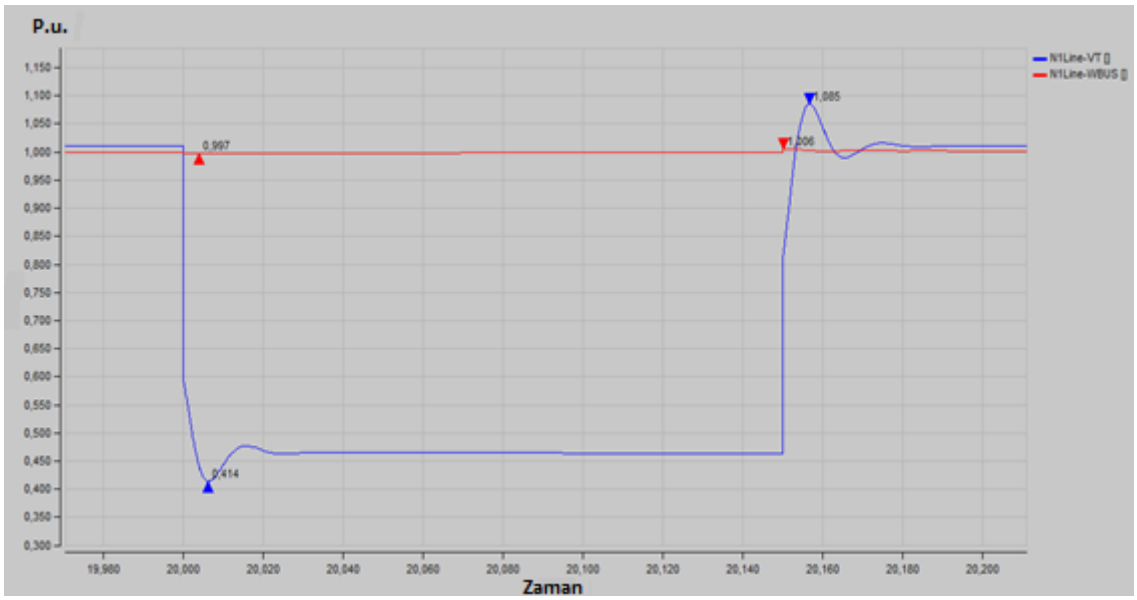
Şekil 5.1 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



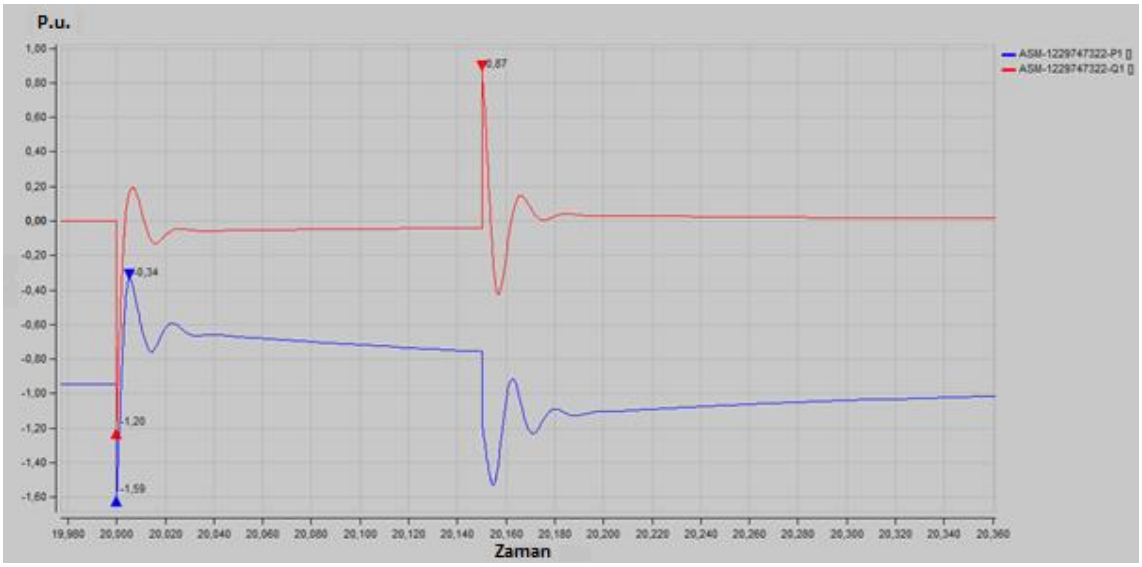
Şekil 5.2 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü



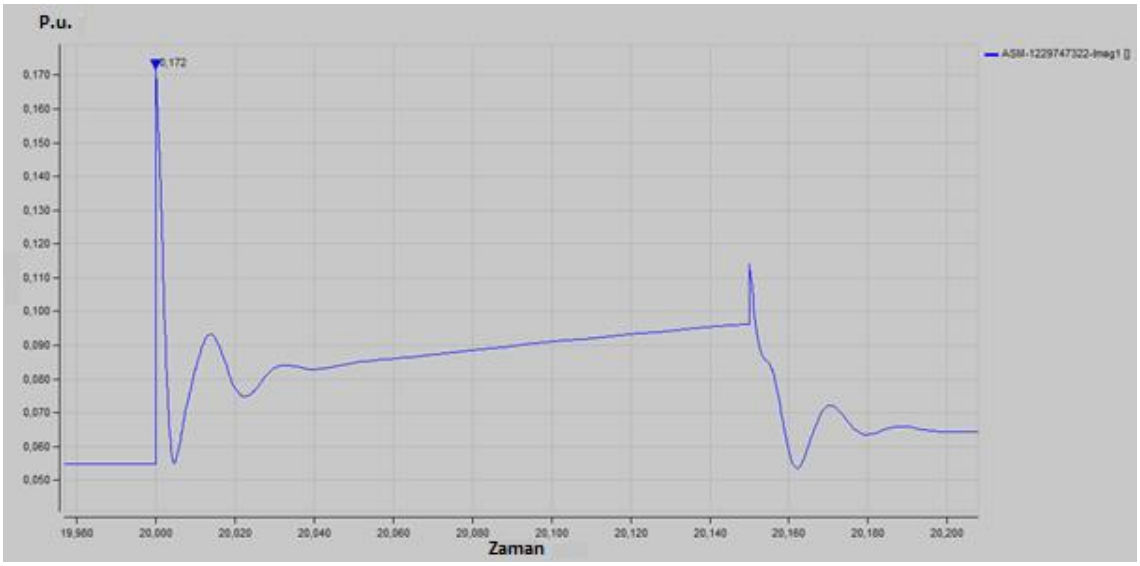
Şekil 5.3 Bir Adet Rüzgâr Türbini (5 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı Genliği



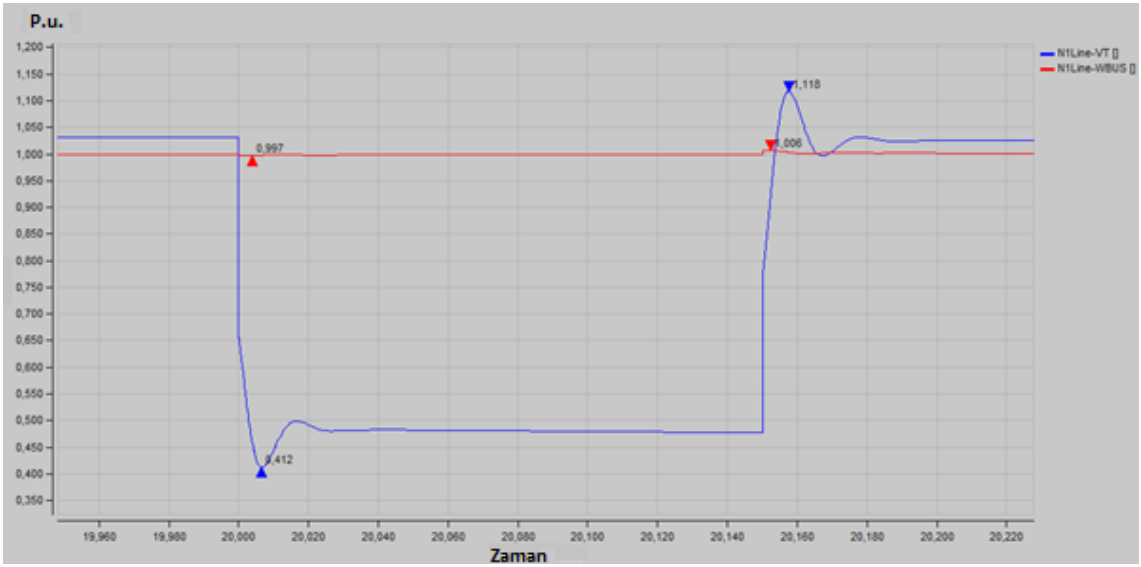
Şekil 5.4 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



