İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMLERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ VE ŞEBEKEYE UYUMLULUK ANALİZİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ferhat DUMLU

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

MAYIS 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMLERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ VE ŞEBEKEYE UYUMLULUK ANALİZİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ferhat DUMLU
(504091050)

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Özcan KALENDERLİ

MAYIS 2014

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504091050 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Ferhat DUMLU**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **"RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMLERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ VE ŞEBEKEYE UYUMLULUK ANALİZİ "** başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Prof. Dr. Özcan KALENDERLİ** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Prof. Dr. Belgin TÜRKAY** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
	Yrd. Doç. Dr. Bedri KEKEZOĞLU Yıldız Teknik Üniversitesi	.....

Teslim Tarihi : **05 Mayıs 2014**
Savunma Tarihi : **27 Mayıs 2014**

ÖNSÖZ

Tez çalışmam süresince, bilgi ve deneyimleri ile her zaman bana yol gösteren, zaman kısıtı olmaksızın desteğini ve değerli vaktini esirgemeyen ve her zaman beni motive eden sayın hocam Prof. Dr. Özcan KALENDERLİ'ye ve hayatımın her anında bana destek olan aileme teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2014

Ferhat Dumlu
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

İÇİNDEKİLER ..... **vii**
KISALTMALAR ..... **ix**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xi**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xiii**
ÖZET ..... **xv**
SUMMARY ..... **xvii**
1. GİRİŞ **1**
2. RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN SINIFLANDIRILMASI **7**
2.1 Yatay Eksenli ve Düşey Eksenli Rüzgâr Türbinleri 8
2.2 Rüzgârı Önden ve Arkadan Alan Rüzgâr Türbinleri 9
2.3 Kanat Sayılarına Göre Rüzgâr Türbinleri 10
2.3.1 Tek kanatlı rüzgâr türbinleri 10
2.3.2 İki kanatlı rüzgâr türbinleri 10
2.3.3 Üç kanatlı rüzgâr türbinleri 10
2.3.4 Çok kanatlı rüzgâr türbinleri 11
2.4 Kurulu Güçlerine Göre Rüzgâr Türbinleri 11
2.5 Dişli Kutulu ve Doğrudan Sürüşlü Rüzgâr Türbinleri 12
2.6 Kara Tipi ve Deniz Üstü Rüzgâr Türbinleri 12
3. RÜZGÂR TÜRBİNİ ELEKTRİK SİSTEMLERİ **13**
3.1 Rüzgâr Türbini Topolojileri 13
3.1.1 Sabit hızlı rüzgâr türbinleri 13
3.1.2 Değişken hızlı rüzgâr türbinleri 15
3.2 Rüzgâr Türbinlerinde Güç Kontrolü 15
3.2.1 Durdurma (Stall) kontrolü 16
3.2.2 Eğim (Pitch) kontrolü 16
3.2.3 Aktif durdurma (Active stall) kontrolü 16
3.3 Rüzgâr Türbinlerinde Kullanılan Generatörler 16
3.3.1 Asenkron generatörler 17
3.3.1.1 Sincap kafesli asenkron generatör (SKAG) 17
3.3.1.2 Rotoru sargılı asenkron generatör (RSAG) 18
3.3.2 Senkron generatörler 21
3.3.2.1 Rotoru sargılı senkron generatör (RSSG) 22
3.3.2.2 Sabit mıknatıslı senkron generatör (SMSG) 22
3.3.3 Rüzgâr türbinlerinde kullanılan diğer generatör tipleri 22
3.3.3.1 Fırçasız çift beslemeli asenkron generatör (FÇBAG) 23
3.3.3.2 Fırçasız çift beslemeli relüktans generatör (FÇBRG) 23
3.3.4 Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin karşılaştırılması 24
3.4 Rüzgâr Türbinlerinde Güç Elektroniği Sistemleri 26
3.4.1 Yol vericiler (Soft starter) 27
3.4.2 Kondansatör grupları 27
3.4.3 Frekans çeviricileri 27

3.4.3.1 Arka-arkaya çeviriciler (Back to back converters) 28
3.4.3.2 Çok seviyeli çeviriciler (Multi-level converters) 28
3.4.3.3 Matris çeviriciler (Matrix Converters) 29
3.4.4 Frekans çeviricilerinin karşılaştırılması 30
3.5 Rüzgâr Türbinlerinde Kullanılan Donanımların Genel Tanıtımları 31
4. RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN GERİLİM KALİTESİNE ETKİLERİ 33
4.1 Gerilim Dalgalanmaları 34
4.1.1 Sürekli çalışma 37
4.1.2 Anahtarlama işlemleri 38
4.2 Harmonikler 41
4.3 Gerilim Düşümü (Çukuru) 44
5. RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMİNE ETKİLERİ VE BAĞLANTI KRİTERLERİ 47
5.1 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Etkileri 48
5.2 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Bağlantı Kriterleri 53
5.2.1 Arıza durumunda devam edebilme yeteneği ve arıza sonrası sisteme katkısı (LVRT-FRT) 54
5.2.2 Aktif güç kontrolü 59
5.2.3 Frekans sınırları ve frekans tepkisi 61
5.2.4 Reaktif güç kapasitesi 63
5.2.5 Reaktif güç desteği sağlanması (Gerilim kontrolü) 65
6. ÖRNEK BİR RÜZGÂR SANTRALİNİN TÜRKİYE ŞEBEKE YÖNETMELİĞİNE UYGUNLUĞUNUN İNCELENMESİ 67
6.1 Örnek Sistem Verileri 70
6.2 Reaktif Güç Kapasitesi Analizi 73
6.3 Kısa Devre Analizleri 79
6.4 Geçici Hal Analizleri (Dinamik Analizler) 81
6.4.1 Arıza esnasında devam edebilme yeteneği (LVRT-FRT) 81
6.4.2 Gerilim kontrolü tepkisi (Reaktif güç desteği sağlanması) 89
7. SONUÇ VE ÖNERİLER 95
KAYNAKLAR 97
ÖZGEÇMİŞ 99

KISALTMALAR

AC	**:** Alternatif Akım
DC	**:** Doğru Akım
DFIG	**:** Çift Beslemeli Asenkron Jeneratör
EN	**:** Avrupa Standardı
FACTS	**:** Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri
FÇBAG	**:** Fırçasız çift beslemeli asenkron generatör
FÇBRG	**:** Fırçasız çift beslemeli relüktans generatör
GWEC	**:** Küresel Rüzgâr Enerjisi Komisyonu
IEC	**:** Uluslararası Elektroteknik Komisyonu
IGBT	**:** Yalıtılmış Kapılı İki Kutuplu Transistör
ISO	**:** İletim Sistemi Operatörü
LVRT-FRT	**:** Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği
OSAG	**:** Opti-Slip Asenkron Generatör
OG	**:** Orta Gerilim
ONAN	**:** Tabii (Doğal) Trafo Soğutması
ONAF	**:** Fan ile Cebri Trafo Soğutması
PCC	**:** Ortak Bağlantı Noktası
PMSG	**:** Sürekli Mıknatıslı Senkron Jeneratör
P.U.	**:** Birim Değer
RES	**:** Rüzgâr Enerjisi Santrali
RMS	**:** Karesel Ortalama Değer, Etkin Değer
RSAG	**:** Rotoru Sargılı Asenkron Generatör
RSSG	**:** Rotoru Sargılı Senkron Generatör
SCADA	**:** Uzaktan Kontrol ve Gözleme Sistemi
SKAG	**:** Sincap Kafesli Asenkron Generatör
SMSG	**:** Sabit Mıknatıslı Asenkron Generatör
STATCOM	**:** Statik Senkron Kompanzatör
TEİAŞ	**:** Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : Rüzgâr enerjisi kurulu gücü bakımından 2013 yılı sonu itibari ile dünya sıralamasında ilk 10 ülke ve kurulu güçleri 3
Çizelge 3.1 : Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generötörlerin avantajları ve dezavantajları 25
Çizelge 3.2 : Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin karşılaştırılması 26
Çizelge 4.1 : Örnek rüzgâr türbini için sürekli işletme durumundaki fliker katsayı değerleri. 37
Çizelge 4.2 : Örnek rüzgâr türbini için anahtarlama işlemindeki fliker adım faktörü ve gerilim değişim faktörü değerleri.. 39
Çizelge 4.3 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksek fliker şiddet değerleri.. 40
Çizelge 4.4 : IEC 61000-3-6'ya göre β katsayısının belirlenmesi..... 42
Çizelge 4.5 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksek akım harmonik limitleri 43
Çizelge 4.6 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksekgerilim harmonik limitleri 44
Çizelge 5.1 : Danimarka şebeke yönetmeliğinde belirtilen aktif güç kontrol şartları.. 61
Çizelge 5.2 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre üretim tesislerinin frekans limitleri 62
Çizelge 6.1 : Analize konu olan örnek rüzgâr santralinin elektriksel dağıtım sistemi bilgileri 72
Çizelge 6.2 : Şebeke bağlantı noktasındaki gerilim değişimine göre sağlanması gereken reaktif güç değerleri 78
Çizelge 6.3 : Analize konu olan rüzgar santralinin orta gerilim sisteminde 3 faz simetrik kısa devre sonuçları 80
Çizelge 6.4 : LVRT çalışmasında kullanılan, şebeke bağlantı noktasındaki arıza gerilimleri ve süreleri 82
Çizelge 6.5 : Gerilim kontrol çalışmasında kullanılan senaryolar 90

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Dünya genelinde yıllara göre birikmeli rüzgâr gücü kapasitesi 2
Şekil 1.2 : Ülkelerin 2013 yılı sonu itibari ile, rüzgâr santrali kurulu gücünün dünyadaki toplam kurulu güce oranının yüzdesel dağılımı 2
Şekil 1.3 : Türkiye'deki rüzgâr enerji santrallerinin toplam kurulu gücü yıllara göre birikimli dağılımı 3
Şekil 1.4 : Türkiye'de işletmede olan rüzgâr enerji santrallerinin kurulu güç bakımında bölgelere göre yüzdesel dağılımı. 4
Şekil 2.1 : Yıllara göre rüzgâr türbin teknolojisindeki gelişim 7
Şekil 2.2 : Yatay eksenli rüzgâr türbini ve düşey eksenli rüzgâr türbini. 8
Şekil 2.3 : Rüzgârı önden alan ve arkadan alan rüzgâr türbinleri 9
Şekil 2.4 : Kanat sayılarına göre türbin çeşitleri. 11
Şekil 3.1 : Sabit hızlı rüzgâr türbini şeması. 14
Şekil 3.2 : Sabit hızlı rüzgâr türbinin aktif-reaktif güç ilişkisi. 14
Şekil 3.3 : Sincap kafesli asenkron generatörlü türbin yapısı. 18
Şekil 3.4 : Optislip asenkron generatörlü türbin yapısı. 19
Şekil 3.5 : Çift beslemeli asenkron generatörlü türbin yapısı. 20
Şekil 3.6 : Çift beslemeli asenkron generatörün elektriksel şeması 20
Şekil 3.7 : Rotoru sargılı senkron generatörlü türbin yapısı. 22
Şekil 3.8 : Fırçasız çift beslemeli asenkron generatör yapısı 23
Şekil 3.9 : Fırçasız çift beslemeli relüktans generatör 24
Şekil 3.10 : Arka arkaya dönüştürücünün yapısı. 28
Şekil 3.11 : Nötr noktası bağlı çok seviyeli çeviriciler. 29
Şekil 3.12 : Matris çeviricinin yapısı. 30
Şekil 3.13 : Rüzgâr türbinin yapısal resmi. 31
Şekil 5.1 : Güç sistemi yapısı. 47
Şekil 5.2 : Rüzgâr santrali tipik bağlantı noktası gösterimi. 49
Şekil 5.3 : Rüzgâr santrali radyal hat ile şebeke bağlantısı temsili tek hattı. 51
Şekil 5.4 : Şebeke fazör diyagramı. 52
Şekil 5.5 : Çift beslemeli asenkron generatördeki gerilim sabitleme devresi. 55
Şekil 5.6 : Farklı ülkelerinşebeke yönetmeliklerinde talep edilen arıza durumunda devam edebilme yeteneklerinin karşılaştırılması 56
Şekil 5.7 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, arıza durumunda rüzgâr santrallerinden beklenen devam edebilme yeteneği 57
Şekil 5.8 : Almanya ve İspanya şebeke yönetmeliklerinde rüzgar santrallerinden beklenen arıza durumundaki reaktif güç desteği 59
Şekil 5.9 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santrallerinden beklenen frekans tepkisi 62
Şekil 5.10 : Örnek ülkelerin şebeke yönetmeliklerinde belirtilen, rüzgâr santrallerinin frekans sınırları ve tepkileri 63
Şekil 5.11 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre rüzgâr santrallerinden beklenen reaktif güç kapasitesi 64

Şekil 5.12 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santrallerinden beklenen reaktif güç kapasitesinin bağlantı noktasındaki gerilim ile değişimi 65
Şekil 5.13 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santralleri tarafından sisteme verilecek reaktif güç desteği eğrisi 66
Şekil 6.1 : Rüzgâr santralinin şebeke uyumluluk analiz çalışmalarını tanımlayan akış şeması..... 69
Şekil 6.2 : Örnek rüzgâr santralinin tek hat şeması (T1-T10). 70
Şekil 6.3 : Örnek rüzgâr santrali tek hat şeması (T10 T20)..... 71
Şekil 6.4 : Analiz çalışmasında kullanılan rüzgâr türbin modeli yapısı. 73
Şekil 6.5 : Güç faktörü 0.95 olan rüzgar türbinin reaktif güç kapasite eğrisi..... 74
Şekil 6.6 : Güç faktörü 0.90 olan rüzgar türbinin reaktif güç kapasite eğrisi..... 75
Şekil 6.7 : Örnek rüzgâr santralinin güç faktörü 0.95 türbin seçeneği ile şebeke bağlantı noktasındaki aktif- reaktif güç kapasite eğrisi..... 76
Şekil 6.8 : Örnek rüzgâr santralinin güç faktörü 0.90 türbin seçeneği ile şebeke bağlantı noktasındaki aktif- reaktif güç kapasite eğrisi..... 77
Şekil 6.9 : Analize konu olan rüzgar türbinin kısa devre katkısı..... 80
Şekil 6.10 : Şebeke yönetmeliğinde belirtilen devam edebilme yeteneği ve analiz noktaları..... 82
Şekil 6.11 : 1 numaralı analize göre (%0 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim. 83
Şekil 6.12 : 1 numaralı analize göre (%0 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif güç 83
Şekil 6.13 : 2 numaralı analize göre (%45 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim. 84
Şekil 6.14 : 2 numaralı analize göre (%45 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 84
Şekil 6.15 : 3 numaralı analize göre (%50 gerilim, 900 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim. 85
Şekil 6.16 : 3 numaralı analize göre (%50 gerilim, 900 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 85
Şekil 6.17 : 4 numaralı analize göre (%70 gerilim, 700 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim. 86
Şekil 6.18 : 4 numaralı analize göre (%70 gerilim, 700 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 86
Şekil 6.19 : 5 numaralı analize göre (%90 gerilim, 1500 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim. 87
Şekil 6.20 : 5 numaralı analize göre (%90 gerilim, 1500 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 87
Şekil 6.21 : 6 numaralı analize göre (%2 droop, % 2 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans..... 90
Şekil 6.22 : 6 numaralı analize göre (%2 droop, % 2 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 91
Şekil 6.23 : 7 numaralı analize göre (%5 droop, % 5 p.u. negatif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans..... 91
Şekil 6.24 : 7 numaralı analize göre (%5 droop, % 5 p.u. negatif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç. 92
Şekil 6.25 : 8 numaralı analize göre (%7 droop, % 7 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans..... 92
Şekil 6.26 : 8 numaralı analize göre (%7 droop, % 7 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç..... 93

RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMLERİNE ETKİLERİNİN İNCELENMESİ VE ŞEBEKEYE UYUMLULUK ANALİZİ

ÖZET

Rüzgâr enerjisinden elektrik üretimi son yıllarda oldukça hızlı bir artış göstermiştir. Dünya'da toplam rüzgâr kurulu gücü 2013 yılında 318 GW'a ulaşmış olup bu artışın önümüzdeki yıllarda da devam etmesi ve 2018 yılı sonu itibari ile 600 GW'a ulaşması beklenmektedir. Ülkemizde ise, yerel kaynakların kullanımının arttırılması, enerji de dışa bağımlılığın asgari seviyeler çekilmesi ve iklim değişikliğiyle mücadele hedeflerinden yola çıkarak, ulusal enerji arz portföyünde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını yükseltme çalışmaları yürütülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgâr enerjisi sistemlerindeki, son yıllarda yaşanan teknolojik gelişmeler ve devlet tarafından sağlanan teşvikler ile enerji üretimindeki payı giderek artmaktadır. Türkiye'de 2013 yılı sonu itibari ile yaklaşık 3 GW'a ulaşan rüzgâr enerjisi kurulu gücü, ülke toplam kurulu gücün %4.5'ini oluşturmakta olup toplam enerji üretimine yaklaşık %3'lük oranda katkı sağlamaktadır.

Güç sisteminde, rüzgâr enerjsinin kurulu gücünün artmasıyla birlikte şebeke bağlantılarında bir takım sorunlar yaşanmaya başlamıştır. Bu sorunların temel nedenini, rüzgâr santrallerinin gerek yapısal özelliklerinin gerekse de işletme koşullarının konvansiyonel enerji üretim santrallerinden farklı olması oluşturmaktadır. Şebeke işletmecileri, artan rüzgâr santrallerinin şebekede güvenilir, kaliteli ve sürekli işletilmesi için yönetmelikler düzenlemekte ve bu yönetmeliklerde belirtilen şartların tüm rüzgâr santralleri için uygunluğunun tespitini gerekli kılmaktadırlar. Yönetmelikler ülkeden ülkeye farklılık göstermekte olup, bulunduğu şebeke şartlarına göre güç sistemi operatörler tarafından hazırlanmaktadır.

Ülkemizde, rüzgâr santrallerine yönelik özel şartları içeren şebeke yönetmeliği ilk olarak 2008 yılında yayınlanmıştır. Daha sonra, Ocak 2013 tarihinde bir takım değişiklikler yapılarak tekrar yayınlanmış olup günümüzde halen geçerliliğini korumaktadır. Yönetmelikte, rüzgâr santrallerinden aktif, reaktif güç kontrolüne katılmaları ve arıza anında sisteme katkı sağlayarak güç sisteminin dengesinin sağlanmasına yardımcı olması önem teşkil etmektedir. Ayrıca yönetmeliğin yayın tarihinden sonra bağlantı anlaşması imzalayan rüzgâr santrallerinin, bu şartlara uygunluğu talep edilmektedir.

Bu tez çalışması kapsamında, rüzgâr türbinlerinin güç kalitesi karakteristikleri IEC 61400-21 standardına göre incelenmiş, rüzgâr santrallerinin bağlandığı şebeke üzerindeki güç kalitesi etkileri tanımlanmıştır. Rüzgâr gücü entegrasyonun yüksek olduğu ülkelerin ve Türkiye'nin şebeke yönetmeliklerinde belirtilen bağlantı koşulları değerlendirilmiş olup yorumlar ve öneriler sunulmuştur.

Çalışma kapsamında, 48 MW kurulu gücünde, proje geliştirme çalışmaları devam eden bir rüzgâr santralinin, Türkiye şebeke yönetmeliği'ne uygunluğunun tespiti amacıyla sürekli ve geçici hal analizleri DigSILENT Power Factory güç sistemi analiz programı ile gerçekleştirilmiştir. Sürekli hal analizleri ile santralin yük akışı,

kısa devre çalışmaları yapılmış olup, yönetmelikçe istenen reaktif güç kapasitesi tespit edilmiştir. Geçici hal analizleri kapsamında ise, rüzgâr santralinin arıza durumlarında sisteme bağlı kalabilme yetenekleri tespit edilmiş, arıza sonrası aktif güç tepkisinin uygunluğu şebeke yönetmeliklerinde belirtilen şartlar ile karşılaştırılmıştır. Ayrıca yönetmelikçe talep edilen reaktif güç desteği diğer bir ifade ile gerilim kontrol şartları da değerlendirilmiştir.

INVESTIGATION OF THE IMPACTS OF WIND FARMS INTEGRATION ON GRID AND PERFORM GRID CODE COMPLIANCE STUDIES

SUMMARY

In the recent years, there has been a considerable increase on electricity production from wind energy all over the world. The total installed capacity of wind power has reached to 318 GW at the end of 2013 and the national and international growth rates and strategeies specify that this development will go on and it is expected that this increase will continue and it will reach to 600 GW by the end of 2018. In Turkey, the works purposed by increase the share of renewable energy sources in local energy supply portfolio are carried out by taking into consideration increasing local sources usage, reducing foreign-source dependency to minimum level and struggling objectives against climate change. The share of renewable energy sources in energy production has been gradually increased thanks to technological developments in the recent years and incentives provided by the government. The installed capacity of wind power in Turkey has reached to approximately 3 GW by the end of 2013 consists of 4,5% of total installed power and contribute 3% of total energy production.

The problems have started to arise in power system network after increase of wind energy installed power in the grid. The main reason of these problems is that the intermittent and diffuse nature of wind sources and the operation conditions of wind power plants which are completely different from conventional (thermal, gas,etc.) energy production plants. From the point of Turkish grid perspective, this significant increase on wind power may not effect too much as of today, as the rate of wind power is still not to much power comparing total installed power, however it would be more important issue in terms of power system operation in near future. Even though the turkish grid would be a part of ENTSO-E(European Network of Transmission System Operators for Electricity), the significant increase on wind energy would may affect the voltage stability, control and power quality issues of power systems. Therefore, the wind farms to be constructed and operated from now on should have the properties which enables them to operate more like conventional power plants.

The grid operators publish the regulations for the wind farms to be connected to power system in order to ensure safe operation in terms of power system security, stability and quality. Also it is required to determination of conformity of the requirements stated on regulations applicable for wind farms. These regulations vary by countries and are prepared by the power system operators according to their specific network conditions and structure. The grid code, which includes particular requirements for wind farms, was published in 2008 for the first time in Turkey. Afterwards, they were re-republished with some amendments on January 2013 and May 2014, the latter version is still in force. According the grid code, it is required that wind farms should contribute the network active and reactive power control during normal operation as well as fault condition also should have the capability of

the fault ride through (low voltage ride through) in order to support grid via remain connected to grid and support the reactive power during fault conditions. Also wind farms are obliged to have the certain reactive power capability on the point of common coupling which is appliacable for all operation points. Both steady state and dynamic analysis should be carried out so as to ensure the wind farms compatibility with grid code requirements and able to demonstrate this compliance issue to transmisson system operators based on computer modelling via desktop study. It is known that the demonstration of wind farm compliance methodolgy differs from country to country. Some of countries in Europe request on site tests, field reports and expensive laboratory test process to ensure compliance of wind power. However in Turkey, the compliance evaulation are based on mainly desktop study with the accurate models supplied by turbine manufacturer. Also recently issued grid code covers the reactive on-site test procedure in order to verify the reactive power capability of wind farms. Further to this research analysis scope, only the desktop study has been carried out and be commented the results of these analysis.

In this research study, the voltage instability, harmonics and flickers named as the power quality characteristics of wind turbines were examined in accordance with IEC 61400-21 and power quality effects of wind farms on the network have been defined. The grid code connection requirements specifically related with wind farms integration to grid in Turkey and the other countries, where wind power integration is considerable, have been evaluated,the comments and proposals have been made. Basically, the Turkish grid code requires that the wind farms should be designed like the conventional power plants in terms of steady state response like reactive power capability issue. Moreover, TEIAS require the dynamic response of wind farms during abnormal conditions should be similar with the response the conventional stations. It would comprise the fault ride through (FRT) capabilities, mainly aimed to avoid substantial amount of generation lost suddenly and prevent black-outs in power systems, reactive power supply against voltage change(named as voltage control) and active power control against frequency variations in power systems.

In the scope of study, steady state and transient analysis of selected wind farm have been conducted with DigSILENT Power Factory power system analysis software in order to determine the compliance of a wind farm to the Turkish grid. In market, many commercial software package dedicated to simulation of power systems are exist and generally used by power system operators to study steady state analysis, load flows, and dynamic responses of power systems. The selected wind farm connects to Turkish grid via 154 kV transmission system level whose capacity is 48 MW. The wind farm comprise 20 wind turbines which are double fed induction generator machines and have 2.4 MW installed power capacity. The medium voltage system of wind park has been designed as 4 seperate radial feeders to turbines and the targeted operation voltage has been selected as 33 kV. The step-up grid transformer would be used to increase the voltage level 154 kV level.

Further to steady state analysis scope, the reactive power capability of wind farm has been examined on PCC where grid code is mainly interested in for all requirements. The analysis was carried out with two reactive power package option of selected wind turbine called as power factor 0.9 and 0.95. The results indicate that the wind farm used with power factor 0.95 turbines would be classed as non-compliant during capacitive operation modes. It means that wind farm would not have sufficient reactive power to inject required reactive power. Also analysis with power factor 0.9, it was concluded the wind farm would becomes compliant based on statements

mentioned on performence test requirements section of recently issued grid code. Moreover, it has been drawn attention that the usage of pro-rota approach which enables the assessment of reactive power capability of wind farms based on the units are in operation at the moment. Thanks to this possible extension on grid code, it would be more reasonable to evaulate the power capability wind farms instantaneously if it is required in future. Secondly, the short circuit analysis has been performed to calculate short-circuit values on an occasion of possible fault cases in line with IEC 60909. The three phase maximum symmetrical short circuit values have been evaluated and commented.

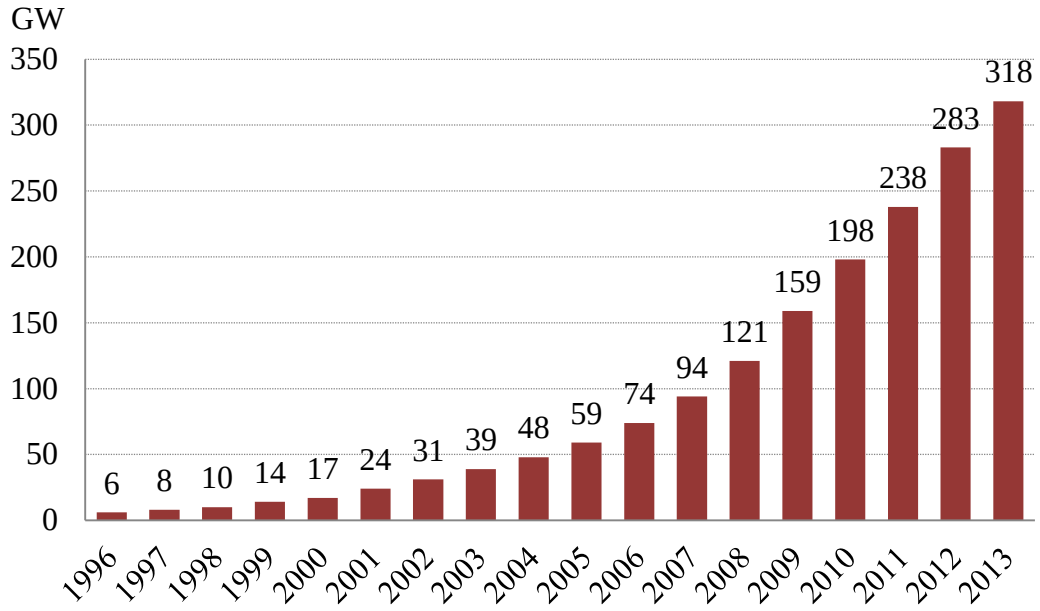
In the scope of dynamic analysis, it was observed that wind farm has ability to be remain connected to the system incase of different fault scenarios in accordance with the requirements stated on Turkish grid code and the active power restoration capability, just after fault is cleared, has been classed as compliant. Moreover, the voltage control requirement (called as 'support of reacitve power' in grid code) has been investigated with some different cases. Turkish grid code requires from wind farms to control voltage at the point of common coupling according to given voltage set point and droop values from TEIAS. This requirement is appliacable during normal conditions known as 0.9-1.1 p.u voltage values. The reactive power support to be served by wind farm to the PCC point would be determined by the droop values, the variation and target voltage values on PCC. The droop values have been selected same as with the voltage change values in order to see the maximal response of the wind farm.

1. GİRİŞ

Günümüzde, fosil kaynaklı yakıt maliyetlerinin yükselmesi ve ömürlerinin azalması ile CO_2 emisyonundaki artış ve küresel ısınma neticesinde tüm dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgi her geçen gün daha da fazla artmaktadır. Ayrıca hızla artan nüfus ve sanayileşmenin sonucunda artan enerji gereksinimi insanoğlunu farklı enerji üretim kaynaklarına yöneltmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları (güneş, rüzgâr, biokütle, jeotermal, hidroelektrik santraller) arasında öne çıkan üretim kaynaklardan birisi de rüzgâr enerjisidir. Son yıllarda rüzgâr enerji sistemlerindeki teknolojik gelişmeler ve devlet destekleri rüzgâr enerjisinin, güç sistemi içindeki payını hızla arttırmaktadır.

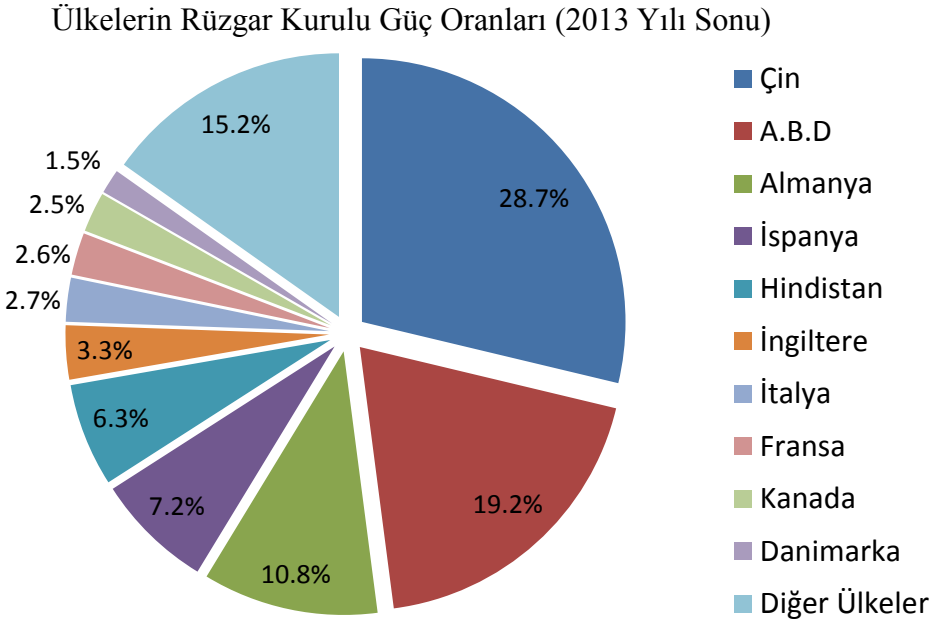
Rüzgâr, güneş enerjisinin yeryüzünde oluşturduğu sıcaklık farkı ve bu sıcaklık farkından kaynaklanan basınç değişiminin meydana getirdiği bir doğa kuvvetidir. Rüzgâr enerjisinden faydalanılması bundan üç bin yıl öncesine dayanmaktadır. İlk dönemlerde ürünlerin kurutulmasında, tahılları öğütmede, gemilerde ve su pompalamada kullanılmaktaydı. Sanayileşme sürecinin başlaması ile tüm dünyada rüzgâra olan ilgi her ne kadar azalmış olsa da, 1970'li yıllarında başında yaşanan petrol krizi ile yenilenebilir enerji kaynaklarına, özellikle de rüzgâr enerjisine olan ilgi tekrar artmıştır. Fosil kaynaklı yakıtların çevre kirliliğine sebep olması, toplumda çevre bilincinin giderek artması, ülkelerde yenilenebilir enerji kaynaklarına olan teşvik ve destek mekanizma sistemlerinin oluşması, rüzgâr türbin teknolojisindeki gelişmeler sayesinde, 1990'lı yılların başından itibaren, rüzgâr enerjisi elektrik üretiminde birincil kaynak olarak kullanılmaya başlanmıştır [1].

2013 yılı sonu itibarı ile dünya genelinde rüzgâr santrallerinin toplam kurulu gücü 318 GW'a ulaşmıştır. Şekil 1.1'de, yıllara göre dünyadaki rüzgâr gücünün birikmeli toplamı gösterilmektedir. Bu kurulu gücü başlıca 121 GW ile Avrupa, 116 GW ile Asya ve 71 GW ile Kuzey Amerika oluşturmaktadır. 2020 yılına gelindiğinde, dünyadaki toplam enerji üretiminin %12'sinin rüzgâr enerjisinden karşılanması beklenmektedir [2].



Şekil 1.1 : Dünya genelinde yıllara göre birikmeli rüzgâr gücü kapasitesi [2].

Şekil 1.2 ve Çizelge 1.1'de ise, 2013 yılı sonu itibari ile dünya sıralamasında kurulu güç bakımından ilk 10 içerisinde yer alan ülkelerin rüzgâr santrali toplam kurulu güçleri ve kurulu güçlerin dünya geneli toplam kurulu güç ile oranını gösteren dağılım yer almaktadır. Görüleceği üzere 91 GW ile Çin lider konumda iken, Amerika 61 GW ile ikinci, Almanya ise 34 GW ile üçüncü sırada yer almaktadır [2].

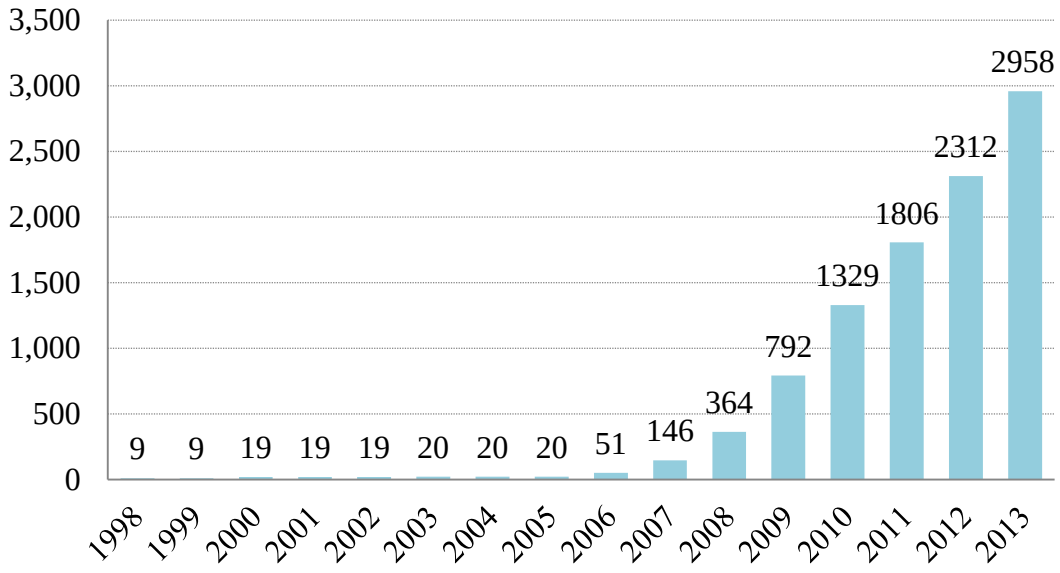


Şekil 1.2 : Ülkelerin 2013 yılı sonu itibari ile, rüzgâr santrali kurulu gücünün dünyadaki toplam kurulu güce oranının yüzdesel dağılımı [2].

Çizelge 1.1 : Rüzgâr enerjisi kurulu gücü bakımından 2013 yılı sonu itibari ile dünya sıralamasında ilk 10 ülke ve kurulu güçleri.

Ülke	Toplam Kurulu Güç(MW)	Oran(%)
Çin	91.424	28.7
A.B.D.	61.091	19.2
Almanya	34.240	10.8
İspanya	22.959	7.2
Hindistan	20.150	6.3
İngiltere	10.531	3.3
İtalya	8.552	2.7
Fransa	8.254	2.6
Kanada	7.803	2.5
Danimarka	4.772	1.5
Diğer Ülkeler	48.352	15.2
TOPLAM	318.137	100

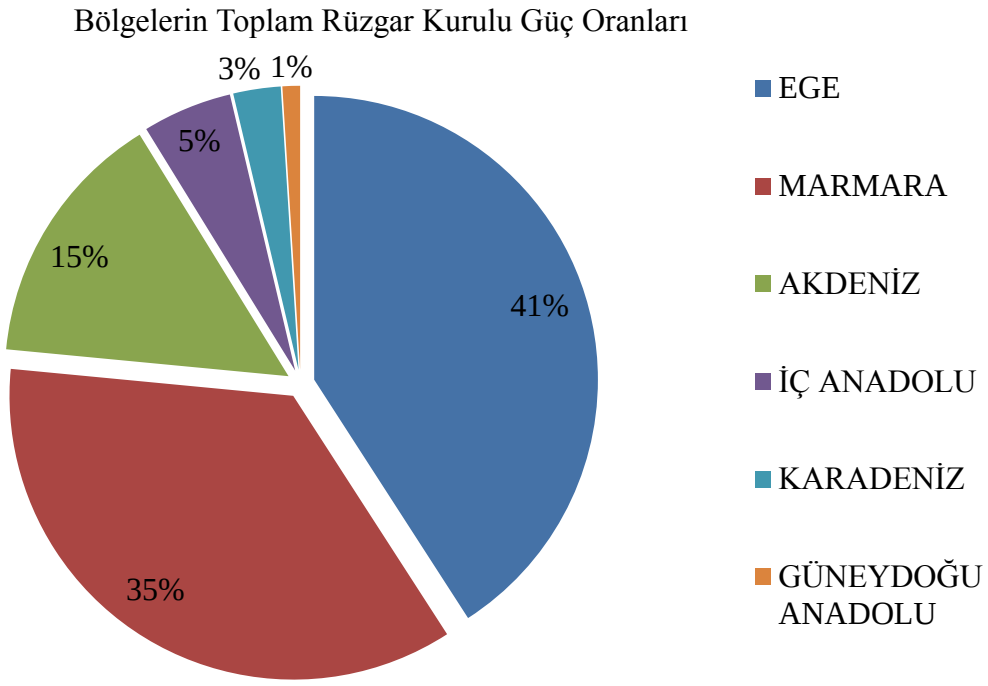
Şekil 1.3'de görüleceği üzere, Türkiye'de 2005 yılında 20 MW olan rüzgâr kurulu gücü 2013 yılı sonu itibari ile 2956 MW'a ulaşmış olup, 2013 yılı içerisinde 646 MW'lık rüzgâr kapasitesi şebekeye entegre olmuştur. 2007 yılından sonra ülkemizde rüzgâr enerjisine ilgi oldukça artmış ve bunun sonucunda her yıl yaklaşık 500-600 MW'lık rüzgâr kapasitesi ulusal güç sistemine entegre olmaktadır [3].



Şekil 1.3 : Türkiye'deki rüzgâr enerji santrallerinin toplam kurulu gücü yıllara göre birikimli dağılımı [3].

Türkiye'de bulunan rüzgâr santrallerinin büyük bir çoğunluğu Ege ve Marmara bölgelerinde toplanmıştır. Şekil 1.4'de görüleceği üzere toplam kurulu gücün

yaklaşık %41'i Ege bölgesinde yer alır iken %35'lik bir kısmı da Marmara bölgesinde yer almaktadır.



Şekil 1.4 : Türkiye'de işletmede olan rüzgâr enerji santrallerinin kurulu güç bakımında bölgelere göre yüzdesel dağılımı.

Açıkça görüldüğü üzere, rüzgâr enerjisi sektörü tüm dünyada hızlı bir şekilde büyümekte ve bunun sonucunda rüzgâr enerjisi, güç sistemlerinin önemli bir parçası haline gelmektedir. Rüzgâr santrallerinin, geleneksel enerji santrallerinde farklı olan yapısı ve işletme karakteristikleri sebebi ile rüzgâr santrallerinin, güç sistemlerinin kontrolü, işletilmesi, güvenilirliği ve kalitesi üzerine etkilerinin araştırılması elektrik mühendisliği alanında önemli bir araştırma konusu haline gelmiştir. Şebeke işletmecileri, artan rüzgâr santrallerinin şebekede de güvenilir, kaliteli ve sürekli işletilmesi için yönetmelikler düzenlemekte ve bu yönetmeliklerde belirtilen şartların tüm rüzgâr santralleri için uygunluğunun tespitini gerekli kılmaktadırlar.

Bu tez çalışması kapsamında; Bölüm 2'de, rüzgâr türbinlerinin sınıflandırılması yapılmış olup günümüzde kullanılan türbin tipleri incelenmiştir. Bölüm 3'de, rüzgâr santrallerinin şebeke entegrasyonunda en önemli bileşenleri olan elektriksel sistemleri detaylandırılmıştır. Rüzgâr türbin topolojileri, kontrol sistemleri, kullanılan generatör ve dönüştürücü tipleri incelenmiş olup, türbin topolojiler arasındaki farklar karşılaştırmalı olarak verilmiştir. Bölüm 4'de, şebekeye bağlı rüzgâr santrallerinin, güç sisteminde özellikle gerilim üzerine etkileri detaylı olarak

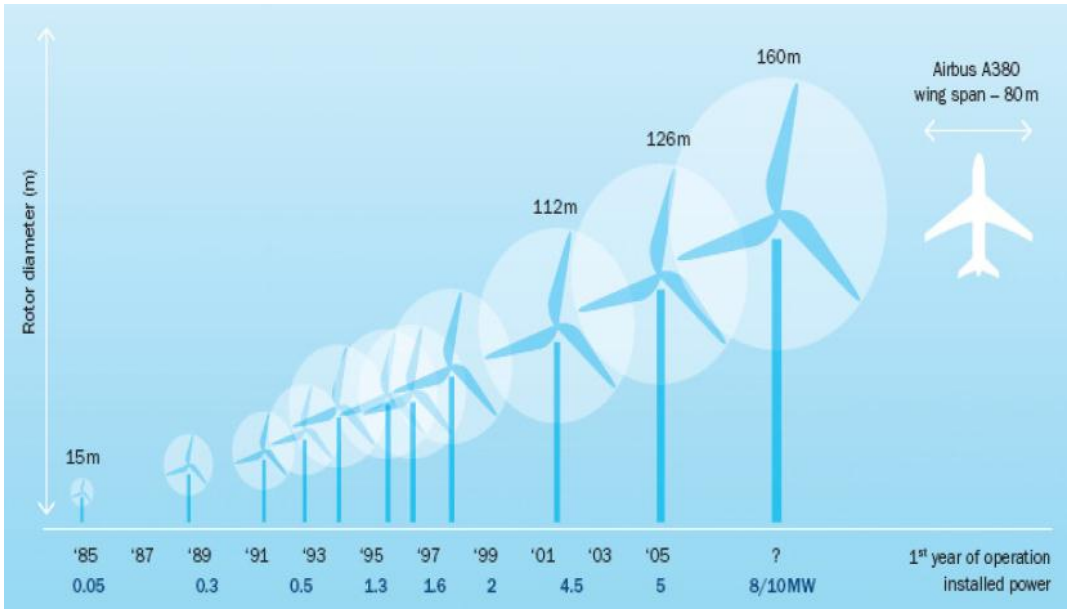
incelenmiş olup, IEC 61400-21 standardında belirtilen güç kalitesi parametreleri detaylı olarak yer verilmiştir. Bölüm 5'de ise, rüzgâr santrallerinin şebeke üzerinde oluşturduğu etkilerden söz edilmiş, ülkemizdeki ve dünyadaki bazı önemli ülkelerin rüzgâr santrallerinin planlama ve işletilme aşamasında uyulması gereken hususların belirtildiği şebeke yönetmelikleri değerlendirilmiştir.

Bölüm 6'da, 48 MW gücünde örnek bir rüzgâr santralinin Türkiye şebeke yönetmeliğine göre uygunluğunun tespiti çalışması gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda rüzgâr santralleri için talep edilen sürekli ve geçici hal analizleri DigSILENT Power Factory güç sistemi yazılımı ile yapılarak sonuçlar yorumlanmıştır.

2. RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN SINIFLANDIRILMASI

Elektrik enerjisi üretim amacıyla kullanılan ilk rüzgâr türbini, 1891 yılında Danimarkalı bilim adamı Dane Poul Lacour tarafından icat edilmiştir. Bu türbin, 23 metre çapında 4 kanadı olan ve 18 kW kurulu gücünde olan bir yapıya sahipti. 20. yüzyılın başlarından itibaren, özellikle Danimarka, Almanya ve ABD başta olmak üzere birçok ülkede rüzgâr türbinleri üzerine birçok araştırma ve geliştirme çalışmaları yürütülmeye başlanmıştır. Farklı topoloji ve teknolojiler, 1990'lı yılların başına kadar denenmiştir. 1990'lı yılların başına gelindiğinde, 30 metre kanat çapına sahip 300 kW kurulu gücünde rüzgâr türbinleri piyasada yerini almıştır. Bu tarihi izleyen 10 yıl içerisinde türbin teknolojisi çok hızlı gelişme göstererek, 80 metre kanat çapında, 2000 kW'lık rüzgâr türbinleri 2000'li yılların başında üretilmeye başlanmıştır [1].

Günümüzde 90 metre ile 145 metre arasında kanat çaplı, 2-5 MW arasında birim gücü olan modern rüzgâr türbinler ticari olarak kullanılmakta, 160 metre kanat çapında, 7-8 MW'lık rüzgâr türbinlerinin prototipleri üretilmiş, sertifikalandırma süreçleri devam etmektedir. Yıllara göre rüzgâr türbin teknolojisindeki gelişim Şekil 2.1'de verilmektedir.

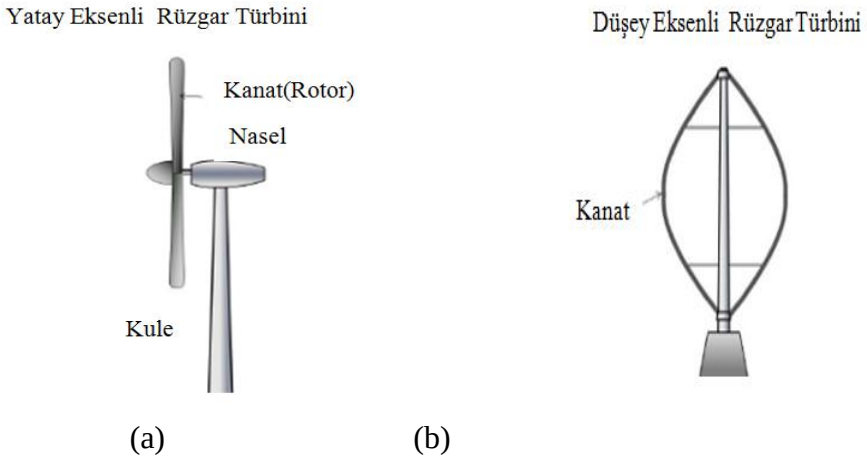


Şekil 2.1 : Yıllara göre rüzgâr türbin teknolojisindeki gelişim [4].

Rüzgârın elektrik enerjisi üretimi amacı ile kullanılmasının keşfinden bugüne kadar, birçok farklı yapıyı içeren rüzgâr türbini tasarımları yapılmıştır. Bazı tasarımlar yaratıcı ve yenilikçi özelliklere sahip olmalarına rağmen, yüksek maliyetlerinden ya da düşük verimliliklerinden dolayı ticari açıdan kabul görmemiştir. Bu bölümde rüzgâr türbinlerinin sınıflandırılması incelenmiştir.

2.1 Yatay Eksenli ve Düşey Eksenli Rüzgâr Türbinleri

Rüzgâr türbinleri rotor dönüş eksenlerine göre, yatay ve düşey eksenli olarak sınıflandırılmaktadır. Modern rüzgâr türbinlerinin birçoğu yatay eksenli türbin grubu içerisinde yer almaktadır. Yatay eksenli türbin tiplerinde rotor, rüzgâr yönüne dik olarak tasarlanmaktadır. Generatör ve dişli kutusunu naselin içine yerleştirmek, maliyet artışına sebep olmasına karşın, türbin verimliliğinin yükseltmesi sebebi ile tercih edilmektedirler. Şekil 2.2.a'da görüldüğü üzere, yatay eksenli türbinlerde rotor, dişli kutusu, generatör ve fren bir kule üzerinde yatay şafta bağlanmışlardır.



(a) (b)

Şekil 2.2 : (a) Yatay eksenli rüzgâr türbini ve (b) düşey eksenli rüzgâr türbini.

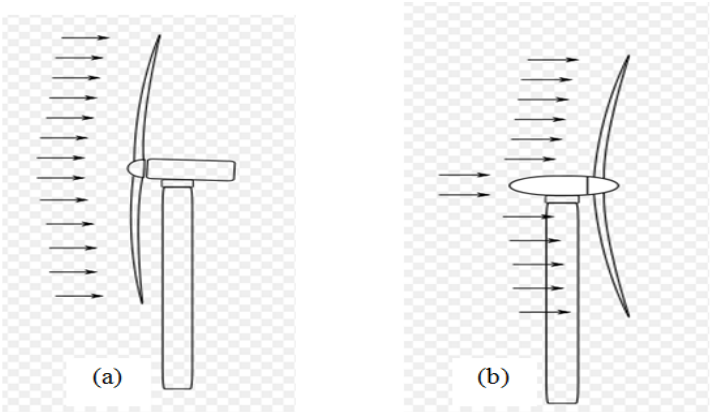
Şekil 2.2.b'de görüldüğü üzere, düşey eksenli rüzgâr türbin tiplerinde, kanatlar düşey eksende bulunan bir şaft ile irtibatlandırılmıştır. Bu türbin tiplerinde, kanatların içbükey ve dışbükey yüzeyleri arasındaki çekme kuvveti farkı nedeniyle dönme hareketi oluşmaktadır. Yatay eksenli türbin tiplerine göre avantajları ise; elektromekanik aksam yer seviyesinde olduğu için kurulum, işletme ve bakım masrafları daha düşüktür. Ayrıca yatay eksenli rüzgâr türbin tiplerinde olan saptırma sistemi (yaw system)'ne ihtiyaç duyulmamaktadır. Çünkü rüzgârın hangi doğrultudan geldiğinin önemi yoktur. Düşey eksenli türbinlerin dezavantajları ise; türbinlerin devreye giriş anlarında şebekeden bir miktar güç çekme ihtiyaçlarından ötürü şebeke

ile uyumluluk anlamında başarılı bir performans gösteremezler. Kanatların yere yakın olmasından dolayı düşük rüzgâr hızlarında işletilmek durumunda kalırlar. Bunun sonucunda ise daha az enerji üretimleri söz konusu olmaktadır. Darriesus tipinde düşey eksenli rüzgâr türbininin Kaliforniya'da birçok kurulumu gerçekleşmiş olup, megawatt mertebelerinde prototipleri Kanada'da kurulmuştur. Bunun yanısıra İngiltere'de düşey eksenli rüzgâr türbinleri üzerinde prototip geliştirme çabaları olmuştur. Ancak detaylı araştırmalar sonucunda görülmüştür ki büyük güçlerdeki düşey eksenli rüzgâr türbinlerinin gerek enerji üretiminin düşük olması gerekse de maliyet anlamında büyük avantajlarının olmaması sebebi ile düşey eksenli rüzgâr türbinlerindeki araştırma geliştirme çalışmaları sona ermiştir [5].

2.2 Rüzgârı Önden ve Arkadan Alan Rüzgâr Türbinleri

Yatay eksenli rüzgâr türbinlerin birçoğu rüzgârı önden alacak şekilde tasarlanmaktadır. Bu durumun temel nedeni, nasel ve kule nedeniyle oluşan türbülans ve rüzgâr akış bozukluklarından etkilenmemektir. Rüzgârı önden alan türbinlerde, türbinin rüzgâr yönünde dönmesi için saptırma mekanizması (yaw) kullanılmaktadır. Bu sayede türbin hakim rüzgâr yönüne dönüp, maksimum enerjiyi üretebilecektir.

Şekil 2.3.b'de görüldüğü üzere, rüzgârı arkadan alan türbin tiplerinde, rüzgâr önce nasele ve kuleye sonra ise kanatlara çarpmaktadır. Bu durum rüzgârın lineer akışını bozarak türbülansa sebebiyet vermektedir. Türbülanslı rüzgâr akışı ise, türbin mekanik parçalarında yorulma, erken arızalanma, aerodinamik kayıplar, üretilen güçte sürekli dalgalanmalar ve gürültüye neden olmaktadır. Rüzgârı önden alan tasarımlar günümüzde daha çok kullanılmaktadır.



Şekil 2.3 : (a) Rüzgârı önden alan ve (b) arkadan alan rüzgâr türbinleri

2.3 Kanat Sayılarına Göre Rüzgâr Türbinleri

Rüzgâr türbinlerinin kullanım amacına bağlı olarak, kanat sayıları farklılık göstermektedir. Enerji üretimi amacı ile kullanılan türbinler genellikle üç kanatlı olup, mekanik su pompalama amaçlı olan türbinler ise çok kanatlı yapıya sahip olmaktadır [1].

Bir ve iki kanatlı rüzgâr türbinleri geçmişte ticari olarak kullanılmış olsa dahi bugün itibari ile modern MW mertebesindeki rüzgâr türbinleri üç kanatlı olarak imal edilmektedirler. Kanat sayısının düşürülmesi daha yüksek döner hızda çalışma anlamına gelmektedir. Yüksek rotor hızı, dişli kutusunun çevirme oranını düşürmekte ancak aerodinamik ses seviyesini yükseltmektedir. Şekil 2.4'de çeşitli kanat sayılı rüzgâr türbinleri görülmektedir [5].

2.3.1 Tek kanatlı rüzgâr türbinleri

Tek kanatlı rüzgâr türbinlerinde rotorun dönme hızının yüksek olması sayesinde makine kütlesi ve rotorun döndürme torku çok kanatlı rüzgâr türbinlerine göre azdır. Rotor hızının yüksek olmasının sonucu olarak aerodinamik ses seviyesi yüksek olmakta ve bu özelliği de ticari olarak kullanımı imkânsız duruma getirmektedir.

2.3.2 İki kanatlı rüzgâr türbinleri

İki kanatlı rüzgâr türbinlerinin tasarım amacı, üç kanatlı ticari rüzgâr türbinlerine göre rotor maliyetini düşürmektir. Rotor dengesi bir kanatlı türbinlere kıyasla daha düzgündür. Üç kanatlı türbin tipleri ile karşılaştırıldığında en büyük avantajı; kanat uç hızlarının yüksek olmasıdır. Çift kanatlı rüzgâr türbinlerinin gürültü seviyesinin yüksek olması ve düşük rüzgâr hızlarında çalıştırılması sebebi ile ticari kullanımı oldukça sınırlıdır.

2.3.3 Üç kanatlı rüzgâr türbinleri

Ticari rüzgâr türbinleri bu grup içerisinde yer almaktadır. Üç kanatın kullanılması ile rotorun dönme işlemi daha düzgün olmaktadır. Rotorun atalet torkunda salınımların olmaması sonucunda rotor göbeğinin içerisinde titreşim engelleyici donanımlara gerek duyulmaz. Göz estetiğine uygun olması, rotor hareketinin titreşimsiz olması, gürültü seviyelerinin 1 ve 2 kanatlı rüzgâr türbin tiplerine göre daha düşük olması

gibi nedenlerden ötürü rüzgâr türbin pazarında en çok tercih edilen türbinler 3 kanatlı yapıya sahiptirler.

2.3.4 Çok kanatlı rüzgâr türbinleri

Uzun yıllardır sadece su pompalama amacı ile kullanılan bu türbin tipleri, tork ihtiyacının karşılanabilmesi amacıyla, çok kanatlı olarak üretilmiştir. Çok kanatlı rüzgâr türbinleri düşük hızda çalışmaktadırlar. Elektrik üretim amaçlı kullanımı uygun değildir.



Şekil 2.4 : Kanat sayılarına göre türbin çeşitleri.

2.4 Kurulu Güçlerine Göre Rüzgâr Türbinleri

Rüzgâr türbinleri anma aktif çıkış güçlerine göre farklı gruplarda sınıflandırılmaktadır. Bu sınıflandırma ile ilgili herhangi bir standart bulunmamasına karşın, çoğunlukla piyasada kabul gören geçerli gruplandırma aşağıdaki gibidir.

Küçük güçte türbinler genelde 100 kW'a kadar olan türbinler olarak değerlendirilmektedir. Bu türbinlerin kullanım amacı şebekenin olmadığı bölgelerde ikincil kaynak olarak ya da sokak aydınlatmaları, su pompaları ve baz istasyonların enerji temininde kullanılmaktadır. Orta büyüklükteki rüzgâr türbinleri ise 100 kW ile 1000 kW arası rüzgâr türbinlerini kapsamaktadır. Bu türbinler şebekeden bağımsız şekilde çalışabileceği gibi şebekeye bağlı tek ya da gruplar halinde de çalışabilmektedir. Büyük güçteki rüzgâr türbinleri grubunu ise günümüzde ticari olarak kullanılan ve 1000 kW'ın üzerindeki türbinler oluşturmaktadır. Bu türbinlerin birçoğu şebekeye bağlı çalışmakta olup hem kara tipi (onshore) hem de deniz üstü

(offshore) olan rüzgâr türbinlerini kapsamaktadır. Tüm dünyada, rüzgâr türbinlerinin anma güç değerleri gün geçtikçe artmaktadır. Bunun temel sebebi ise rüzgâr potansiyeli yüksek alanların giderek azalması ve birim alanda mümkün olduğu ölçüde daha fazla gücün üretilmesi oluşturmaktadır.

2.5 Dişli Kutulu ve Doğrudan Sürüşlü Rüzgâr Türbinleri

Rüzgâr türbinleri sürücü sistemleri bakımından; dişli kutusu kullanılan ve dişli kutusu kullanılmayan (doğrudan sürüşlü) türbin generatör sistemleri olarak iki sınıfta incelenmektedir. Rüzgâr türbinlerinde dişli kutusu aktarma sisteminin önemli bir bileşenidir. Normal bir rüzgâr türbinin rotor hızı 20-50 devir/dakika aralığında iken bir generatörün optimum hızı 1000 – 1500 devir/dakika mertebelerindedir. Bundan dolayı rotor dönme hızının generatörün hız gereksinimlerine göre ayarlanabilmesi için türbin dişli kutusu kullanılması ya da generatördeki kutup sayılarının arttırılması gerekmektedir. Dişli kutulu sistemlerin ağırlık, büyüklük, basitlik ve fiyat konularında avantaj sağlarken, dişli kutusu olmayan direkt sürümlü türbinler ise; şebeke yönetmeliklerine uyum, güvenilirlik, işletme ve bakım anlamında üstünlük sağlamaktadır.

2.6 Kara Tipi ve Deniz Üstü Rüzgâr Türbinleri

Kara tipi rüzgâr türbinlerinin maliyetlerinin düşük olması, montaj tekniğinin daha basit oluşu, şebeke bağlantı altyapısının güvenilir olması ve işletme giderlerinin düşük olması gibi avantajları bulunmaktadır. Deniz üstü rüzgâr türbinlerinde ise; denizde yeralan rüzgâr kapasitesi karaya göre daha fazla olduğundan enerji üretimleri ve kapasite faktörleri genelde kara tipi türbinlere kıyasla daha yüksektir. Ancak bu tip rüzgâr türbinlerinde korozyona dirençli özel kompozit malzemeler kullanıldığından, türbin temeli için özel tasarımlar gerektirmesinden, enerji iletiminde kullanılan iletkenlerin maliyetleri arttırmasından ötürü deniz üstü rüzgâr türbinlerin maliyetleri oldukça yüksektir.

3. RÜZGÂR TÜRBİNİ ELEKTRİK SİSTEMLERİ

Bu bölümde rüzgâr türbin endüstrisinde kullanılan türbin topolojileri değerlendirilmiş, rüzgâr santrallerinin şebekede yarattığı etkilerin daha iyi incelenmesi amacı ile rüzgâr türbinlerinin en önemli donanımları olan generatör ve dönüştürücü tipleri kapsamlı olarak incelenmiştir.

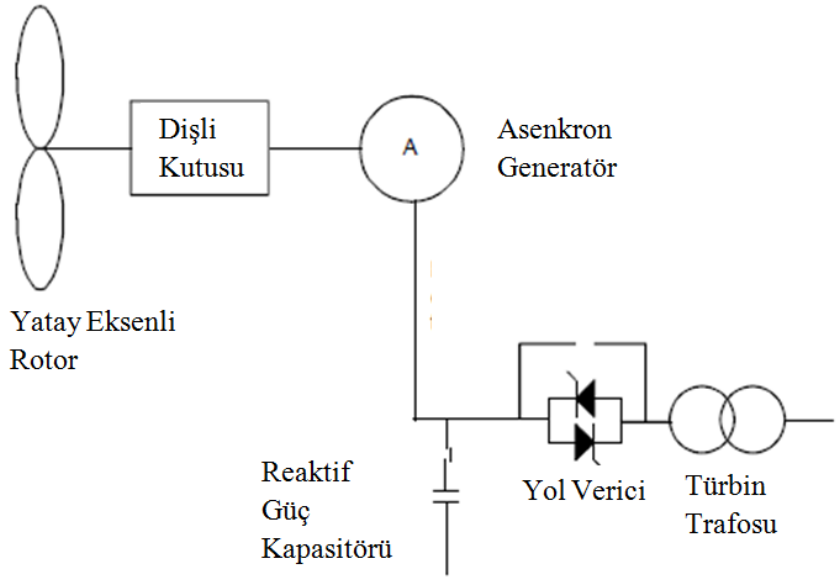
3.1 Rüzgâr Türbini Topolojileri

Rüzgâr türbinlerinin rotoru sabit hızlı ya da değişken hızlı olarak işletilebilmektedir. Bu iki topoloji arasındaki farklar aşağıda belirtilmektedir.

3.1.1 Sabit hızlı rüzgâr türbinleri

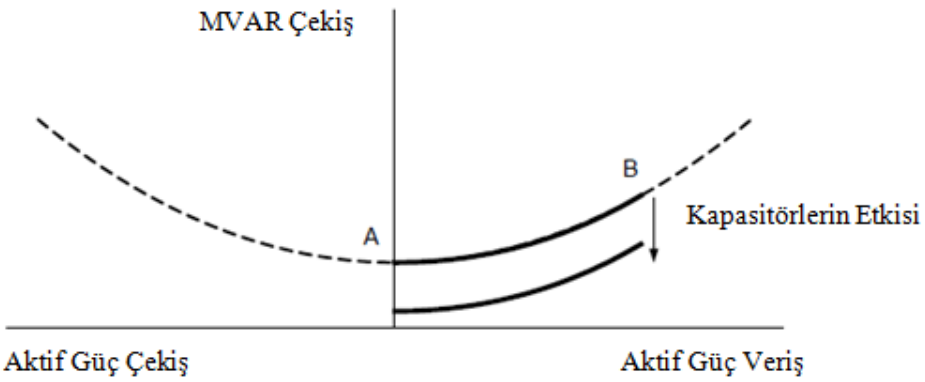
Sabit hızlı rüzgâr türbinleri,yapılarının basit oluşu, maliyetlerinin düşük olması ayrıca sağlam ve güvenilir olmalarından dolayı rüzgâr piyasasının ilk dönemlerinde oldukça tercih edilmiştir. Ancak doğrudan şebekeye bağlı olmalarından kaynaklanan güç kalitesi problemleri ve verimliliklerinin düşük olmasından ötürü günümüzde kullanım olanağı bulamamaktadır. Sistem altyapısı, rüzgâr hızından bağımsız olarak sabit rotor hızına ya da rotor hızında küçük değişikliklere izin vermektedir. Sabit hızlı rüzgâr türbinlerinde, rüzgârda oluşan değişimler ile türbinin maruz kaldığı mekanik ve aerodinamik yükler artmakta ve türbinler verimli olarak optimum performanslarında işletilememektedir.

Şekil 3.1'de görüleceği üzere, sabit hızlı rüzgâr türbinleri tipik olarak sincap kafesli ya da rotoru sargılı asenkron generatör ile seri bağlı yol verici (soft starter) ve paralel bağlı kondansatör grubundan oluşmaktadır. Bu türbin tipleri belirli bir rüzgâr hız aralığında, optimum enerji üretmeleri için tasarlanmışlardır. Rüzgâr hız aralığının genişletilmesi dolayısıyla da güç üretim yeteneklerinin artırılabilmesi için türbin generatörü iki sargı grubu ile donatılmıştır. Rüzgâr hızı düşük ise tipik olarak 8 kutuplu sargı devrede olur iken yüksek hızlarda 4-6 kutup sargı devrede olmaktadır [1].



Şekil 3.1 : Sabit hızlı rüzgâr türbini şeması.

Sabit hızlı türbin sistemlerinde kullanılan asenkron generatörlerin alan sargıları olmadığından ötürü reaktif güç kontrolünü gerçekleştiremezler. Şekil 3.2'de sabit hızlı rüzgâr türbinin aktif çıkış gücü ve şebekeden çekilen reaktif güç arasındaki ilişki görülmektedir. A-B arasında yer alan eğri kondansatör kullanılmadan olan durumu göstermektedir. Kondansatörlerin kullanımı ile şebekeden çekilen reaktif güç oranındaki azalma açıkça görülmektedir. Ancak dikkat edilmesi gereken husus; aktif güç üretiminin olmadığı durumda dahi, generatördeki manyetik devrelerin enerjilendirilebilmesi için bir miktar şebekeden reaktif güç çekilmektedir [5].



Şekil 3.2 : Sabit hızlı rüzgâr türbinin aktif-reaktif güç ilişkisi.

3.1.2 Değişken hızlı rüzgâr türbinleri

Değişken hızlı rüzgâr türbinlerinde, sabit hızlı rüzgâr türbinlerinin aksine rotor hızı, rüzgâr hızına bağlı olarak kontrol edilmektedir. Bu sayede, türbinlerin optimum rüzgâr-güç oranında çalışmalarına imkân tanımaktadır. Günümüzde, ticari olarak kullanılan modern rüzgâr türbinleri değişken hızlı rüzgâr türbinleri grubunda yer almaktadır [1].

Değişken hızlı rüzgâr türbinlerinin başlıca özellikleri aşağıda maddeler halinde belirtilmektedir;

- Rüzgâr türbini aerodinamik tasarımı sayesinde, rüzgâr hızına göre (v), rotor dönüş hızını sürekli olarak ayarlamakta (hızlanma ya da yavaşlama), böylece rüzgâr gücü enerji üretiminde optimum şekilde kullanılmış olmaktadır. Ayrıca, bu durum sabit hızlı türbinlerde oluşan mekanik yüklerin ve baskıların, değişken hızlı türbinlerde azaltılmasını sağlamaktadır.
- Elektrik sistem altyapısı temel olarak, asenkron ya da senkron generatör ve şebekeye bağlanmalarını sağlayan bir güç dönüştürücüsünden oluşmaktadır.
- Sabit hızlı rüzgâr türbinleri ile kıyaslandığında, çıkış güçlerindeki dalgalanmaların azalması ile gerilim kararlılığı sağlanacağından, güç kalitesi anlamında daha gelişmiş bir türbin tipidir.
- Eğim kontrol sistemi (pitch system), gelişmiş elektriksel donanımların kullanımı ile daha basit yapılabilmektedir. Böylece akustik gürültü problemleri oldukça azaltılmıştır.
- Değişken hızlı türbinlerin başlıca dezavantajları ise; güç dönüştürücüsünün kullanımı ile elektriksel sistem altyapısının daha kompleks olması, güç kayıplarını arttırması ve türbin birim maliyetlerini yükseltmesidir.

3.2 Rüzgâr Türbinlerinde Güç Kontrolü

Rüzgâr türbinleri, rotor (kanatları) üzerine binen aerodinamik yükleri yönetebilmek, bu sayede hem enerji üretimini optimum noktada tutabilmek hem de mekanik aksamların zarar görmesini ve ömürlerinin erken tamamlamasını engellemek için farklı güç kontrol sistemleriyle donatılmaktadır. Bu sistemlerin detayları aşağıda belirtilmektedir.

3.2.1 Durdurma (Stall) kontrolü

Durdurma kontrolüne sahip rüzgâr türbin tiplerinde kanatlar, rotor göbeğine (hub) sabit bir açı ile bağlanmaktadır. Pasif kontrol olarak da isimlendirilen kontrol metoduna göre, rüzgâr hızı belirli bir limit değerini aştığında, rotorun aerodinamik tasarımı sebebi ile türbin duruş moduna geçmektedir. Ayrıca düşük rüzgâr hızlarında verimlerinin düşük olduğu bilinmektedir. İlk dönemlerde kontrol yapısının sağlamlığı, basit oluşu ve maliyetlerinin düşük olması sebebi ile tercih edilmiş olsalar bile, günümüzde enerji üretimi anlamında optimum fayda sağlayamadıkları için ticari rüzgâr türbin tiplerinde tercih edilmemektedirler [1].

3.2.2 Eğim (Pitch) kontrolü

Aktif kontrol olarak isimlendirilen bu kontrol yönteminde, türbin kanat açıları rüzgâr hızına ve güç çıkışına göre ayarlanabilmektedir. Bu sayede türbinlerin kalkış ve duruş anlarında bu duruma destek veren bir sistem altyapısı kurulmaktadır. Güç kontrolünün iyi yapılması ile yüksek rüzgâr hızlarında türbinlerin güç çıkışı optimum seviyede çalışması sağlanarak generatör için aşırı yüklenmelerin önüne geçilmesi sağlanmıştır. Eğim kontrol mekanizmasının karmaşık yapıda olması ve türbin maliyetini arttırması dezavantajları olarak bilinmektedir [1].

3.2.3 Aktif durdurma (Active stall) kontrolü

Bu kontrol topolojisinde türbinin durdurulması kanatlara açı verilerek yapılmaktadır. Düşük rüzgâr hızlarında eğim kontrollü türbinler gibi çalışan aktif durdurma kontrol yöntemi, yüksek rüzgâr hızlarında kanat açılarını kontrol ederek daha yumuşak bir duruş sağlamaktadır. Eğim kontrolü ile birlikte kullanılması ile türbinlerin kalkış ve duruş operasyonlarını kolaylaşmaktadır [1].

3.3 Rüzgâr Türbinlerinde Kullanılan Generatörler

Rüzgâr türbinlerinde üretilen mekanik enerjinin, elektrik enerjisine dönüşümündeki en önemli türbin ekipmanı generatörlerdir. Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörler aşağıda yer alan ana başlıklarda sınıflandırılmaktadır.

- Asenkron generatörler,
- Senkron generatörler,

Rüzgâr türbinlerinin enerji üretmek amaçla kullanıldığı ilk yıllarda doğru akım generatörleri kullanılmaktaydı. Ancak sonrasında rüzgâr türbini endüstrisi geliştikçe, DC generatörlerin bakım gereksinimi ve maliyet anlamındaki dezavantajlarından ötürü, alternatif akım generatörlerine ilgi artmıştır. Bugün itibariyle şebekeye bağlı çalışan ticari rüzgâr türbinlerinde asenkron ya da senkron generatörler kullanılmaktadır.

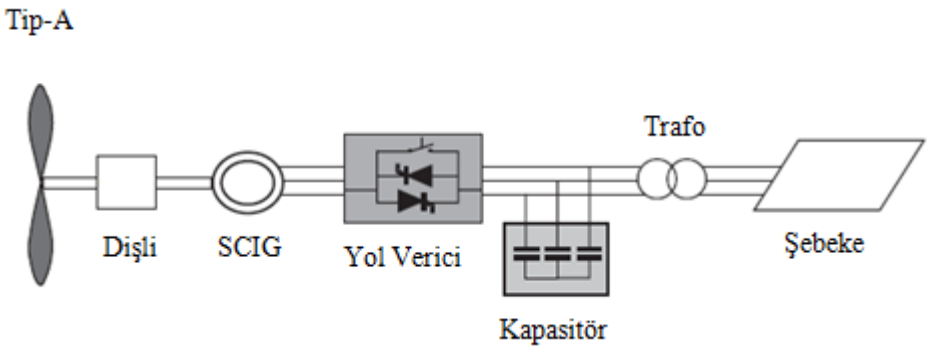
3.3.1 Asenkron generatörler

Asenkron ya da diğer bir ifadeyle indüksiyon generatörler, mekanik yapılarının basitliği, dayanıklılığın yüksek oluşu ve maliyetlerinin düşük olması gibi nedenlerden ötürü rüzgâr türbin pazarında en çok kullanılan generatör tipini oluşturmaktadır. En önemli dezavantajı ise, sabit mıknatısları olmadıkları için, statorun reaktif mıknatıslanma akımına ihtiyacı olmasıdır. Bu reaktif güç şebekeden ya da güç elektroniği donanımları tarafından sağlanabilmektedir [1].

Doğrudan şebekeye bağlı asenkron generatörler, türbinlerin devreye girme anlarında şebekeden, anma akımın katları mertebesinde kalkış (demeraj) akımları çekmektedirler. Bu geçici durum, türbinlerin bağlandığı şebekede gerilim kararlılığı bozulmalarına sebep olabileceği gibi aynı zamanda türbinlerdeki mekanik aktarma organlarının yüksek torka maruz kalmasına neden olmaktadır. Bu geçici durum tristör yarı iletken teknolojisinin kullanıldığı yol vericilerin kullanılması ile sınırlandırılabilmektedir. Böylece demeraj akımları anma akımın maksimum 2 katı ile snırlanmakta olup, şebekedeki gerilim bozuklukları ve rüzgar türbin üzerine etkiyen ani yüksek torkların etkisi de azaltılabilmektedir [6].

3.3.1.1 Sincap kafesli asenkron generatör (SKAG)

Sabit hızlı rüzgâr türbinlerinde kullanılan sincap kafesli asenkron generatörler, maliyetlerinin düşük olması ve mekanik donanımlarınbasit olmasından dolayı rüzgâr türbinlerinin yaygınlaştığı ilk dönemlerde kullanılmaktaydı. Değişken hızlı rüzgâr türbinlerinde de arka arkaya (back to back) dönüştürücüler ile sincap kafesli asenkron generatörler piyasada kullanılmaktadırlar. Sincap kafesli rüzgâr türbinleri Şekil 3.3'de görüleceği üzere bir yol verici (soft-starter) ve kondansatör grubu üzerinden şebekeye bağlanmaktadır [1].



Şekil 3.3 : Sincap kafesli asenkron generatörlü türbin yapısı.

Rüzgâr türbinleri devreye giriş esnasında, oldukça dik bir tork-hız karakteristiğine sahip olmalarından ötürü, şebekeden çekilen kalkış akımı (demeraj ya da in-rush), anma akımın 7-8 katını bulabilmektedir. Bu akımı sınırlayabilmek ve kontrol edebilmek için sincap kafesli asenkron generatörlerinde yol verici donanım kullanılmaktadır. Özellikle kısa devre gücünün düşük olduğu, zayıf şebeke entegrasyonlarında ani kalkış akımları şebekedeki gerilim bozukluklarına ve ani gerilim düşümleri sebebiyet vermektedir [1].

Stator sargısını mıknatıslandırmak için şebeken reaktif güç çekilmesi gerekmektedir. Bu durum rüzgâr türbinlerinin reaktif güç kapasitesini oldukça düşürmektedir. Düşen reaktif kapasiteyi karşılayabilmek için ayrıca generatörler kondansatörler ile donatılmaktadır. Bu generatör tiplerinde şebekeden çekilen reaktif güç, rüzgâr hızı ile doğrudan ilgili olduğu için reaktif güç yönetimi, dolayısıyla da gerilim kontrolü yapmak pek mümkün değildir [1].

3.3.1.2 Rotoru sargılı asenkron generatör (RSAG)

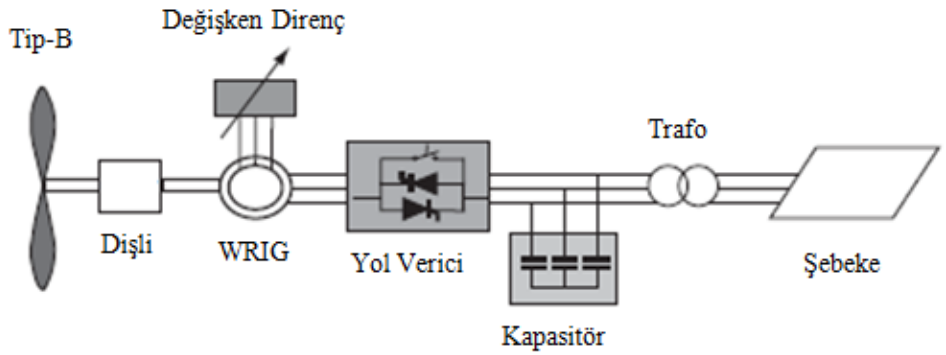
Rotoru sargılı asenkron generatörler, rüzgâr türbini sektöründe yaygın olarak kullanılan generatör grubunu oluşturmaktadır. Literatürde Tip B olarak isimlendirilen sınırlı değişken hızlı türbinlerde kullanılan Optislip generatör ve Tip C olarak bilinen değişken hızlı türbinlerde kullanılan çift beslemeli asenkron generatör (ÇBAG), rotoru sargılı asenkron generatör grubunda yer almaktadır.

OptiSlip asenkron generatör (OSAG)

Optislip asenkron generatörler, rüzgâr türbin üreticisi olan VESTAS tarafından geliştirilmiş ve türbin piyasasında kullanılan bir generatör yapısıdır. Temel çalışma ilkesi, rotor şaftına monte edilmiş olan dönüştürücü tarafından kontrol edilen rotor sargısına bağlı direncin ayarlanarak, generatörün kayma değerini optimum seviyede

tutulmasına dayanmaktadır. Generatörün dar bir aralıkta, değişken bir kayma değerine sahip olması sonucunda, güç çıkışındaki dalgalanmalar belirli oranda kontrol edilebilmekte ve türbin torkundaki dalgalanmalar bir miktar sönümlendirilmektedir [1].

Değişken olan rotor direncinin büyüklüğü, hız kontrol aralığını tanımlamaktadır. Genel olarak senkron hız aralığının %0 ile %10 üzerinde kontrol edilebilmektedirler. Dolayısıyla sabit hızlı türbinlere kıyasla daha gelişmiş bir konfigürasyon olarak değerlendirilse dahi değişken hızlı türbinlere göre hız kontrolü oldukça sınırlıdır. Kayma gücü, değişken direnç mekanizmasında kayıp olarak harcanmaktadır. Şebeke yönetmeliklerinde talep edilen aktif ve reaktif güç kontrol özellikleri minimal seviyededir [1]. Şekil 3.4'de görüldüğü üzere, sincap kafesli asenkron generatörde olduğu gibi yumuşak bir şebeke bağlantısı için yol verici ve reaktif güç kompanzasyonu için kondansatör grupları bulunmaktadır.



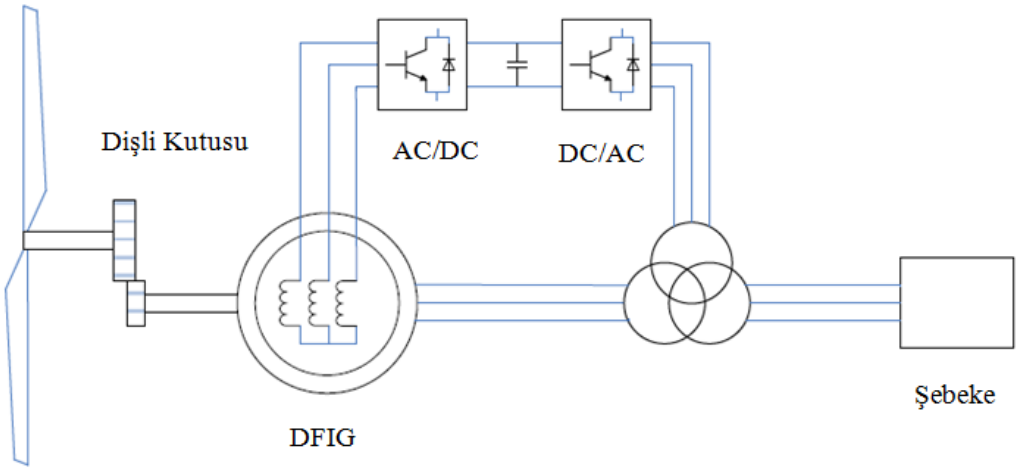
Şekil 3.4 : Optislip asenkron generatörlü türbin yapısı.