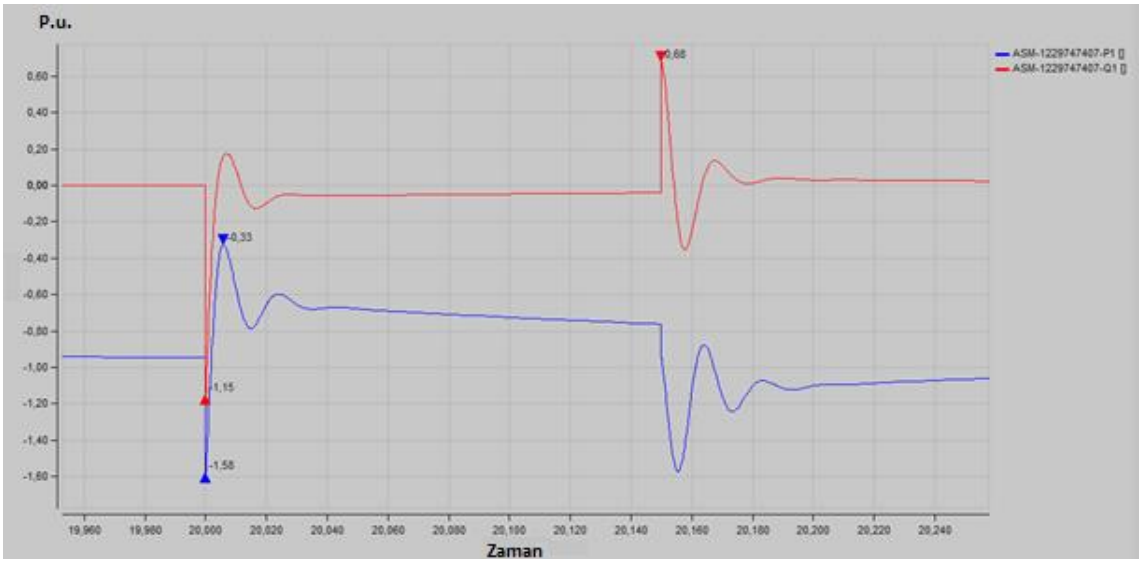
Şekil 5.5 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü



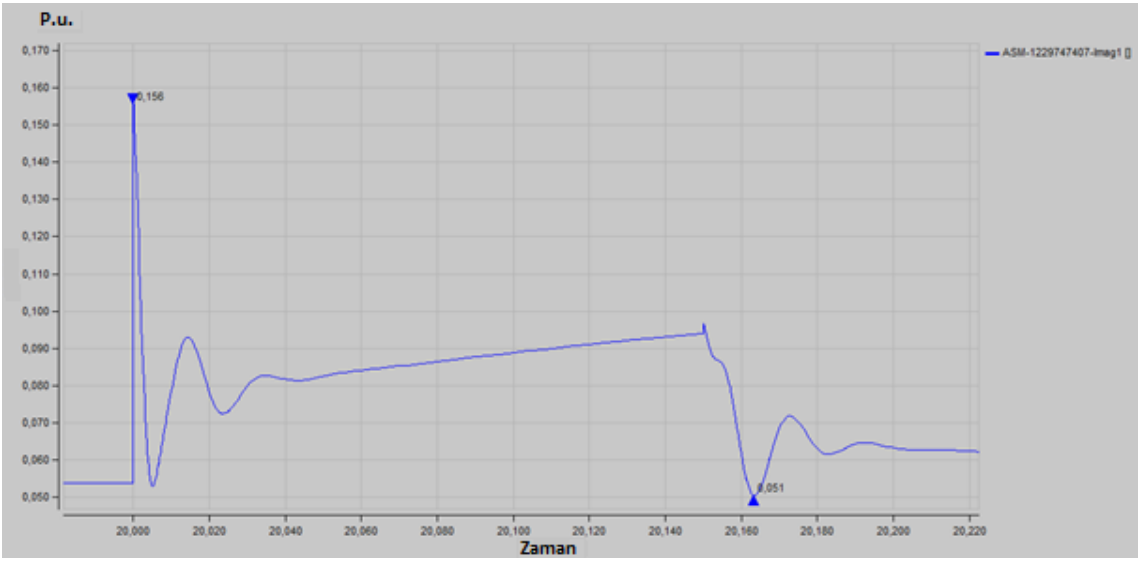
Şekil 5.6 İki Adet Rüzgâr Türbini (10 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı



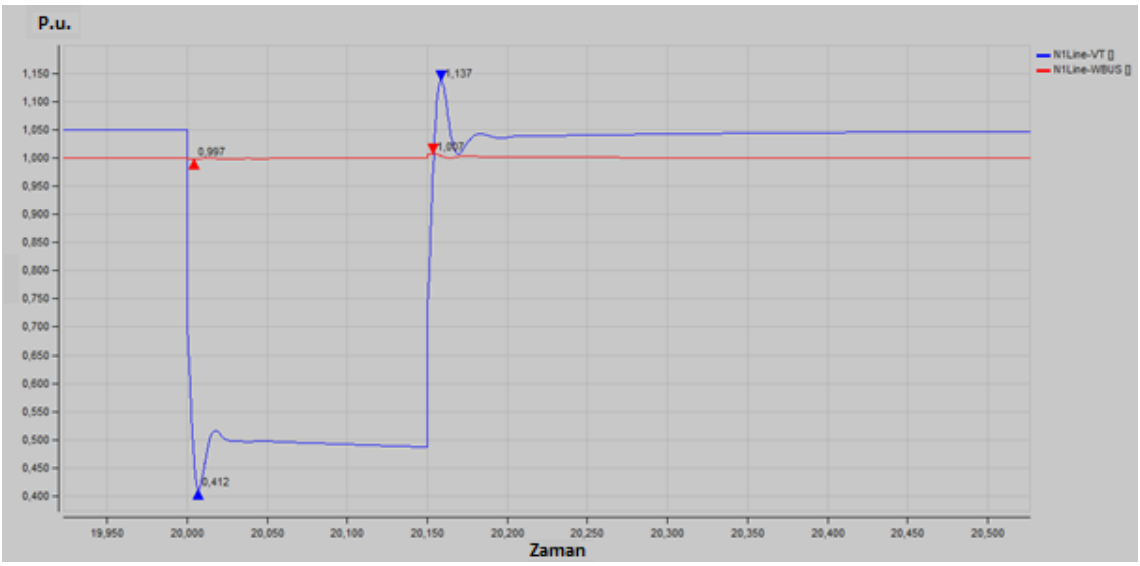
Şekil 5.7 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