Çift beslemeli asenkron generatör (ÇBAG)

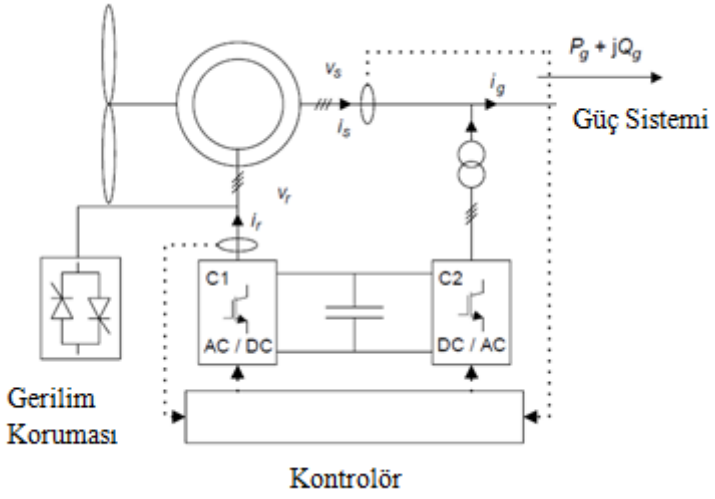
Çift beslemeli asenkron generatörler rüzgâr türbini endüstrisinde en fazla tercih edilen generatör topolojisini oluşturmaktadır. Şekil 3.5'de görüleceği üzere, stator sargıları şebekeye doğrudan bağlanırken, rotor sargıları çift yönlü olan arka arkaya bağlı IGBT gerilim kaynaklı dönüştürücü üzerinden şebekeye gücü aktarmaktadır. Optislip generatör ile karşılaştırıldığında, ÇBAG'de bulunan dönüştürücünün kapasitesi gereği daha geniş bir dinamik hız kontrol imkanına sahiptir. Kullanılan dönüştürücü ile rüzgâr türbinlerin reaktif güç kapasitesi artmış olup, daha yumuşak şebeke bağlantılarına imkan verilmektedir [1].

Şekil 3.6'da verildiği üzere, güç dönüştürücüsü birbirinden bağımsız olarak kontrol edilen, iki adet (çift yönlü) arka arkaya bağlı, rotor tarafı çeviricisi ve şebeke tarafı

çeviricisinden oluşmaktadır. Bu dönüştürücülerde gerilim kaynaklı darbe genişlik modülasyonu (DGM/PWM) tekniği ile anahtarlama yapılmaktadır. Rotor tarafındaki dönüştürücü kontrol sistemi, elektromanyetik torku düzenlemekte ve generatörün manyetizasyonunu sürdürebilmesi için reaktif ve aktif gücü kontrol etmektedir. Şebeke tarafındaki dönüştürücü kontrol sistemi ise DA linkini ayarlamaktadır [1].



Şekil 3.5 : Çift beslemeli asenkron generatörlü türbin yapısı.



Şekil 3.6 : Çift beslemeli asenkron generatörün elektriksel şeması [5].

Generatörün işletme hız aralığı, arka-arkaya bağlı dönüştürücünün kapasitesi ile doğrudan ilişkilidir. Tipik olarak, ekonomik sebeplerden ötürü dönüştürücünün kapasitesi, generatör kapasitesinin %25-30'u arasında seçilmektedir. Böylece anma hızın %25-30 arasında işletme hız aralığına imkân tanınmaktadır. Çift beslemeli asenkron generatörün diğer bir avantajı ise, mekanik aksamın (drive train),

dönüştürücünün olması ile elektrik sisteminden belirli oranda izole olmasıdır. Bunun sonucunda rüzgâr hızındaki değişimlerin şebeke üzerindeki etkisi azaltılmakta ve türbinin fliker katkısı sınırlandırılmaktadır. Rüzgâr türbinlerindeki reaktif güç kontrolü dönüştürücüler ile gerçekleştirilirken, aktif güç kontrolü hem türbin kanatları hem de dönüştürücüler sayesinde yapılmaktadır [7].

Çift beslemeli asenkron generatör, gelişmiş reaktif güç ve gerilim kontrolü gibi avantajları olmasına karşın, kayan halkalar ve fırçaların kullanılması ile bakım gereksinimi en büyük dezavantajını oluşturmaktadır.

3.3.2 Senkron generatörler

Senkron generatörler, rüzgâr türbin tasarımlarında tam ölçekli frekans dönüştürücüsü üzerinden şebekeye bağlanmaktadırlar. Dönüştürücünün gücü kullanılan generatörün gücü ile aynıdır. Böylece rüzgâr türbininin reaktif güç kapasitesi ve şebeke uyumluluğu diğer generatör yapılarına göre daha iyi olmaktadır. Ancak aynı güçteki asenkron generatörlere göre birim maliyetleri daha yüksektir. Tam ölçekli dönüştürücü kullanımı ile işletme hız aralığı 0'dan maksimum hız arasında olabilmektedir. Manyetik alan, reaktif mıknatıslanma akımına gerek duyulmaksızın sabit mıknatıslar ya da alan sargısı kullanarak oluşturulmaktadır [1].

Senkron generatörlü rüzgâr türbinlerinin tam ölçekli frekans dönüştürücüsü ile birlikte kullanımı sayesinde;

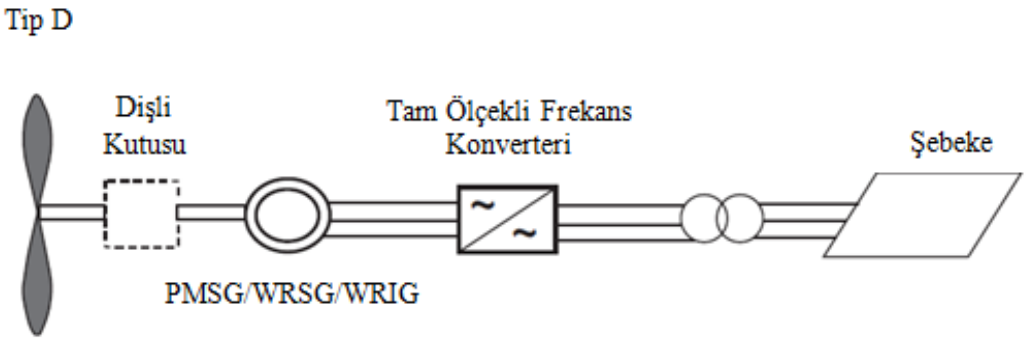
- Rüzgâr hızındaki ani ve aşırı yükselmelerin türbin tarafında oluşturacağı zorlanmalar ve baskıların azaltılmasını,
- Rüzgâr türbinlerinde üretilen gücün tamamının kontrol edilebilmesi,
- Mıknatıslanmayı kontrol ederek şebeke ile sürekli senkron kalınmasını,

sağlanmaktadır.

Aktif ve reaktif güç kontrolü tamamen dönüştürücü tarafından yapılmakta olup, çift beslemeli asenkron generatörlere göre daha hızlı tepkiler vermektedir. Rüzgâr türbin piyasasında tipik olarak rotoru sargılı senkron generatör ve sabit mıknatıslı senkron generatör olarak iki generatör topolojisi ağırlıklı olarak kullanılmaktadır.

3.3.2.1 Rotoru sargılı senkron generatör (RSSG)

Şekil 3.7'de görüldüğü üzere, rotoru sargılı senkron generatörler, şebekeye tam ölçekli bir frekans dönüştürücüsü üzerinden bağlanmaktadır. Rotor sargıları, döner doğrultucusu olan uyarıcıyla ya da fırçalar ve kayan bilezikler yardımı ile uyarılmaktadır [1].



Şekil 3.7 : Rotoru sargılı senkron generatörlü türbin yapısı.

3.3.2.2 Sabit mıknatıslı senkron generatör (SMSG)

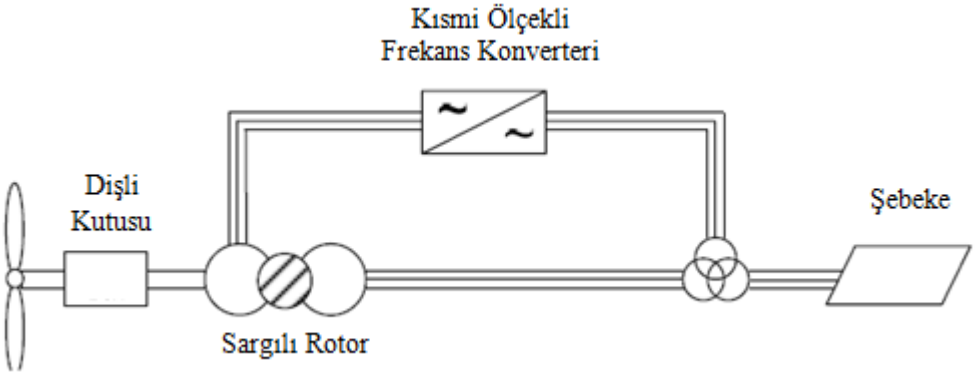
Sabit mıknatıslı senkron generatörlerinin türbin yapıları, rotoru sargılı senkron generatörün yapısı (Şekil 3.7) ile aynıdır. Ancak uyartım sistemlerinin yapısı, rotoru sargılı senkron generatörden farklıdır. Bu tip generatörlerde uyartım, sabit mıknatıslar ile yapılmaktadır. Böylece verim ve güç faktörü konularında diğer generatörlere göre büyük avantaj sağlamaktadır. Sabit mıknatıslı yapının dezavantajı ise; mıknatıs üretim süreci maliyetinin oldukça yüksek olması ve dünya üzerinde ulaşılabilirliğinin zor olmasıdır. Ayrıca mıknatısın yüksek sıcaklıklara maruz kalması ile manyetik özelliğini kaybetmesi ve böylece uyartım sisteminin etkilenmesi diğer bir dezavantajı olarak bilinmektedir [1].

3.3.3 Rüzgâr türbinlerinde kullanılan diğer generatör tipleri

Rüzgâr türbinlerinde tipik olarak yukarıda bahsi geçen generatör topolojileri kullanılmakla birlikte, literatürde bu türbin çeşitleri ile ilgili birçok yayın bulunmaktadır. Bu bölümde, rüzgâr türbinlerinde çok yakın zamanda kullanılmaya başlanılan ve araştırma, geliştirme çalışmalarının devam ettiği iki yeni generatör çeşidinin üzerinden durulacaktır. Bunlar fırçasız çift beslemeli asenkron generatör (FÇBAG) ve fırçasız çift beslemeli relüktans generatörü (FÇBRG)'dür.

3.3.3.1 Fırçasız çift beslemeli asenkron generatör (FÇBAG)

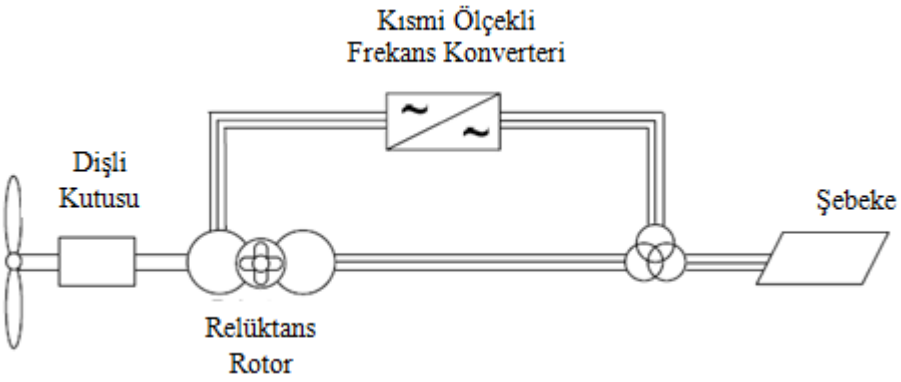
Tipik olarak çift beslemeli asenkron generatörün özelliklerini içeren topoloji, aynı zamanda fırçasız yapıda olması ile bakım anlamında büyük bir avantaja sahip olmaktadır. Şekil 3.8'de görüleceği üzere, generatör yapısı, iki adet kaskad yapıda asenkron makinanın bağlanması ile oluşmaktadır. Bunlardan birisi enerji üretim amacı ile kullanılır iken diğeri ise kayan halkaları ve fırçaları sistemden çıkarmak için kullanılmaktadır. Böylece generatörlerin güvenilirliği artmakta olup, bakım ve işletme maliyetleri düşmektedir. Bu durum özellikle deniz üstü rüzgâr santrallerinde büyük bir avantaj sağlamaktadır. Ayrıca düşük hızlarda olan çalışma yeteneği sayesinde enerji üretimi üzerine katkı sağlamaktadır. Tasarım, kontrol ve montaj kısmındaki karmaşık yapısı ise bu generatör topolojisinin dezavantajlarını oluşturmaktadır [8].



Şekil 3.8 : Fırçasız çift beslemeli asenkron generatör yapısı [8].

3.3.3.2 Fırçasız çift beslemeli relüktans generatör (FÇBRG)

Son yıllarda yüksek verim, düşük maliyet, mekanik güvenilirlik gibi avantajlarından dolayı fırçasız çift beslemeli relüktans generatörü hem araştırma geliştirme hem de türbin uygulamalarında tercih edilen bir generatör tipi haline gelmiştir. Şekil 3.9'da görüleceği üzere fırçasız çift beslemeli asenkron generatöre çok benzer yapıdadır. Ancak relüktans rotorunun sargılarının ana malzemesi demir olup bakır içermemektedir. Böylece generatör maliyeti, rotoru sargılı ya da sürekli mıknatıslı rotorlara göre daha ucuzdur. Generatörün yüksek güvenilirliği sayesinde, zorlu hava koşullarına maruz kalan uçaklarda ve havacılık sektörü tarafından kullanılan bir generatör tipi haline gelmiştir.



Şekil 3.9 : Fırçasız çift beslemeli relüktans generatör [8].

Fırçasız çift beslemeli relüktans generatörünün dezavantajı ise, kompleks bir rotor dizaynına sahip olması ve düşük tork hız oranından dolayı ağır ve büyük bir yapıya sahip olmasıdır.

3.3.4 Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin karşılaştırılması

Bu kısımda, rüzgâr türbinlerindeçoğunlukla kullanılan generatör topolojilerinin avantaj ve dezavantajları Çizelge 3.1 ve Çizelge 3.2'de karşılaştırılmalı olarak verilmektedir.

Kara tipi rüzgâr türbin piyasasında, enerji üretimlerinin yüksek oluşu ve diğer üstünlüklerinden ötürü çift beslemeli asenkron generatör (ÇBAG) ve sabit mıknatıslı senkron generatör (SMSG) topolojileri en çok tercih edilen generatör tiplerini oluşturmaktadır. Araştırma ve geliştirme çalışmaları süren fırçasız çift beslemeli asenkron generatör ve relüktans generatörleri de bu trendi takip etmektedir.

Deniz üstü rüzgâr türbin marketi ise son yıllarda, üzerinde oldukça durulan bir sektör haline gelmiştir. Özellikle karadaki iyi rüzgâr potansiyeline sahip yerlerin azalması ve denizdeki rüzgâr kaynağının kalitesi, sürekliliği ve hızının yüksek olması gibi hususlarda göz önünde bulundurulur ise önümüzdeki yıllarda bu pazarın daha da gelişeceği aşikârdır. Ancak bugün itibari ile deniz üstü rüzgâr türbinlerinin kurulum aşamasındaki teknik zorluklar, dolayısıyla maliyetlerin yüksek oluşu ve işletme, bakım konularındaki zorlukları sebebi ile günümüzdeki yeteri kadar ivme kazanamamaktadır. Çift beslemeli asenkron generatörlerde bulunan fırça ve kayan halkalar bakım gereksinimi sebebi ile deniz üstü sektöründe tercih edilmemektedir. Ancak SMSG, FÇBAG ve FÇBRG tip generatörler fırçasız yapıları nedeni ile deniz üstü generatörler sektöründe tercih edilmektedir.

Çizelge 3.1 : Türbinlerinde kullanılan generatörlerin avantajları ve dezavantajları[8].

Generatör Tipi	Avantajları	Dezavantajları
Sincap Kafesli Asenkron Generatör (SKAG)	➢ Düşük maliyet ➢ Dayanıklı işletme ➢ Dizayn, üretim vekontrol sistemlerindeki basitlik	➢ Düşük enerji üretimi ➢ Zayıf aktif ve reaktif güç kontrolü ➢ Yüksek mekanik zorlanma ➢ Dişli kutusun yüksek kayıpları
Çift Beslemeli Asenkron Generatör (ÇBAG)	➢ Yüksek enerji üretimi ➢ Yüksek aktif ve reaktif güç kontrolü ➢ Düşük maliyetli dönüştürücü ➢ Düşük kayıplı dönüştürücü ➢ Azaltılmış mekanik zorlanma	➢ Fırça ve kayan halkaların oluşu ➢ Dişli kutusunun yüksek kayıpları
Rotoru Sargılı Senkron Generatör (RSSG)	➢ Yüksek enerji üretimi ➢ Yüksek aktif ve reaktif güç kontrolü ➢ Fırça ve kayan halkaların olmayışı ➢ Azaltılmış mekanik zorlanma	➢ Bakır sargıların maliyeti ➢ Yüksek maliyetli dönüştürücü ➢ Yüksek kayıplı dönüştürücü ➢ Boyutlarının büyüklüğü
Sabit Mıknatıslı Senkron Generatör (SMSG)	➢ Yüksek enerji üretimi ➢ Yüksek aktif ve reaktif güç kontrolü ➢ Fırça ve kayan halkaların olmayışı ➢ Azaltılmış mekanik zorlanma ➢ Rotorda bakır kayıplarının olmayışı,	➢ Sabit mıknatısın yüksek fiyatı ➢ Sabit mıknatısın demagnetize olması, ➢ İmalat sürecindeki kompleksliği, ➢ Yüksek maliyetli dönüştürücü ➢ Yüksek kayıplı dönüştürücü ➢ Boyutlarının büyüklüğü,

Çizelge 3.2 : Rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin karşılaştırılması [8].

Generatör Tipi	Şebeke Destek Yeteneği	Teknik Bilinirlik	Güvenilirlik	Enerji Üretimi	Maliyet
SKAG	Düşük	Yüksek	Yüksek	Düşük	Düşük
ÇBAG	Orta	Yüksek	Orta	Orta-Yüksek	Orta
RSSG	Yüksek	Yüksek	Yüksek	Orta-Yüksek	Yüksek
SMSG	Yüksek	Orta-Yüksek	Yüksek	Yüksek	Orta-Yüksek

3.4 Rüzgâr Türbinlerinde Güç Elektroniği Sistemleri

Enerji üretim tesislerinde üretilen gücün frekans ve gerilim değerleri, şebeke taleplerine göre ayarlanmaktadır. Özellikle değişken hızlı rüzgâr türbinlerinde gerilim ve frekansın kontrol edilebilmesi önem kazanmaktadır. Rüzgâr türbinlerinde bu kontrol, güç elektroniği donanımları tarafından yapılmaktadır [9].

Rüzgâr gücünün yüksek olduğu ülkelerde, iletim sistemi operatörleri hazırladıkları şebeke yönetmeliklerinde, rüzgâr santrallerinin de frekans ve gerilim kontrolüne katkıda bulunarak reaktif ve aktif gücü düzenlemesini talep etmektedirler. Hatta arıza durumlarında, konvansiyonel güç santrallerine benzer tepkiler verebilmesi yönünde ilaveler son yıllarda mevcut şebeke yönetmeliklerine eklenmektedir. Türbinlerden beklenen bu kontrol ancak güç elektroniği sistemlerinin rüzgâr türbinlerine entegrasyonu ile mümkün olabilmektedir.

Rüzgâr türbinlerindeki güç elektroniği donanımları, kontrolsüz diyotlardan oluştuğu gibi kontrollü yapıda olan tristör ya da bipolar transistör, MOS-FET, IGBT gibi yarı iletken elemanlardan da oluşabilmektedir [9].

Rüzgâr türbinlerinde güç elektroniği sistemlerinin kullanılmasıyla birlikte [1];

- Değişken hızlı türbin topolojisinin temelleri oluşmuş ve rüzgârdan optimum enerji kazanımı gerçekleşmiştir.
- Türbinlerin devreye girmesi anında şebekeden çekilen demeraj akımları sınırlandırılarak şebekedeki gerilim kalitesi ve kararlılığı konusunda önemli katkı sağlanmıştır.

- Konvansiyonel enerji santrallerinden beklenen reaktif güç desteği konusu, güç elektroniği donanımların kullanımı ile rüzgâr türbinlerinde de mümkün hale gelmiştir.
- Fliker ve harmonik konularında, filtreler ve anahtarlama donanımları sayesinde türbin katkılarını belirlenen limit değerlere sınırlama sağlanmıştır.
- Rüzgâr türbin generatörlerinin kısa devre katkıları sınırlandırılmıştır,

Güç elektroniği sistemlerinin rüzgâr türbinlerine entegrasyonu ile yukarıda açıklanan avantajlarının yanı sıra, rüzgâr türbini birim maliyetini yükseltmesi ve ilave kayıplara sebep olması da bu sistemlerin dezavantajlarını oluşturmaktadır [1].

Rüzgâr türbinlerinde;yol vericiler (soft-starter), doğrultucu ve eviriciden oluşan frekans çeviricileri, kondansatör grupları güç elektroniği donanımlarını oluşturmaktadır.

3.4.1 Yol vericiler (Soft starter)

Tip A ve Tip B topolojisinde yer alan sabit ve sınırlı değişken hızlı türbin topolojilerinde kullanılmaktadırlar. Rüzgâr türbinlerinin devreye giriş esnasında şebekeden çektikleri demeraj (hücum) akımlarını sınırlayıp, şebekedeki gerilim değerini belirlenen limitler dahilinde tutmaya yardımcı olmaktadır. Her bir faz için iki adet tristör kullanılmaktadır. Tristörlerin ateşleme açısı değiştirilerek generatörlerin şebekeye yumuşak bağlantısı gerçekleşebilmektedir [1].

3.4.2 Kondansatör grupları

Türbinlere reaktif güç sağlayan ve dinamik olarak reaktif güç kompanzasyonu yapan kondansatörler, Tip A ve Tip B grubunda yer alan sabit ya da sınırlı değişken hızlı türbin gruplarında kullanılmaktadırlar. Şebekedeki aşırı gerilimlerde, yüklenip hızlıca hasar görebildiklerinden işletme ve bakım maliyetleri yüksektir [1].

3.4.3 Frekans çeviricileri

Konvansiyonel üretim santrallerinin aksine, rüzgâr santralleriküçük güçte ve birçok sayıda senkron ya da asenkron generatörden oluşmaktadır. Birincil kaynak olan rüzgârın hızındaki sürekli değişim, bağlanılan güç sisteminin gerilim ve frekansı üzerinde de değişime neden olmaktadır. Bir rüzgâr santralinin, şebekeye entegrasyonunu mümkün kılabilmek, gerilim ve frekansı kontrol edebilmek için

değişken hızlı rüzgâr türbinleri şebekeye frekans çeviricisi üzerinden bağlanmaktadırlar.

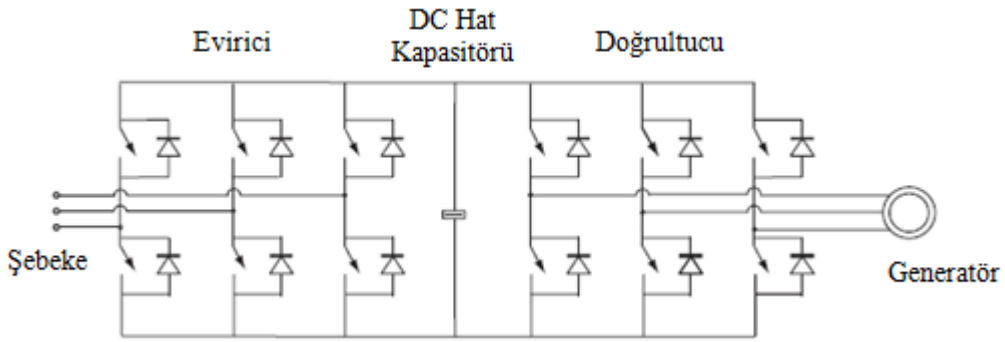
Tipik olarak frekans çeviricileri aşağıdaki donanımlardan oluşmaktadır [1].

- Alternatif akımı doğru akıma dönüştüren doğrultuculardan,
- Enerjiyi depolayan kondansatörlerden,
- Doğru akımı tekrar alternatif akıma dönüştüren eviricilerden,

Doğrultucu ve eviriciler, bir güç dönüştürücüsü içerisinde farklı topolojilerde birleştirilmektedir. Aşağıda, rüzgâr türbini pazarında en çok kullanılan 3 dönüştürücü topolojisinden söz edilmektedir.

3.4.3.1 Arka-arkaya çeviriciler (Back to back converters)

Arka-arkaya çeviriciler, günümüzde rüzgâr türbinlerinde en çok kullanılan çevirici topolojisini oluşturmaktadır. Şekil 3.10'da görüleceği üzere iki adet gerilim kaynaklı (VSC) evirici ve doğrultucu ile ikisinin arasında yer alan kondansatör grubundan oluşmaktadır. Kondansatörler genellikle DC hat kondansatörü ya da ayırıcı kondansatör olarak da anılmaktadır. Bunun sebebi ise şebeke tarafı ile türbin tarafı arasındaki kontrolü ayırmasıdır [8].



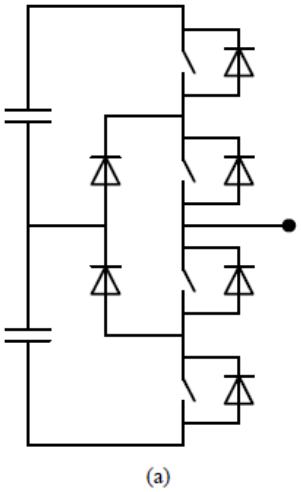
Şekil 3.10 : Arka arkaya dönüştürücünün yapısı.

Şebeke tarafında yer alan eviricideki güç akışı, DC link gerilimini sabit tutmak için kontrol edilmektedir. Generatör tarafındaki doğrultucunun kontrolü ise generatörün mıknatıslanma ihtiyacına ve rotor hızına uygun olarak gerçekleşmektedir [1].

3.4.3.2 Çok seviyeli çeviriciler (Multi-level converters)

Çok seviyeli çeviriciler, arka arkaya çeviriciler ile karşılaştırıldığında; çıkış geriliminin üç ya da daha fazla gerilim seviyesine sahip olması ile harmonik emisyon

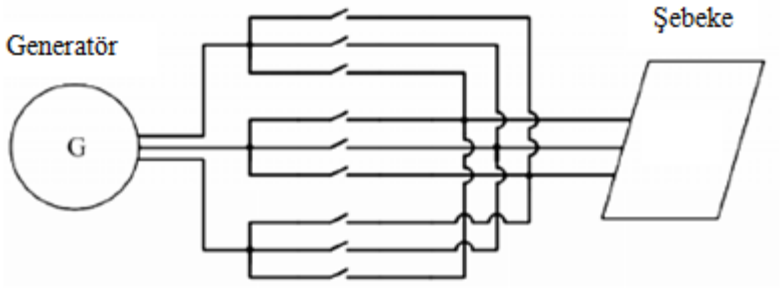
hususunda büyük avantaj sağlanmaktadır. Ayrıca çıkış gerilimi ve güç kapasitelerinin yüksek olması sayesinde büyük güçlü rüzgâr türbinlerindeki özellikle de deniz üstü rüzgâr santrallerinde tercih edilmektedirler. Anahtarlama kayıplarının diğer çeviricilere göre %25 oranda daha az olmasıda büyük avantaj sağlamaktadır. Dezavantajları ise; anahtarlama donanım sayısının fazla olması ve kontrol yapısının karmaşık olmasından kaynaklı maliyetlerinin diğer çevirici tiplerine göre daha yüksek oluşudur. Şekil 3.11'de nötr noktası bağlı olan çok seviyeli çeviricinin yapısı verilmektedir [8].



Şekil 3.11 : Nötr noktası bağlı çok seviyeli çeviriciler.

3.4.3.3 Matris çeviriciler (Matrix Converters)

Matris çeviricilerin yapısı, arka-arkaya çevirici ve çok seviyeli çeviriciden oldukça farklıdır. Bu fark, DC hat kondansatörlerinin ve endüktansların çevirici tasarımında yer almamasından kaynaklanmaktadır. Şekil 3.12'de görüleceği üzere, matris çeviriciler dokuz adet kontrollü yarı iletken elemandan oluşmaktadır. DC hat kondansatörünün tasarımda olmayışı ile çeviricinin verimliliği ve kullanım ömrü arttığı gibi aynı zamanda fiyat ve donanım büyüklüğü anlamında büyük avantaj sağlamaktadır. Ayrıca 300°C'ye kadar işletmeyi destekleyecek altyapıya uygun tasarlandıkları için yeni teknolojilerin adapte edilmesi konusunda büyük avantaj sağlamaktadır [8].



Şekil 3.12 : Matris çeviricinin yapısı.

Matris çeviricilerin dezavantajları ise aşağıdaki şekilde sıralanmaktadır [8].

- Şebekedeki gerilim değişimlerindeki hassasiyetleri,
- Giriş geriliminin hızlı değişmesi,
- İletken kayıplarının yüksek olması,
- Anahtarlama donanımlarının maliyetlerinin yüksek oluşu,

3.4.4 Frekans çeviricilerinin karşılaştırılması

Bu bölümde rüzgâr türbinlerinde kullanılan frekans çevirici tiplerinin, güç kayıpları, harmonik emisyonlar ve maliyetleri dikkate alınarak bir karşılaştırma yapılmıştır [8].

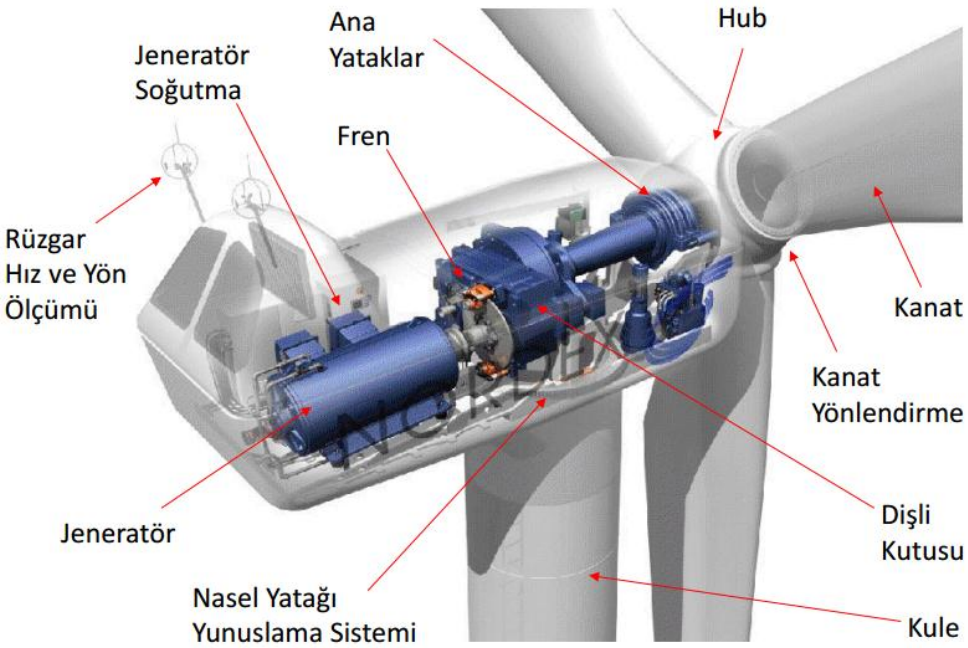
- Çok seviyeli çeviricilerin güç kayıpları, arka-arkaya çeviriciler ve matris dönüştürücülere göre daha düşüktür.
- Frekans çeviricilerinin harmonik performansı önemli bir seçim kriteridir. Çünkü rüzgâr türbinlerinde harmonik kaynaklarının başında frekans çeviricileri gelmektedir. Özellikle zayıf şebeke entegrasyonlarında harmonik emisyon muhakkak rüzgâr santrali özelinde değerlendirilmesi gereken bir konudur. Harmonik performansın incelemesinde toplam harmonik bozunum çevirici hakkında önemli bilgiler vermektedir. Bu açıdan bakıldığı zaman;çok seviyeli dönüştürücülerin şebekeye olan harmonik katkısı en düşük olduğu tespit edilmiştir.
- Frekans çeviricileri arasındaki maliyet farkını oluşturan en önemli iki unsur; çevirici de kullanılan LC filtrelerin yapısıve kullanılan yarı iletken donanım sayılarıdır. Bu açıdan bakıldığında arka arkaya çeviriciler daha az yarı iletken malzeme içermesine karşın kullanılan büyük LC filtre sayesinde çok seviyeli dönüştürücülere kıyasla maliyetleri daha yüksektir. Matris çeviricilerin

fiyatları ise arka arkaya çeviriciler ile çok seviyeli çeviriciler arasında yer almaktadır.

3.5 Rüzgâr Türbinlerinde Kullanılan Donanımların Genel Tanıtımları

Bir yatay eksenli rüzgâr türbini Şekil 3.13'de görüldüğü üzere aşağıda belirtilen ana bölümlerden oluşmaktadır.

- Kanatlar,
- Makine kutusu (Nacelle)
- Kanat göbeği (Hub)
- Generatör
- Dişli Kutusu,
- Gövde ve kanat açısı kontrol sistemi (yaw ve pitch sistemi)
- Rüzgâr ve çevre atmosferik şartları ölçme sistemi
- Elektriksel yardımcı donanımlar (kablo vs.)
- İzleme ve yönetim sistemi (SCADA)



Şekil 3.13 : Rüzgâr türbinin yapısal resmi.

Türbinlerde aktarma sistemi; yüksek hızlı şaft (generatör tarafı), düşük hızlı şaft (kanat tarafı), bunlar arasındaki dişli kutusu ve frenden oluşmaktadır. Aerodinamik sistem, kanatların birleştiği göbekten (hub) ve rotordan meydana gelmektedir. Modern rüzgâr türbinlerinde kule, boru tipinde olup genellikle çelikten imal edilmektedirler. Kule üzerinde "nasel" (nacelle) olarak adlandırılan generatörü ve dişli kutusu ve bazı türbinlerde çeviriciyi içine alan "makine dairesini" döndürmeye yarayan bir dişli sistemi bulunmaktadır. Rüzgâr türbinlerinden maksimum enerji eldesi için türbinler rüzgâr yönüne tam olarak dönmesi gerekmektedir.

4. RÜZGÂR TÜRBİNLERİNİN GERİLİM KALİTESİNE ETKİLERİ

Güç sistemlerinde gerilim ve akımın sinüzoidal dalga şeklindeki değişimin miktarı, şebeke üzerinde iletilen gücün kalitesini belirlemektedir. Gerilim kalitesi problemlerinin güç sistemlerinde önemli bir yeri bulunmaktadır. Bu etkilerin şebekede yaşanma sıklığı; ilgili şebekenin gücü, şebekeye bağlanan yüklerin tipi ve tepkileri, bölgenin coğrafik konumu, iletim hattı mesafesi gibi hususlar ile doğrudan ilgilidir. Güç sistemlerinde gerilimin kalitesiz olması, şebekede kayıpları tetiklediği gibi, birçok elektronik donanımın bozulmasına ya da ömrünün azalmasına sebep olmaktadır. Modern toplumlarda sosyal ve ekonomik hayat üzerine ciddi etkileri bulunmaktadır [10].

Rüzgâr türbinlerinde kullanılan elektriksel sistem topolojisi, santralin bağlandığı noktanın (point of common coupling) güç kalitesinin belirlenmesinde önemli rol oynamaktadır. Rüzgâr türbinlerinin şebeke üzerindeki etkileri, kullanılan generatör tipiyle ve şebekeye bağlanma şekliyle (direkt veya kontrollü bağlantı) değişmektedir. Rüzgâr santrallerinin şebekedeki gerilim kalitesine olan etkisi, aynı zamanda şebekenin koşulları ile de ilgilidir. Bağlantı yapılan noktadaki kısa devre gücü ve empedans açısı şebeke tarafındaki önemli parametreleri oluşturmaktadır. Genellikle rüzgâr santralleri şebekenin zayıf olduğu yerlerde bulunmalarından ötürü, güç kalitesi çalışmalarının rüzgâr santralleri için önemli bir yeri bulunmaktadır [14].

Dünyada, şebeke güç kalitesi karakteristiklerini ve bu karakteristiklerin ölçüm metodolojilerini tanımlayan ve ölçüm sonuçlarının değerlendirilmesi konusunda öneriler getiren standartlar bulunmaktadır. Bu standartlar IEEE 519-1992, IEC 61000-4-30, EN50160 ve IEC 61400-21 şeklinde sıralanabilir [10].

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) 2001 yılında 'Şebeke Bağlantılı Rüzgâr Türbinlerinin Güç Kalitesi Karakteristiklerinin Ölçümü ve Değerlendirilmesi' adlı IEC61400-21 Ed.1 standardını yayınlamıştır. Bu standart, rüzgâr türbinlerinde güç kalitesi parametrelerini belirlenmesi, bu parametrelerin ölçümü ve sonuçların değerlendirilmesi konularında önerilerde bulunmaktadır.

IEC61400-21 Ed.1 standardının yayınlanması ile türbin üreticilerinin kendi türbinlerinin güç kalitesi uygunluğunun tespiti için gerekli parametreleri, uluslararası anlamda kabul görmüş bir ölçüm standardına dayanan formatta, proje geliştiricilerine, yatırımcılara ve şebeke işletmecilerine sunma imkânı doğmuştur. IEC61400-21 Ed.1 standardında, 2000'li yılların başlarında şebekeye entegre olan rüzgâr kurulu gücünün düşük mertebelerde olması sebebi ile yerel güç kalitesi üzerinde durulmuştur. Ancak sonrasında rüzgâr türbin teknolojisindeki hızlı gelişme ve ülkelerdeki yenilenebilir enerjiye teşviklerin artması ile beraber şebekedeki rüzgâr santrali sayısı ve kurulu gücü hızlı bir şekilde artması sonucunda IEC komisyonu, 2008 yılında IEC61400-21 Ed.2 revize standart yayınlamışlardır. Revize standartta güç sistemine olan etkilerde tanımlanmış ve öneriler getirilmiştir.

Bu etkiler aşağıda belirtilmektedir [10].

- Ara harmonikler ve akım değişimleri (< 9 kHz)
- Rüzgâr türbinlerinin gerilim düşümü tepkisi
- Yük alma ve yük atma limitleri ve frekans kontrolü
- Reaktif güç kapasitesi ve gerilim kontrolü
- Şebeke koruma ve arıza sonrası tekrar şebekeye bağlanma süreleri

IEC61400-21 Ed.2 standardına göre güç kalitesi karakteristikleri, gerilim kalitesinden, gerilim düşümüne tepkisinden, güç kontrolünden ve türbinlerin arıza sonrası şebekeye tekrar bağlanmasından oluşmaktadır.

Bu bölümde, bir rüzgâr türbininden veya bir grup rüzgâr türbinin oluşturduğu rüzgâr santrallerinden beklenen güç kalitesi karakteristiklerini tanımlamakta, ayrıca tahmin yöntemlerini belirterek, IEC standartlarındaki şartlar ile karşılaştırılmasına uygun olan metodolojileri belirtilmektedir. Ayrıca güç kalitesi ile ilgili ülkemizde geçerli olan şartlar da incelenmiştir.

4.1 Gerilim Dalgalanmaları

Rüzgârın doğal yapısı gereği saniyeler mertebesinde hızı değişmekte buna bağlı olarak da rüzgâr türbinlerin ürettikleri aktif ve reaktif güç değerleri de değişkenlik göstermektedir. Sisteme aktif güç verdikleri zaman, gerilim seviyesini arttırabilecekleri gibi, sistemden reaktif güç çekmeleri halinde şebeke gerilimini

düşürebilmektedirler. Denklem (5.4)'de bağlantı noktasındaki gerilim değişimi ile şebekeye rüzgâr santrali tarafından iletin gücün ilişkisi görülmektedir.

Rüzgâr türbinlerinde üretilen gücün trafo merkezine iletilmesi sağlayan orta gerilim yer altı kablolarının ve rüzgâr santrallerini enterkonnekte güç sistemine bağlayan yüksek gerilim enerji iletim hatlarının empedanslarından dolayı üretilen aktif ve reaktif güçler, hat boyunca değişmektedir. Gerilim ise şebekedeki reaktif gücün bir bileşeni olması sebebi ile bağlantı noktasındaki gerilim değeri de, buna bağlı olarak değişmektedir. Bu değişim ise şebeke bağlantı noktasında yavaş gerilim değişimi olarak tanımlanmaktadır.

Fliker diğer bir adıyla hızlı gerilim değişimleri ise genellikle güç sistemlerinde tüketim veya üretimin ani hızlı değişimlerden kaynaklanmaktadır. 0,5 Hz ile 35 Hz frekans aralığındaki gerilim dalgalanmalarının neden olduğu ışık kaynaklarındaki aydınlık şiddetleri değişimi, gerilim flikeri olarak isimlendirilmektedir [14].

Sabit hızlı rüzgâr türbinlerinde kullanılan asenkron generatörler, şebekeden değişken reaktif güç çekmeleri sebebiyle, fliker emisyonuna katkı sağlamaktadırlar. Bu türbinlerde kullanılan kondansatör grupları her ne kadar şebeke gerilimine düzeltme yönünde katkı yapsa da, yapısı gereği anahtarlamalar esnasında fliker üretmektedirler. Ayrıca kanatların kule önünde geçtiği durumlarda oluşan gölge etkisi de aktif güç darbeleri oluşturmakta ve bu da gerilim dalgalanmalarına neden olmaktadır [10].

Senkron generatör kullanılan değişken hızlı türbinlerde, fliker emisyonu gözlenmez. Ancak Tip C grubunda yer alan çift beslemeli asenkron generatöre sahip değişken hızlı türbinlerde, düşük oranda fliker emisyonu gözlenmektedir. Bu türbinlerde kullanılan dönüştürücü yapıları şebekeye verilen ve şebekeden çekilen reaktif gücü kısmen ayarlayabilme yeteneğine sahip olduğundan, fliker etkisi sınırlandırılabilmektedir.

IEC 61000-4-15 standardı fliker ölçümünün nasıl yapılması gerekliliği konusunda detaylı bilgiler vermektedir. Buna göre fliker değerleri 'P_{st}' 10 dakikalık ortalama zaman diliminde ve 'P_{lt}' 2 saatlik ortalama zaman diliminde olan fliker olasılıklarına göre tespiti yapılmaktadır. 'P_{st}'= 0. olması ilgili gerilim dalga formunda flikerin olmadığını göstermekte olup 'P_{st}'= 1 olması durumu ise normal bir insanın fliker için tolere edilebilir sınır değerlere ulaştığını göstermektedir. Tipik olarak, orta gerilim

şebekelerinde$P_{st} = 0.35$ ve $P_{lt} = 0.25$ sınır değerler olarak belirtilmektedir. Ancak her güç sistemi kendi koşullarına göre bu değerleri şebeke yönetmeliklerinde düzenlemektedir. Ülkemizdeki fliker sınır değerleri Çizelge 4.3'de verilmiştir [10].

IEC61400-21 standardı ise fliker ölçümü konularında önerilerde bulunup, bir rüzgâr türbini ya da rüzgâr santralinin fliker emisyonunun hesaplama metodolojilerini tanımlamaktadır. Bir rüzgâr türbini ya da rüzgâr santralinden kaynaklanan fliker emisyonu, şebeke bağlantı noktası için denklem (4.1) ve (4.2)'ye uygun olmalıdır [11].

$$P_{st} \leq E_{Psti} \tag{4.1}$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \tag{4.2}$$

Burada;

P_{st} ve P_{lt} Bir rüzgâr santralinden kaynaklanan kısa ve uzun dönemli kırpışma yayılması

E_{Psti} ve E_{Plti} Şebeke bağlantı noktasındaki kısa ve uzun dönemli fliker yayılma sınırları.

Bir rüzgâr türbini ya da rüzgâr santralinden kaynaklanan, bağlantı noktasındaki bağıl gerilim değişimi denklem (4.3)'e göre sınırlandırılması gerekmektedir [11].

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_d} \tag{4.3}$$

Burada;

d Bir rüzgâr santralinin anahtarlama işleminden kaynaklanan bağıl gerilim değişimi

$\frac{\Delta U_{dyn}}{U_d}$ Şebeke bağlantı noktasından izin verilen gerilim değişimi

IEC61400-21 standardı, rüzgâr türbinlerinden kaynaklanan gerilim dalgalanmalarını sürekli çalışmada ve anahtarlama işlemlerinde olmak üzere iki şekilde tanımlamaktadır.

4.1.1 Sürekli çalışma

Özellikle sabit hızlı rüzgâr türbinleri sürekli çalışma altında, rüzgâr hızının değişken yapısından kaynaklı aktif ve reaktif güçleri değişmekte bundan dolayı da bağlantı noktasında gerilim değerlerinde dalgalanma yaşanmakladır. Değişken hızlı türbinlerde rotor hızı ayarlanabildiğinden ve reaktif güç kontrol edilebilir olmasından dolayı bu etki daha azdır.

IEC61400-21 Ed.2'ye göre, rüzgâr türbininin sürekli çalışmadaki fliker katsayısı, $c(\psi_k)$ yıllık ortalama rüzgâr hızı sırasıyla 6 m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s, 10 m/s ve şebeke empedans faz açısının belirtilen değerleri için sırasıyla 30°, 50°, 70°, 85° verilmelidir. Çizelge 4.1'de örnek bir rüzgâr türbini için verilen fliker katsayısı değerleri yer almaktadır. Ölçüm yapıldığı bölgede, diğer sistem kullanıcılarında ölçüm noktasındaki fliker değerlerine etkileyecekleri için yapay şebekenin kullanıldığı bir yöntem ile tespiti gereklidir [11].

Çizelge 4.1 :Örnek rüzgâr türbini için sürekli işletme durumundaki fliker katsayı değerleri[Türbin güç kalitesi parametreleri test raporu].

Reaktif ayar noktası kontrolü	Q = 0 kVAR			
Şebeke empendans faz açısı ψ_k [°]	30	50	70	85
Yıllık ortalama rüzgâr hızı v_a[m/s]	Fliker katsayısı $c(\psi_k, v_a)$			
6.0	1.2	1.3	1.3	1.2
7.5	1.4	1.3	1.3	1.2
8.5	1.4	1.3	1.3	1.2
10	1.4	1.3	1.3	1.2

Bir rüzgâr türbininin sürekli çalışması sırasında oluşan fliker emisyonu ölçümü Denklem (4.4)'de verilmektedir.

$$P_{st,fic} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_{k,fic}} \quad \textbf{(4.4)}$$

$P_{st,fic}$ Bir rüzgâr türbininden gelen yapay şebekedeki fliker yayını

$S_{k,fic}$ Yapay şebekenin görünür kısa devre gücü

S_n Rüzgâr türbininin anma görünür gücü

$c(\psi_k, v_a)$ Rüzgâr türbininin fliker katsayısı

Sürekli çalışmada kırpışma yayılması kısa dönem (10 min) ve uzun dönem (2 h) için aynıdır [11]. Bir rüzgâr santraline ait fliker yayınımı ise;

$$P_{lt} = P_{st} = \frac{1}{S_k}\left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(c_i(\psi_k, v_a) \times S_{n,i}\right)^2\right]^{1/2} \quad \textbf{(4.5)}$$

Burada;

P_{lt}, P_{st} Rüzgâr santralinin uzun ve kısa dönem fliker emisyonu

$c_i(\psi_k, v_a)$ Rüzgâr türbinin fliker katsayısı

$S_{n,i}$ Rüzgâr türbininin anma görünür gücü

N_{wt} Şebekeye bağlanan rüzgâr türbini sayısı

Sonuç olarak, rüzgâr türbin tedarikçilerinden alınan Çizelge 4.1'e benzer türbin fliker katsayıları ile santralin sürekli çalışma altındaki fliker emisyonu hesaplanarak sınır değerler ile karşılaştırılabilir ve santral için kısıtlayıcı bir etki olup olmadığı tespiti yapılabilmektedir.

4.1.2 Anahtarlama işlemleri

Rüzgâr türbinlerinin devreye girmesi ve devreden çıkması anahtarlama işlemleri kapsamında değerlendirilmektedir. Böyle bir işlemdenkaynaklanan fliker yayınımı hesaplanır iken kırpışma adım faktörü dikkate alınmaktadır. Rüzgâr türbinlerinin fliker adım faktörü Denklem (4.6)'da verilmektedir.

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times P_{st,fic} \times \frac{S_{k,fic}}{S_n} \times T_p^{0,31} \quad \textbf{(4.6)}$$

Burada;

T_p: Anahtarlama işleminden dolayı oluşan gerilim dalgalanmasının süresi,

$P_{st,fic}$: Rüzgâr türbininden gelen yapay şebekedeki fliker yayını,

$S_{k,fic}$: Yapay şebekenin görünür kısa devre gücü,

S_n: Rüzgâr türbininin anma görünür gücüdür.

IEC61400-21 Ed.2'ye göre; rüzgâr türbininin anahtarlama işlemlerinden kaynaklı oluşan fliker adım faktörü $k_f(\psi_k)$, aşağıda belirtilen çalışma koşulları için ayrı olarak

ve şebeke empedans faz açısının belirtilen değerleri için sırasıyla 30°, 50°, 70°, 85° verilmelidir.

- Rüzgâr türbininin başlangıç rüzgâr hızında başlatılması,
- Rüzgâr türbininin anma rüzgâr hızında başlatılması,
- Birden çok jeneratöre sahip veya çok sargılı jeneratörler için jeneratörler arası anahtarlama

Yukarıda söz edilen anahtarlama işlemleri için 10 dakikalık ölçüm aralığında (N_{10m}) ve 2 saatlik ölçüm aralığında (N_{120m}) anahtarlama işlemlerinin maksimum sayısının belirlenmesi gerekir. Çizelge 4.2'de örnek bir rüzgâr türbini için verilen fliker adım faktörü ve gerilim değişim faktörü değerleri yer almaktadır.

Çizelge 4.2 : Örnek rüzgâr türbini için anahtarlama işlemindeki fliker adım faktörü ve gerilim değişim faktörü değerleri.[Türbin güç kalitesi parametreleri test raporu].

Reaktif Ayar Noktası Kontrolü	Q = 0 kVAR			
Anahtarlama İşletme Durumu	Türbinin başlama hızında devreye girmesi/Türbinin anma hızından daha yüksek hızlarda devreye girmesi			
Maksimum Anahtarlama Sayısı, N_{10m}	1			
Maksimum Anahtarlama Sayısı, N_{120m}	10			
Şebeke Empendans Faz Açısı ψ_k [º]	30	50	70	85
Kırpışma Adım Faktörü $k_f(\psi_k)$	0.06	0.05	0.04	0.06
Gerilim değişim Faktörü $k_{fu}(\psi_k)$	0.23	0.15	0.09	0.06

Bir rüzgâr santralinin bağlantı noktasındaki anahtarlama durumundan kaynaklanan fliker yayınımı denklem (4.7) ve (4.8)'de belirtilmektedir.

$$P_{st} = \frac{18}{S_k}\left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10}\left(k_{f,i}(\psi_k) x S_{n,i}\right)^{3,2}\right]^{0,31} \quad \textbf{(4.7)}$$

$$P_{lt} = \frac{8}{S_k}\left[\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120}\left(k_{f,i}(\psi_k) x S_{n,i}\right)^{3,2}\right]^{0,31} \quad \textbf{(4.8)}$$

Burada;

$N_{10m,i}$ ve N_{120m} sırasıyla 10 dakika ve 2 saat periyotlar içinde ölçülmüş maksimum anahtarlama sayısı

$k_{f,i}(\psi_k)$ Fliker adım faktörü

$S_{n,i}$ Rüzgâr türbini kurulu gücü

Yukarıda belirtildiği üzere, rüzgâr türbin firmalarından sağlanacak, şebeke empedansı ve rüzgâr hızına dayanan fliker katsayı değerleri ile bir rüzgâr santralinin fliker emisyonu, kabul edilen sınır değerler ile karşılaştırılarak ve şebekeye bağlanmadan önce ilgili rüzgâr santralinin gerilim değişimleri ve flikere emisyonları tespit edilebilmektedir.

IEC 61000-4-30'a göre uzun dönem fliker şiddeti bir haftanın % 95'i boyunca şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan maksimum fliker değerine eşit ya da daha az olmalıdır. Aynı şekilde kısa dönem fliker şiddeti ise bir haftanın % 99'ı boyunca şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan maksimum fliker değerine eşit yada daha az olmalıdır. Ülkemizde, 380 kV ve 154 kV iletim sistemlerine bağlı dalgalı kullanıcılar için planlama sınır değerleri olarak; kısa dönem fliker şiddeti 0.85 birim, uzun dönem fliker şiddeti 0.63 birim, bunun dışındaki gerilim seviyeleri için ise Çizelge 4.3'de yer alan değerler esas alınmaktadır [12].

Çizelge 4.3 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksek fliker şiddet değerleri [12].

Gerilim Seviyesi (V)	Fliker Şiddeti			
	Ast	Pst	Alt	Plt
V > 154 kV	0,61	0,85	0,25	0,63
34.5 kV < V < 154 kV	0,91	0,97	0,37	0,72
1 kV < V < 34.5 kV	1,52	1,15	0,61	0,85
V < 1 kV	1,52	1,15	0,61	0,85

4.2 Harmonikler

Gerilim ya da akımın sinüs dalga formundaki değişimi harmonik distorsiyon olarak adlandırılmaktadır. Harmonikler gerek enerji üretim santrallerinden gereksede tüketim merkezlerinden şebekeye enjekte edilebilmektedir. Tüketim sisteminde; televizyon, bilgisayar, floresan armatürler gibi lineer olmayan yükler, harmonik kaynaklarıdır. Üretim tarafında ise; esnek alternatif akım iletim sistemleri (FACTS) olarak adlandırılan; reaktif güç kompanzasyon donanımları, güç elektroniği cihazları, hız sürücüleri, generatör hız kontrolörleri, yüksek gerilim doğru akım (HVDC) iletim tesisleri, denizaltı ve yeraltı kabloları harmonik kaynaklarını oluşturmaktadırlar [10].

Rüzgâr türbinlerinde, harmonik distorsiyon konusu önemli bir güç kalitesi parametresini oluşturmaktadır. Harmonikler, türbin baralarında gerilim dengesizliğine neden olmakta, bu durumda generatörlerin ve diğer elektrik donanımlarında (transformatör ve kablolar gibi) aşırı ısınmasına ve dolayısıyla da güç kayıpları ve donanım ömürleride doğrudan etkilenmektedir. Ayrıca haberleşme ve kontrol sistemlerinde de aksaklıklara sebep olduğu bilinmektedir [15].

Değişken hızlı rüzgâr türbinleri şebekeye bağlanabilmeleri için güç elektroniği çeviricilerine (frekans dönüştürücülerine) ihtiyaç duyulmaktadır. Bu çeviriciler türbindeki harmonik kaynaklarını oluşturmaktadır [10]. Ancak çeviricilerde kullanılan transistör bazlı güç elektroniğidonanımları sayesinde ve kullanılan DGM (Darbe Genişlik Modülasyonu) anahtarlama tekniği ile yüksek frekanslarda (3 kHz'in üzerinde) anahtarlamalar yapılmakta ve basit filtreler ile harmonikli akım ve gerilimin şebekeye ulaşması engellenmektedir. Böylece modern rüzgâr türbinlerinin harmonik değerleri standart değerlerin altında kalmaktadır [15].

IEEE519-1992, IEC61400-21 Ed.2 veIEC 61000-4-7(2008) standartları akım harmonikleri ve ara harmonikler için toplam harmonik distorsiyon (THD) sınır limitlerini belirlemektedir. Ayrıca ülkeler, kendi şebeke yönetmeliklerinde de bu limitlere atıf yapmaktadırlar.

IEC 61000-3-6'ya göre rüzgâr santrallerinin, şebeke bağlantı noktasında oluşturduğu toplam akım harmonik emisyon, (4.9) denklemi ile hesaplanmaktadır.

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{hi}}{n_i}\right)^{\beta}} \quad \textbf{(4.9)}$$

Burada;

N_{wt} Rüzgâr parkındaki toplam türbin sayısı

$I_{h\Sigma}$ Bağlantı noktasındaki h. akım harmonik distorsiyonu

n_i i. rüzgâr türbinindeki transformatör oranı,

I_{hi} i. rüzgâr türbinindeki h. akım harmonik distorsiyonu

β Çizelge 4.2'ye göre seçilen sayısal katsayı değeri,

Çizelge 4.4 : IEC 61000-3-6'ya göre β katsayısının belirlenmesi.

Harmonik Sırası	β
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Denklem (4.9)'da belirtilen β katsayısının harmonik numaralarına göre değerleri Çizelge 4.4'de verilmektedir.

Günümüzde, modern rüzgâr türbinlerinde kullanılan frekans dönüştürücüleri, 3 kHz'in üzerinde anahtarlama frekanslarında çalışmasından ötürü, ürettikleri harmonik miktarının gerilim ve akım dalga şekli üzerindeki etkileri genelde az olmaktadır ve çoğu zaman ihmal edilmektedirler.

Akım harmonikleri ile ilgili kabul edilebilir limitleri, Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği'nde tanımlanmaktadır. Çizelge 4.5'de izin verilen akım harmonik limitleri yer almaktadır [18].

Ülkemizde gerilim harmonikleri ile ilgili şartlar şebeke yönetmeliğinde tanımlanmaktadır. Çizelge 4.6'de 20 kV ile 154 kV gerilim seviyesinden bağlı kullanıcıları kapsayan harmonik gerilim seviyeleri verilmektedir. Çizelge 4.6'da yer alan değerler 3 saniyelik ortalamaları ifade etmektedir.

Çizelge 4.5 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksek akım harmonik limitleri [18].

Harmonik Sırası		OG 1 kV < Un < 34.5 kV					YG 34.5 kV < Un < 154 kV				
Grup	No	Ik/Il					Ik/Il				
		<20	20- 50	50-100	100-1000	> 1000	<20	20-50	50-100	100-1000	> 1000
	3	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5
T	5	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5
E	7	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5
K	9	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5
	11	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5
H	13	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5
A	15	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5
R	17	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3
M	19	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3
O	21	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3
N	23	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
İ	25	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
K	27	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
L	29	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
E	31	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
R	33	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25
	h>33	0,3	0,5	0,7	1	1,4	0,15	0,25	0,35	0,5	0,7
Toplam Akım Distorsiyonu		5	8	12	15	20	2,5	4	6	7,5	10

Burada:

Il: Ortak kuplaj noktasındaki maksimum yük akımının en büyük bileşeni

Ik: Ortak kuplaj noktasındaki maksimum sistem kısa devre akımı

ifade etmektedir.

Çizelge 4.6 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre izin verilen en yüksek gerilim harmonik limitleri [12].

Tek Harmonikler (3'ün katı olmayan)		Tek Harmonikler (3'ün katı olan)		Çift Harmonikler	
Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)	Harmonik No. "h"	Harmonik Gerilim (%)
5	1.5	3	1.5	2	1.0
7	1.5	9	0.75	4	0.8
11	1.0	15	0.3	6	0.5
13	1.0	21	0.2	8	0.4
17	0.75	>21	0.2	10	0.4
19	0.75			12	0.2
23	0.5			>12	0.2
25	0.5				
>25	0.2+0.3 (25/h)				
Toplam harmonik bozulma seviyesi % 3					

4.3 Gerilim Düşümü (Çukuru)

Şebeke gerilimi etkin değerinin,sınır değerlerin altına kısa süreli inişi ve sonrasında kabul edilen limitlere tekrar dönüşü gerilim düşümü (çukuru)'nu tanımlamaktadır. Bu limit değerler, EN 50160'a göre; anma gerilimin %1 ila %90 arasındaki bir değere düşmesi ve yarım periyot (10 milisaniye) ile 1 dakika arasında tekrar izin verilen aralığa dönmesi olarak belirtilmektedir.

Şebekedeki gerilim düşümünün birçok sebebi olabilmektedir. Bunlardan en önemlileri, büyük güçte bir yükün ani olarak devreye girmesi, büyük motorların kalkışı, güç trafolarının enerjilendirilmesi, iletim sistemindeki kondansatörlerin devreye girmesi, anahtarlama işlemleri ve güç sistemindeki arızalar (kısa devre vs.) olarak ifade edilebilir.

Bir rüzgâr türbini devreye girdiğinde, bağlı olduğu şebekenin yapısına göre gerilimde ani bir azalma meydana gelebilir. Gerilim değişim faktörü rüzgâr türbin tedarikçilerinden alınabilmektedir. Çizelge 4.2'de örnek türbin için gerilim değişim faktörü belirtilmektedir. Rüzgâr türbinin anahtarlama işlemlerinden kaynaklı oluşan gerilim değişiminin ölçüsü olan gerilim değişim faktörü denklem (4.10) ile belirtilir. Bu değer belirli şebeke empedans faz açıları için (30°, 50°, 70°, 85°) ve anahtarlama işlemleri için verilmektedir [11].

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{fic,max} - U_{fic,min}}{U_n} \times \frac{S_{k,fic}}{S_n} \qquad \textbf{(4.10)}$$

Burada;

$k_u(\psi_k)$ Rüzgâr türbini gerilim değişim faktörü

$U_{fic,max}$ Anahtarlamadan kaynaklanan faz-nötr arası maksimum RMS gerilim değeri

$U_{fic,min}$ Anahtarlamadan kaynaklanan faz-nötr arası minimum RMS gerilim değeri

Tek bir rüzgâr türbininin anahtarlama işleminden kaynaklanan bağıl gerilim değişimi denklem (4.11) dikkate alınarak hesaplanmalıdır [11].

$$\mathrm{d} = 100 \times \mathrm{k_u}(\psi_\mathrm{k}) \times \frac{S_n}{S_k} \qquad \textbf{(4.11)}$$

Burada;

d Bağıl gerilimin yüzdesel değişim değeri

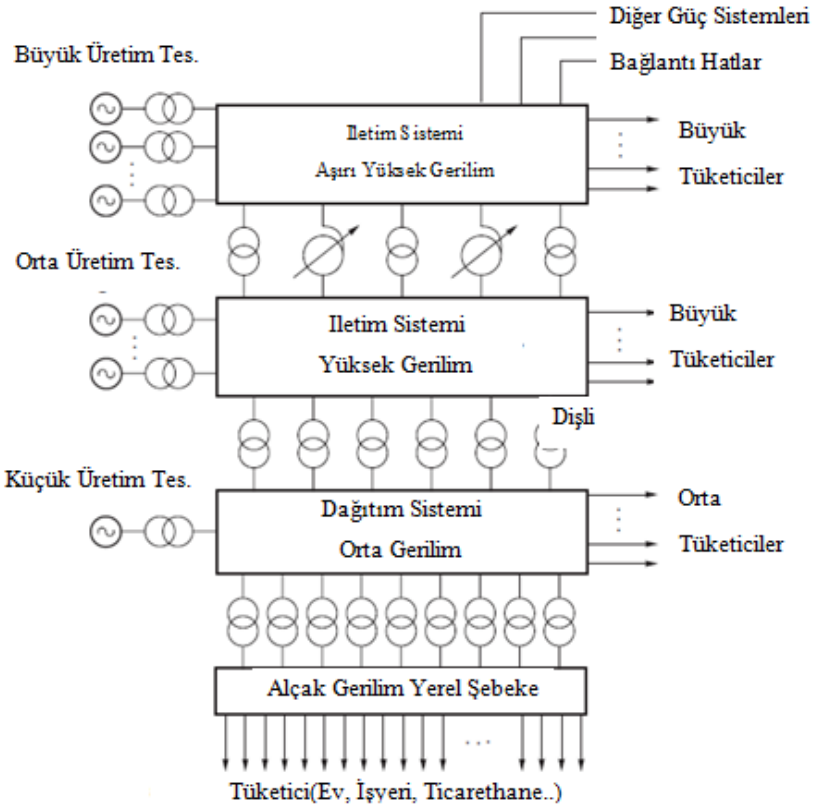
$\mathrm{k_u}(\psi_\mathrm{k})$ Rüzgâr türbini için verilen bağıl gerilim değişim faktörü

Rüzgâr santrallerinin fiili işletmesinde, iki türbinin aynı anda devreye girme ihtimalinin düşük olması sebebi ile rüzgâr santrali bazında etkinin hesabında, diğer türbinlerin dikkate alınması gerekmemektedir [11].

Rüzgâr enerjisinin, şebekeye ilk entegre olduğu yıllarda gerilim düşümü esnasında, rüzgâr santrallerinin şebekeden ayrılmasına izin verilmekteydi. Ancak son yıllarda, şebekedeki rüzgâr enerjisi kurulu güçlerinin hızlı bir şekilde artması ile şebeke operatörleri, rüzgâr santrallerinin gerilim düşümlerinde, gerilim ve zamana göre belirli durumlarda şebekeye bağlı kalmasını ve hatta arıza sırasında şebeke gerilimine de katkıda bulunarak destek vermesi beklemektedirler. Bu konu ilerideki bölümlerde daha detaylı incelenmiştir.

5. RÜZGÂR SANTRALLERİNİN GÜÇ SİSTEMİNE ETKİLERİ VE BAĞLANTI KRİTERLERİ

Güç sistemleri, üretilen enerjiyi tüketicilerle sürekli ve kaliteli bir şekilde buluşturmak amacıyla kurulmakta ve işletilmektedir. Güç sistemleri üretim, iletim ve dağıtım sistemleri olarak üç ana başlıkta incelenmektedir. Ülkemizde üretim sisteminin büyük payını konvansiyonel (termik, doğalgaz, vs) santraller oluşturmaktadır. İletim sistemi ise, üretilen enerjiyi yüksek gerilim mertebesine çıkarıp, tüketiciler ve dağıtım sistemleri ile buluşturmaktır. Dağıtım sistemlerini, 34.5 kV seviyesine kadar olan dağıtım şebekesi oluşturmaktadır. Çoğunlukla tek yönlü güç akışının olduğu dağıtım sistemleri radyal ya da ring şebeke yapılarından oluşmaktadır. Şekil 5.1'de örnek bir güç sisteminin yapısı verilmektedir [17].



Şekil 5.1 : Güç sistemi yapısı.

5.1 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Etkileri

Rüzgâr enerji santrallerinin güç sistemi üzerine etkileri, konvansiyonel enerji santrallerinden oldukça farklıdır. Bu farkı oluşturan ana unsur, rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatör sistemlerinin birçoğunun asenkron generatörlerden oluşmasıdır. Konvansiyonel santrallerde kullanılan senkron generatörler; reaktif güç kapasitesi, gerilim ve frekans kontrolü, transient durumdaki tepkiler konusunda yıllardır şebeke işletmecilerinin taleplerini karşılamakta ve işletme yapıları çok iyi bilinmektedir. Ancak rüzgâr santrallerinde, konvansiyonel santrallerin aksine çoğunlukla asenkron generatörler kullanılmaktadır. Asenkron generatörlerin teknik karakteristikleri Bölüm 4'de görüldüğü üzere senkron generatörlere göre oldukça farklıdır.

Rüzgâr santrallerinin güç sistemi üzerinde oluşturduğu etkinin diğer bir sebebi ise, rüzgârın doğal yapısı gereği hızının saniyeler mertebesinde değişken ve non-lineer olmasıdır. Böylece rüzgâr santralinin bağlandığı baradaki aktif ve reaktif güçte anlık olarak değişmekte olup gerilim ve frekans dengesini etkilemektedir. Rüzgârın önceden tahmin oranları henüz yüksek oranda olmadığı şebeke işletmecileri için planlama tarafında bilinmezlik oluşturmaktadır. Günümüzde ticari olarak kullanılan megawatt mertebesindeki değişken hızlı rüzgâr türbinleri, rüzgârın değişimi sonucunda gerilim, frekans ve yük akışlarını sabit tutabilmek için şebekeye güç elektroniği çeviricileri ile bağlanması gerekmektedir. Bu çeviricilerin de güç sistemi kalitesini olumsuz yönde etkilediği önceki bölümde ifade edilmişti.

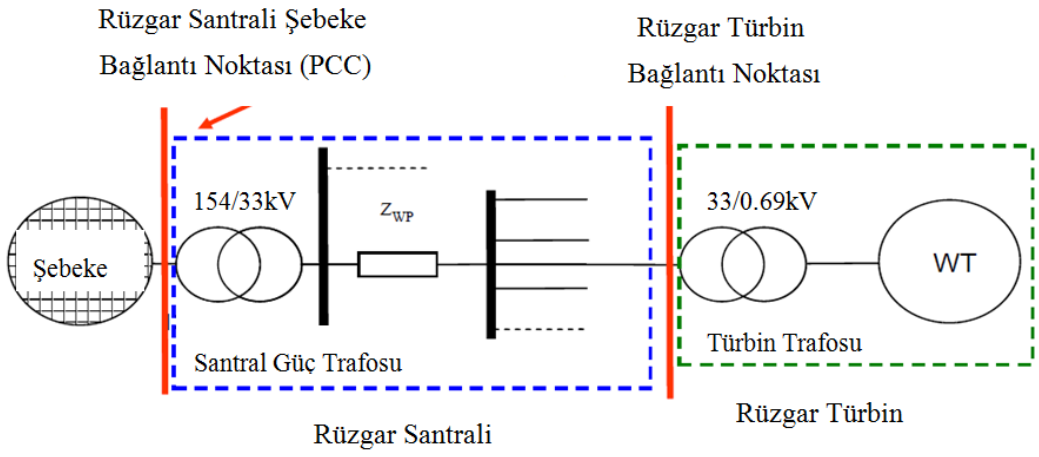
Rüzgâr dönüşüm sistemlerinin elektrik üretimindeki oranının son dönemlerdeki hızlı artışı ile birlikte, güç sistemi operatörlerinin (iletim ve dağıtım sistemi operatörlerinin) şebeke üzerindeki güvenilirlik, kararlılık ve kalite konularındaki endişelerinin arttığı gözlenmektedir. Bu nedenledir ki günümüzde birçok ülke kendi şebeke yönetmeliklerinden, özellikle rüzgâr santralleri ile ilgili şartları gözden geçirip gerekli revizyonları yapmaktadırlar. Ayrıca proje geliştiricilerinden, şebeke uyumluluk analizlerinin yapılıp, ilgili üretim tesisinin şebeke yönetmeliğine uygunluğunu gösteren çalışmalar talep edilir duruma gelinmiştir.

Dünyada ilk olarak Danimarka ve Almanya'daki iletim sistemi operatörleri şebeke yönetmeliklerini revize ederek rüzgâr santrallerinin yüksek gerilim sistemine bağlantısı için özel şartlar belirlemişlerdir. Danimarka'daki güç sistemi operatörleri olan Eltra ve Elkraf, rüzgâr santrallerinin 100 kV altındaki şebeke entegrasyonu için

2004 yılında bir şebeke yönetmeliği yayınlamıştır. Öncelikli olarak Almanya ve Danimarka'da yayınlanan, rüzgâr santrallerinin şebeke entegrasyonundaki asgari koşulları belirleyen şebeke kodları, bundan sonra gelen ülkelerin yayınladıkları yönetmelikler için referans niteliği taşımıştır [19].

Ülkemizde ise rüzgâr enerjisine dayalı enerji üretim santrallerinin şebekeye bağlantı şartlarını tanımlayan yönetmelik ilk olarak 2008 yılında resmi olarak yayınlanmıştır. Sonrasında rüzgâr gücü entegrasyonun ülkemizdeki hızlı artışı ile iletim sistemi operatörü TEİAŞ, mevcut yönetmelikte değişikliklere giderek 2013 yılının Ocak ayında revize halini yayınlamıştır. Türkiye Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği'ne göre, iletim sistemine ve 10MW üzerinde kurulu güçlerde dağıtım sistemine bağlanacak olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için bu kriterleri geçerlidir. Ayrıca yönetmeliğe göre, 2013 tarihten sonra bağlantı anlaşması imzalanan rüzgâr santrallerinin 2013 tarihli kriterlere uygunluğu talep edilmektedir [16].

Rüzgâr santrallerinin, şebeke ile etkileşimlerinin belirlenmesinde, bağlantı noktasına (Point of Common Coupling, PCC) etkiyen elektriksel karakteristikler büyük önem taşımaktadır. Tipik olarak ifade edilen şebeke bağlantı noktası ve türbin bağlantı noktaları Şekil 5.2'de verilmektedir. Gerek şebeke tarafında gerekse de rüzgâr santrali tarafındaki karakteristikler bağlantı noktasının elektriksel yapısını ortaya koymaktadır. Ayrıca rüzgâr santrallerinin konumu ve kurulu güçleri bağlantı noktasındaki uygunluğu belirleyen diğer konular olmaktadır [17].



Şekil 5.2 : Rüzgâr santrali tipik bağlantı noktası gösterimi.

Bilindiği üzere, rüzgâr santralleri rüzgâr hızının yüksek ve sürekli olduğu yerlerde konuşlandırılmaktadır. Bu bölgeler genellikle kıyı şeritleri, dağlık yüksek bölgeler ve adalar olabilmektedir. Bu bölgelerin şebeke yönünden ortak özelliği ise, genellikle

enterkonnekte şebekeden uzak yerlerde yer almaları ve böylece şebeke empedanslarının yüksek oluşu ve kısa devre güçlerinin düşük mertebelerde kalmasıdır. Güç sistemlerinde bu şebekeler zayıf şebeke olarak adlandırılmaktadır [17].

Rüzgâr enerji santrali şebeke entegrasyonunda, şebeke tarafındaki en önemli parametreler kısa devre gücü ve gerilim seviyesidir. Şebekedeki bir noktanın kısa devre gücü; arıza anında o noktadan akan gücü ifade etmektedir. Kısa devre gücü, denklem (5.1)'de görüleceği üzere şebeke gerilimi 'U_s've şebeke kısa devre empedansı 'Z_k'ile doğrudan ilişkilidir. Şebeke empedansı iletim ve dağıtım sisteminde, bölgeden bölgeye farklılık göstermekte olup, şebekeyi oluşturan elemanların empedanslarının toplamı ile bulunmaktadır. Enerji nakil hatları empedans değerleri, hattın kesiti, uzunluğu ve karakteristiği ile ilişkilidir. Şebekenin önemli elemanlarında biri olan transformatörler ise şebeke empedansına endüktif yönde katkıda bulunurlar. Yüksek gerilim sistemlerinde ise reaktif kompanzasyonda kullanılan kompanzasyon donanımları çoğunlukla kapasitif olarak empedansa etki yapmaktadırlar [9]

$$\mathrm{KDO} = \frac{\mathrm{KDG}}{S_{N,WT}} = \frac{U_S^2}{Z_k . S_{N,WT}} \qquad \textbf{(5.1))}$$

Burada;

KDO Kısa devre oranı

KDG Şebeke kısa devre gücü

$S_{N,WT}$ Rüzgâr santrali kurulu gücü

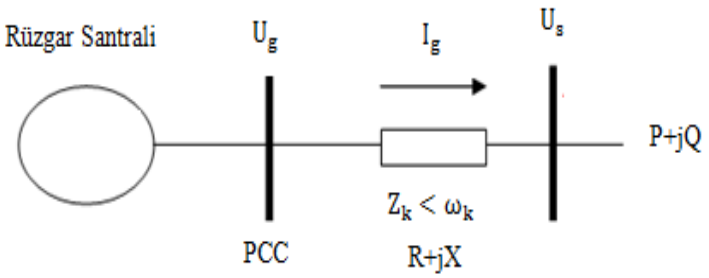
U_s Enterkonnekte baradaki gerilim

Z_k Eşdeğer kısa devre empedansı

Ülkemizde trafo merkezleri bazındaki kısa devre güçleri TEİAŞ tarafından yıllık olarak yayınlanmaktadır. Rüzgâr enerji santrallerinin şebeke bağlantı noktasında (PCC) kısa devre oranı, santralin entegrasyonunun güvenilirliği konusunda genel bir fikir vermektedir. Bağlanılan noktadaki kısa devre gücü ne kadar yüksekse, rüzgâr santralinin entegrasyonu ile şebekede oluşacak etki o kadar az olacaktır. Denklem (5.1)'de kısa devre oranın matematiksel ifadesi verilmektedir. Kısa devre oranı

10’dan düşük olan sistemlere olan bağlantı zayıf şebeke bağlantısı olarak bilinmektedir ve ilgili santralin şebekeye uygunluğunun tespiti için detaylı analizlerin yapılması önerilmektedir [9].

Genellikle türbin üreticileri kurulacak gücün, bağlanacak baranın kısa devre gücüne oranının 1/10'dan daha büyük olmaması gerektiğini ifade etmektedirler. Bu oran 1/5 ile 1/10 arasında olursa gerilim dengesizlikleri ve harmonikler problem yaratmaya başlayabilmektedir. 1/5'in üstünde ise, sistem kararlılığını ve rezonans durumlarını tetikleyebilmektedir. 1/3'ün üstünde ise bağlantı hiçbir zaman önerilmemektedir. TEİAŞ için yakın geçmişe kadar geçerli oran 1/20 olması idi. Bu da “Kurulacak santral ilgili baranın minimum kısa devre gücünün %5'ini geçemez” ibaresine dayanmaktaydı. Ancak ülkemizde rüzgâr enerjisine yatırımlara olan ilgi nedeni ile bu kural artık kaldırılmış ve projeler bağlandığı bölge özelinde incelenmeye başlamıştır. Şekil 5.3’de bir rüzgâr santralinin şebeke bağlantısı gösteren temsili tek hat yer almaktadır.



Şekil 5.3 : Rüzgâr santrali radyal hat ile şebeke bağlantısı temsili tek hattı.

Burada;

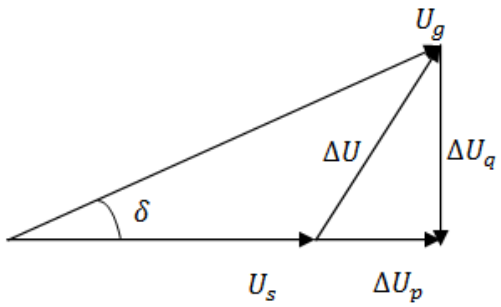
U_g RES şebeke bağlantı noktasındaki gerilim

U_s Enterkonnekte baradaki gerilim

Z_k Eşdeğer kısa devre empedansı

I_g Yük akımı

Şekil 5.3'de görüleceği üzere rüzgâr santralleri şebekeye eşdeğer kısa devre empedansı (Z_k) üzerinden bağlanmaktadırlar. Şekil 5.4'de ise rüzgâr santrallerinin şebekeye bağlantısı ile oluşacak gerilim değişimi gösteren fazör diyagramı verilmektedir.



Şekil 5.4 : Şebeke fazör diyagramı.

Rüzgâr santralinden şebekeye iletilen I_g akımı aşağıdaki formül ile bulunmaktadır.

$$I_g = \left(\frac{S_g}{U_g}\right)^* = \frac{P_g - jQ_g}{U_g} \tag{5.2}$$

Burada;

P_g Rüzgâr santralinden şebekeye verilen aktif gücü

Q_g Rüzgâr santralinden şebekeye verilen reaktif gücü

göstermektedir.

$$U_g - U_s = \Delta U = Z_k . I_g = (R_k + jX_k)\left(\frac{P_g - jQ_g}{U_g}\right) \tag{5.3}$$

$$\Delta U = \left(\frac{R_k P_g + X_k Q_g}{U_g}\right) + j\left(\frac{P_g X_k - Q_g R_k}{U_g}\right) = \Delta U_p + j\Delta U_q \approx \Delta U_p \tag{5.4}$$

$$\Delta U_p = \left(\frac{R_k P_g + X_k Q_g}{U_g}\right) \tag{5.5}$$

Rüzgâr santrallerinin çoğunlukla bağlandığı iletim şebekesinde $X \gg R$ olmasından dolayı;

$$Q_g \propto \Delta U \quad \textbf{(5.6)}$$

Denklem (5.6)'da görüleceği üzere, geriliminin genliği reaktif güç değişimi ile kontrol edilmektedir. Eğer şebekenin kısa devre empedansı küçük ise ki güçlü şebekeyi ifade eder, o zaman gerilim değişimide daha az olacaktır. Zayıf şebekelerde ise Z_k değeri büyük olacağından gerilim değişimi'de yüksek değerlerde olması beklenmektedir.