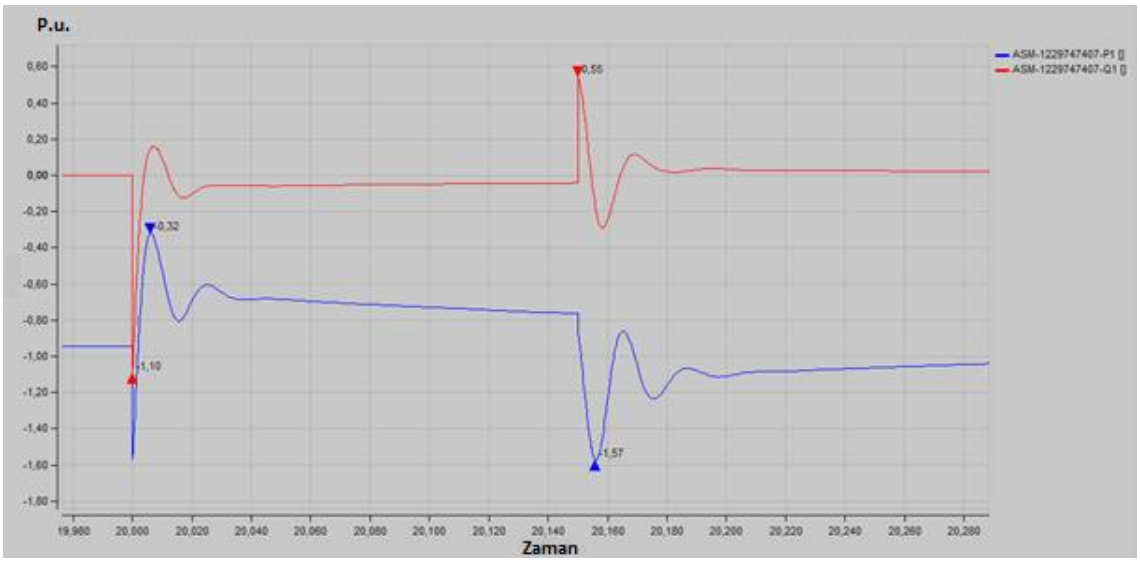
Şekil 5.8 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Aktif ve Reaktif Gücü



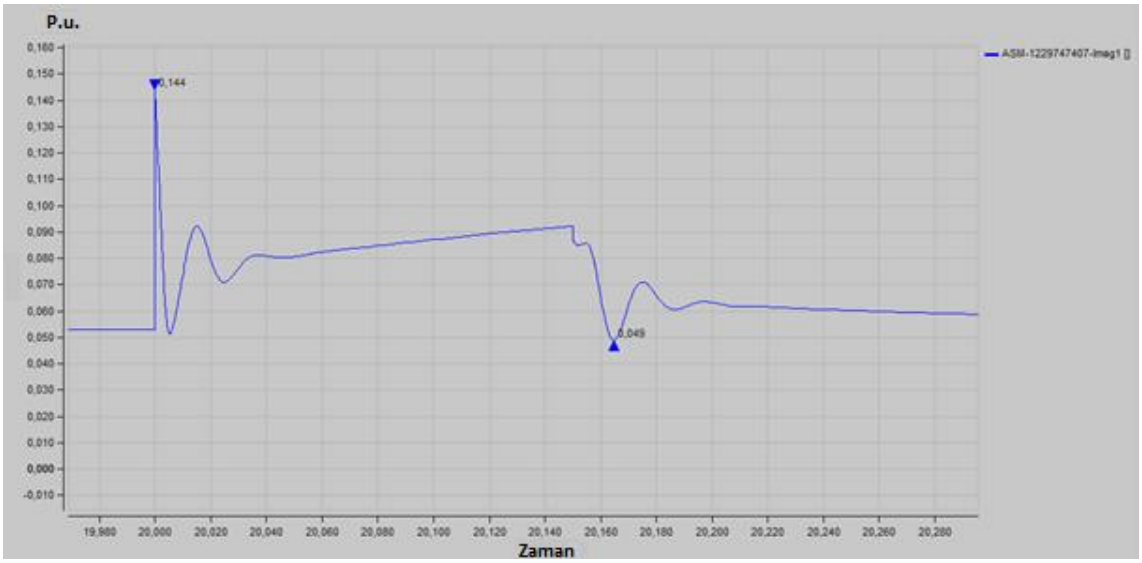
Şekil 5.9 Üç Adet Rüzgâr Türbini (15 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Türbin Çıkış Akımı



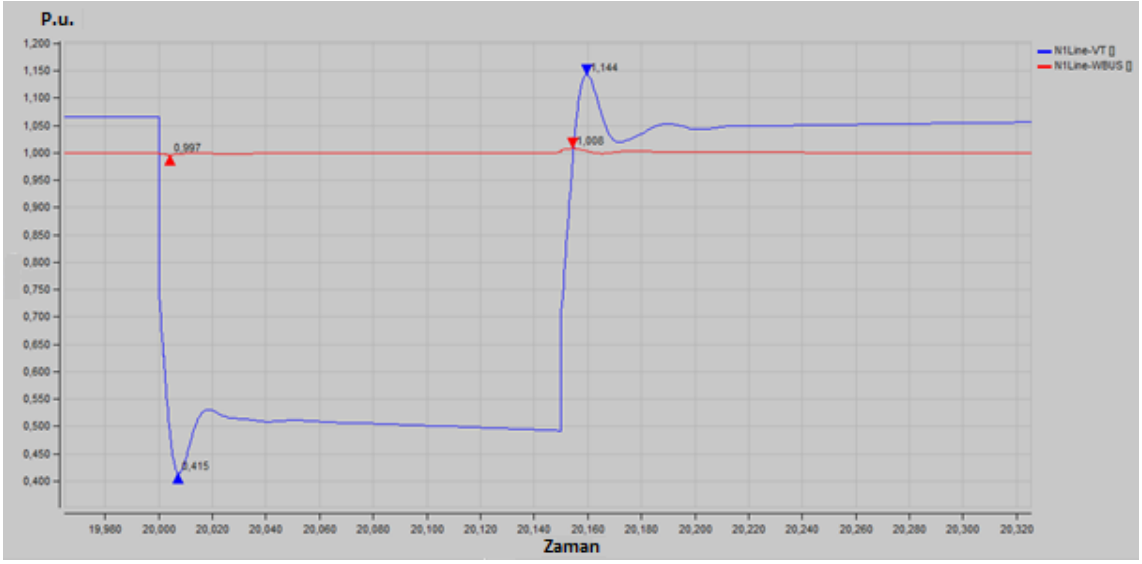
Şekil 5.10 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



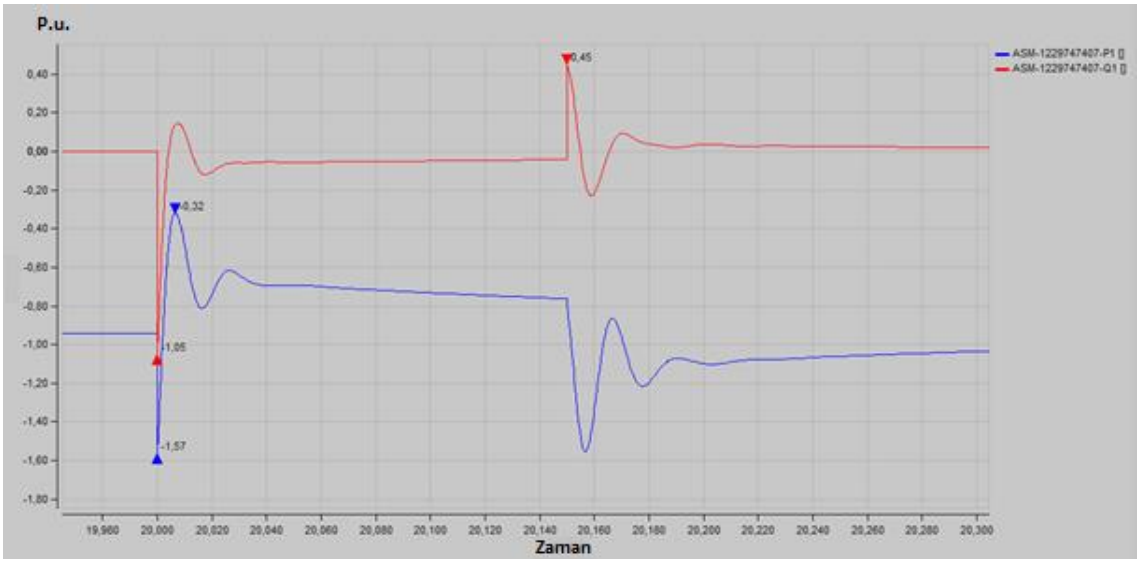
Şekil 5.11 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü



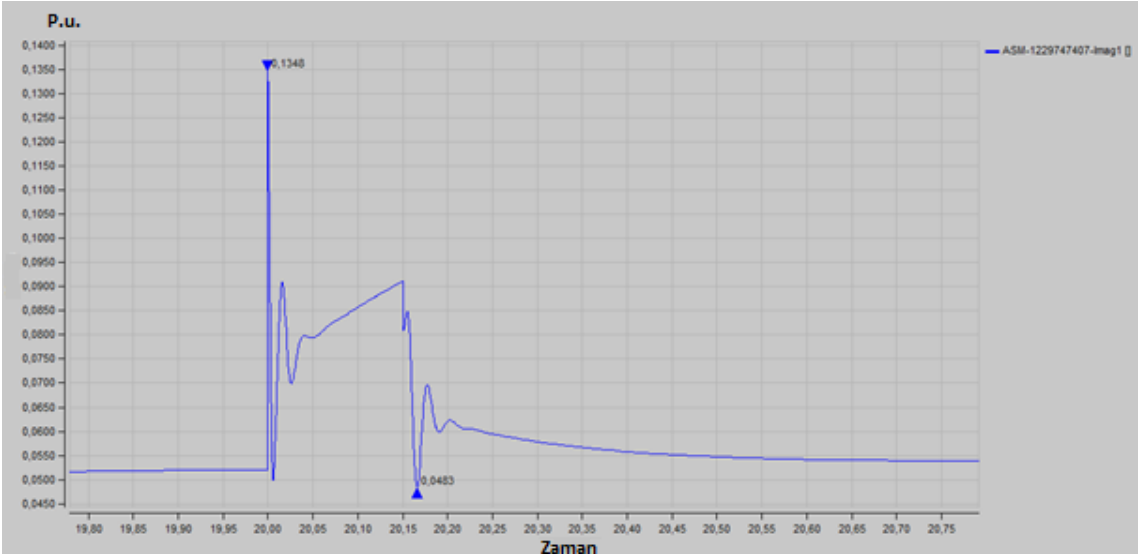
Şekil 5.12 Dört Adet Rüzgâr Türbini (20 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı



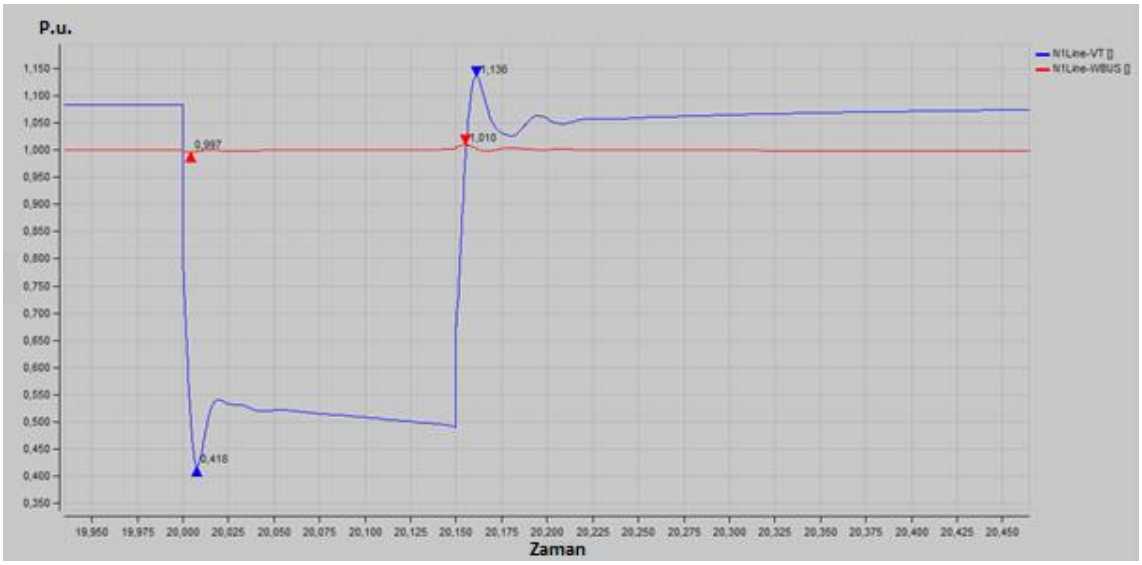
Şekil 5.13 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



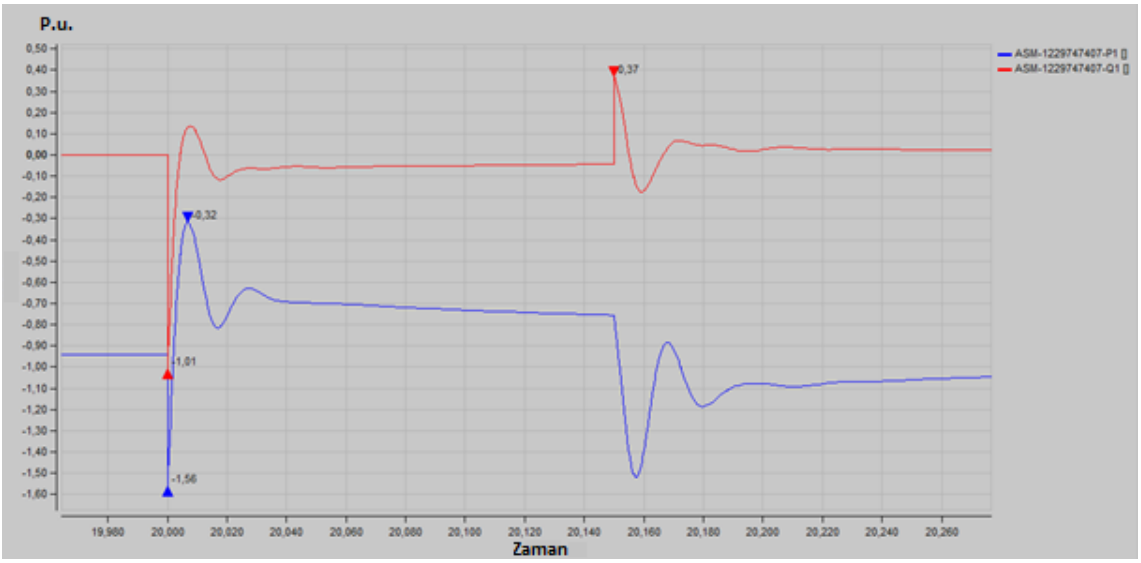
Şekil 5.14 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü



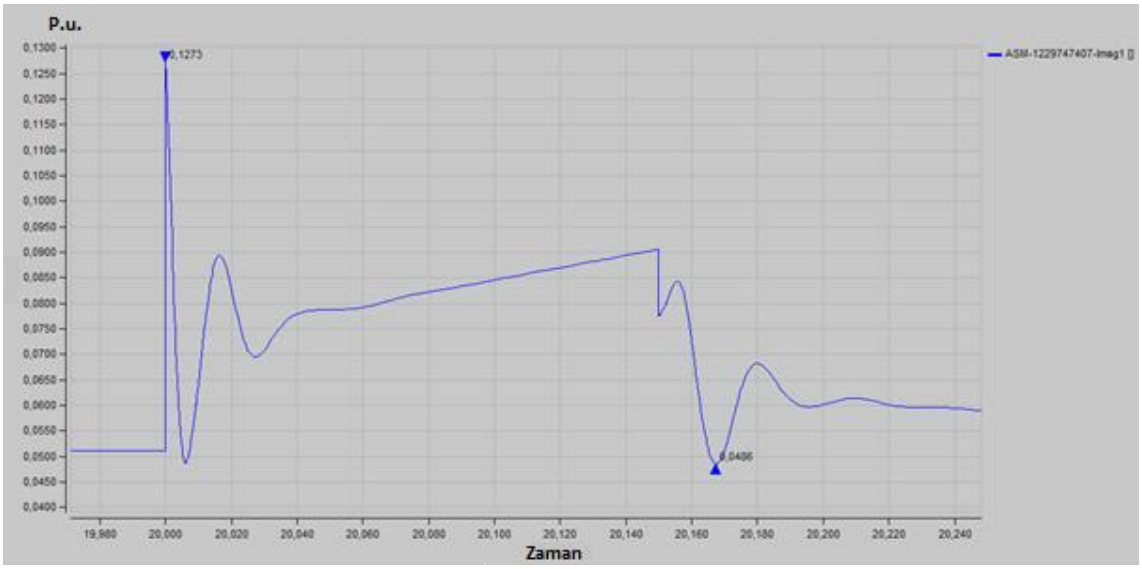
Şekil 5.15 Beş Adet Rüzgâr Türbini (25 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı



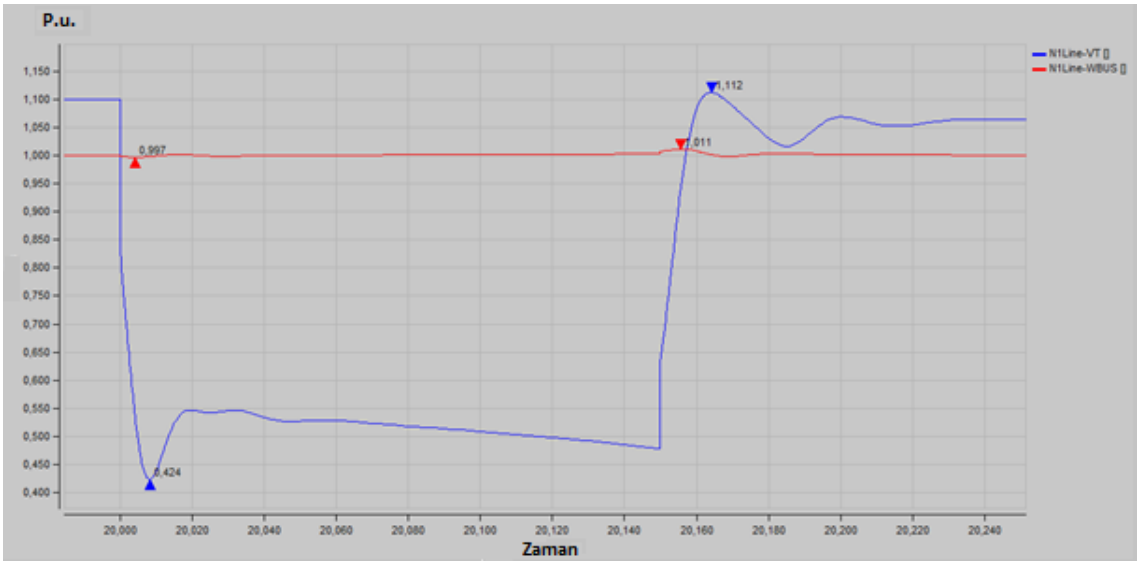
Şekil 5.16 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



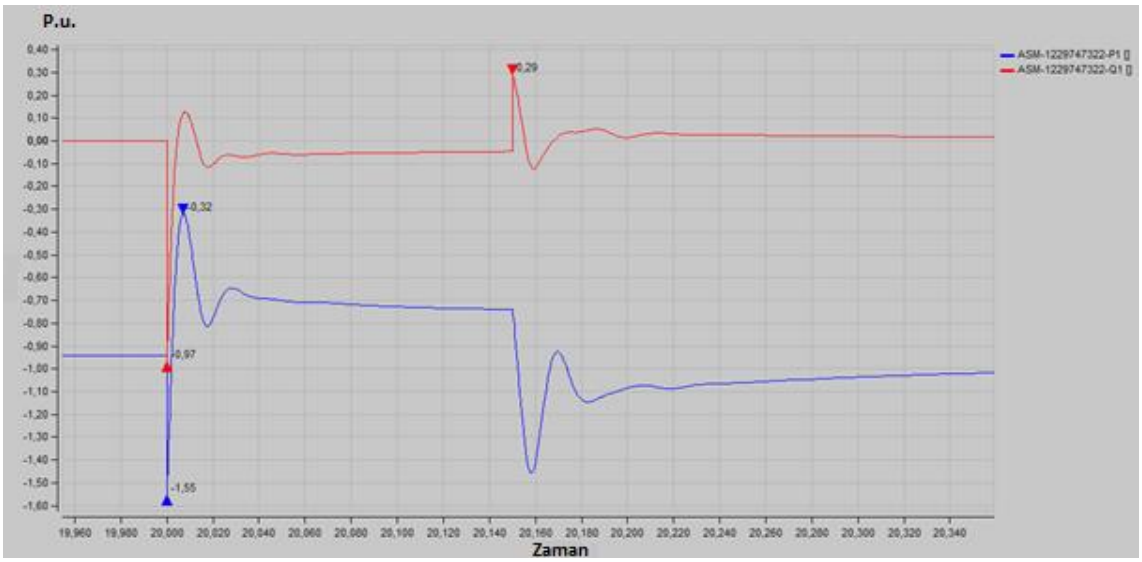
Şekil 5.17 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü



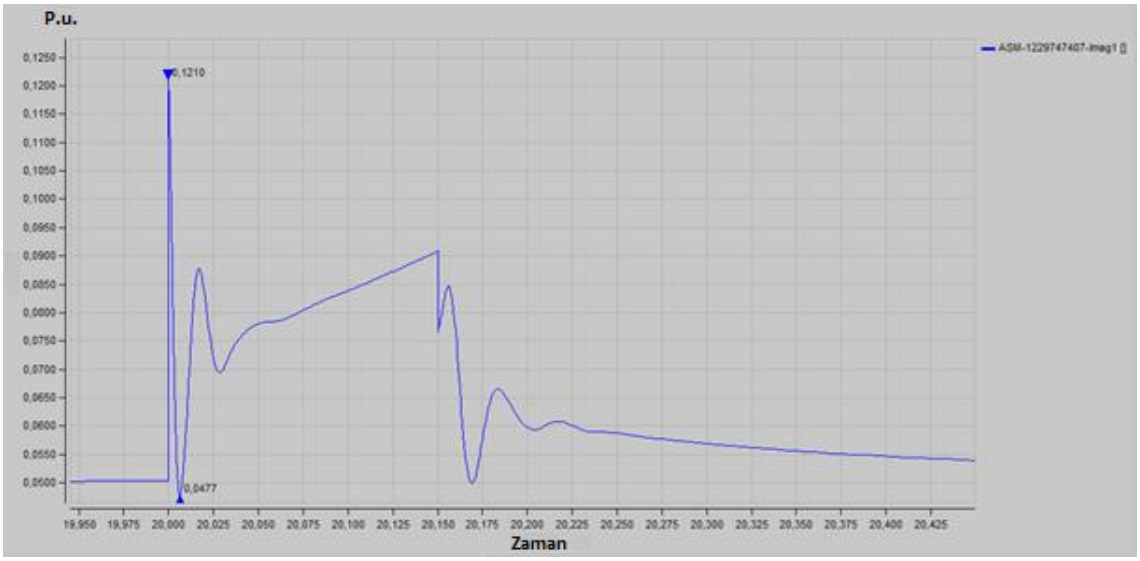
Şekil 5.18 Altı Adet Rüzgâr Türbini (30 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı



Şekil 5.19 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Bara Gerilim ve Frekans Değerleri



Şekil 5.20 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Aktif ve Reaktif Gücü



Şekil 5.21 Yedi Adet Rüzgâr Türbini (35 MW) Şebekeye Bağlı iken Meydana Gelen Arıza için Turbin Çıkış Akımı

Rüzgâr türbinlerinden oluşan rüzgâr çiftliğinin dinamik analizleri herbir türbinin eklenmesine bağlı olarak değişen kurulu güç değeri için ayrı ayrı yapılmıştır. Şekil 5.1'den Şekil 5.24'e kadar olan grafikler, türbinlerin bağlı oldukları baraların gerilim ve frekans değerleri, türbin aktif ve reaktif çıkış gücü ve türbinin çıkış akımı olmak üzere üç ana başlık altında elde edilmiştir. Bu noktada türbin aktif-rektif çıkış gücü ve çıkış akım genliği bir türbin başına değerler olup özdeş türbinler kullanıldığından dolayı çiftlik içinde mevcut olan diğer türbinler için de birebir aynı grafiklerin elde edildiği gözlenmiştir.