5.2 Rüzgâr Santrallerinin Güç Sistemine Bağlantı Kriterleri

İletim ve dağıtım sistemi işletmecileri, rüzgâr enerji santrallerinin şebekeye entegre olabilmesi için gerek rüzgâr türbinlerinden beklenen gerekse de santral bağlantı noktasında sağlanması gereken şartları tanımlamaktadır. Bu kriterler ana kapsamları itibari ile birçok ülkede benzer olmakla birlikte, kriterlerin detayları ilgili ülkenin şebeke yapısına göre farklılık arz etmektedir.

Yakın geçmişe kadar, rüzgâr santrallerinin küçük güçte kurulumları, güç sistemindeki rüzgâr gücü oranının düşük olması ve şebekede dağıtılmış üretim santrali gibi davranmalarından ötürü, şebekedeki frekans ve gerilim kontrolüne katılımları güç sistemi işletmecileri tarafından talep edilmemekte hatta arıza durumunda, rüzgâr santrallerin aniden şebekeden ayrılmalarına izin verilmekte idi. Ancak rüzgâr gücü entegrasyonunun şebekedeki hızlı artışı şebeke işletmecilerini endişelendirmiş, yönetmeliklerde ve şebeke kodunda değişikliklere gitmelerine neden olmuştur. Mevcut şebeke kodlarında ve yönetmeliklerinde yapılan revizyonlar neticesinde, rüzgâr santrallerinden, konvansiyonel üretim santrallerine benzer tepkiler vermesi, hem sürekli (normal işletme) halde hemde geçici hallerde (arıza durumunda) beklenir hale gelmektedir. Artık birçok şebeke yönetmeliğinde, rüzgâr santrallerinin güç sistemi kontrolüne katkı yapmalarından (frekans ve gerilim katkısı) ve şebekedeki arızada durumunda (gerilim çukuru) santralin vereceği tepkiler detaylandırılmaya başlanmıştır.

Şebeke yönetmelikleri, rüzgâr santral sahiplerinin ve geliştiricilerinin sağlaması gereken minimum teknik şartları belirlemektedirler. Ülkeden ülkeye değişkenlik gösteren şebekede kodlarında aşağıda belirtilen şartlar birçok yönetmelikte ortak olarak yer almaktadır.

- Arıza durumunda devam edebilme yeteneği (LVRT-FRT),

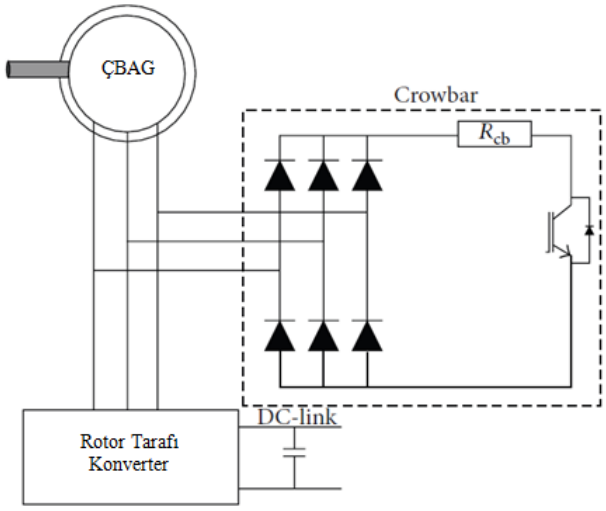
- Aktif ve reaktif güç kontrolü,
- Frekans tepkisi,
- Gerilim tepkisi (reaktif güç desteği) ve kapasitesidir.

5.2.1 Arıza durumunda devam edebilme yeteneği ve arıza sonrası sisteme katkısı (LVRT-FRT)

İletim sistemindeki arızaları; enerji iletim hatlarındaki arızalar, üretim kaybı (generatörlerin arızalanması) ve kısa devreler oluşturmaktadır. Arıza esnasında güç sistemindeki aktifve reaktif yük akışları yön değiştirerek gerilim düşümü ve dengesizlikler yaşanmaktadır. Şebeke arızalarından kaynaklanan gerilim düşümleri, rüzgâr santrallerinin şebekeden ayrılmasına neden olabilmektedir. Rüzgâr santrallerinin şebekeye ilk entegrasyonun gerçekleştiği yıllarda, iletim sistemi arızasında rüzgâr türbinleri ya da rüzgâr santrali doğrudan şebekeden ayrılmasına ve arıza temizlendikten sonra ise tekrar bağlanmasına izin verilmekteydi. Ancak son yıllarda, toplam rüzgâr kurulu gücünün iletim sistemlerindeki oranın artmasıyla birlikte, rüzgâr santrallerinden arıza esnasında şebekeye bağlı kalması beklenir duruma gelmiştir. Aksi takdirde, rüzgâr santrallerinin şebekeden ayrılması ile arıza esnasında kararsız olan güç sistemi büyük miktarda olan aktif gücü de kaybedip tüm sistemin oturması ile sonuçlanabilecektir. Bu sorunların oluşmaması için şebeke yönetmelikleri, çok ciddi arızalar da dahi (3 faz kısa devre ve POC'de 0 p.u. gerilim) rüzgâr santrallerinin şebekede belirli zaman aralığında bağlı kalmasını ve gerilimin hızla restorasyonu için şebekeye tam reaktif güç desteği vermesini talep etmektedir. Ayrıca arızanın temizlenmesinin hemen sonrasında aktif gücün yönetmelikçe belirlenen asgari artış hızı ile arttırılması beklenmektedir.

Rüzgâr türbinlerinin arıza esnasındaki devam edebilme yeteneği incelenecek olur ise; sincap kafesli generatöre sahip sabit hızlı rüzgâr türbinlerinin arıza esnasında devam edebilme yetenekleri oldukça sınırlıdır. Generatör ve trafoların mıknatıslanmaları esnasında sürekli şebekeden reaktif güç çekmektedirler. Arıza esnasında, rotor aşırı hızlanmakta ve kararsız bir rejim sergilemektedir. Bu durum, arızayı daha da tetikleyerek bölgesel gerilim çökmelerine sebebiyet vermektedir. Sabit hızlı rüzgâr türbinleri ancak statik VAR kompanzasyonu (SVC) ya da statik senkron kompanzasyon (STATCOM) yardımı ile yönetmelikte talep edilen eğrilerin üzerinde kalabilmektedir. Değişken hızlı rüzgâr türbinlerinde ise durum farklıdır. Tam ölçekli

dönüştürücüsüne sahip Tip D grubunda yeralan rüzgâr türbinleri arıza esnasında devam edebilme yetenekleri oldukça gelişmiştir. Arıza durumunda şebekeyere aktif güç desteğini sağlayabilmektedir. Günümüzde en çok kullanılan türbin topolojisi olan Tip C grubunda yer alan çift beslemeli asenkron generatörler ise arızanın başladığı ve temizlendiği anlarda şebekeden çok yüksek akımlar çekmektedir. Bu geçici hallerde, gerek güç elektroniği donanımlarının zarar görmemesi gerekse de DC-link kondansatörün arızalanmaması için arızalarda şebekeden ayrılmak yönünde bir tepki göstermekteydiler. Ancak şebeke yönetmeliklerinde arıza esnasında devam edebilme yeteneğinin zorunlu hale getirilmesi ile türbin teknolojisinde bazı gelişmeler yaşanmıştır. Şekil 5.5'de görüldüğü üzere gerilim sabitleme (crowbar) devresi, tam dalga köprü doğrultucu, güç direnci ve IGBT anahtarından oluşan güç elektroniği devresi ile arıza başlangıç ve temizlenme anlarındaki enerji burada depo edilmekte, böylece aşırı akımlar sınırlandırılmakta ve türbin şebekeye bağlı kalabilmektedir [20].

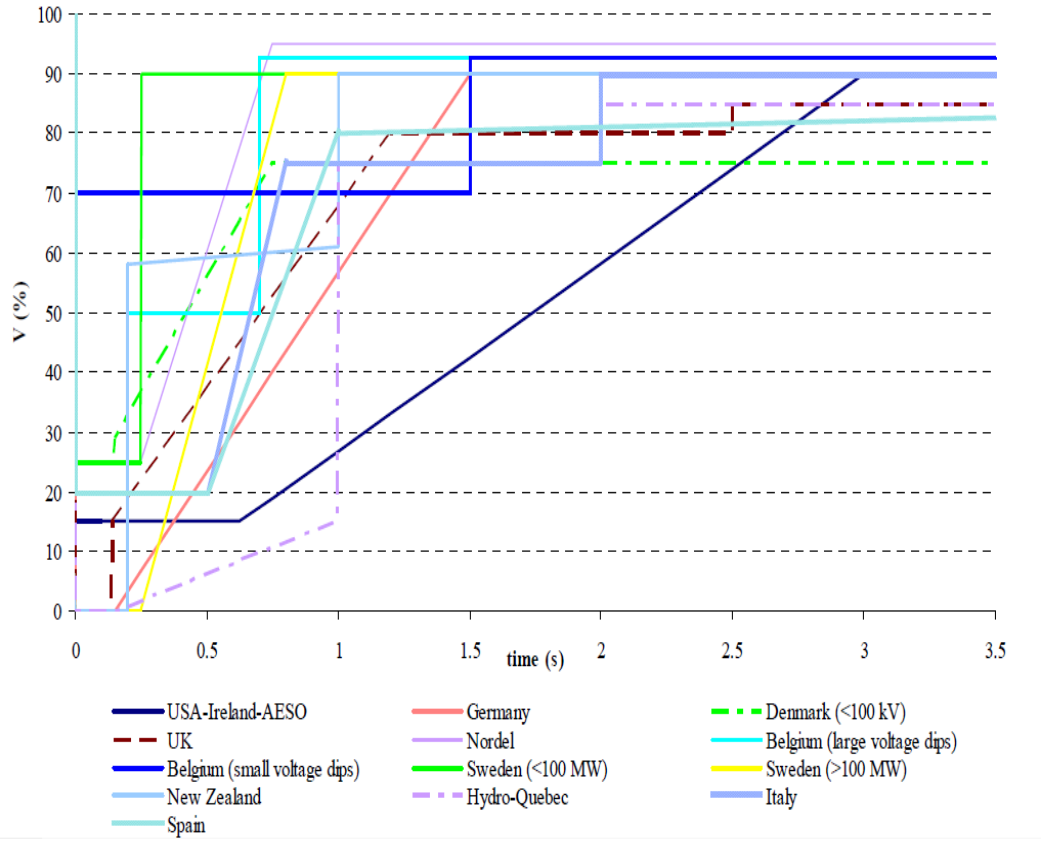


Şekil 5.5 : Çift beslemeli asenkron generatördeki gerilim sabitleme devresi.

Günümüzde kullanılan modern rüzgâr türbinlerinin, arıza anında devam edebilme yeteneklerinin grafikleri, türbin alçak gerilim terminalleri baz alınarak hazırlanmaktadır. Tipik olarak şebeke yönetmelikleri ise, rüzgâr santrallerinin vermesi gerektiği tepkileri şebeke bağlantı noktasında (PCC) için tanımlamaktadır. Bu durum türbin terminal baralarındaki gerilim düşümü ile bağlantı noktasındaki gerilim düşümünün farklı değerlerde olacağını göstermektedir. Bunun sebebi ise şebeke bağlantı noktası ile türbin terminalleri arasındaki, yeraltı kablolarının, enerji iletim hatlarının, şebeke ve türbin trafolarının empedanslarından dolayı, şebeke

bağlantı noktasında %0 bir gerilim düşümü olsa dahi türbin baralarındaki gerilim %0'dan fazla olmaktadır [7].

Şekil 5.6'da, rüzgâr gücü entegrasyonun yüksek olduğu ülkelerdeki şebeke yönetmeliklerinde yer alan ve rüzgâr enerji santrallerinden beklenen arıza durumunda devam edebilme yeteneklerinin karşılaştırılması yer almaktadır. Burada yer alan şartlar, her ülkenin kendi güç sisteminin özelliklerine ve koruma sistemine göre birbirinden ayrılmaktadır. Görüleceği üzere eğriler arasında ciddi farklar söz konusudur [13].

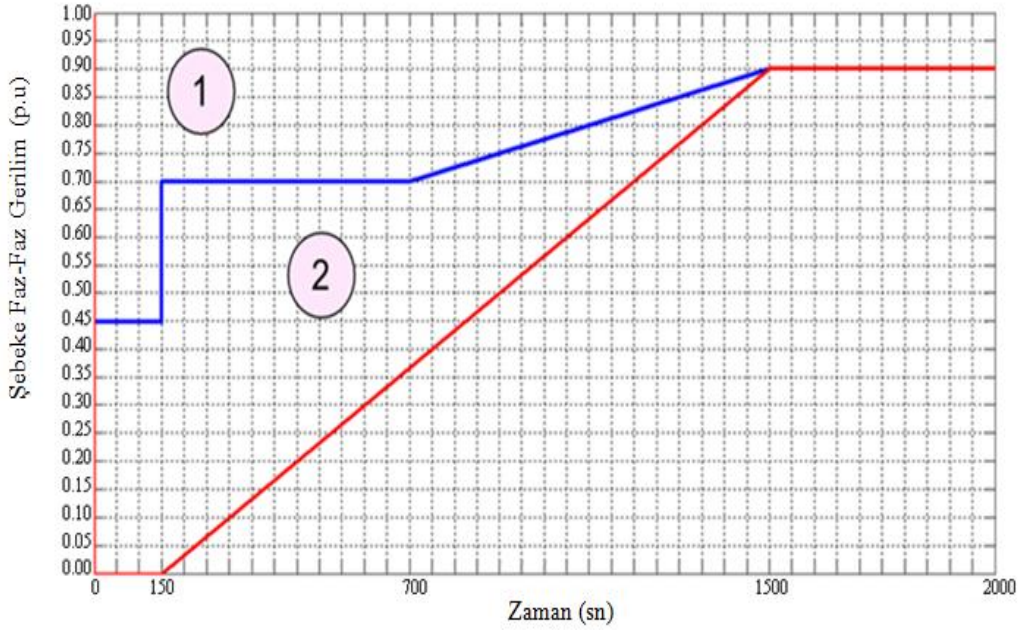


Şekil 5.6 : Farklı ülkelerinşebeke yönetmeliklerinde talep edilen arıza durumunda devam edebilme yeteneklerinin karşılaştırılması [13].

Görüldüğü üzere, şebeke bağlantı noktasındaki gerilimin 0% olması durumunda dahi rüzgâr santralin belirtilen sürede şebekeye bağlı kalması talep edilmektedir. Şebeke yönetmeliklerinde yer alan arıza durumunda devam edebilme yeteneği, ülkelerde gerilim seviyesine ve şebekeye bağlanılacak güce göre farklılık göstermektedir. Şekil 5.6'da yer alan İsveç şebeke yönetmeliğine bakılacak olursa, 100 MW'ın altı ve üstündeki kurulu güçteki rüzgâr santralleri için beklenen tepkiler farklılık göstermektedir. 100 MW'ın altında olan santrallerin, şebeke bağlantı noktasında 0% gerilim değerine gelmeden şebekeden ayrılmasına izin verilirken, 100 MW'ın

üzerindeki santrallerde, şebeke bağlantı noktasında 0% gerilim değerinde belirli bir süre kadar şebekeye bağlı kalması talep edilmektedir [13].

Şekil 5.7'de, Türkiye Şebeke Yönetmeliği'nde, rüzgâr enerji santralinin şebekeye bağlandığı noktada, dengeli (3 faz kısa devresi) veya dengesiz (tek faz toprak, faz faz, iki faz toprak kısa devresi) arıza sonucunda oluşacak bağlantı noktası faz faz gerilim değişimlerini ve santralinin vermesi gereken tepkiyi göstermektedir. Görüldüğü üzere faz-faz gerilimi, şebekede oluşacak herhangi bir arıza sonrasında, belirtilen süreler için 1 ve 2 numaralı bölgelerde kaldığı sürece çalışır durumdaki hiçbir rüzgâr türbini devre dışı kalmamalıdır. Yani belirtilen faz-faz gerilim genlik ve sürelerinde rüzgâr santrali sisteme bağlı kalarak reaktif güç desteği sağlayabilmelidir [12].



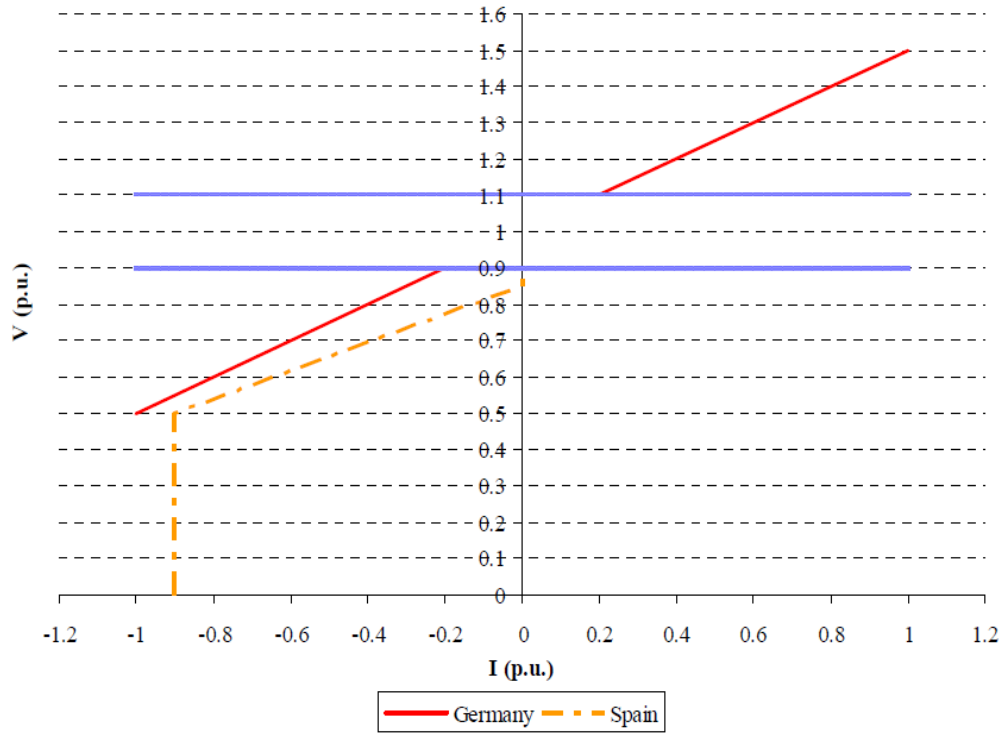
Şekil 5.7 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, arıza durumunda rüzgâr santrallerinden beklenen devam edebilme yeteneği [12].

Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, arıza sırasında gerilim düşümünün '1'numaralı bölgede kaldığı durumlarda, rüzgâr türbini aktif gücü, arıza temizlendikten hemen sonra saniyede anma gücünün en az %20'si oranında artırılarak, üretilebilecek maksimum aktif güç değerine ulaşması beklenmektedir. Gerilim düşümünün '2'numaralı bölgede kaldığı durumlarda ise, rüzgâr türbini aktif gücü, arıza temizlendikten hemen sonra saniyede anma gücünün en az %5'i oranında artırılarak, üretilebilecek maksimum aktif güç değerine ulaşması beklenmektedir [12].

Arıza sonrası aktif güç restorasyonu konusunda; Almanya (EON Netz) ve İngiltere (National Grid UK) yönetmelikleri incelendiğinde; EON Netz şebeke yönetmeliği, rüzgâr santrallerinin saniyede en az %20 aktif güç artış ile 100% güç değerine 5 saniyede ulaşmasını talep ederken, National Grid şebeke yönetmeliği, 0.5 s içerisinde rüzgâr santralinin, üretebilecek aktif güç değerinin % 90 değerine gelmesini beklemektedir [13].

Bazı ülkeler, şebeke yönetmeliklerinde rüzgâr santrallerinin arıza durumunda şebekeye bağlı kalmasının yanında, arıza durumunda şebekeye reaktif güç desteğinde bulunarak şebekeyi desteklemelerini ve hızlı bir şekilde arızanın temizlenmesine katkıda bulunmasını talep etmektedirler. Ülkemizdeki şebeke yönetmeliğine göre; şebeke bağlantı noktasında, arıza durumlarında oluşacak ± %10'dan büyük gerilim dalgalanmalarında her bir rüzgâr türbin generatörü tasarlanmış geçici rejim anma değerlerini aşmadan, gerekirse anma akımın %100'üne varacak seviyelerde, endüktif veya kapasitif yönde maksimum reaktif akım desteği sağlanması beklenmektedir. Bu geçici rejim maksimum reaktif akım destek değerine %10 hata payı ile 60 ms içerisinde ulaşması ve 1,5 saniye boyunca sürdürülebilmesi talep edilmektedir [12].

Almanya ve İspanya şebeke yönetmeliklerinde rüzgâr santrallerinden beklenen, arıza durumundaki sağlanması gereken reaktif güç desteği, Şekil 5.8'de verilmektedir. Görüldüğü üzere, Almanya'da, hem gerilim düşmesi (çukuru) hem de gerilim yükselmesi durumunda, rüzgâr santrallerinin reaktif gücü ayarlayarak şebeke geriliminin restrosyonuna katkıda bulunması beklenmektedir. EON; reaktif güç desteğinin 20 ms sürede aktif olmasını (türbinlerin alçak gerilim tarafında reaktif güç desteğinin başlaması için geçen süre) ve şebeke bağlantı noktasındaki her %1 gerilim düşümü için, %2 oranda reaktif akım artışının olması gerektiğini belirtmektedir. Eğer gerekmesi durumunda anma akımın tamamını reaktif olarak verebilecek kapasitede olması beklenmektedir. İspanya şebeke yönetmeliğinde ise; arıza hissedildikten 100 ms sonra rüzgâr santralinin şebekeden reaktif güç çekmesine izin verilmemekte ve 150 ms içinde şebekeye reaktif destek verecek duruma gelmesi talep edilmektedir [13].



Şekil 5.8 : Almanya ve İspanya şebeke yönetmeliklerinde rüzgar santrallerinden beklenen arıza durumundaki reaktif güç desteği [12].

5.2.2 Aktif güç kontrolü

Generatör baralarındaki gücün aktif bileşenini, generatör şaftına uygulanan mekanik güç belirlemektedir. Şebekede bu gücü genellikle döner makinalar oluşturmaktadır. Bunlar gaz ve hidro türbinleri olabileceği gibi rüzgâr türbinleri de bu grubun içerisinde yer almaktadır. Şebekedeki aktif güç akışı bu generatörlerin çalışma karakteristikleri ile ayarlanarak düzenlenmektedir. Üretilen güç ile tüketim (yükler ve kayıplar) arasında bir uyumsuzluk olması durumunda şebeke frekansında bir değişim söz konusu olmaktadır.

Şebeke operatörleri güç sistemi frekansı kontrol edebilmek ve arıza durumlarında stabil duruma getirebilmek için rüzgâr santrallerinden aktif güç kontrolü yapmalarını talep etmektedir. Bilindiği üzere güç sistemlerinde frekans, üretim ve tüketimin dinamik olarak kontrolü ile dengede tutulabilmektedir. Rüzgâr gücü entegrasyonun yüksek olduğu şebekelerde, rüzgâr gücü, üretime önemli bir katkı sağladığı için sürekli olarak şebeke işletmecisi tarafından kontrol edilmesi gerekmektedir. Rüzgâr santrallerinde aktif güç kontrolünü, türbinleri devreden çıkarak ya da türbin kanatlarının açısını değiştirerek yapılabilmektedir. Türbinlerdeki aktif güç çıkışını

rüzgâr hızı belirlediğinden dolayı yük alma (aktif çıkış gücünü arttırma) her durumda mümkün olamamaktadır.

Birçok şebeke yönetmeliği, güç sistemi operatörlerin talebi ile aktif güç kontrolünün yapılması gerekliliğine atıf yapmaktadır. Hatta bazı yönetmeliklerde, bu kontrol sırasında santralin birim zamandaki yük almasını ya da yük atmasını tanımlayan parametrelerin talep edilen maksimum ve minimum değerleri de tanımlanmaktadır.

Ülkemizdeki şebeke yönetmeliğine göre; iletim sistemine bağlı rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinde; aşağıda belirtilen acil durumlarda;

- Üretim gücünün düşmesi ve/veya iletim sisteminde kesinti ve/veya aşırı yüklenme olması durumunda,
- İşletme yedeklerinin yetersiz kalması nedeniyle kritik ($47.5\ Hz \leq f < 49.5\ Hz$ ve $50.5\ Hz < f \leq 51.5\ Hz$) veya kararsız ($f < 47.5\ Hz$ ve $51.5\ Hz < f$) işletme koşullarının oluşması halinde

aktif güç kontrolü yapabilmesi talep edilmektedir.

Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisinin aktif güç çıkışı, gerektiğinde TEİAŞ tarafından gönderilecek sinyallerle, santralin o anki şartlarda emre amade gücünün %20-%100'ü arasında otomatik olarak kontrol edilebilir olması beklenmektedir. Buna göre [12];

a) Kurulu gücü 100 MW ve altında olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için, yük alma hızı dakikada santral kurulu gücünün %5'ini geçmemelidir, yük atma hızı ise dakikada santral kurulu gücünün %5'inden az olmamalıdır.

b) Kurulu gücü 100 MW'ın üzerinde olan rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için, yük alma hızı dakikada santral kurulu gücünün %4'ünü geçmemelidir, yük atma hızı ise dakikada santral kurulu gücünün %4'ünden az olmamalıdır

Aktif güç kontrolü ülkeden ülkeye farklılık göstermekle birlikte Danimarka şebeke yönetmeliğinde talep edilen ve diğer ülkelere göre en zorlu aktif güç kontrol talebi Çizelge 5.1'de verilmektedir. Tipik olarak birçok ülkede normal çalışma şartlarında, yük alma ya da yük atma oranları %10'un altında olmakta iken Danimarka'da bu oran %10-100 arasında uygulanabilir olması talep edilmektedir. Arıza sonrasında ise en hızlı aktif güç restorasyonu şartı İngiltere şebeke yönetmeliğinde tanımlanan saniyede %90'un üzerindeki orandır.

Çizelge 5.1 : Danimarka şebeke yönetmeliğinde belirtilen aktif güç kontrol şartları [20].

Durum	Yük alma ya da yük atma oranı
Yük alma oranı	%10-100 P_n /dk
Yük atma oranı	%10-100 P_n /dk
Yük alma oranı (Arıza Sonrası)	> %90 P_{av} /sn

5.2.3 Frekans sınırları ve frekans tepkisi

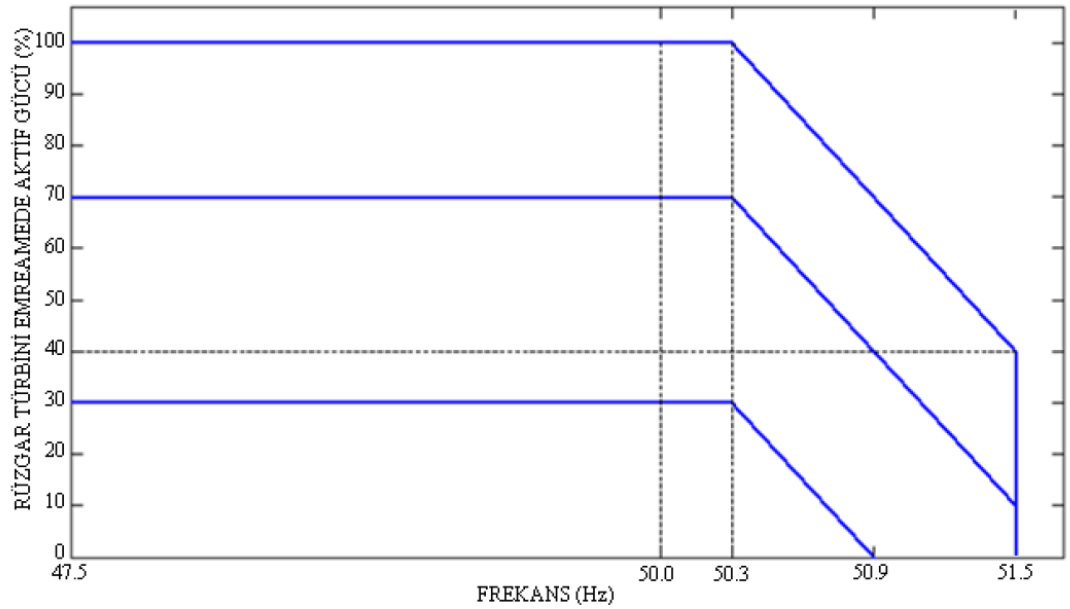
Güç sisteminde frekansın dengesi, anlık olarak sistemdeki üretim ve tüketimin denge durumunu tanımlamaktadır. Üretim ya da tüketim sistemlerinde ani değişimler frekans dengesini bozmakta ve frekansın anma değerinden uzaklaşılmasına neden olmaktadır. Tüketimin hızlı artışı ya da üretim kaybı sistem frekansını azaltabileceği gibi, üretimin plansız artması (fırtına durumu) ve tüketiminde anlık olarak azalması frekansın 50 Hz'in üzerine çıkaracaktır. Şebeke yönetmelikleri, rüzgâr santrallerinin sürekli çalışabileceği frekans sınırlarını tanımlamaktadırlar. Aynı zamanda normal işletme koşulları dışında da rüzgâr santrallerinden beklenen frekans tepkisi de şebeke operatörleri tarafından yönetmeliklerde belirtilmektedir. Güç sisteminde generatörler oldukça dar bir frekans aralığında sürekli çalışmak için tasarlanmaktadır. Düşük frekansta generatörler sistemden ayrılarak frekansın daha da düşmesini tetikleyeceği gibi, yüksek frekansta generatör sargılarının aşırı ısınmasına, yalıtım malzemelerin zarar görmesine ve güç elektroniği donanımlarının arızalanmasına sebep olacaktır [20].

Genellikle Avrupa'da 49.5-50.5 Hz arası kabul edilebilir bir frekans aralığı olup, bunun dışındaki frekanslar belirli zaman limitleri ile sınırlandırılmıştır. Türkiye'de ise şebeke yönetmeliğine göre üretim tesislerinin tasarım frekans limitleri Çizelge 5.1'de verilmektedir. Ayrıca, 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği'nde belirtildiği üzere, sistemin anma frekansı TEİAŞ tarafından 50 Hertz (Hz) etrafında 49.8-50.2 Hz aralığında, hedeflenen işletme koşullarında kontrol edilmektedir [18].

Çizelge 5.2 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre üretim tesislerinin frekans limitleri [12].

Frekans Aralığı	Minimum Süre
50.5 Hz - 51.5 Hz	1 saat
49 Hz - 50.5 Hz	sürekli
48.5 Hz - 49 Hz	1 saat
48 Hz - 48.5 Hz	20 dakika
47.5 Hz - 48 Hz	10 dakika

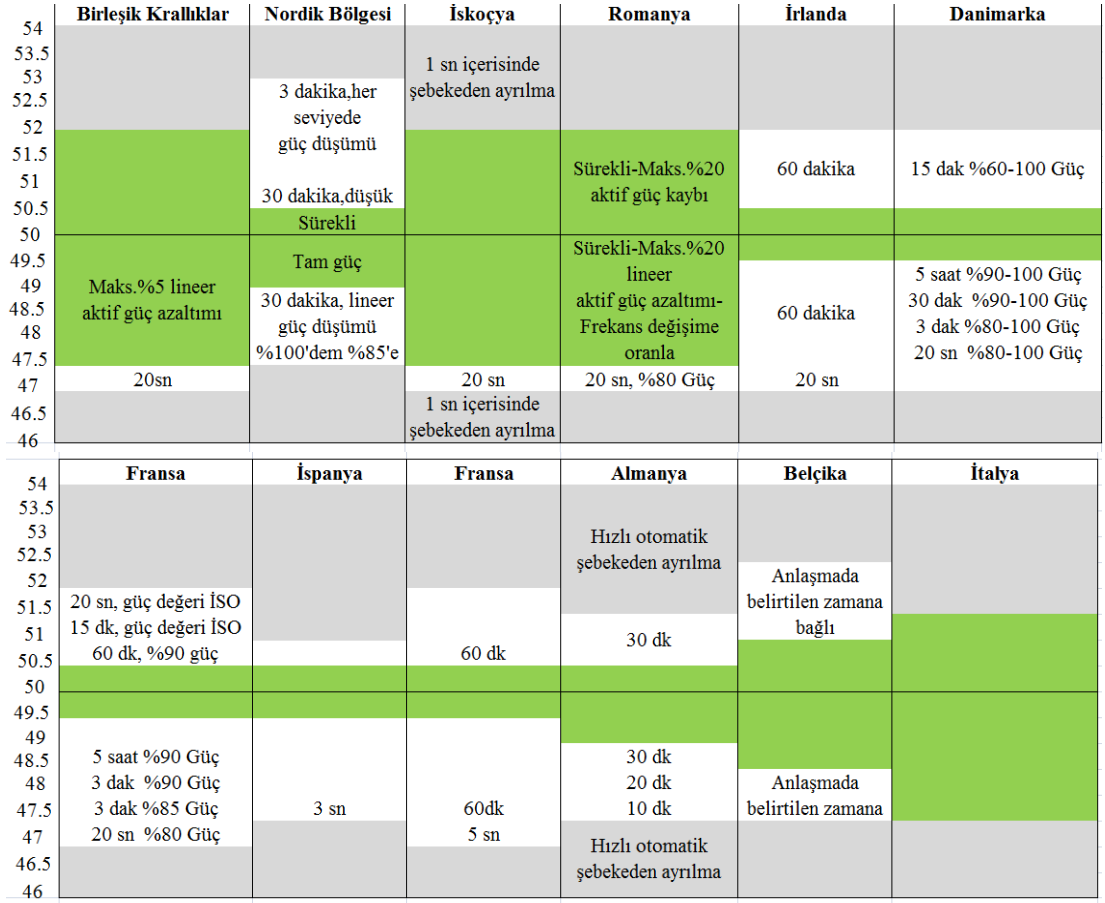
Ülkemizdeki şebeke yönetmeliği'ne [12] göre; rüzgâr santralinin bağlantı noktasındaki frekans değişimine göstermesi beklenen aktif güç tepkisi Şekil 5.9'd verilmiştir. Buna göre, sistem frekansı 47.5 Hz ile 50.3 Hz arasında olduğu sürece, çalışır durumdaki rüzgâr türbinlerinin hiç biri devre dışı kalmamalıdır. Frekansın 50.3 Hz'i aştığı durumda, kurulu gücünün Şekil 5.9'de belirtilen ilgili eğriyi takip etmesi ve 51.5 Hz frekans değerinde tamamen devre dışı kalması istenmektedir.



Şekil 5.9 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santrallerinden beklenen frekans tepkisi [12].

Şekil 5.10'da, rüzgâr gücü entegrasyonun yüksek olduğu ülkelerin şebeke yönetmeliklerinde belirtilen, rüzgâr santrallerinin devrede olabilecekleri frekans limitleri ve beklenen tepkiler yer almaktadır. Yeşil bölge ile belirtilen frekans aralığında rüzgâr türbinleri tam çıkış gücü ile çalışmasına izin verilmektedir. Beyaz olarak belirtilen frekans aralığına ise şebekeyi desteklemek için rüzgâr türbinlerinin

belirtilen zaman limitlerinde ve eğer belirtilmiş ise istenen aktif güç ile çalışması talep edilmektedir. Gri olarak belirtilen frekans aralığında ise türbinlerin şebekeden ayrılmasına izin verilmektedir [20].



Şekil 5.10 : Örnek ülkelerin şebeke yönetmeliklerinde belirtilen, rüzgâr santrallerinin frekans sınırları ve tepkileri [20].

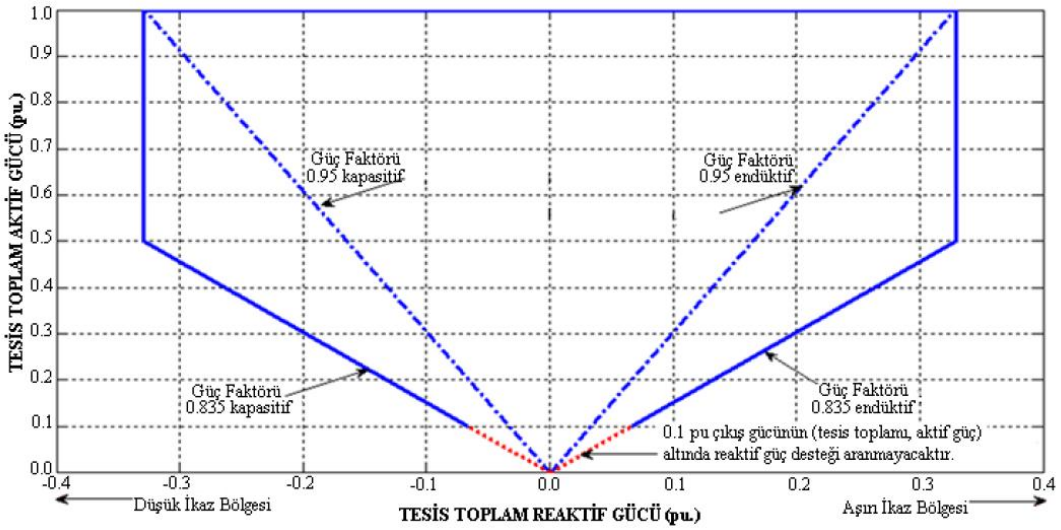
Görüleceği üzere, rüzgâr türbinlerinden devrede kalması beklenen en geniş frekans bandı olan ülkeler sırasıyla İngiltere (UK), Romanya (47.5-52 Hz), ve İtalya (47.5-51.5 Hz) olmaktadır. Tipik olarak, geniş frekans çalışma aralığı izole şebekelerde ve zayıf interkonneksiyon hatlarına sahip ülkeler tarafından talep edilmektedir. [20].

5.2.4 Reaktif güç kapasitesi

Rüzgâr santrallerinden, şebeke yönetmeliğinde tanımlanan reaktif güç eğrisini sağlanması beklenmektedir. Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, iletim sistemindeki anma gerilimin %90 ile %110 (0.9-1.1 p.u.) aralığındaki gerilim seviyeleri normal işletim olarak kabul edilmektedir. Rüzgâr enerji santrallerinden, normal işletim koşulları altında Şekil 5.11'e uygun reaktif güç kapasitesine sahip olması

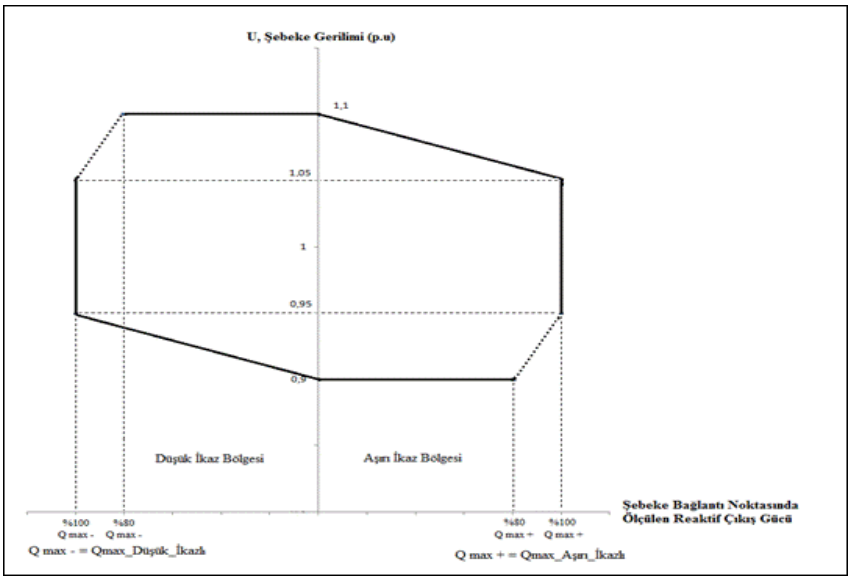
beklenmektedir. Tesis toplam aktif gücü, tesis kurulu gücünün 10%'sine eşit ve altında ise reaktif güç desteği talep edilmemektedir. Birçok şebeke yönetmeliğinde, reaktif güç kapasitesi şebeke bağlantı noktasında sağlanması gereken güç faktörü değeri ile belirtilmektedir.