Elde edilen grafikler incelendiğinde türbinlerin dinamik simulasyon sonuçları doğrultusunda yönetmeliklerde belirtilen değerler içinde kaldıkları gözlenmiştir. Simule edilen güç sisteminin bu noktadan 35 MW'a kadar kurulu gücü olan rüzgâr çiftliklerini bünyesinde sorunsuz bir şekilde barındıracağı görülmüştür. Bu sebepten ötürü dinamik cevapların sistemin birim enerji maliyetine herhangibir ek yük getirmediği sonucuna ulaşılmıştır. Bu yüzden, statik yük akışında elde edilen veriler, sistemin en zayıf noktasından bağlanmış olan farklı güçlerdeki rüzgâr santrallerinin birim enerji maliyetlerini hesaplamak için yeterli olacaktır.

5.3 Farklı Rüzgâr Hızları ve Uzaklıklara Bağlı Birim Enerji Maliyeti Değişimi

Birim enerji maliyeti fonksiyonu, kapasite faktörüne bağlı bir fonksiyondur. Kapasite faktörü ise bölgenin rüzgâr verilerine göre belirlenen bir değerdir. Bu anlamda her bölge,

hatta her bir nokta için ölçüm alınması ve sonuçların irdelenmesi gerekmektedir. Kapasite faktörü fonksiyonunun içinde Bölüm-4'te anlatıldığı üzere ölçülen noktalarına weibull parametrelerine bağlıdır. Bu parametlerden şekil parametresi diye anılan ''k'' parametresindeki ve ölçek parametresi olarak isimlendirilen ''c'' parametresindeki değişimler, kapasite faktörü fonksiyonun sonucunu ve dolaylı olarak birim enerji maliyeti fonksiyonunu etkiler. Bu nedenle herbir farklı nokta için aynı türbin kullanılması durumda dahi k ve c parametrelerine bağlı olarak farklı birim enerji maliyetlerinin elde edilmesi kuvvetle muhtemeldir. Birim enerji fonksiyonunu etkileyen bir diğer parametre ise, yatırım maliyetidir. Bu bölümden önce yapılan analizlerde taşıma kapasitenin aşılmaması için yeni dağıtım hatlarının tesis edilme maliyeti ve gerilim değerinin istenen seviyelerde tutulması için kompanzasyon maliyeti yatırım maliyetine doğrudan etki etmiştir. Bununla beraber, rüzgâr çiftliklerinin kurulması planlanan noktaların çoğu zaman var olan güç sistemlerine uzakta bulunması sık rastlanan bir durum olup değerlendirmeye alınmalı, bu durumda ortaya çıkan ek hat maliyetleri de tesis maliyetine eklenmelidir. Çizelge 5.13'te hem farklı rüzgâr hızlarına hem de güç sistemi bağlantı noktasına farklı uzaklıklara sahip noktalar için birim enerji maliyetleri görülmektedir.

Çizelge 5.13 Farklı Uzaklıktaki Noktalar için Farklı Rüzgâr Hızlarına Bağlı Birim Enerji Maliyetleri

Bağlantı Noktasına olan Uzaklığın 1 km Olması Durumunda		
''k'' parametresi	**''c'' parametresi**	**Birim Enerji Maliyeti**
1.9968	8.1662	0.1071
1.8968	8.2662	0.0983
1.7968	8.3662	0.0899
1.5968	8.5662	0.0742
1.3968	8.6662	0.0597
Bağlantı Noktasına olan Uzaklığın 3 km Olması Durumunda		
''k'' parametresi	**''c'' parametresi**	**Birim Enerji Maliyeti**
1.9968	8.1662	0.1095
1.8968	8.2662	0.1004
1.7968	8.3662	0.0919
1.5968	8.5662	0.0758
1.3968	8.6662	0.0610
Bağlantı Noktasına olan Uzaklığın 5,85 km Olması Durumunda		
''k'' parametresi	**''c'' parametresi**	**Birim Enerji Maliyeti**
1.9968	8.1662	0.1128
1.8968	8.2662	0.1035
1.7968	8.3662	0.0947
1.5968	8.5662	0.0781
1.3968	8.6662	0.0628

Çizelge 5.13'te farklı uzaklıklar ve/veya farklı rüzgâr hızlarına sahip toplam 15 ayrı nokta için birim enerji maliyetleri hesaplanmıştır. Birim enerji maliyetinin çiftliğin kurulması

planlanan noktaya bağlı olarak değiştiği, ayrıca bölgenin k ve c parametrelerinin de bu durumu etkilediği Çizelge'den görülmektedir. Bu sonuçlardan ışığında yatırım maliyeti daha yüksek noktalarda bazı durumlarda daha düşük birim enerji maliyeti elde eldildiği ortaya çıkmaktadır. Örneğin bağlantı noktasına olan uzaklığın 5,85, k = 1,5968 ve c = 8,5662 olması durumunda birim enerji maliyeti, daha yakın bir nokta için, bağlantı noktasına uzaklığın 1 km, k = 1,7968 ve c = 8,3662 olması durumuna göre daha düşük çıkmıştır.

BÖLÜM 6

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Geçmişten günümüze kadar enerji sorunu ve bu sorunun çözümü güncel bir problem olarak varlığını sürdürmektedir. Günümüzde fosil kaynakların tükenmesine yönelik çözüm arayışları neticisinde yenilebilir enerji kaynakları güçlü bir alternatif oluşturmakta ve her geçen gün daha fazla uygulanabilir hale gelmektedir. Rüzgâr enerjisi bu enerji kaynakları arasında, güç parametresi açısından büyük ölçekli olarak uygulanabilmesi ve kolay kurulumu ile güç sistemlerinin içinde sıkça görmeye başladığımız bir üretim birimi olarak yerini almıştır.

Rüzgâr enerjisinin geleneksel enerji kaynaklarından ayrı olarak ele alınması gereklidir. Bunun temel sebebi, birincil enerji kaynağı olarak kullanılan rüzgârın içinde barındırdığı kinetik enerjinin doğal bir biçimde ve rastgele oluşmasıdır. Bu yüzden güç sistemlerinin tasarımından işletimine kadar olan geniş bir aralıkta rüzgâr santrallerinin şebeke bağlantısı esnasında ve sonrasında oluşturacakları etkilerin iyi analiz edilmesi gereklidir.

Bu tez çalışmasında, güç sistemlerine rüzgâr enerji santrallerinin bağlanması durumunda sistem üzerinde oluşabilecek etkileri inceleyebilmek adına pilot bölge olarak seçilen Çatalca Dağıtım Sistemi, NEPLAN güç sistem analizi programında modellenmiştir. Oluşturulan model üzerinde sistem parametreleri statik ve dinamik olmak üzere iki ayrı başlık altında incelenmiştir. Simülasyon sonuçları doğrultusunda statik durum için hatların yüklenme kapasitelerinin aşıldığı tespit edilmiş ve olası ek yatırımlarla güç sisteminin iyileştirilip aynı noktadan bağlanabilecek rüzgâr gücünün arttırılması sağlanmıştır. Bu işlem rüzgâr santralinin birim enerji maliyeti kabul edilebilir sınırların dışına çıkana kadar devam ettirilmiştir. Yapılan çalışma sonucunda modellenen Çatalca dağıtım sisteminin kısa devre gücü açısından en zayıf olan noktasından güç sistemi için

şebeke kısıtlarını aşmadan bağlanabilecek maksimum rüzgâr gücü 35 MW olarak elde edilmiştir. Elde edilen aynı değer için güç sisteminin dinamik analizi de yapılmış ve şebeke bağlantı kıstasları ile karşılaştırılmıştır. Yapılan analizler sonucunda sistemin 35 MW için şebeke bağlantı kıstaslarını karşıladığı görülmüştür.

Modellenen sisteme rüzgâr enerji sistemi bağlantısı yapılıp kurulu gücün arttırılması durumunda 30 MW'a kadar sistem parametrelerinin herhangi bir aşım yapmamasına bağlı olarak birim enerji maliyetinde bir değişim olmamıştır. Kurulu güç değeri 30 MW'tan 35 MW'a çıkartıldığında ise L2-DSİ, L3-4, L4-5, L5-6ve L12 hatlarındaki aşıma bağlı olarak birim enerji maliyetine ek yatırım maliyetlerinin etkisi görülmüştür. 30 MW'lık kurulu güce kadar birim enerji maliyeti 0,936 TL/kWh olarak elde edilirken, 35 MW için bu değer %9.081'lik bir artışla 0,1021 TL/kWh değerine çıkmıştır. Modellenen sistemin dinamik analizi için ortak bağlantı noktasında 3 faz-toprak kısa devre arızası simüle edilmiştir. Simulasyonda oluşturulan bu arıza 150 ms süresince sürmekte ve sonrasında temizlenmektedir. Rüzgâr enerjisi santralinin bu arıza esnasında vermesi gereken cevaplar incelendiğinde ilgili standartlara uygun olarak çalıştığı gözlenmiştir. Ayrıca, rüzgâr enerji santralinin birim enerji maliyetleri dağıtım sistemine olan uzaklıklar ve kurulması planlanan bölgenin ortalama rüzgâr hızına bağlı olarak analiz edilmiştir. 15 ayrı nokta için yapılan bu analizler sonucunda, birim enerji maliyetinin bölgenin ortalama rüzgâr hızıyla ters orantılı olarak, dağıtım sistemine olan uzaklıkla ise doğru orantılı olarak değiştiği elde edilmiştir.

Rüzgâr enerjisinden elektrik enerjisi üretimi her noktada yapılabilmekle beraber, bu üretimin bölgedeki güç sistemi alt yapısı ile sınırlı olduğu unutulmamalıdır. Elektrik enerjisinin güç kalitesi açısından belirli değerler arasında kalması gerekliliği göz önüne alınarak, rüzgâr santrallerinin güç sistemlerine bağlantı noktaları tespit edilmeli ve bu noktalardaki elektriksel parametre değerlerinin bağlantı kıstasları açısından uygunluğu değerlendirilmelidir.

KAYNAKLAR

[1] Nick, M., (2011). '' Wind Power Optimal Capacity Allocation To Remote Areas Taking into Account Transmission Connection Requirements'', IET Renewable Power Generation, 5 (5) : 347-355. .

[2] Kansal, S., Sai, B.B.R., Tyagi, B., Kumar, Vishal. (2011). '' Optimal placement of wind-based generation in distribution networks'', Renewable Power Generation (RPG-2011) IET Conference, 6-8 Sept. 2011, Edinburgh.

[3] Rosseti, G. J.S., de Oliveira, E.J., de Oliveira, L. W., Silva, I.C.Jr., Peres, W., (2013). '' Optimal Allocation of Distributed Generation With Reconfiguration in Electric Distribution Systems'',

[4] Erlich, I. ve Brakelmann, H., (2007). ''Integration of Wind Power into the German High Voltage Transmission Grid'', Power Engineering Society General Meeting, 24-28 June 2007, Tampa.

[5] Rahmann, C. Ve Palma-Behnke, R., (2013). '' Optimal Allocation of Wind Turbines by Considering Transmission Security Constraints and Power System Stability'', Energies, 6(1):294-311.

[6] Burke, D.J. ve O'Malley, M.J., (2009). '' Optimal firm wind capacity allocation to power systems with security constraints'', Power Systems Conference and Exposition, 15-18 Mart 2009, Seattle (WA).

[7] de Alegria, I.M., Andreu J., Martin, J. L., Ibanez, P., Villate, J. L., Camblong, H. (2007) '' Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation'', 11(8) : 1858-1872.

[8] Wessels, C., Gebhardt, F., Fuchs, F.W., (2011). '' Fault-Ride Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults'', Power Electronics IEEE transactions, 26 (3) : 807-815.

[9] Feltes, C., Engelhardt, S., Kretschmann, J., Fortmann, J., Erlich, I., (2010). ''Dynamic performance evaluation of DFIG-based wind turbines regarding new German grid code requirements'', Power and Energy Society General Meeting, 25-29 Haziran 2010, Minneapolis.

[10] Qiao, W., Harley, R.G., Venayagamoorthy, G.K., (2007). ‘’Dynamic Modeling of Wind Farms with Fixed-Speed Wind Turbine Generators’’, Power Engineering Society General Meeting, 24-28 Haziran 2007, Tampa.

[11] Seman, S., Niiranen, J., Virtanen, R., Matsinen, J.-P., (2008). ‘’ Low voltage ride-through analysis of 2 MW DFIG wind turbine - grid code compliance validations’’, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 20-24 Haziran 2008, Pittsburgh.

[12] Dragomir, D., Golovanov, N., Postolache, P., Toader, C., (2009). ‘’ The connection to the grid of wind turbines’’, PowerTech, 28 Haziran- 2 Temmuz 2009, Bucharest.

[13] Zhou, Y., Nguyen, D.D., Kjaer, P.C., Saylors, S., (2013). ‘’ Connecting wind power plant with weak grid - Challenges and solutions ’’, Power and Energy Society General Meeting, 21-25 Haziran 2013, Vancouver.

[14] El-Helw, H. M. ve Tennakoon, S. B., (2008). ‘’ Evaluation of the suitability of a fixed speed wind turbine for large scale wind farms considering the new UK grid code’’, Renewable Energy, 33(1) : 1-12.

[15] Kyaw, M.M. ve Ramachandaramurthy, V.K., (2011). ‘’ Fault ride through and voltage regulation for grid connected wind turbine ‘’, Renewable Energy, 36(1): 206-215.

[16] Tande, J.O.G. ve Uhlen, K., (2001). ‘’ Wind turbines in weak grids-constraints and solutions’’, Electricity Distribution 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition, 18 Haziran-21 Temmuz 2001, Amsterdam.

[17] Elombo, A.I., Chowdhury, S.P., Chowdhury, S., Vermeulen, H.J., (2010). ‘’ Impacts of grid integration of wind energy in the Namibian power network’’, Power System Technology (POWERCON) 2010 International Conference on, 24-28 Ekim 2010, Hangzhou.

[18] Shien, H., Weizhou, W., Huaisen, J., Gang, C., Fujun, W., Jun, L., (2009). ‘’Integration of wind farm into Gansu power grid and its operation’’, Sustainable Power Generation and Supply, 6-7 Nisan 2009, Nanjing .

[19] Qingru, Q. ve Chunpeng, Z., (2012). ‘’ Study of Some Key Issues Related to Large-Scale Wind Power Grid Integration in China’’, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 27-29 Mart 2012, Shanghai.

[20] Xing-wei, X., Gang, M., Guang-hui, S., Hong-peng, Z., Kai-yuan, H., De-bin, G., Jia-qi T., Xin, M., Yong, X., (2009). ‘’ The problems and solutions for large-scale concentrated integration of wind power to partially weak regional power grid’’, Sustainable Power Generation and Supply, 6-7 Nisan 2009, Nanjing.