Gerçekte rüzgâr türbinlerinin reaktif güç kapasitesi, türbin barasının gerilimine, ortam sıcaklığına, çıkış gücü limitlemelerine ve aktif güç mertebesine bağlıdır. Dolayısıyla birçok türbin üreticisi, türbinlerin reaktif güç eğrisini aktif güç ile ilişkilendirdiği gibi aynı zamanda türbin uç gerilime göre tepkisinide içeren grafikler sağlamaktadır.



Şekil 5.11 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre rüzgâr santrallerinden beklenen reaktif güç kapasitesi [12].

Rüzgâr santralinin şebekeye vereceği ya da şebekeden alacağı reaktif güç değeri, rüzgâr santrali bağlantı noktasındaki gerilim ile bağlantılıdır. Şekil 5.10'da şebeke bağlantı noktasındaki gerilime göre beklenen reaktif güç miktarı yer almaktadır.



Şekil 5.12 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santrallerinden beklenen reaktif güç kapasitesinin şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ile değişimi [12].

5.2.5 Reaktif güç desteği sağlanması (Gerilim kontrolü)

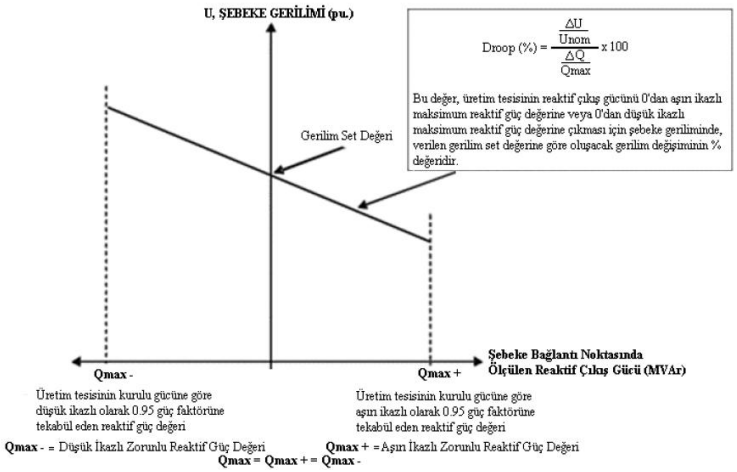
Genellikle, güç sistemi operatörleri, şebeke gerilim dengesini konvansiyonel üretim santrallerindeki generatörlerin reaktif güç üretip şebekeye vermesi ya da şebekeden reaktif güç çekmesi ile sağlamaktaydı. Rüzgâr santrallerinin şebekedeki oranın artmasıyla birlikte, şebeke yönetmeliklerinde rüzgâr santrallerinin de konvansiyonel santraller gibi, bağlandığı şebekenin gerilimini kontrol etmesi talep etmektedirler. Rüzgâr türbinlerinin üç farklı gerilim (reaktif güç) kontrol yöntemi bulunmaktadır. Bunlar;

- Sabit gerilim kontrolü,
- Sabit reaktif güç kontrolü,
- Sabit güç faktörü kontrolü,

Rüzgâr türbinlerin gerilim kontrol modunda çalıştırılması, şebeke operatörleri tarafından çoğunlukla tercih edilmektedir. Böylece türbinlerin statik ve dinamik reaktif güç kapasiteleri kullanılmış olacak ve sistem işletimi açısından, senkron generatörlerin ilave reaktif güç kullanımları azaltılarak sistem gerilimi dengelenmiş olacaktır. Sadece güçlü şebekelerde, türbinlerin sabit reaktif güç kontrolü ya da sabit güç faktörü modunda çalışması uygun görülmektedir [7].

Ülkemizde bugüne kadar, rüzgâr santrallerinin gerilim kontrolüne katılması talep edilmemekteydi. Birçok santralden, sabit güç faktörü '1' olarak işletilmesi beklenmekte, yani şebekeden sürekli durumunda reaktif çekmesi ya da şebekeye reaktif güç vermesi istenmemekteydi. Son yıllarda, sayıları hızla artan rüzgâr santralleri özellikle Ege ve Marmara bölgesinde üretimin yüksek bir oranını oluşturmaya başlamıştır. Yüksek gerilim sistemlerinde gerilim dengesi, reaktif güç ile doğrudan ilişkili olduğundan,rüzgâr santrallerinin gerilim kontrolünden bağımsız işletilmesi mümkün olmadığı görülmektedir.

Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, normal işletme gerilim seviyelerinde (0.9 p.u.-1.1 p.u.) oluşabilecek gerilim dalgalanmalarında, rüzgâr santralleri Şekil 5.13'e uygun olarak; aşırı ikaz ve düşük ikaz için, gerilime bağlı reaktif güç desteğini vermesi talep edilmektedir. Tanımlanan gerilime ve gerilim değişimine bağlı olarak, reaktif güç değişim oranını (droop faktörünün) sistem operatörü tarafından 2%-7% aralığında set edilmesi gerekir. "Droop" değeri, üretim tesisinin reaktif çıkış gücünü 0'dan aşırı ikazlı maksimum reaktif güç değerine veya 0'dan düşük ikazlı maksimum reaktif çıkış güç değerine çıkması için şebeke geriliminde verilen gerilim set değerine göre oluşacak % gerilim değişimini ifade etmektedir.



Şekil 5.13 : Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santralleri tarafından sisteme verilecek reaktif güç desteği eğrisi [12].

Ayrıca şebeke yönetmeliğine göre; ilgili üretim tesisinin şebeke bağlantı noktası geriliminde normal işletme koşullarında gerçekleşebilecek ani bir basamak değişimine, en geç 200 ms'de cevap vermeye başlaması, reaktif çıkış gücü olması gereken denge değerinin %90'ına en geç 1 saniye içerisinde ulaşması ve en geç 2 saniye içerisinde dengeye oturması beklenmektedir.

6. ÖRNEK BİR RÜZGÂR SANTRALİNİN TÜRKİYE ŞEBEKE YÖNETMELİĞİNE UYGUNLUĞUNUN İNCELENMESİ

Rüzgar santrali gücünün, şebekedeki oranın artmasıyla bilikte güç sistemine olan etkileri önemli boyutlara ulaşmaktadır. Özellikle santrallerin bulunduğu yerlerde ve bağlandığı güç sistemi gözönüne alınacak olur ise, zayıf şebekelere bağlantı ile bu etki daha da hissedilir olmaktadır. Şebeke işletmecileri, artan rüzgâr santrallerinin şebekede güvenilir, kaliteli ve sürekli işletilmesi için yönetmelikler düzenlemekte ve bu yönetmliklerde belirtilen şartların tüm rüzgâr santralleri için uygunluğunun tespitini gerekli kılmaktadırlar.

Şebeke yönetmelikleri, rüzgar türbinlerinden beklenen asgari tepkileri tanımladığı gibi esas olarak rüzgar santralinin bağlandığı baradaki koşullar ile ilgilenmektedir. Her santralin bağlanacağı baradaki kısa devre güçleri ve şebeke empedans açıları farklı olacağından, analiz yapılan her santralin göstereceği statik ve dinamik tepkilerde farklı olacaktır. Bundan dolayı rüzgar santrallerinin şebeke uyumluluk çalışmaları proje bazında yapılması gerekmektedir.

Ülkemizde, rüzgâr santrallerine yönelik özel şartları içeren şebeke yönetmeliği ilk olarak 2008 yılında yayınlanmıştır. Daha sonra, Ocak 2013 tarihinde bir takım değişiklikler yapılarak tekrar yayınlanmış olup günümüzde halen geçerliliğini korumaktadır. Yönetmelikte, rüzgâr santrallerinden aktif ve reaktif güç kontrolüne katılmaları ve arıza anında sisteme katkı sağlayarak güç sisteminin dengesinin sağlanmasına yardımcı olması önemlidir. Ayrıca yönetmeliğin yayın tarihinden sonra bağlantı anlaşması imzalayan rüzgâr santrallerinin, bu yönetmeliğe uygunluğu talep edilmektedir.

Bu bölümde, 48 MW kurulu gücünde, proje geliştirme çalışmaları devam eden bir rüzgâr santralinin, Türkiye şebeke yönetmeliğine uygunluğunun tespiti amacıyla sürekli-kalıcı hal (steady state) ve dinamik-geçici hal (dynamic-transient) analizleri gerçekleştirilmiştir. Sürekli hal analizleri ile santralin yük akışı, kısa devre çalışmaları yapılmış olup, yönetmelikçe istenen reaktif güç kapasitesi tespit edilmiştir. Dinamik analizler kapsamında ise, rüzgâr santralinin arıza durumlarında

sisteme bağlı kalabilme yetenekleri tespit edilmiş, gerilim kontrolü ve reaktif güç tepkileri şebeke yönetmeliklerinde belirtilen şartlar ile karşılaştırılmıştır.

Şekil 6.1'de şebeke uyumluluk analiz çalışmalarındaki iş akışı verilmektedir. Görüleceği üzere çalışmalar dört ana kısımdan oluşmaktadır.

- Santral elektriksel iç tasarımı
- Kısa devre analizleri,
- Yük akışı (Sürekli Hal Analizleri)
- Geçici hal analizleri (LVRT, gerilim ve frekans tepkisi,vs.)

Rüzgar santralin elektriksel tasarımı ve kısa devre analizleri her ne kadar şebeke yönetmeliğinde tanımlanmasa da, kalıcı hal ve dinamik analizler için bu çalışmaların sonuçlanması gerekmektedir.

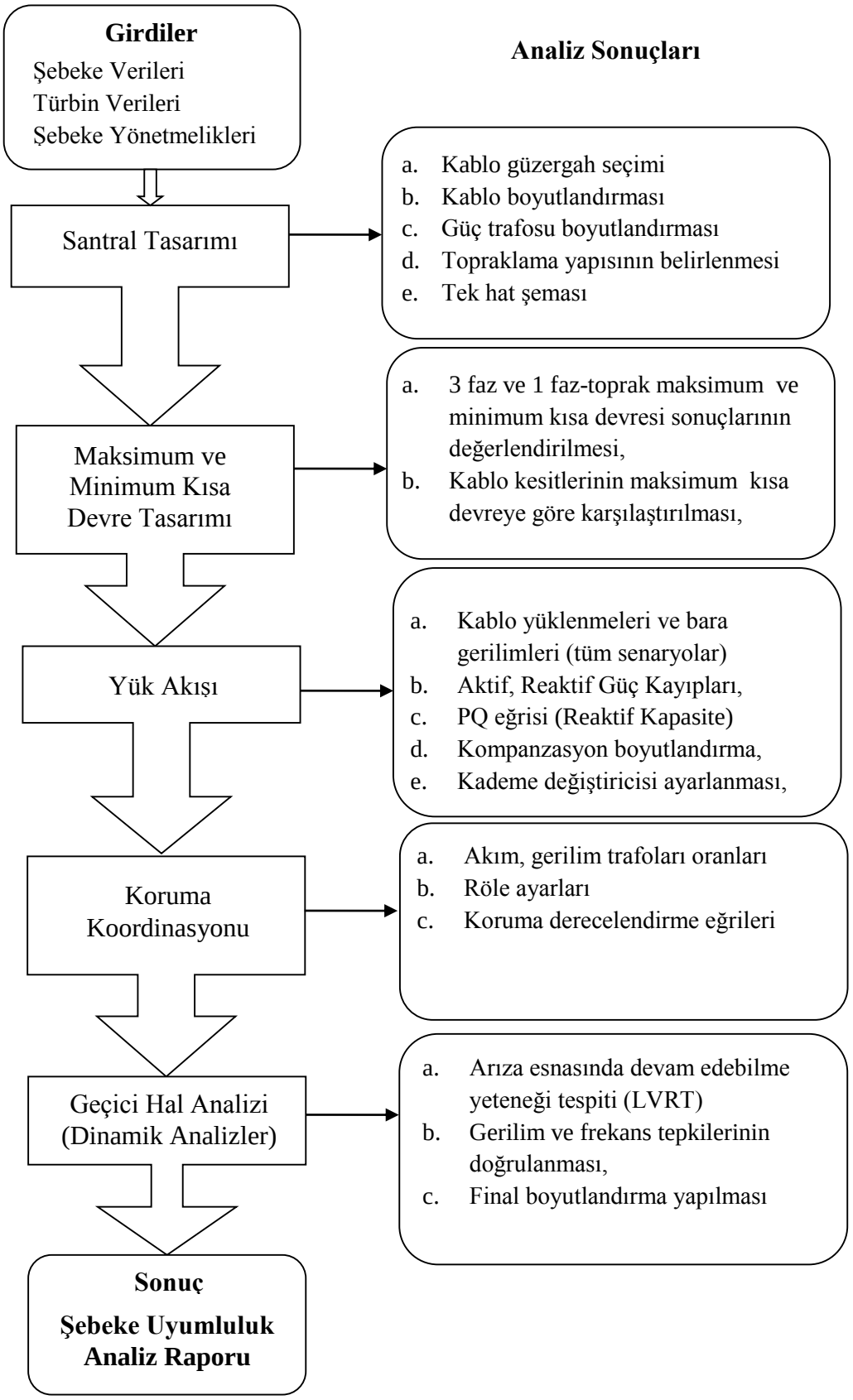
Rüzgâr santrallerinin bağlanacağı güç sisteminin karakterisikleri analiz sonuçları oldukça etkilemektedir. Şebekenin gerilimi, kısa devre gücü, hat empedansı şebeke uyumluluk analizlerinde önemli olan güç sistemi parametrelerini oluşturmaktadır. Türbinlerde kullanılan teknoloji, rüzgâr santralinin elektriksel iç tasarımı, türbinlerin kontrol mekanizması, santralin kontrol topolojisi yapılacak analizler için önemli girdileri oluşturmaktadır [21].

Rüzgâr santrallerinin şebeke uyumluluk analizlerinde PSS/E, Simpow, NEPLAN, DIgSILENT, PSS NETOMAC, PSCAD/EMTDC gibi yazılım programları kullanılmaktadır. Bu tez çalışması kapsamında yapılan örnek bir santralin şebeke uyumluluk analizleri için DigSILENT firması tarafından geliştirilen DigSILENT Power Factory Güç Sistemleri Analiz Programı kullanılmıştır.DigSILENT power factory güç sistemi analiz programı, kullanıcı dostu arayüzü ve bir çok analizi gerçekliştirebilme yeteneği sayesinde gerek literatür çalışmalarında gerekse de enerji piyasasında olukça fazla kullanılmaktadır.

DigSILENT programı rüzgar santrali uygulamalarında;

- Yük akışı analizi ile gerilim değişimleri, yüklenmeleri ve kayıpları
- Kısa devre analizi ile kısa devre katkılarını ve mekanik dayanımları
- Kalıcı hal ve dinamil hal analizleri ile LVRT, gerilim ve frekans tepkilerini

değerlendirebilmektedir.

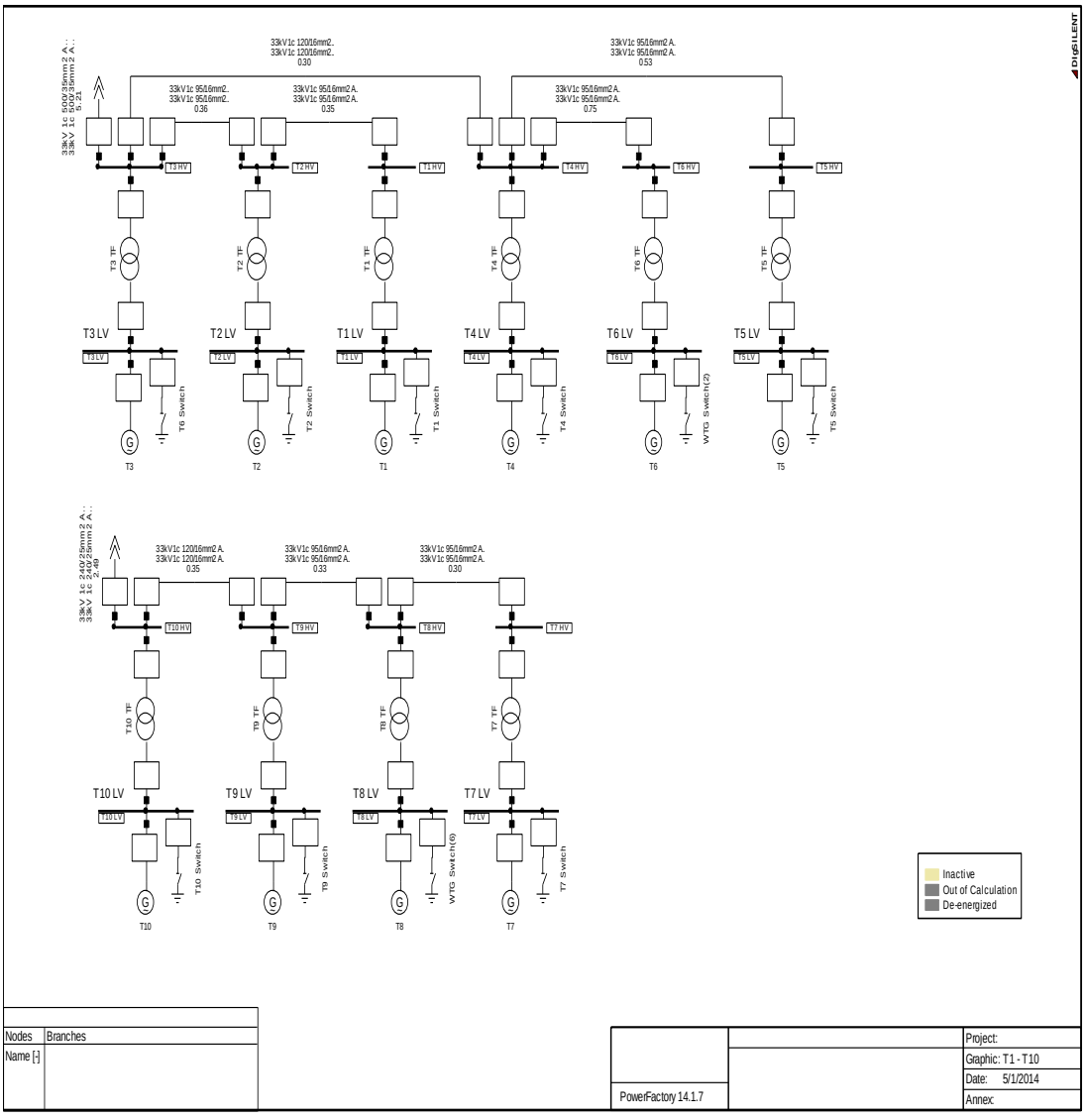


Şekil 6.1 : Rüzgâr santralinin şebeke uyumluluk analiz çalışmalarını tanımlayan akış şeması.

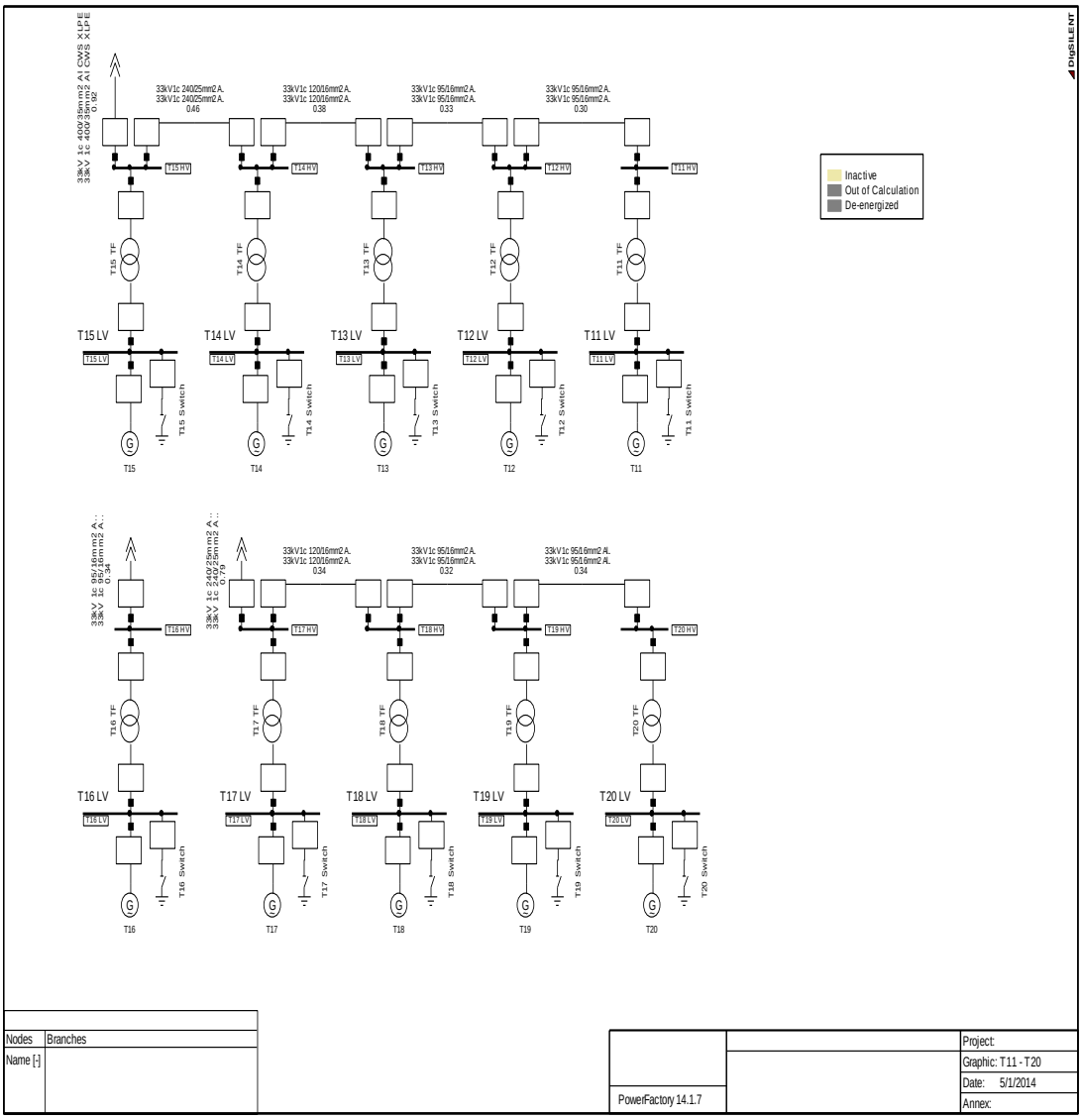
6.1 Örnek Sistem Verileri

Rüzgâr santrali şebeke uyumluluk çalışmasında, girdilerin büyük bir kısmı rüzgâr santralinin elektrik sistemi ile ilgilidir. Bu bölümde analize konu olan rüzgâr santrali ile ilgili temel bilgiler verilmektedir.

Analiz çalışmasında kullanılan rüzgâr santrali, 48 MW kurulu gücünde olup 20 adet 2.4 MW'lık çift beslemeli asenkron generatör (ÇBAG) rüzgâr türbininden oluşmaktadır. Santralin tek hat şeması Şekil 6.2 ve Şekil 6.3'de verilmekte olup, türbinler arası kullanılan kablo ile ilgili özellikler Çizelge 6.1'de belirtilmektedir.



Şekil 6.2 : Örnek rüzgâr santralinin tek hat şeması (T1-T10).



Şekil 6.3 : Örnek rüzgâr santrali tek hat şeması (T10 T20)

Şekil 6.2 ve Şekil 6.3'de görüleceği üzere, her bir fider üzerinde maksimum 6 adet rüzgâr türbini planlanmıştır. Bu türbinler, toplam 4 radyal fider ile 33 kV ana barada toplanıp 154/33 kV yükseltici transformatör üzerinden şebekeye bağlanmaktadırlar. Türbinler arası orta gerilim kablo boyutlandırması gerek türbinlerin tam yükünü taşıyabilecek özellikte, gerekse de kısa devre anında arıza akımlarını dayanabilecek özellikte yapılmıştır. Seçilen güç trafosu, TEİAŞ'ın standart tasarımı olan 50/62.5 MVA, ONAN/ONAF iki sargılı trafo olarak belirlenmiştir. Güç trafosunun vektör grubu YNyn0 seçilmiş böylece, primerin yıldız noktası doğrudan, sekonder yıldız noktası ise 20 ohm'luk direnç üzerinden topraklanmıştır. Güç trafosunun sekonder tarafta tek faz-toprak kısa devre akımının 1 kA ile sınırlandırılacağı düşünüldüğünden 20 ohm'luk direnç üzerinden topraklanmaktadır. Bu varsayım "Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenirliği ve Kalitesi Yönetmeliği"nde madde 6.f'te

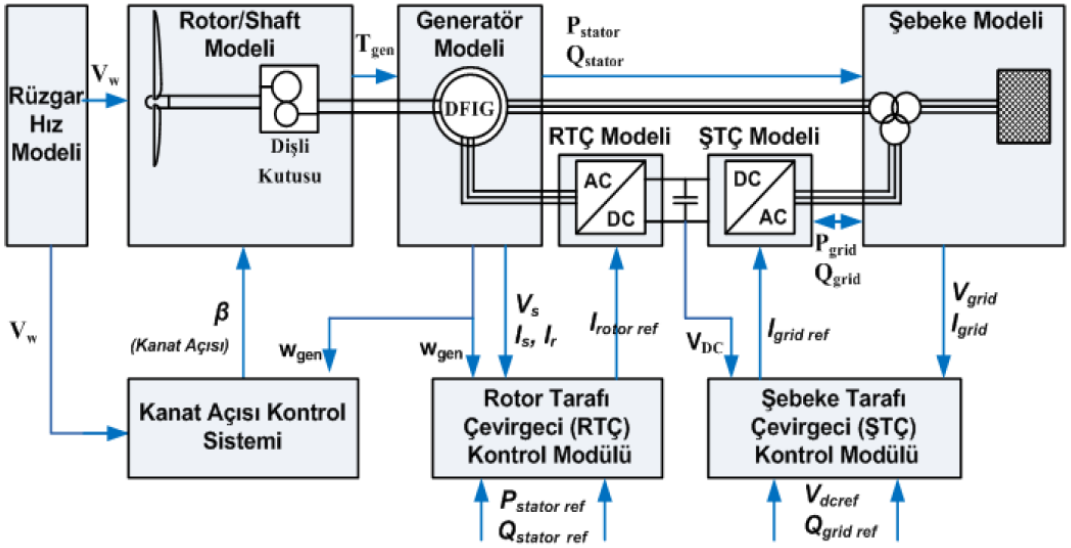
tanımlanan “154 kV sistemi dağıtım sistemine bağlayan bir transformatörün sekonder sargının nötr noktası 1000 A’lik direnç üzerinden topraklanır.” ibaresine dayanmaktadır. Santralin, 154 kV Türkiye iletim sistemine bağlantısı, yaklaşık 2,5 km çift devre 1272 MCM hat ile mevcut bulunan 154 kV enerji iletim hattına girdi-çıktı bağlantısı ile gerçekleşmesi planlanmaktadır. Analizlerde, şebeke bağlantı noktasının kısa devre akımı 8.1 kA ve X/R oranı ise 5 olarak alınmıştır.

Çizelge 6.1 : Analize konu olan örnek rüzgâr santralinin elektriksel dağıtım sistemi bilgileri.

Nereden	**Nereye**	**Kablo Uzunlukları(m)**	**Kablo Kesitleri**	**Kablo İletken Cinsi**
SS	T3	**5.210**	500	Al
T3	T2	357	95	Al
T2	T1	347	95	Al
T3	T4	297	120	Al
T4	T5	533	95	Al
T4	T6	751	95	Al
SS	T10	2.488	240	Al
T10	T9	346	120	Al
T9	T8	330	95	Al
T8	T7	299	95	Al
SS	T15	918	400	Al
T15	T14	464	240	Al
T14	T13	376	120	Al
T13	T12	334	95	Al
T12	T11	304	95	Al
SS	T17	793	240	Al
T17	T18	342	120	Al
T18	T19	322	95	Al
T19	T20	338	95	Al
SS	T16	345	95	Al

Dinamik analizlerde kullanılan rüzgâr türbin modelinin yapısı Şekil 6.4'de verilmektedir. Kullanılan rüzgâr türbini 2.4 MW kurulu gücünde, çift beslemeli asenkron generatör topolojisinde olup, aktif durdurma kontrolonü sahiptir. Türbin model yapısı şekilden görüleceği üzere; türbin kanatlarının aerodinamik modeli,

türbindeki aktarma sistemlerinin mekanik modeli, generatör ve dönüştürücünün elektriksel ve kontrol modellerinden oluşmaktadır.



Şekil 6.4 : Analiz çalışmasında kullanılan rüzgâr türbin modeli yapısı.

6.2 Reaktif Güç Kapasitesi Analizi

Şebeke yönetmeliklerinde belirtilen, santralin şebeke bağlantı noktasında sağlaması gereken zorunlu reaktif güç kapasitesi, yük akışı analizi sonucunda tespit edilmektedir. Santralin farklı işletme koşulları ve aşağıda belirtilen bir dizi farklı senaryolar uygulanarak, şebeke yönetmeliğinde tanımlanan eğriyi sağladığının tespiti gerekmektedir.

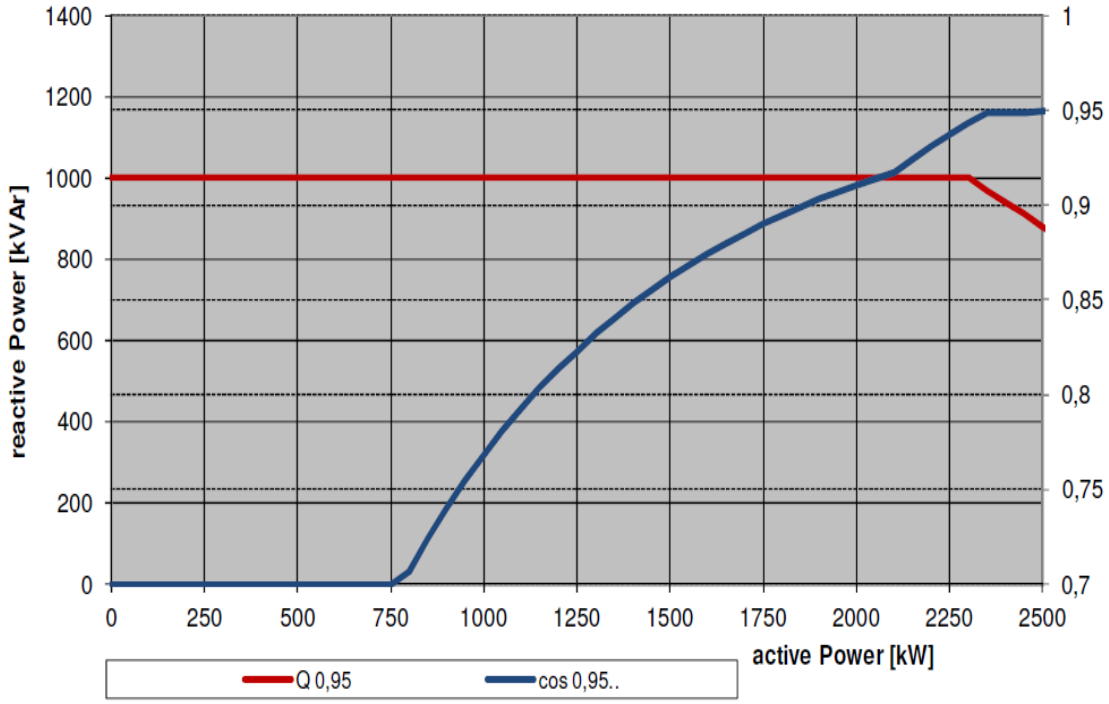
Ayrıca yük akışı analizleri ile rüzgâr santralinde aşağıdaki değerler kontrol edilmektedir.

- Türbinler arası kablolardaki maksimum yüklenmelerin tespiti ve sürekli hal anında kabloların ve ekipmanların boyutlandırılması,
- Türbin ve santral bara gerilimlerinin tespiti ve kabul edilebilir limitler dahilinde olup olmadığının gözlemlenmesi,
- Aktif ve reaktif güç kayıplarının tespiti böylece tüm tesis için ekonomik boyutlandırılması,
- Güç transformatörünün kademe detaylarının tespit edilmesi,

Bu çalışma kapsamında, örnek rüzgâr santralinin reaktif güç kapasitesi tespit edilmiş olup aşağıda yer alan işletme senaryoları dikkate alınmıştır.

- Tam kapasitif çalışma modu
- Tam endüktif çalışma modu
- Şebeke geriliminin farklı değerleri için (0.9 p.u.-1.1 p.u.)

Analiz çalışmasında kullanılan rüzgâr türbinlerinin iki farklı reaktif güç seçeneği bulunmaktadır. Bunlardan ilki, Şekil 6.5'de reaktif güç kapasite eğrisi verilen ve anma aktif gücünde güç faktörü 0.95 olan türbin modelidir. Görüleceği üzere yaklaşık 2100 kW anma güce kadar 1000 kVAR endüktif ve kapasitif reaktif güce sahip olan rüzgar türbinin, 2100 kW'dan sonra reaktif güç kapasitesi düşmekte ve anma gücüne ulaştığında yaklaşık 850 kVAR'lık bir reaktif kapasiteye sahip olmaktadır.

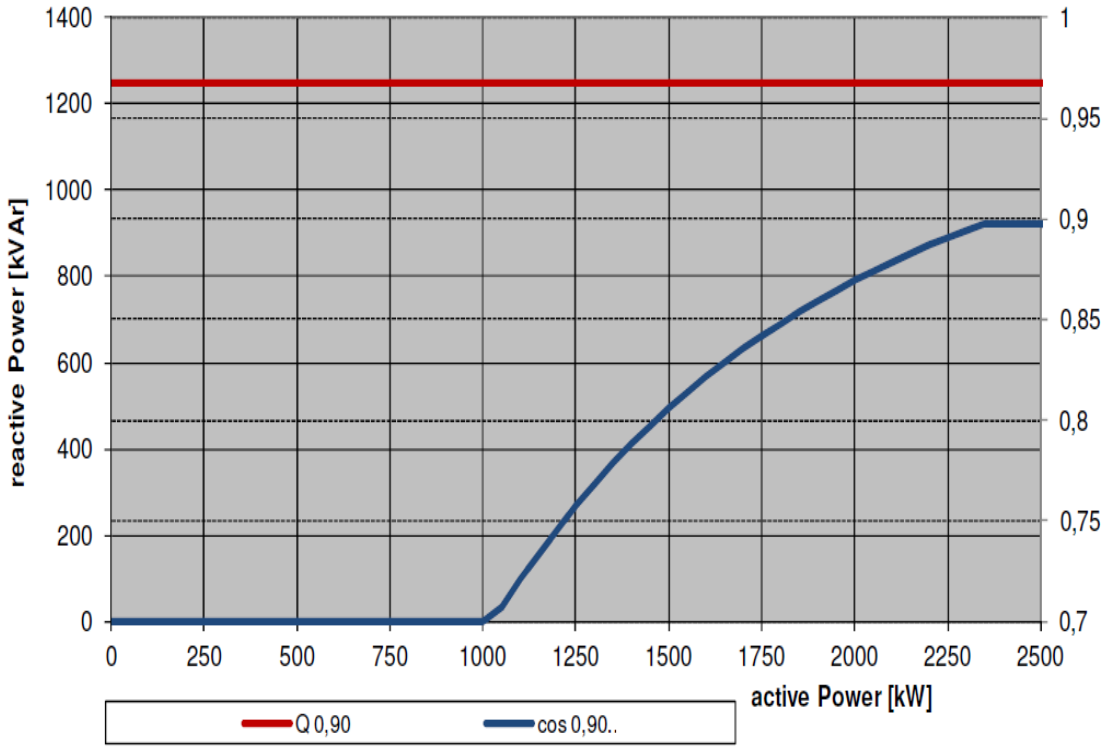


Şekil 6.5 : Güç faktörü 0.95 olan rüzgar türbinin reaktif güç kapasite eğrisi

Şekil 6.6'da ise, arttırılmış reaktif güç kapasitesine sahip türbinin P-Q eğrisi verilmektedir. Görüldüğü üzere aktif güçten bağımsız olarak rüzgar türbini 1250 kVAR'lık endüktif ve kapasitif yönde reaktif güç kapasitesine sahiptir.

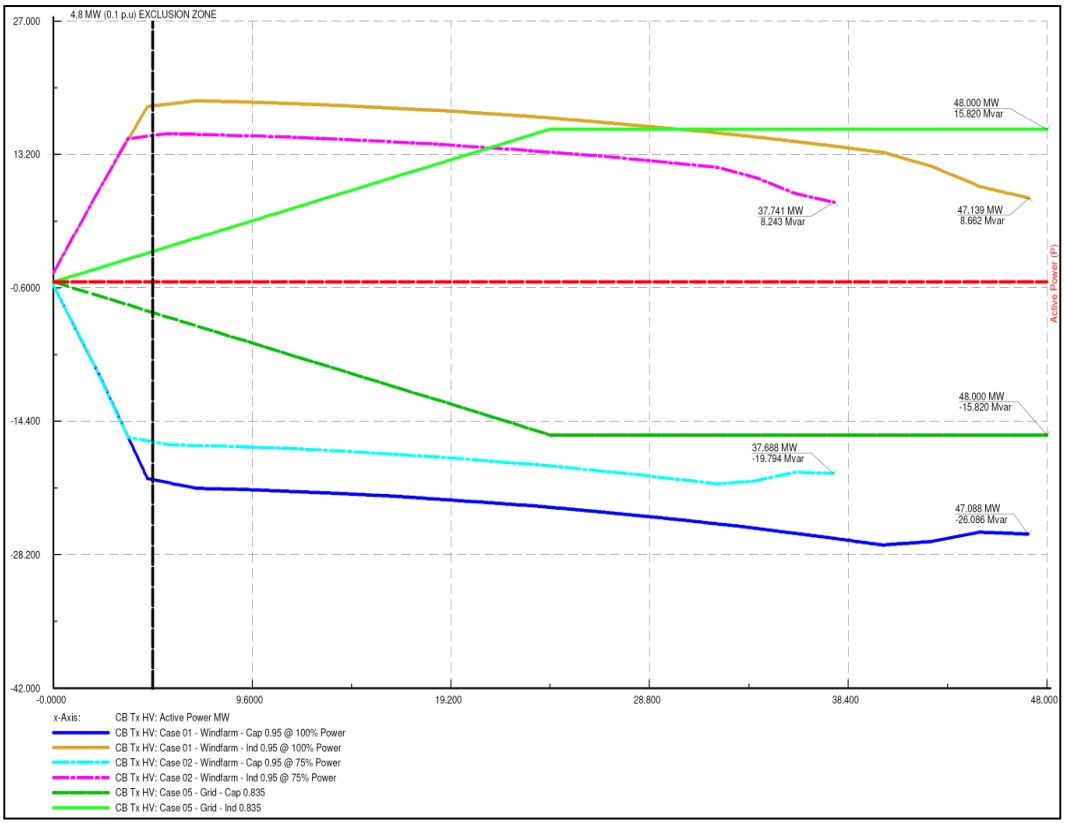
Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, rüzgar santralleri şebeke bağlantı noktasında Şekil 5.11'da verilen eğrideki belirtilen şartları sağlaması gerekmektedir. Bunun anlamı; rüzgar santrali %50 ile %100 kapasite arasında çalışırken kurulu gücünün %33'ü kadar reaktif gücü şebekeden çekebilecek ya da şebekeye verebilecek

yetenekte olması ayrıca %50'den düşük işletme koşullarında ise güç faktörü 0,835 endüktif ve kapasitif pozisyonda çalışabilir olmasıdır. Aktif çıkış gücünün %10'dan düşük olması durumunda herhangi bir reaktif güç desteği talep edilmemektedir.



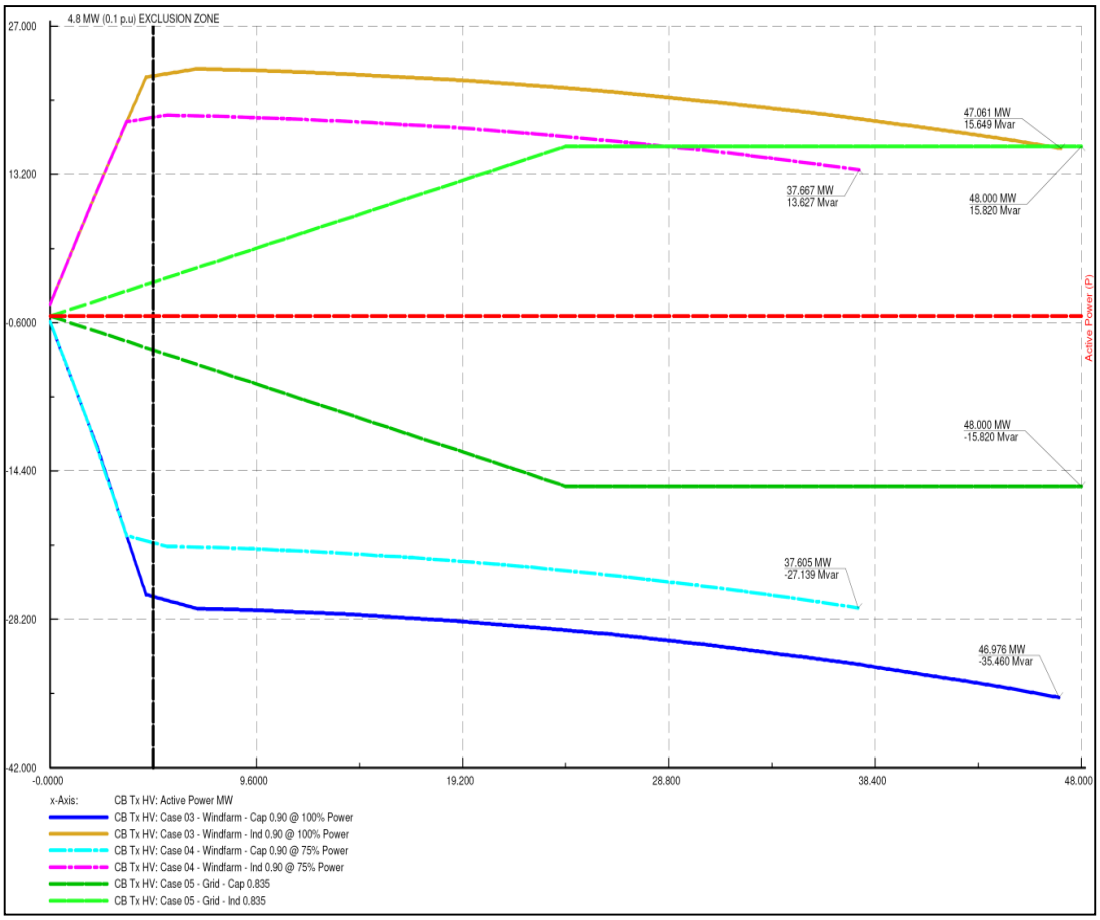
Şekil 6.6 : Güç faktörü 0.90 olan rüzgar türbinin reaktif güç kapasite eğrisi

Şekil 6.7'de güç faktörü 0.95 olan rüzgar türbinleri ile yapılan reaktif güç kapasitesi analizi verilmektedir. Görüldüğü üzere rüzgâr santralinin farklı çıkış güçlerinde, şebeke bağlantı noktasında sağladığı reaktif güç değerleri tespit edilmiştir. Burada; açık ve koyu yeşil renk ile belirtilen eğriler, Türkiye şebeke yönetmeliğine göre bağlantı noktasında (PCC) sağlanması gereken zorunlu reaktif gücü göstermektedir. Aktif güç eksenin yukarısında kalan eğriler ise, türbinlerin tam kapasitif yükte çalışma modunu göstermekte olup, kahverengi ile belirtilmiş olan eğri, tüm türbinlerin devrede olma durumunu, pembe renk ile belirtilen eğri ise, santralin %75'inin yani 15 türbinin çalışır durumda olduğunu ifade etmektedir. Aktif güç eksenin aşağısında kalan eğriler; türbinlerin tam endüktif yükte çalışma modunu göstermekte olup, koyu mavi renk ile belirtilmiş olan eğri, tüm türbinlerin devrede olma durumunu, açık mavi (cyan) renk ile belirtilen eğri ise santralin %75'inin devrede olma durumu ifade etmektedir.



Şekil 6.7 : Örnek rüzgâr santralinin güç faktörü 0.95 türbin seçeneği ile şebeke bağlantı noktasındaki aktif- reaktif güç kapasite eğrisi (P-Q Grafiği).

Şekil 6.7'den görüleceği üzere, türbinlerin endüktif çalışma esnasında (açık mavi ve koyu mavi eğriler) yani şebekeden reaktif çekme durumunda, şebeke bağlantı noktasında talep edilen zorunlu reaktif güç değerlerini sağladığı tespit edilmiştir. Ancak türbinlerin kapasitif çalışarak şebekeye reaktif güç desteği sağlama durumunda (kahverengi ve pembe eğriler), yönetmelikçe talep edilen reaktif güç desteğini belirli bir aktif güçten sonra sağlayamadığı tespit edilmiştir. Kahverengi eğriden görüldüğü üzere, tüm türbinler devrede ve tam kapasitif çalışma modunda iken, santral gücü yaklaşık 29 MW'ı geçtiğinde, şebeke yönetmeliğinde belirtilen eğrinin içerisine girmekte ve tam çıkış gücüne ulaştığında yaklaşık 7.158 MVAr'lık bir kapasitif güç uyumsuzluğu görülmektedir. Pembe eğriden görüleceği üzere; eğer santralde herhangi bir sebepten 5 türbin devre dışı kalmış ve toplam 15 türbin ile tam aktif güçlerinde çalışırlarken bu uyumsuzluk yaklaşık 7.577 MVAr' a ulaşmaktadır.



Şekil 6.8 : Örnek rüzgâr santralinin güç faktörü 0.90 türbin seçeneği ile şebeke bağlantı noktasındaki aktif- reaktif güç kapasite eğrisi (P-Q Grafiği).

Şekil 6.8 'de, türbinlerin geliştilmiş reaktif güç paketi olan güç faktörü 0.9 seçeneği ile yapılan analizin sonuçları yer almaktadır. Güç faktörü 0.95 olan seçeneğe göre türbin bazında yaklaşık 250 kVAr mertebesinde iyileştirme söz konusudur. Tüm türbinler devrede ve kapasitif çalışma modunda iken, şebeke yönetmeliğinde belirtilen eğrinin içerisine, tam güce çok yakın olduğu güçte (~47 MW), 0.171 MVAr ile girmektedir. Eğer santralde toplam 15 türbin devrede ve hepsi tam aktif güçlerinde çalışırlar iken; eksik kapasitif güç nu uyumsuzluk yaklaşık 2.193 MVAr'a ulaşmaktadır. Taslak şebeke yönetmeliğinde, rüzgâr santrallerinin reaktif güç kapasitesinin performans testleri detaylandırılmaktadır. Buna göre; *'Test edilen üretim tesisi, aşırı ve düşük ikazlı zorunlu reaktif güç değerlerinin en az %90'ına ulaşmalıdır.'*ifadesine istinaden 0.171 MVAr bu limitlerin dahilinde kaldığından şebekeye uyumlu olduğu kabul edilmektedir.

Şekil 6.7 ve Şekil 6.8'de görüldüğü üzere, rüzgâr santralinde türbinlerin bir kısmının devrede olmadığı durumdaki reaktif güç kapasiteleri de analiz edilmiştir. Güncel

şebeke yönetmeliğinde [12], şebeke bağlantı noktasındaki toplam aktif güce göre, ulaşılması talep edilen reaktif güç değeri belirlenmektedir. Santral içerisinde devre olan rüzgar türbin sayılarına dikat edilmemektedir. Analize konu olan rüzgar santralinin %50'i gücü geçtikten sonra (bu çalışma için 24 MW), şebeke bağlantı noktası için beklenen reaktif güç değeri sabit olarak 15.82 MVAr olmaktadır. Ancak rüzgâr santrallerinde toplam aktif gücün nasıl oluştuğu, sağlanabilir reaktif güç kapasitesi için oldukça önemlidir. Şöyle ki; toplam 30 MW aktif gücün; 20 türbin ile türbin başına 1.5 MW ile oluşması ile 15 türbin ve türbin başına 2 MW üretim ile oluşması, reaktif güç kapasitesi açısından farklılık göstermektedir. Bunun nedeni ise rüzgâr santrallerinde reaktif güç kaynaklarının generatör ve frekans konvertörü olmasıdır. Dolayısıyla türbinlerin 5 tanesinin devrede olmaması toplam 20 türbin olan bir santral için, reaktif güç kapasitesinin %25'inin düşmesi anlamına gelmektedir. Bir çok şebeke yönetmeliğinde, bu husus ile ilgili düzenlemeler yapılmakta olup, şebeke bağlantı noktasında talep edilen reaktif güç değerleri devrede olan türbin sayısı ile ilişkiledirilmektedir. Dolayısıyla bu konunun Türkiye şebeke yönetmeliğine de entegrasyonu, önümüzdeki yıllarda başlanacak olan rüzgar santrallerinin reaktif güç kapasitesi doğrulama sürecinde gerek yatırımcılar gerekse de işletme operatörleri için fayda sağlayacağı düşünülmektedir.

Bir önceki bölümde söz edildiği ve Şekil 5.11'de yer aldığı üzere, şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santralinin şebekeye vereceği ya da şebekeden çekeceği zorunlu reaktif güç değeri, rüzgâr santrali bağlantı noktasındaki gerilim ile değişmektedir. Yapılan analiz çalışması sonucunda bulunan sonuçlar Çizelge 6.3'de yer almaktadır. Görüldüğü üzere gerçekleşen reaktif güç değerleri limitlerin üzerinde olmaktadır. Bağlantı noktasındaki gerilim 0.95 p.u olması durumunda 0.166 kVAr'lık bir açık olsa da taslak yönetmelik gereği ihmal edilebilmektedir.

Çizelge 6.2 : Şebeke bağlantı noktasındaki gerilim değişimine göre sağlanması gereken reaktif güç değerleri.

	Kapasitif		Endüktif	
Gerilim	0.9 p.u	0.95 p.u	1.05 p.u	1.1 p.u
Limitler (MVAr)	12.656	15.82	15.82	12.656
Gerçekleşen	15.62	15.66	35.46	35.42

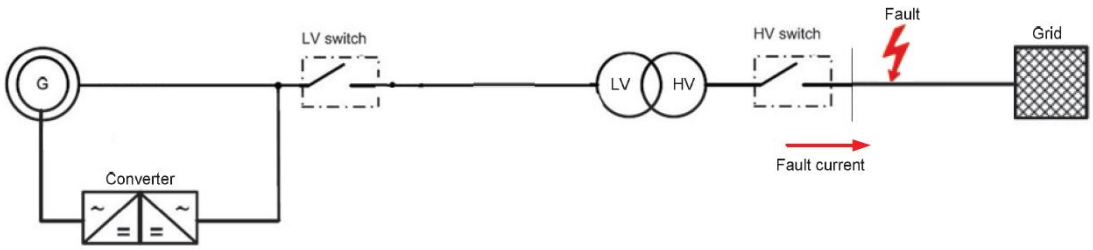
Bu çalışma kapsamında dikkat edilmesi gereken diğer bir husus ise, farklı çalışma koşullar için reaktif güç desteği sağlanır iken, rüzgâr türbinlerin uç gerilimlerinin çalışma aralığı içinde kalıp kalmadığına tespitinin yapılmasıdır. Genellikle rüzgâr türbinleri anma gerilimlerinin %90-%110 aralığında çalışabilmektedir.

6.3 Kısa Devre Analizleri

Kısa devre analizleri, elektrik ekipmanlarının boyutlandırılması, güç sistemlerinin tasarımı, işletilmesi ve uygun koruma koordinasyon yapılarınınn geliştirilmesi için çok önemlidir. Kısa devre analizinin amacı, sistemde oluşabilecek dengeli ve dengeli olmayan arızalara ait oluşabilecek akım değerlerinin hesaplanmasıdır. Kısa devreler minimum ve maksimum olmak üzere iki farklı koşul için IEC 60909'a göre incelenmektedir. Elektrik ekipmanlarının boyutlandarılması ve seçiminde maksimum kısa devre koşulları önemli olmaktadır. Uygun koruma ve koordinasyon yapılarının belirlenmesinde, röle ayarlarının hesaplanmasında ise asgari kısa devre koşulları kullanılmalıdır.

Rüzgâr türbinleri dönüştürücü sistemleri ile şebekeye bağlandıklarından, şebekeye olan kısadevre katkıları, klasik senkron generatörlere göre daha azdır. Tip 3 (ÇBAG tipi) rüzgâr türbinlerinde orta gerilim barasına gerçekleştirilen kısa devre katkısı anma akımın 5 katını bulabilirken, Tip 4 (SMSG tipi) rüzgâr türbinlerinde, tam ölçekte dönüştürücü yapısı olduğundan kısa devre akımları anma akımın 1.1 katına sınırlanabilmektedir.

Bu çalışmada, kısa devre seviyeleri için en kötü senaryoyu oluşturmak adına, 154 kV TEİAŞ TM seviyesindeki kısa devre akımı dizayn değeri olan 31,5 kA değeri 154 kV RES TM barasına uygulanıp incelenmiştir. Şekil 6.9'da görüldüğü üzere, analizde kullanılan ÇBAG tipi rüzgâr türbinleri ile ilgili kısa devre katkısı, türbin transformatörlerinin primer tarafında (33 kV), türbin üreticisi tarafından 245,46 A olarak bildirilmiştir. 34.5 kV ana baranın, 1 saniye süre ile dayanabileceği maksimum kısa devre akım değeri 25 kA olarak dikkate alınmaktadır. Hem belirtilen dayanım seviyesinin aşılıp aşılmayacağının kontrolü hem de açma-kapama cihazlarının boyutlandırılması, sistemin üç faz maksimum kısa devre analizi sonuçlarına göre incelenmiştir.



Şekil 6.9 : Analize konu olan rüzgar türbinin kısa devre katkısı

154 kV için IEC 60909'a göre gerçekleştirilen 3 faz maksimum kısa devre analizi sonuçları Çizelge 6.3'de verilmektedir.

Çizelge 6.3 : Analize konu olan rüzgar santralinin orta gerilim sisteminde üç faz simetrik kısa devre sonuçları

Bara Adı	**Kısa Devre Akımı (kA)**
TM 154 kV Ana Bara	31,5
TM Ana 33 kV Bara	13,1
T1 - O.G Bara	9,6
T2 - O.G Bara	10,0
T3 - O.G Bara	10,3
T4 - O.G Bara	10,1
T5 - O.G Bara	9,5
T6 - O.G Bara	9,3
T7 - O.G Bara	9,9
T8 - O.G Bara	10,2
T9 - O.G Bara	10,6
T10 - O.G Bara	11,0
T11 - O.G Bara	10,7
T12 - O.G Bara	11,1
T13 - O.G Bara	11,6
T14 - O.G Bara	12,0
T15 - O.G Bara	12,4
T16 - O.G Bara	12,6
T17 - O.G Bara	12,4
T18 - O.G Bara	12,0
T19 - O.G Bara	11,5
T20 - O.G Bara	11,0

Çizelge 6.3'den görüleceği üzere kısa devre akımları baralar için 16 kA'in altında kalmaktadır. Dolayısıyla türbin tarafındaki orta gerilim baralarının boyutlandırılmasında 16 kA yeterli olacaktır. Analize ait giriş verileri değiştiğinde sonuçlar da değişecektir. Özellikle ana transformatörlerin güçleri ve u_k% değeri 33 kV ana barada oluşan kısa devre seviyesini belirlemektedir.

Kısa devre analizleri rüzgar santrallerinin şebeke uyumluluk şartlarından biri olarak ifade edilmese de gerek orta gerilim kablolarının gerekse de baraların boyutlandırılmasında önem arz etmekte ve uyumluluk çalışmalarının girdilerini oluşturmaktadır.

6.4 Geçici Hal Analizleri (Dinamik Analizler)

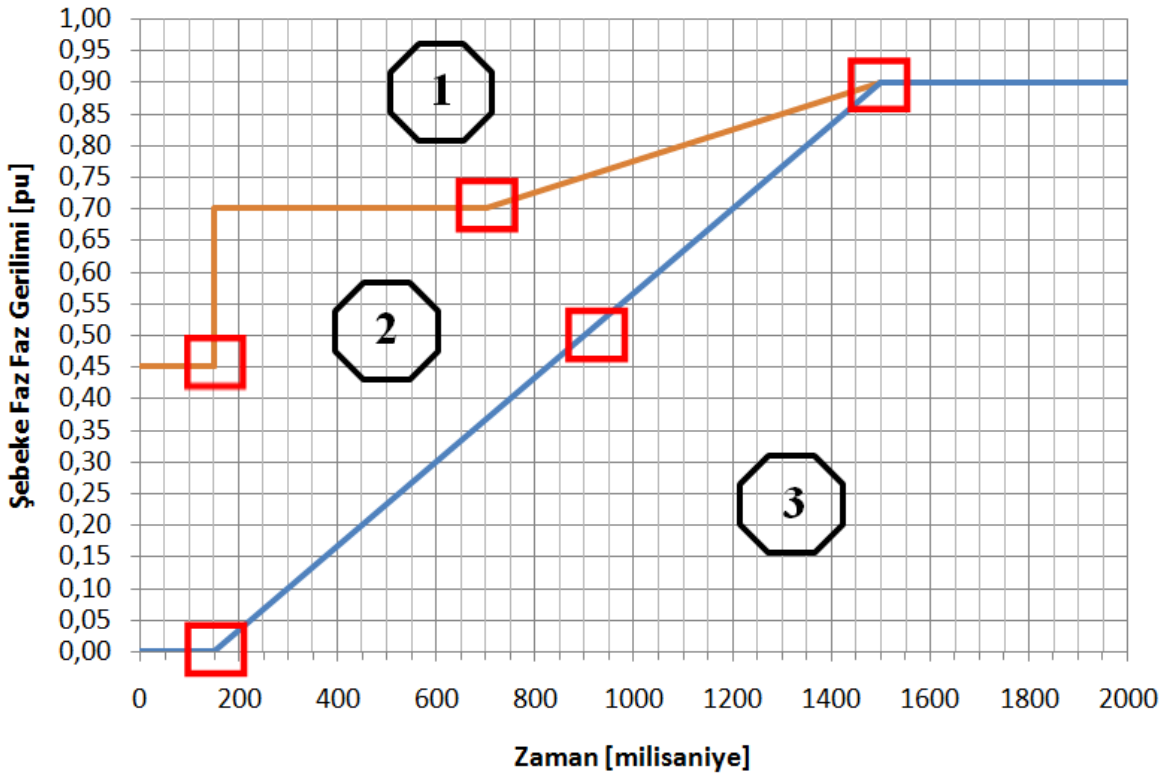
Bir önceki bölümde detaylı olarak tanımlandığı üzere, şebeke operatörleri rüzgâr santrallerinden, tıpkı konvansiyonel santrallerin gösterdiği tepkilere benzer olarak, arıza esnasında şebekeye bağlı kalıp arızanın temizlenmesine yardımcı olmak, ayrıca gerilim ve frekansa dinamik olarak katkıda bulunması beklemektedir. Proje geliştirme sürecinde muhakkak dinamik analizlerin yapılarak ilgili rüzgâr santralinin şebekeye uygunluğunun tespitinin yapılması gerekmektedir. Dinamik analizler kapsamında yapılan çalışmalar aşağıda belirtilmektedir.

6.4.1 Arıza esnasında devam edebilme yeteneği (LVRT-FRT)

Bu bölümde, rüzgâr türbinlerinin arıza esnasında, şebeke yönetmeliğinde tanımlanan zaman limitleri dahilinde şebekeye bağlı kalıp kalmadıkları incelenmiş, arıza anında yönetmelikçe talep edilen türbinleri reaktif güç katkısı kontrol edilmiş olup, türbinlerin arıza sonrası aktif güç restorasyonunda talep edilen zamanda, arıza öncesi güçlerine dönüşleri incelenmiştir.

Şekil 6.10'da görüleceği üzere, şebeke bağlantı noktasında meydana gelen gerilim düşümlerinde, rüzgâr santrali 1 ve 2 numaralı bölgelerde kaldığı süre boyunca şebekeye bağlı kalmak zorundadır. 3 numaralı bölgede ise sistemden ayrılmasına izin verilmektedir. Eğer arıza 1 numaralı bölgede yaşanmış ise arıza sonrasında rüzgâr santralinden anma gücünü %20 arttırıp 5 saniyede ulaşabilir tam güce ulaşması beklenmektedir. Eğer arıza 2 numaralı bölgede yaşanmış ise arıza sonrasında rüzgâr santralinden anma gücünü %5 arttırıp 20 saniyede ulaşabilir tam güce ulaşması

beklenmektedir. Analiz çalışmasında, şekilde kırmızı kutular ile gösterilen noktalar için inceleme yapılmıştır.



Şekil 6.10 : Şebeke yönetmeliğinde belirtilen devam edebilme yeteneği ve analiz noktaları

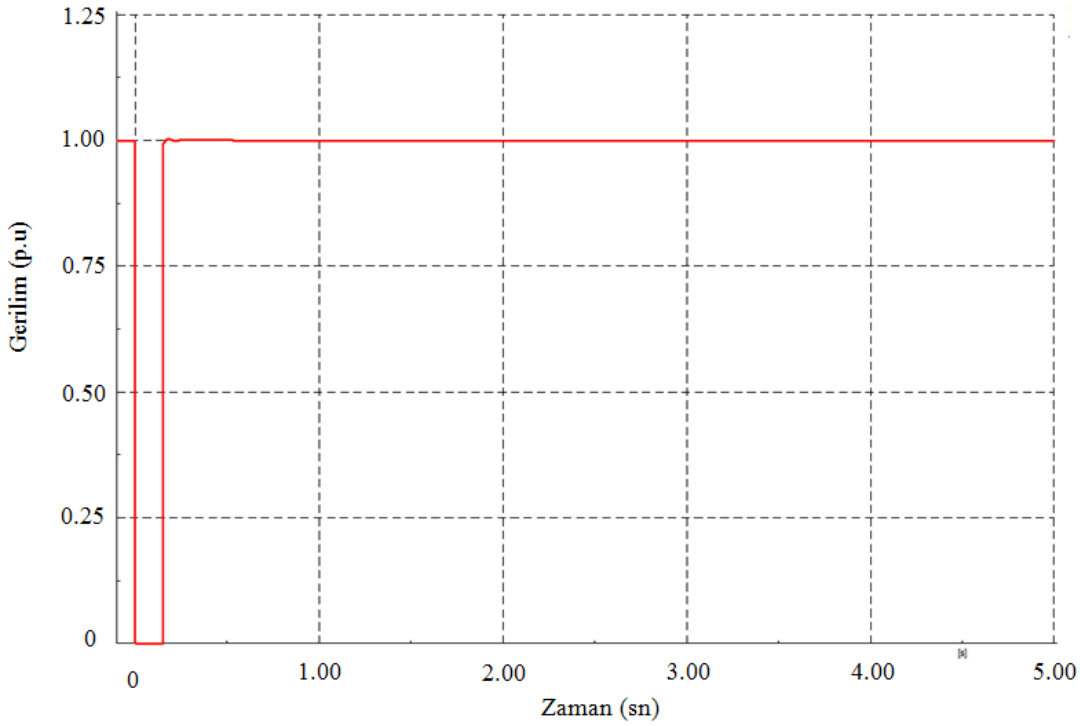
Çizelge 6.4'de arıza esnasında devam edebilme yeteneğinin incelenmesi için şebeke bağlantı noktasına uygulanan arıza gerilimleri ve süreleri yer almaktadır.

Çizelge 6.4 : LVRT çalışmasında kullanılan şebeke bağlantı noktasındaki arıza gerilimleri ve süreleri

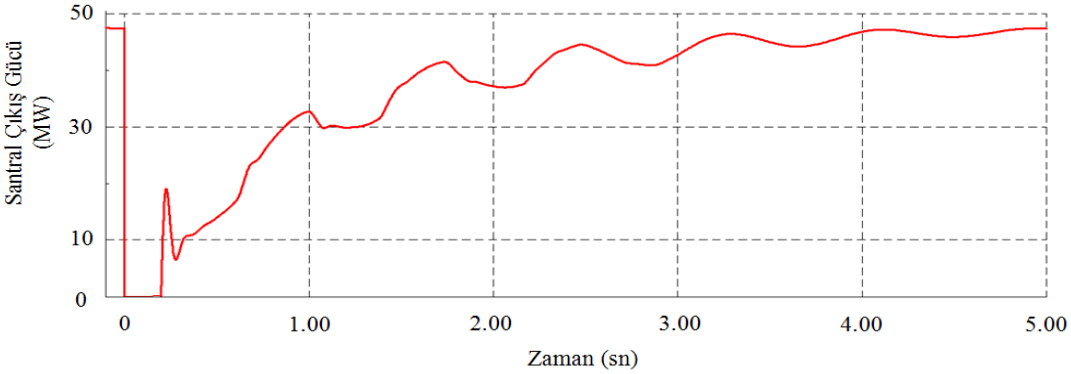
Analiz	Bölge	Şebeke Gerilimi (p.u.)	Arıza Süresi (ms)	Talep Edilen Aktif Güç restorasyonu (% güç/s)
1	2	0	150	5
2	1	0.45	150	20
3	2	0.5	900	5
4	1	0.70	700	20
5	1	0.90	1500	20

Şekil 6.11 - 6.20 arasında analize konu olan rüzgâr santralinin şebeke bağlantı noktasında, arızası sonucunda gerilim düşümüne gösterdiği tepkiler gösterilmiştir. Görüleceği üzere arıza nedeni ile düşen şebeke bağlantı noktası gerilimi, santralin aktif gücünü de düşürmektedir. Gerek rüzgâr santralinin arıza sonrası aktif güç

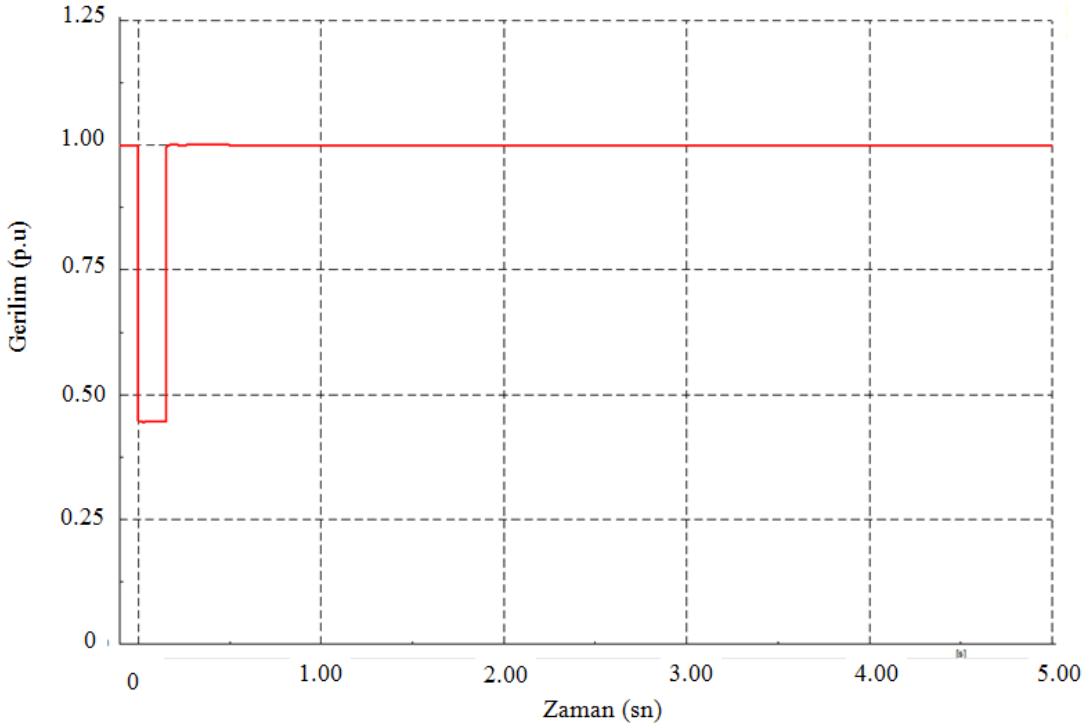
tepkisinden gerekse de arıza esnasında düşen gerilim ile aktif gücün oranından, rüzgâr türbinlerinin arıza durumunda şebekeye bağlı kaldığı görülmektedir. Eğer arıza süresince herhangi bir türbin devre dışı kalmış olsa idi, arıza sonrasındaki aktif gücün, arıza öncesi değerine 5 saniye içinde dönmesi beklenmezdi. Arızanın sonlanmasıyla birlikte, şebeke yönetmeliğinde 1 numaralı bölgedeki arızalar için talep edilen, aktif güç restorasyonun 5 saniye içinde gerçekleşmesi durumu tüm analizlerde sağlandığı görülmektedir. Böylece 2 numaralı bölgedeki kalan arızalar, talep edilen minimum 20 saniyeden daha hızlı geri dönüş sağlamaktadırlar.



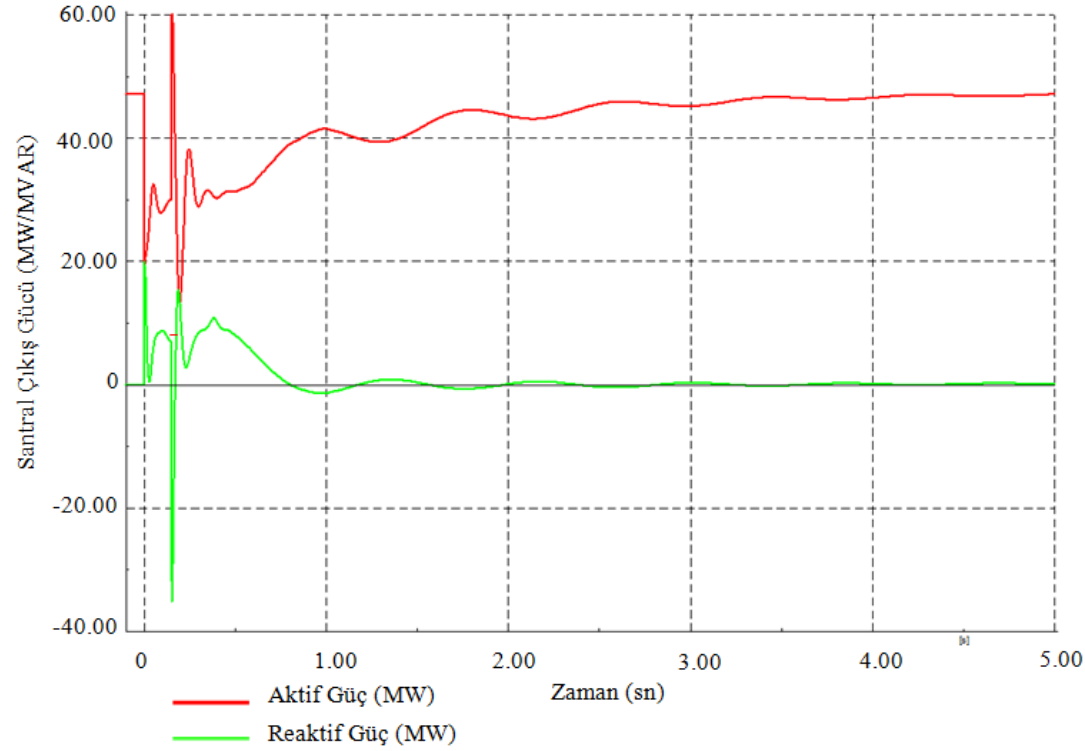
Şekil 6.11 : 1 numaralı analize göre (%0 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim.



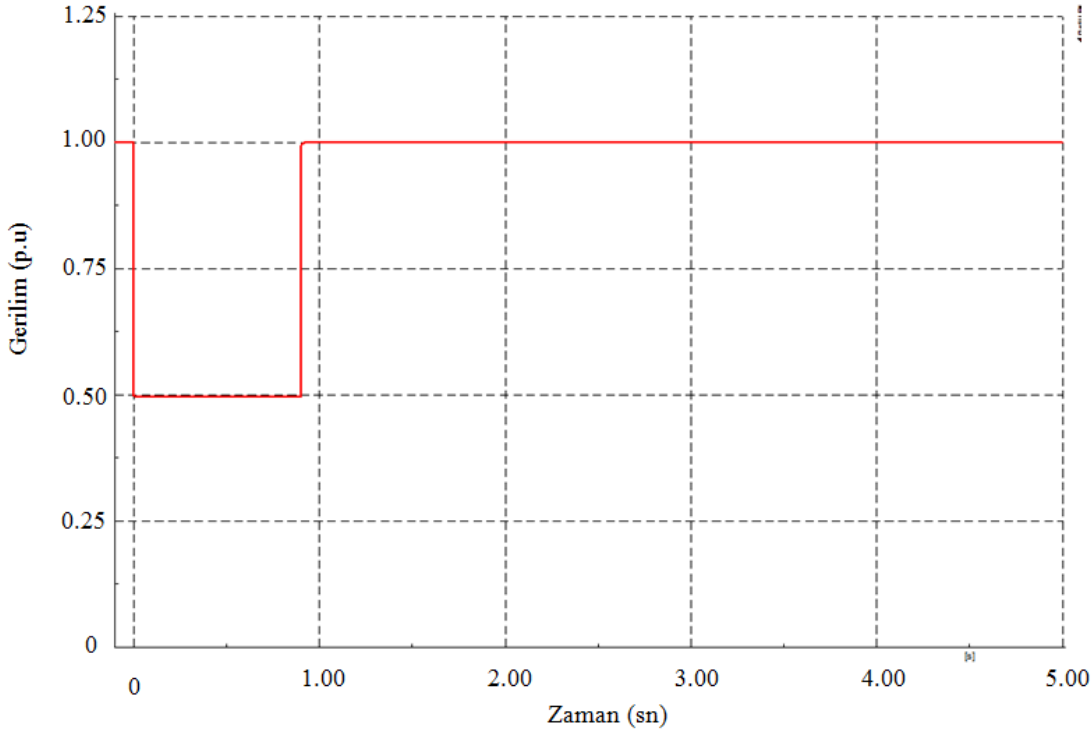
Şekil 6.12 : 1 numaralı analize göre (%0 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif güç



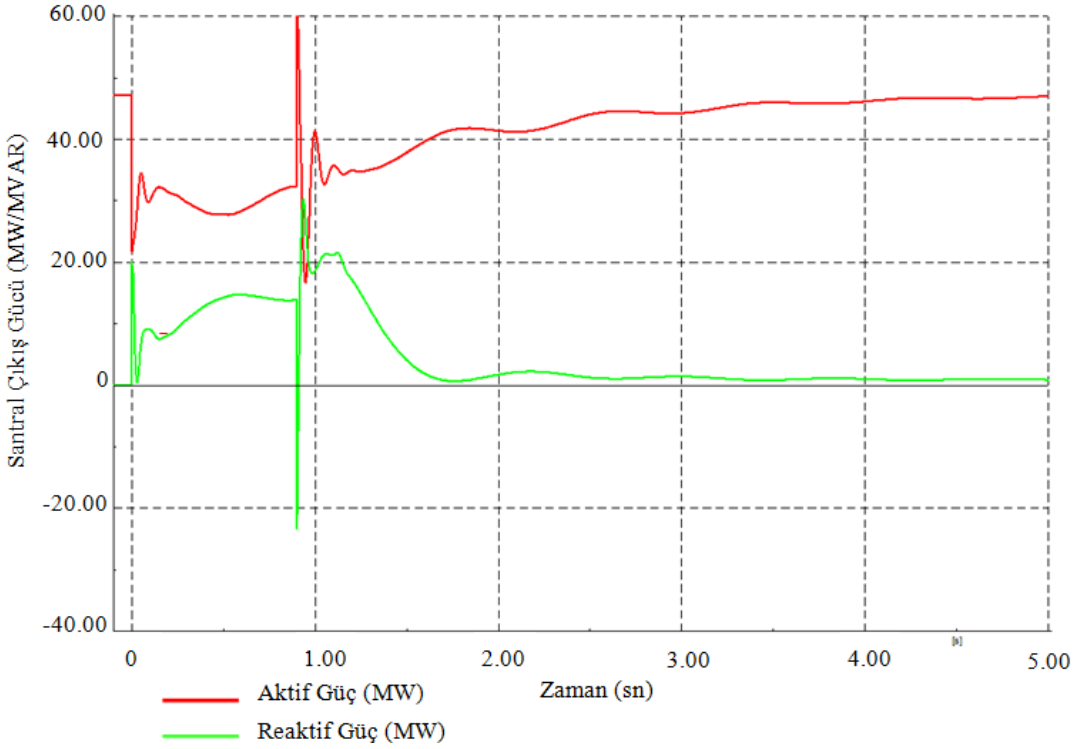
Şekil 6.13 : 2 numaralı analize göre (%45 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim.



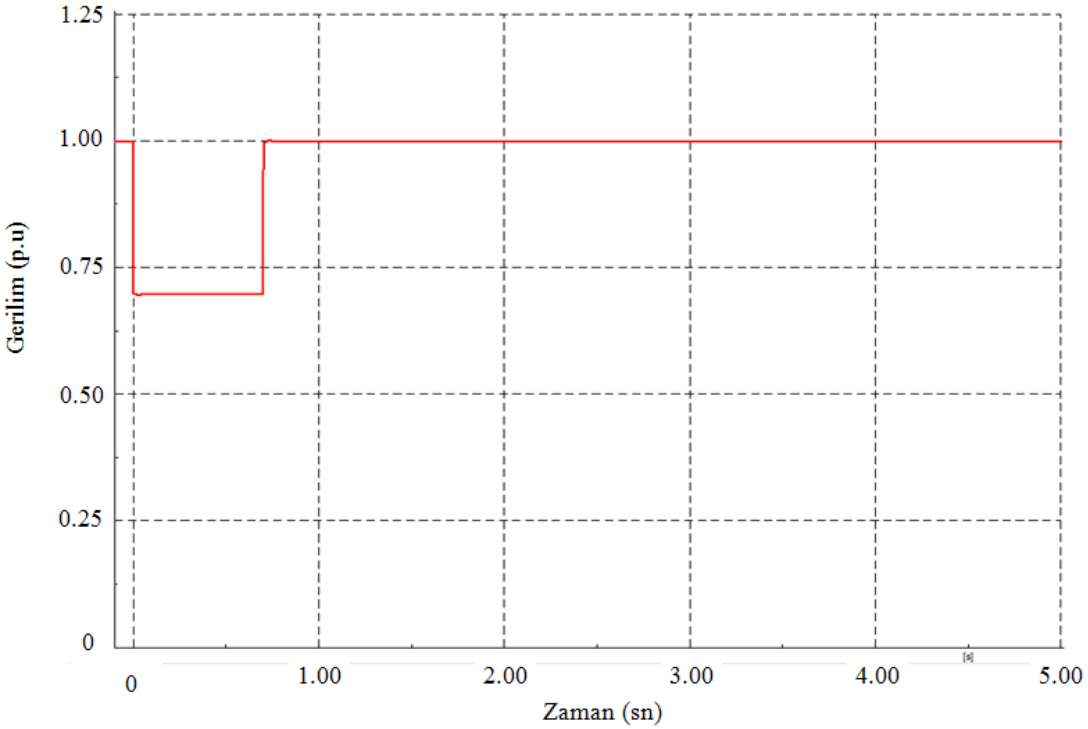
Şekil 6.14 : 2 numaralı analize göre (%45 gerilim, 150 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.