[21] Zou, Z. ve Zhou, K., (2011). ‘’ Voltage stability of wind power grid integration’’, Electrical Machines and Systems (ICEMS), 20-23 Ağustos 2011, Pekin.

[22] Estanqueiro, A.I., Tande, J.O., Peas Lopes, J.A., (2007). '' Assessment of Power Quality Characteristics of Wind Farms'', Power Engineering Society General Meeting, 24-28 Haziran 2007, Tampa.

[23] Shinde, S. M., Patil, K. D., Gandhare, W. Z., (2009). '' Dynamic compensation of reactive power for integration of wind power in a weak distribution network'', 'Control, Automation, Communication and Energy Conservation', 4-6 Haziran 2009, Perundurai.

[24] Liu, Y., Chi, Y., Wang, W., Dai, H., (2011). '' Impacts of large scale wind power integration on power system'', Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 6-9 Temmuz 2011, Weihai.

[25] Fleury, A., Arteiro, F., Brasil, D., Gomes, P., Franceschi, A., (2012). '' Integration of wind power plants into the electric system - The Brazilian experience'', Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, 3-5 Eylül 2012, Montevideo.

[26] Karki, R. ve Patel, J., (2005). '' Transmission system adequacy evaluation considering wind power'', Electrical and Computer Engineering, 1-4 Mayıs 2005, Saskatoon.

[27] Xie, L., Carvalho, P.M.S., Ferreira, L.A.F.M., Liu, J., Krogh, B.H., Popli, N., Ilic, M.D., (2011). '' Wind Integration in Power Systems: Operational Challenges and Possible Solutions'', Proceedings of the IEEE, 99(1): 214-232.

[28] Tsili, M. ve Papathanassiou, S., (2009). '' A review of grid code technical requirements for wind farms'', Renewable Power Generation, 3(3) : 308 –332.

[29] Erlich, I., Winter, W., Dittrich, A. (2006). '' Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system'', Power Engineering Society General Meeting, 2006, Montreal.

[30] Feltes, C., Engelhardt, S., Kretschmann, J., Fortmann, J., Koch, F., Erlich, I. (2009). '' Comparison of the grid support capability of DFIG-based wind farms and conventional power plants with synchronous generators'', Power & Energy Society General Meeting, 26-30 Temmuz 2009, Calgary.

[31] Mutlu, Ö., (2009). Rüzgar Türbinlerinin Güç Sistemi İşletmesi Üzerine Etkileri, Doktora Tezi, DEÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İzmir.

[32] Bam, L. ve Jewell, W. (2005). '' Review : Power System Analysis Software Tools' Power Engineering Society General Meeting, 12-16 Haziran 2005.

[33] Muğdeşem TANRIÖVEN, Yenilenebilir Enerji Sistemleri Ders Notları

[34] Wang, L. ve arkadaşları (2009). '' Benifit Evaluation of Wind Turbine Generators in Wind Farm Using Capacity Factor Analysis and Economic-Cost Methods'', IEEE Transactions on Power Systems, 24(2) : 692-704

[35] T.C. Resmi Gazete, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ. (28229), 10.03.2012.

[36] TS EN 50438, (2009). Mikro Jeneratörlerin Alçak Gerilim Dağıtım Şebekeleri İle Paralel Bağlanması İçin Kurallar, TSE, ANKARA

[37] CLC/FprTS 50549-1, (2011). Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system, CENELEC, Brüksel.

[38] CLC/FprTS 50549-2, (2011). Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 2: Connection to the MV distribution system, CENELEC, Brüksel.

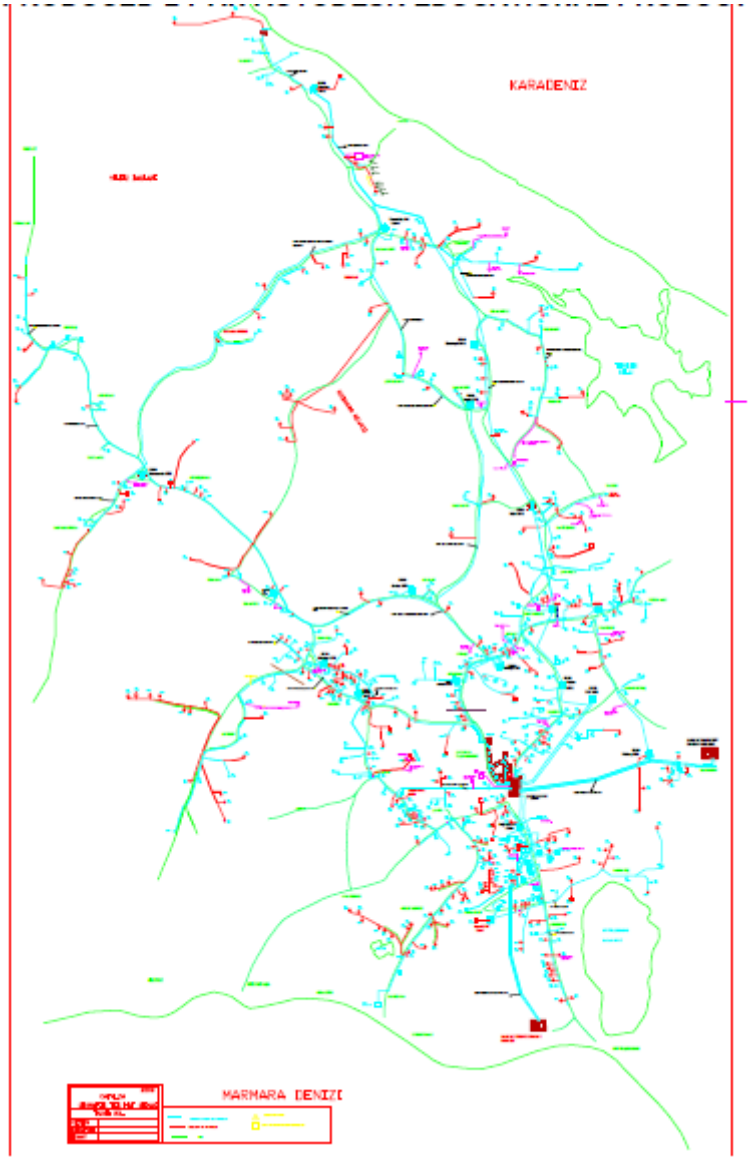
[39] T.C. Resmi Gazete, Elektrik Piyasası Kanunu, (28603), 14.03.2013.

[40] Elektrik Mühendisliği Odası Teknik Bilgiler, http://www.emo.org.tr/genel/bizden_detay.php?kod=48544&tipi=34&sube=0#.U5le-Pl_uhM, 03.02.2014

[41] Demirer Kablo Tesisleri Sanayi ve Ticaret A.Ş., http://www.demirerkablo.com/, 03.02.2014

EK-A

ÇATALCA DAĞITIM ŞEBEKESİ TEK HAT ŞEMASI


KARADENIZ
MARMARA DENIZI

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Hasan Can KILIÇKIRAN

Doğum Tarihi ve Yeri : 13.07.1987 / Istanbul

Yabancı Dili : İngilizce

E-posta : hckiran@yildiz.edu.tr, hckilickiran@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Lisans	Elektrik Mühendisliği	Yıldız Teknik Üniversitesi	2011
Lise	Fen Bilimleri	Büyükşehir Hüseyin Yıldız Anadolu Lisesi	2005

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2011	Karel İnş.Elk.Tur.San. ve Tic. A.Ş	Şantiye Şefi
2013	Yıldız Teknik Üniversitesi	Araştırma Görevlisi

YAYINLARI

Bildiri

1. Erduman, A., Kilickiran, H.C., Kekezoglu, B., Durusu, A. ve Tanrioven, M., (2013) ''Wind Turbine Effects On Power System Voltage Fluctuations'', 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, October 2-4 2013, İstanbul.

ÖDÜLLERİ

1. Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü 2010-2011 Bölüm Birincisi