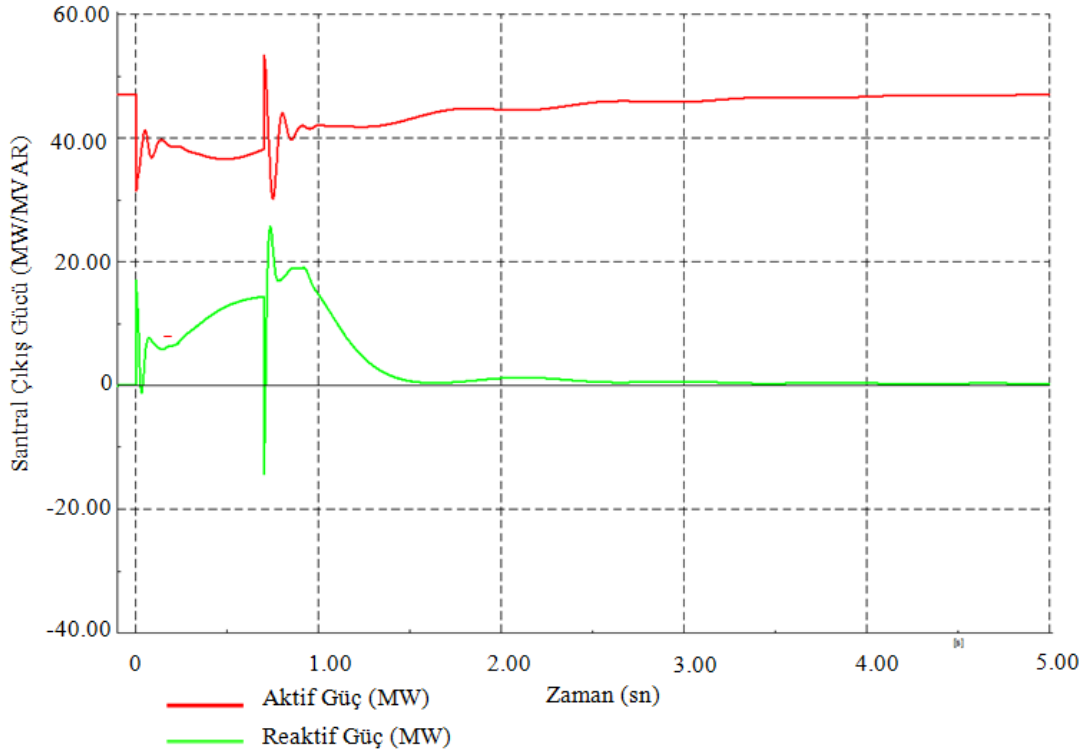
Şekil 6.15 : 3 numaralı analize göre (%50 gerilim, 900 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim.



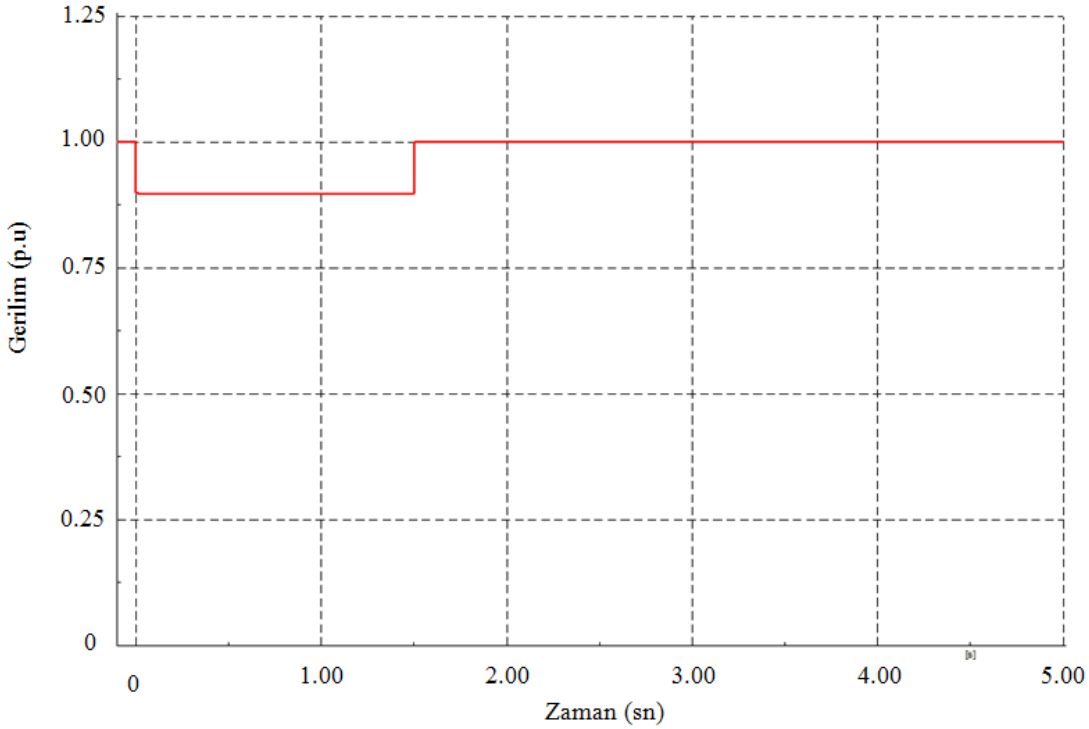
Şekil 6.16 : 3 numaralı analize göre (%50 gerilim, 900 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.



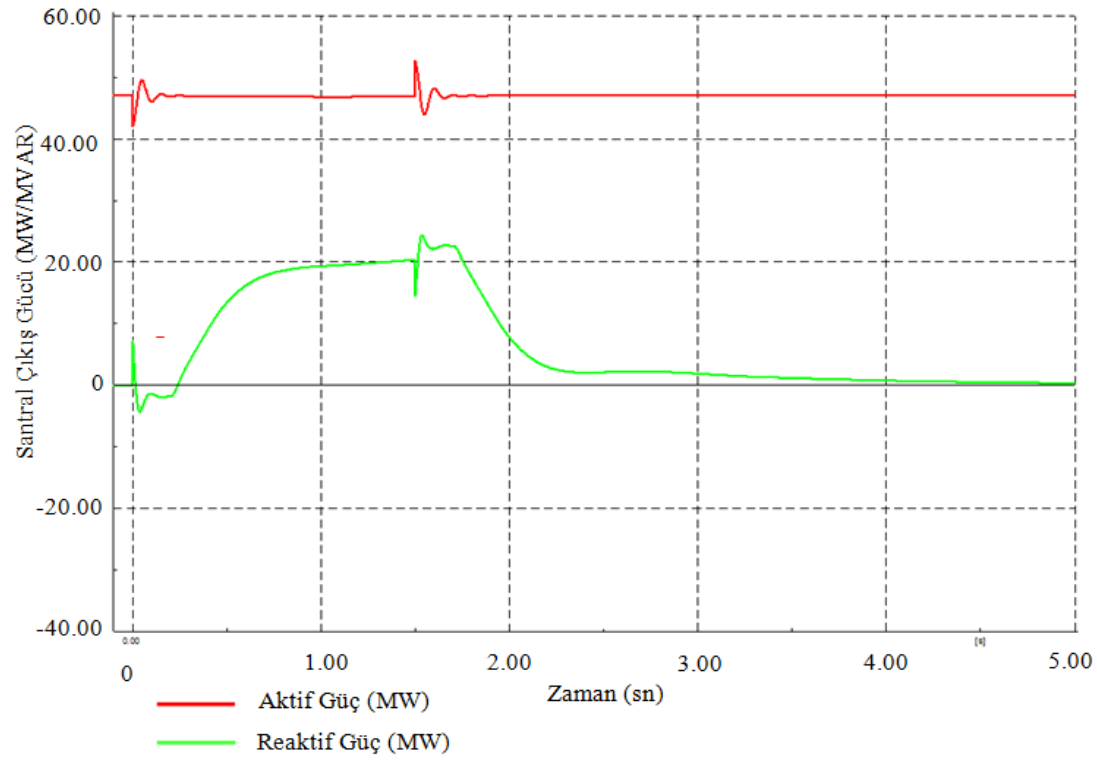
Şekil 6.17 : 4 numaralı analize göre (%70 gerilim, 700 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim.



Şekil 6.18 : 4 numaralı analize göre (%70 gerilim, 700 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.



Şekil 6.19 : 5 numaralı analize göre (%90 gerilim, 1500 ms) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim.



Şekil 6.20 : 5 numaralı analize göre (%90 gerilim, 1500 ms) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.

Şekil 6.11 - 6.20 arasındaki grafiklerde görüleceği üzere; şebekede arıza meydana gelişi ile gerilim düşmekte dolayısıyla türbin baralarındaki gerilim ve aktif güç üretimi fonksiyonel olarak düşüş göstermektedir. Arızanın başlamasıyla birlikte, rüzgâr türbini öncül olarak yüksek derecede kısa devre akım katkısında bulunmaktadır. Bu geçici durum dönüştürücünün devreye girmesi ile azalarak limitlenmektedir.

Şebekede arızanın başlamasıyla birlikte, türbinler arızanın temizlenmesine katkıda bulunmak amacıyla, şebekeye reaktif güç desteğinde bulunurlar. Böylece düşen gerilimi, arıza öncesi durumuna getirmek amacıyla, rüzgâr santrali şebekeye reaktif güç sağlamaktadır. Bu durum grafiklerinde yeşil eğri ile ifade edilmiştir. Arızanın temizlenmesi ile birlikte, reaktif güç değeri arıza öncesi durumuna dönmektedir. Şebekede oluşan ciddi arızalar sonucunda, rüzgâr santrali bağlantı noktası geriliminin 0'a düşmesi durumunda, rüzgâr santralinin şebekeye reaktif güç vermesi söz konusu olamadığından, bu durum grafiklerde gösterilmemiştir.

Bir önceki bölümde söz edildiği üzere; ülkemizdeki şebeke yönetmeliğine göre, arıza esnasında sağlanması gereken maksimum reaktif güç desteği değerine, %10 hata payı ile 60 ms içerisinde ulaşılması ve 1,5 saniye boyunca sürdürülebilmesi talep edilmektedir. Rüzgâr türbinleri arıza esnasında aktif güçlerini limitleyerek, anma dönüştürücü akımın %100' üne ulaşacak mertebede reaktif güç desteği verebileceği gözlenmiştir. Ancak şebeke bağlantı noktasında, 60 ms içerisinde %10 hata payı ile anma reaktif güce ulaşılması durumun pratikte uygulanabilir olmadığı görülmektedir. Sebebinin ise aşağıda belirtilen iş dizilerinin 60 ms içerisinde tamamlanmasının oldukça zor oluşudur.

- Şebeke bağlantı noktasında gerilim trafoları ile gerilimin ölçülmesi,
- Ölçülen gerilime göre oluşturulan set değerlerinin her bir rüzgâr türbinini iletilmesi,
- Rüzgâr türbinlerinin reaktif akım üretmesi,
- Şebeke bağlantı noktasından alınan geri besleme sinyalleri ile %10 hata payı ile 60 ms içerisinde ulaşmasının tespiti,

Yukarıda söz edildiği üzere, şebeke yönetmeliğinde yer alan, arıza süresince sağlanması gereken reaktif güç desteği ile ilgili şartın tekrar gözden geçirilmesi ve

türbin üreticilerinden bu hususun uygulanabilirliği ile ilgili görüşlerin alınması önerilmektedir.

Şekil 6.11 - 6.20 arasındaki grafiklerde, arızanın başlaması ve temizlenmesi ile birlikte aktif ve reaktif güçte oluşan yüksek genliğe sahip salınımların varlığı tespit edilmektedir. Bu salınımların analiz çalışmasında kullanılan rüzgâr türbini modeli ile ilgili olduğu saptanmıştır. Rüzgâr türbinlerinin gerçek işletmesinde bu genlikteki pik değişimlerin yaşanması beklenmemektedir.

6.4.2 Gerilim kontrolü tepkisi (Reaktif güç desteği sağlanması)

Şebeke bağlantı noktasında normal işletme koşullarında oluşan gerilim değişimlerinde, rüzgâr santrallerinden reaktif güç tepkisi vermeleri beklenmektedir. Bu husus şebeke yönetmeliğinde 'Reaktif Güç Desteği Sağlanması' başlıklı maddede ifade edilmiştir. Şebeke yönetmeliğine göre, rüzgâr santralleri şebeke bağlantı noktasında (PCC) oluşacak 0.9 p.u. ile 1.1 p.u. arasındaki gerilim değişimlerine Şekil 5.13'de yer alan eğriye göre tepki vermesi talep edilmektedir. Bağlanılacak baranın gerilim set değeri ve droop değeri TEİAŞ tarafından verilmektedir.

Droop değeri %2 ile %7 arasında bir değer olmakla birlikte, üretim tesisinin reaktif çıkış gücünü 0'dan aşırı ikazlı maksimum reaktif güç değerine veya 0'dan düşük ikazlı maksimum reaktif çıkış güç değerine çıkması için şebeke geriliminde verilen gerilim set değerine göre oluşacak % gerilim değişimidir. Yani rüzgar santralinin şebeke bağlantı noktasında oluşan gerilim değişimlerinde, rüzgar santralinin hangi oranda tepki vereceğini belirtmektedir. Örnek olarak, droop değeri %4 olarak belirlenen bir santralin, bağlantı noktasında oluşacak % 4 ve üzerindeki gerilim değişimlerine tam kapasitif ya da endüktif olarak tepki vermesi gerekmektedir.

Bu çalışma kapsamında, analize konu olan rüzgar santralinin droop değeri henüz belirlenmediği için Çizelge 6.5'de yer alan çeşitli droop değerlerine göre analizler gerçekleştirilmiştir. Analiz, güç faktörü 0.9 olan türbinler ile yapılmıştır.

Şekil 6.21 - 6.26 arasındaki grafiklerde ilgili santralin bağlantı noktasındaki gerilim, aktif ve reaktif güç tepkileri yer almaktadır. Dikkate alınan senaryolarda santralin tam reaktif güç tepkisini görebilmek için droop değerleri ile gerilim değişikliği değerleri aynı alınmıştır. Analiz sonucunda, analize konu olan santral için şebeke bağlantı noktasında beklenen 15.75 MVAr'lık reaktif güce endüktif ve kapasitif

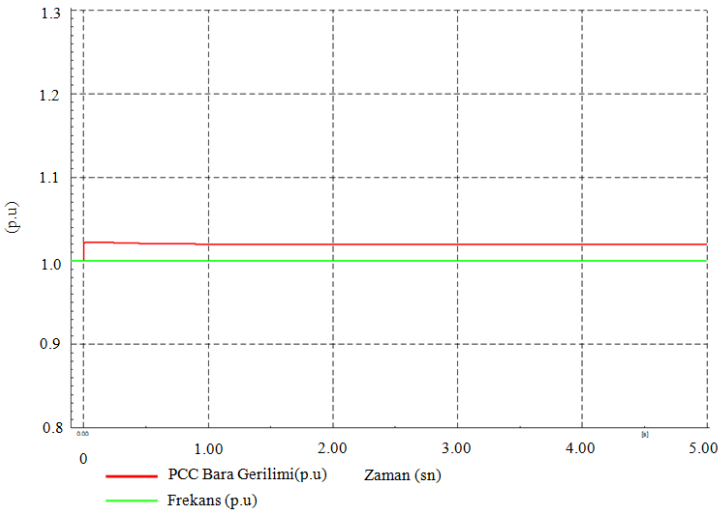
yönde ulaştığı görülmüştür. Droop değerinin altında olan gerilim değişimlerinde ise kısmi reaktif güç tepkileri kontrol edilmiş, uygunluğu saptanmıştır.

Çizelge 6.5 : Gerilim kontrol çalışmasında kullanılan senaryolar.

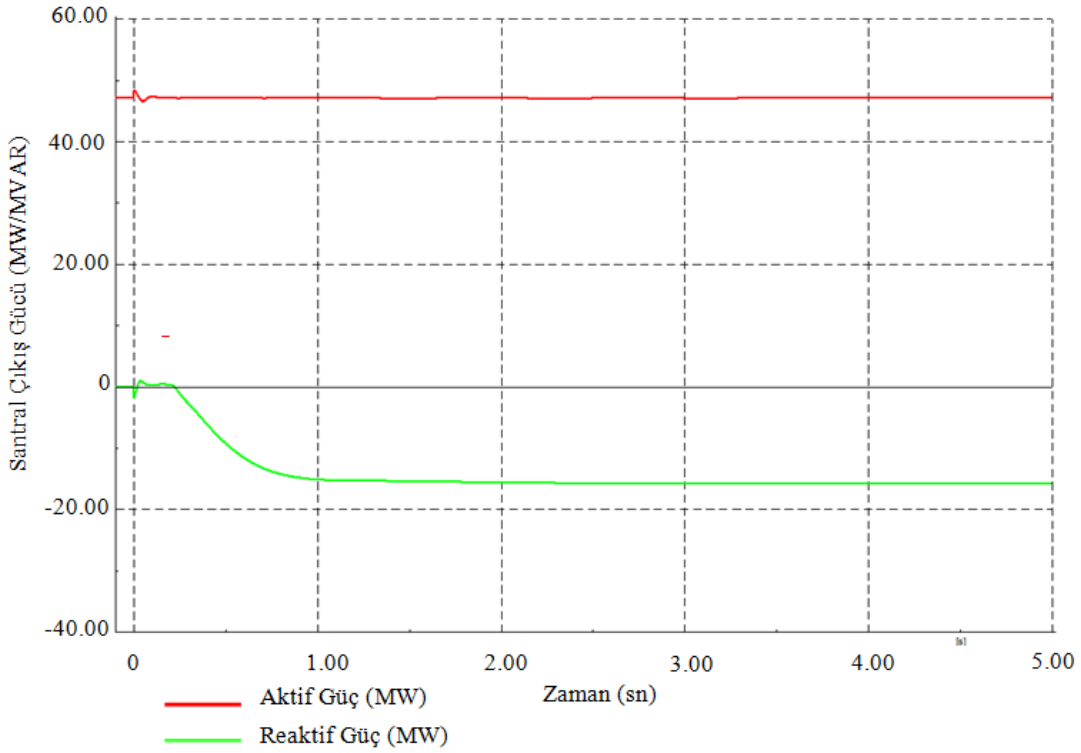
Analiz	Gerilim Set Değeri (p.u.)	Droop Değeri (%)	Gerilim İlk Değeri (p.u.)	Gerilim Değişikliği (% p.u)	Talep Edilen Reaktif Güç Miktarı
6	1	2	1	+2	-Qmax
7	1	5	1	-5	+Qmax
8	1	7	1	+7	-Qmax

Şekil 6.21 - 6.26 arasındaki grafiklerde görüldüğü üzere; şebeke bağlantı noktasındaki gerilimin artmasıyla birlikte, rüzgâr türbinleri endüktif çalışma moduna geçip şebekeden reaktif çekmeye başlamaktadırlar. Aynı şekilde gerilim düşmesiyle birlikte, rüzgâr türbinleri kapasitif çalışma moduna geçip, şebekeye reaktif güç vermeye başlamaktadırlar. Bu çalışmada yapılan analizlerde, gerilim düşümlerinde rüzgâr santralinin tam endüktif ya da kapasitif güce ulaştığı görülmektedir.

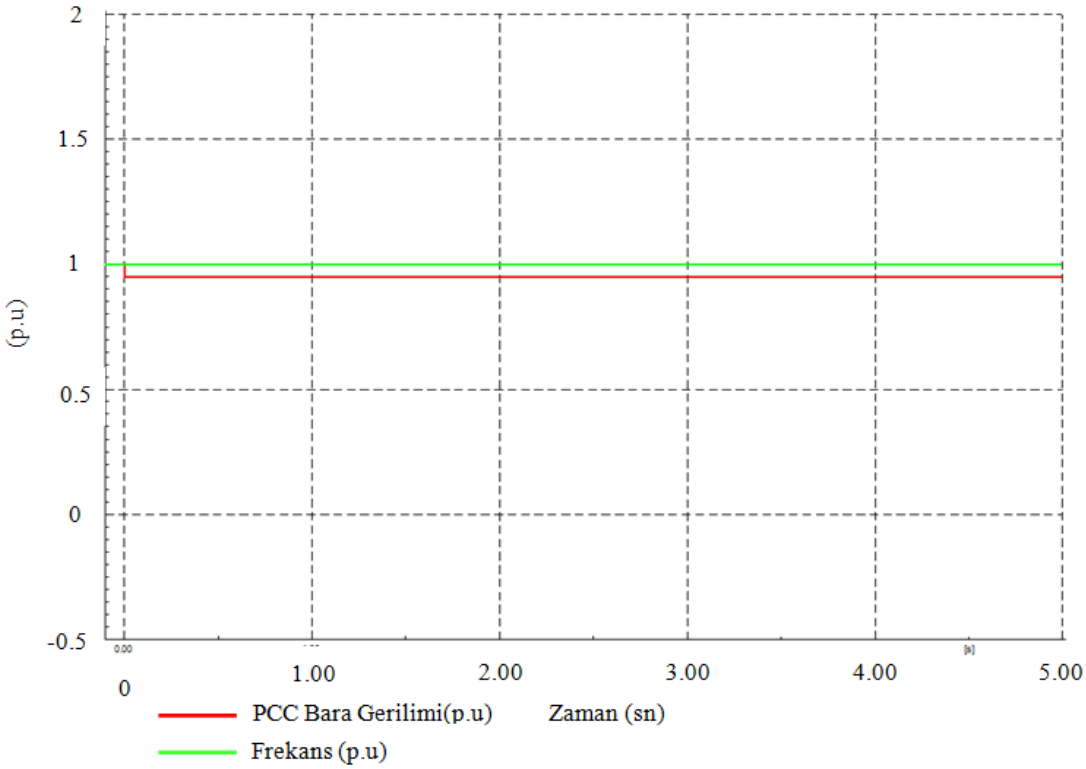
Türkiye şebeke yönetmeliğine göre, 'ilgili üretim tesisi, normal işletme koşulları arasında oluşacak gerilim değişimlerine en geç 200 ms'de cevap vermeye başlaması reaktif çıkış gücü olması gereken denge değerinin %90'ına en geç 1 saniye içerisinde ulaşması ve en geç 2 saniye içerisinde dengeye oturması beklenmektedir. Analizi yapılan santralin yönetmelikte belirtilen zaman limitleri sağladığı tespit edilmiştir. Şekil 6.21 - 6.26 arasındaki grafiklerde bu durum genel olarak gösterilmektedir.



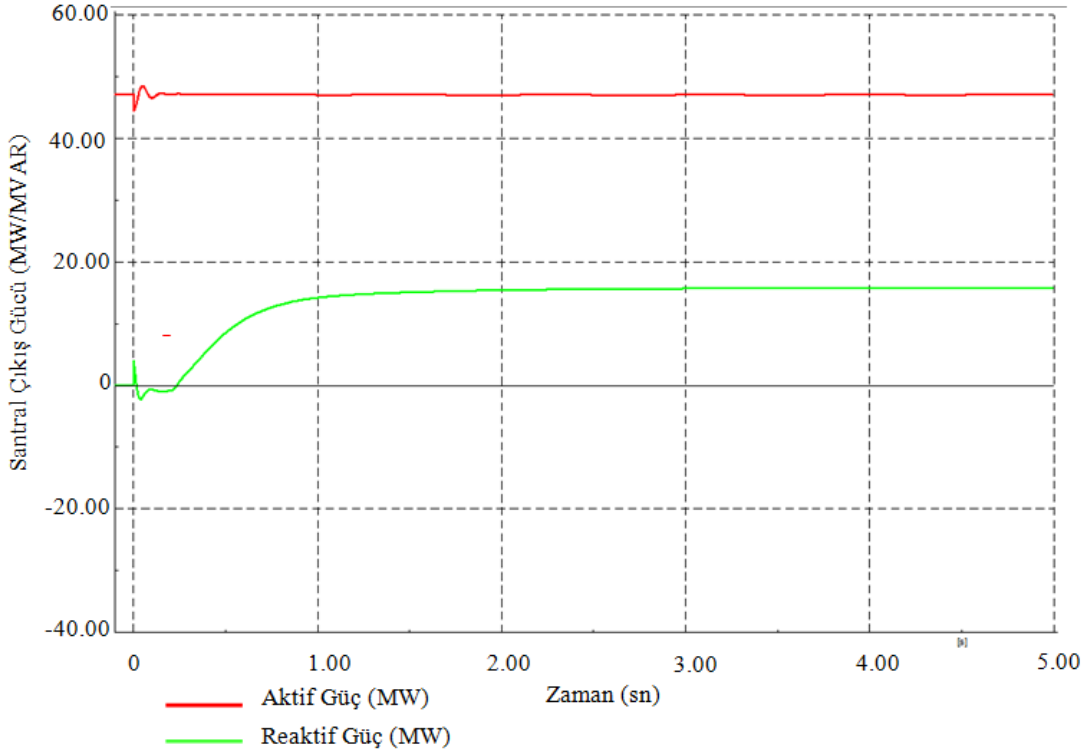
Şekil 6.21 : 6 numaralı analize göre (%2 droop, % 2 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans.



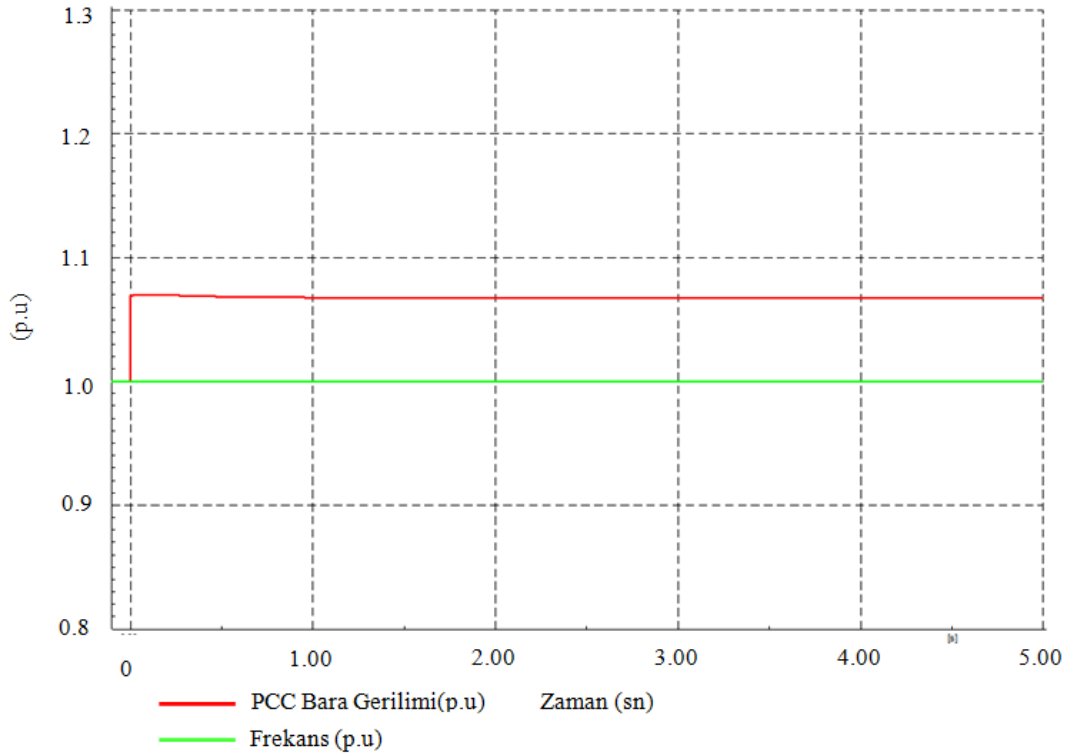
Şekil 6.22 : 6 numaralı analize göre (%2 droop, % 2 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.



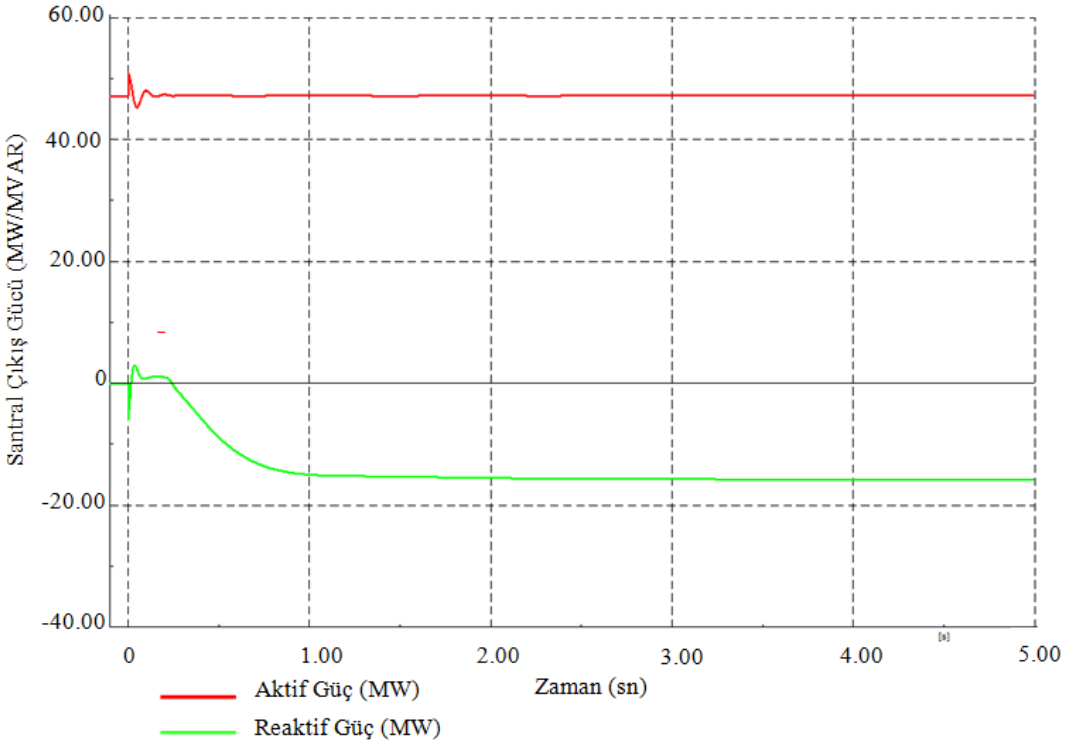
Şekil 6.23 : 7 numaralı analize göre (%5 droop, % 5 p.u. negatif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans



Şekil 6.24 : 7 numaralı analize göre (%5 droop, % 5 p.u. negatif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.



Şekil 6.25 : 8 numaralı analize göre (%7 droop, % 7 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki gerilim ve frekans



Şekil 6.26 : 8 numaralı analize göre (%7 droop, % 7 p.u. pozitif gerilim değişimi) şebeke bağlantı noktasındaki aktif ve reaktif güç.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkemizde, yerel kaynakların kullanımının arttırılması, enerjide dışa bağımlılığın asgari seviyeler çekilmesi, iklim değişikliğiyle mücadele hedeflerinden yola çıkarak, ulusal enerji arz portföyünde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını yükseltme çalışmaları sürdürülmektedir. Rüzgâr enerji sistemlerindeki son yıllarda yaşanan teknolojik gelişmeler ve devlet tarafından sağlanan teşvikler ile ülkemizde rüzgâr enerjisinin enerji üretimindeki payı giderek artmış, günümüzde en fazla yatırıma sahip yenilenebilir enerji kaynaklarından birisi haline gelmiştir.

Rüzgâr hızının değişken yapıda oluşu ve rüzgâr türbinlerinde kullanılan generatörlerin, konvansiyonel senkron generatörlerden farklı olan işletme yapıları nedeni ile rüzgâr santrallerinin şebekeye bozucu yönde etkileri bulunmaktadır. Bu etkiler, şebekedeki gerilim ve frekans kararlılığının bozulması, harmonik ve fliker gibi güç kalitesi problemlerinin tetiklenmesi ve güç sistemi işletim planlamasının bozulması olarak bilinmektedir. Son yıllarda, artan rüzgâr gücünün şebekeye nasıl entegre edileceği üzerinde, iletim ve dağıtım sistemi operatörleri çalışmalar yapmaktadırlar. Rüzgâr gücünün, şebekedeki miktarının kararlı ve güvenli bir şekilde arttırılmasına, ancak güç sisteminin, şebeke operatörleri tarafından hazırlanan şebeke yönetmeliklerine uygun işletilmesiyle ulaşılacağı bilinmektedir. Şebeke yönetmelikleri rüzgâr santrallerinin şebeke bağlantısında, güç sisteminin aktif bir kullanıcısı olmasını, gerilim ve frekans kontrolünün sağlanmasını amaçlayan bağlantı kriterlerini tanımlamaktadır.

Rüzgâr projelerinin, türbin ve elektriksel sistem altyapısı projeden projeye farklılık göstereceği gibi bağlandığı şebekenin kısa devre gücü ve empedans değerleri de bölgeden bölgeye değişiklik göstereceğinden, şebeke uyumluluk analizleri her proje özelinde yapılması gerekmektedir. Şebeke yönetmeliklerince yapılması talep edilen analizler birçok ülkede benzer olmakla birlikte, ülkemizde sürekli hal ve dinamik analizlerin yapılması gerekmektedir.

Bu tez çalışmasında, 48 MW kurulu gücünde, şebekeye iletim sistemi gerilim seviyesi olan 154 kV'dan bağlanan rüzgâr santralinin şebeke uyumluluk analizleri gerçekleştirilmiştir. Öncelikle santralin reaktif güç kapasitesinin tespiti amacı ile sürekli hal analizi olan yük akışı çalışması yapılmıştır. Çalışmaya temel oluşturan iki farklı reaktif güç kapasitesine sahip türbin modeli kullanılmıştır. Güç faktörü 0.95 olan türbin seçeneğinin şebeke bağlantı noktasında yönetmelikçe talep edilen reaktif gücü sağlayamadığı görülmektedir. Şebeke yönetmeliğinde talep edilen eğriyi sağlamak için; santralin orta gerilim barasına ilave kapasitif reaktif kompanzasyon yapılması gerekliliği ya da reaktif güç kapasitesi geliştirilmiş türbin modelinin kullanılması gerekliliği saptanmıştır. Rüzgâr santrallerinde kullanılan orta gerilim yer altı kabloları, türbin trafoları ve güç trafolarının empedanslarından dolayı, türbinlerin anma güç çıkışında güç faktörü 0.95 olsa dahi, şebeke bağlantı noktasında özellikle kapasitif çalışmada, yönetmelikte talep edilen tam yükte güç faktörü 0.95'in sağlanamayacağı tespit edilmiştir. Dolayısıyla santrallerde türbin seçiminde bu konunun göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Aksi takdirde ilave maliyetlerin gündeme geleceği aşikârdır. Ayrıca şebeke yönetmeliğinde belirtilen; şebeke bağlantı noktasında talep edilen aktif güç-reaktif güç eğrisinin, santralde devrede olan türbin sayısına göre fonksiyonel olarak değiştirilmesi önerilmektedir.

Dinamik analizler kapsamında, rüzgâr santralinin şebeke bağlantı noktasındaki arıza durumlarında verdiği tepkiler incelenmiş, türbinlerin şebeke yönetmeliğince talep edilen arıza esnasında devam edebilme yetenekleri değerlendirilmiştir. Analize konu olan çift beslemeli asenkron generatörlerin arıza durumundaki devam edebilme yeteneklerinin senkron generatörlere göre az olmasına karşın, şebeke yönetmeliğinde talep edilen şartı sağladığı tespit edilmiştir. Aynı zamanda arıza sonrası aktif güç restorasyonun da yönetmelikçe talep edilen limitler dahilinde olduğu saptanmıştır. Ancak arıza süresince sağlanması istenen reaktif gücün, yönetmelikte belirtilen tepki zaman limitleri dahilinde uygulanabilirliğinin güçlüğüne dikkat çekilmiş olup, bu maddenin rüzgâr türbin üreticilerinin görüşleri alınarak tekrar gözden geçirilmesi önerilmektedir.

Gelecekteki çalışmalarda, dağıtım sistemine bağlanan rüzgâr santrallerinin şebeke entegrasyonlarında yaşanabilecek problemler araştırılıp, gerekli çalışmalar güç sistemi analizleri ile gerçekleştirilebilir.

KAYNAKLAR

[1] **Ackermann, T.** (2005). *Güç Sistemlerinde Rüzgâr*, Çeviri: Ç. Özşar, 2009, EMO Yayınları, Ankara.

[2] **Dünya Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporu.** (2013). *Global Wind Energy Council (GWEC).*

[3] **Türkiye Rüzgâr Enerjisi İstatistik Raporu.** (2013). *Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği (TÜREB).*

[4] **Sevim, C.** (2012). Rüzgâr Enerji Sektöründeki Tekno-Ekonomik Gelişmeler ve Türkiye Rüzgâr Enerjisi Sektörü İçin Yol Haritası, *Türkiye 12. Enerji Kongresi 2012*, Ankara, Türkiye.

[5] **Fox, B.,** et al. (2007). Wind Power Integration, IET Power and Energy Series 50, London.

[6] **Chen, Z.** (2005). Issues of Connecting Wind Farms into Power Systems, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition*, Asia and Pacific Dalian, China.

[7] **AEMO.** (2013). *Wind Turbine Plant Capabilities Report*, Australian Energy Market Operator.

[8] **Kim, H. S. ve Lu, D. D.** (2010). Wind Energy Conversion System from Electrical Perspective - A Survey,*Smart Grid and Renewable Energy, 119-13,* Aralık 2010 (http://www.SciRP.org/journal/sgre).

[9] **Stielber, M.** (2008). Wind Energy Systems for Electric Power Generation, *Springer Series in Green Energy and Technology*, Berlin, Germany.

[10] **Ayodele, T. R., Jimoh, A. A., Munda, J. L, Agee, J. T.** (2012). Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity, *International Journal of Renewable Energy Research,* Vol. 2, No. 4, 2012.

[11] **IEC** (International Electrotechnical Commission) (2008). Measurement and Assesment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines, *IEC 61400-21, IEC.*

[12] **TEİAŞ** (2013). Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği.

[13] **Tsili, M., Patsiouras, S., Papathanassiou, S.** (2012). Grid Code Requirements for Large Wind Farms: A Review of Technical Regulations and Available Wind Turbine Technologies, Athens, Greece.

[14] **Uzunoğlu, M., Taşcıkaraoğlu, S.** (2011). Şebekeye Bağlı Rüzgar Türbinlerinin Fliker Etkileri, *Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, 37-42.*

[15] **Gimenez, J. M., Molina, M. G.** (2011). Technical Regulatory Exigencies for Grid Connection of Wind Generation, *Cuarto Congreso Nacional, Hyfusen 2011*.

[16] **İnan, E., Cetinkaya, H. B.** (2013). Wind Power and Grid Connection of Wind Power Plants, Siemens A.Ş.

[17] **Mutlu, S. Ö.** (2010). Evaluating The Impacts of Wind Farms on Power System Operation, *Journal of Naval Science and Engineering*, Vol. 6, No. 2, pp. 166-178.

[18] **TEİAŞ.** (2004). Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği, 10/11/2004 tarihli ve 25639 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.

[19] **Alegri´a, 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, Elsevier, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11 (2007) 1858–1872.

[20] **Sourkounis, C., Tourou, P.** (2013). Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe, *Hindawi Publishing Corporation Conference Papers in Energy Volume 2013, Article ID437674, 9 pages http://dx.doi.org/10.1155/2013/437674*

[21] **Sudrià, A., Chindris, M., Sumper, A., Gross, G., Ferrer, F.** (2007). Wind Turbine Operation in Power Systems and Grid Connection Requirements, *IEEE Power and Energy Magazine,* vol. 5, no. 6, pp. 47–51.

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad:	Ferhat DUMLU
Doğum Yeri ve Tarihi:	Amasya, 13.03.1986
Adres:	Sarıyer/İstanbul
E-Posta:	ferhat_dumlu@hotmail.com
Lisans:	Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü