

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE ENTEGRASYON ETKİLERİ VE
ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİYLE
UYGULAMALI DEĞERLENDİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Serhat UZUN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

HAZİRAN 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE ENTEGRASYON ETKİLERİ VE
ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİYLE
UYGULAMALI DEĞERLENDİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Serhat UZUN
(504111037)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Levent OVACIK

HAZİRAN 2015

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504111037 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Serhat UZUN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **“DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE ENTEGRASYON ETKİLERİ VE ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİYLE UYGULAMALI DEĞERLENDİRİLMESİ”** başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Yrd. Doç. Dr. Levent OVACIK**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Canbolat UÇAK

Yeditepe Üniversitesi

Teslim Tarihi : **24 Nisan 2015**
Savunma Tarihi : **7 Mayıs 2015**

ÖNSÖZ

Dağıtık üretim entegrasyonlarının hızlanmasıyla enerji yapısında çok büyük değişimler olacaktır. İyi yönde değişimler olduğu gibi eğer entegrasyon koşulları doğru analiz edilmez ve gerekli önlemler alınmaz ise gerek dağıtım gerekse iletim sistemlerinde problemler oluşacaktır. İlgili yönetmeliklerce belirlenmiş kriterler doğrultusunda dizayn aşamasında gerçekleştirilecek sistem analizleriyle olası problemlerin çözümü mümkündür. Bu çalışmada güç sistem analizleri programları kullanılarak dağıtık üretim santrallerinin şebeke entegrasyonu analizleri gerçekleştirilmiş ve elde edilen sonuçlar şebeke uygunluğu açısından değerlendirilmiştir.

Tez çalışmamda tecrübelerini ve desteğini esirgemeyen tez danışmanım Yard. Doç. Dr. Levent OVACIK'a, desteklerinden hiçbir zaman mahrum bırakmayan Dr. Elif İNAN ve Dr. Hasan Basri ÇETİNKAYA'ya teşekkür ederim.

Hayatımın her anında olduğu gibi bu çalışmamı hazırlarken de yanımda olan ve desteklerini hiç bir zaman esirgemeyen kıymetli aileme, sevgili hayat arkadaşım Dilan Carus Uzun'a ve tüm arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

Haziran 2015

Serhat Uzun
(Elektrik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER.....	vii
KISALTMALAR.....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xvii
SUMMARY.....	xxi
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı.....	1
1.2 Literatür Araştırması	2
2. DAĞITIK ÜRETİM.....	6
2.1 Tanım ve Kapsamı.....	6
2.2 Dağıtık Üretim Çeşitleri	7
2.3 Türkiyede Dağıtık Üretim ve RES Durumu	8
3. DAĞITIK ÜRETİM ENTEGRASYONUNUN OLASI ETKİLERİ.....	12
3.1 Kararlı Hal Gerilim Profiline Etkileri.....	13
3.2 Kısa Devre Akım Seviyesine Etkileri.....	15
3.3 Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Yapısına Etkileri	16
3.4 Adalaşma Problemi	17
3.5 Tekrar Kapama ve Senkronizasyon Yapısına Etkileri.....	19
3.6 İşletme Topraklaması Yapısına Etkileri	19
3.7 Enerji Kalitesine Etkileri	20
3.8 Bağlantı Kriterleri ve İlgili Yönetmelikler	20
4. ENTEGRASYON ANALİZLERİ – ŞEBEKE UYUMLULUĞU.....	22
4.1 Yük Akışı Temelli Reaktif Güç Kapasitesi Analizi	22
4.1.1 Şebeke Yönetmeliğinin Konvansiyonel Üretim Tesisleri İçin Talebi.....	24
4.1.2 Şebeke Yönetmeliğinin RES’ler İçin Talebi.....	24
4.2 Kısa Devre ve Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Analizi.....	26
4.2.1 Şebeke Yönetmeliğinin Talebi.....	27
4.3 Dinamik Analiz	28
4.3.1 Şebeke Yönetmeliğinin Reaktif Güç Desteği Talebi.....	29
4.3.2 Şebeke Yönetmeliğinin Arıza Sonrası Sisteme Katılım Talebi	30
4.3.3 Şebeke Yönetmeliğinin Frekans Tepkisi Talebi	32
4.4 Diğer Elektriksel Sistem Analizleri.....	33
4.4.1 Güç Kalitesi Analizleri	33
4.4.2 İşletme Topraklama Sistemi Analizi	33
4.4.3 Yalıtım Koordinasyonu Analizi	34
5. DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİ UYGULAMALARIYLA DEĞERLENDİRİLMESİ ..	35
5.1 Kararlı Hal Gerilim Profiline İncelenmesi	35
5.1.1 Alternatif 1 Bağlantısı - Analiz Sonuçları	40

5.1.2 Alternatif 2 ve Alternatif 3 Bağlantıları - Analiz Sonuçları	42
5.2 Aşırı Akım Koruma Koordinasyonun Sağlanması	45
5.2.1 Sistem Modeli	45
5.2.2 Arıza Senaryoları	45
5.3 Reaktif Güç Kabiliyeti Analizi	55
5.3.1 Sistem Modeli	55
5.3.2 Temel Sistem Modeli'nin Değerlendirilmesi	57
5.3.3 Yeni Sistem Modeli'nin Değerlendirilmesi	59
5.3.4 İncelenen Çalışma Senaryoları ve Sonuçları	61
5.4 Dinamik Analizler	65
5.4.1 Sistem Modeli	65
5.4.2 Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği Testi	66
5.4.3 Gerilim Kontrolü Testi	73
5.4.4 Frekans Tepkisi Testi	77
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	79
KAYNAKLAR.....	86
EKLER	89
ÖZGEÇMİŞ.....	91

KISALTMALAR

A	: Amper
AVR	: Automatic Voltage Regulator
DFIG	: Double Fed Induction Generator
DG	: Distributed Generation
DÜ	: Dağıtık Üretim
DM	: Dağıtım Merkezi
EDAŞ	: Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
f	: Frekans
FT	: Frekans Testi
HES	: Hidroelektrik Santral
HPPP	: High Performance Park Pilot
IRENA	: International Renewable Energy Agency
km	: Kilometre
kV	: Kilovolt
kVA	: Kilo Volt Amper
kW	: Kilowatt
LVRT	: Low Voltage Ride Through
m	: metre
ms	: milisaniye
mm²	: Milimetrekare
MVA	: Mega Volt Amper
MVA_r	: Mega Volt Amper Reaktif
MW	: Megawatt
OG	: Orta Gerilim
P	: Aktif Güç
PCC	: Point of Common Coupling
p.u.	: per unit – birim değer
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
s	: saniye
S	: Görünür Güç
SAIDI	: System Average Interruption Duration Index
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TM	: Trafo Merkezi
TR	: Transformatör
V_{r1}	: Primer Gerilim
V_{r2}	: Sekonder Gerilim
VT	: Gerilim Testi
YG	: Yüksek Gerilim
Q	: Reaktif Güç
WTG	: Wind Turbine Generator
Ω	: Ohm

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Yenilenebilir enerji teknolojisi 2013 gerçekleşmeleri, 2023 tahminleri ve artışlar [12].....	10
Çizelge 5.1 : Dağıtım bölgesi puant yükleri.	37
Çizelge 5.2 : Bağlantı alternatiflerinde kullanılan hat özellikleri.	37
Çizelge 5.3 : DÜ DM-B Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.	38
Çizelge 5.4 : DÜ DM-D Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.....	38
Çizelge 5.5 : DÜ 31,5kV TM Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.....	39
Çizelge 5.6 : Türbin transformatörü TAP1 koşulu için tüm senaryoların analiz sonuçları.	62
Çizelge 5.7 : Önerilen işletme koşulu için analiz sonuçları (PCC 100% Un).	64
Çizelge 5.8 : Frekans testi sonuçları.....	78

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Dağıtık üretimin şebekeye entegrasyonu.....	6
Şekil 2.2 : RES'lerde generatör tipleri: (a) Tip-3. (b) Tip-4.....	8
Şekil 2.3 : Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu gücü (31 Mart 2015)[9].....	9
Şekil 2.4 : Türkiyedeki RES kümülatif kurulu güç ve yıllara göre artış oranları [10].	9
Şekil 2.5 : Yenilenebilir kaynaklara dayalı kurulu güç kapasitesi: (a) 2013 verileri. (b) 2023 hedefi. [12].....	11
Şekil 3.1 : Dağıtık üretim entegrasyonu ile dağıtım şebeke yapısının değişimi.....	12
Şekil 3.2 : Gerilim yükselmesi teorik gösterimi.....	13
Şekil 3.3 : Dağıtım bölgesi olası gerilim yükselmesi problemi.....	14
Şekil 3.4 : DÜ etkisi ile bara gerilimlerinde sınır değer aşımı.....	14
Şekil 3.5 : DÜ kısa devre katkısıyla bara dizayn kısa devre seviyesinin aşımı.....	15
Şekil 3.6 : DÜ kısa devre katkısı nedeniyle komşu dağıtım fiderinde yanlış açma...	16
Şekil 3.7 : Dağıtık üretim entegrasyonu sonrasında arıza esnasında kısa devre katkıları.....	17
Şekil 3.8 : Adalaşan şebeke yapısı ve olası problemler.....	18
Şekil 4.1 : Normal işletimdeki şebeke yapısı ve olası problemler.....	22
Şekil 4.2 : 2008 tarihli şebeke yönetmeliğinde belirtilen RES reaktif güç kapasite eğrisi.....	25
Şekil 4.3 : Güncel Türkiye şebeke yönetmeliğinde tanımlanan RES reaktif güç kapasite eğrisi.....	25
Şekil 4.4 : Şebeke bağlantı noktası gerilimine bağlı zorunlu reaktif güç değerleri....	26
Şekil 4.5 : Aşırı akım koruma koordinasyon eğrileri, arıza akımı değişimi.....	27
Şekil 4.6 : Adalaşmayı önleyici aktif koruma sistemi – uzaktan açma sistemi [3]....	28
Şekil 4.7 : Gerilim dalgalanmalarında RES'lerin sisteme vereceği reaktif güç desteği eğrisi (2008).....	29
Şekil 4.8 : Gerilim dalgalanmalarında RES'lerin sisteme vereceği reaktif güç desteği eğrisi (Güncel).....	30
Şekil 4.9 : Arıza anı bağlantı noktası şebeke gerilimine göre rüzgar türbinlerinin devrede kalma süreleri: (a) 2008 EK-18. (b) 2013 EK-18.....	31
Şekil 4.10 : Şebeke yönetmeliğinde talep edilen rüzgar türbini güç-frekans eğrileri: (a) 2008 EK-18. (b) 2013 EK-18.....	32
Şekil 5.1 : Temel şebeke yapısı tek hat görünümü (Alternatif 1).....	36
Şekil 5.2 : Reaktif güce bağlı bara gerilimleri (Alternatif 1).....	40
Şekil 5.3 : Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri (Alternatif 1)....	41
Şekil 5.4 : Bara gerilimleri – max min değerler (Alternatif 1).....	41
Şekil 5.5 : Şebeke yapısı tek hat görünümü: (a)Alternatif 2 bağlantısı. (b)Alternatif 3 bağlantısı.....	42
Şekil 5.6 : Alternatif 2: (a)Reaktif güce bağlı bara gerilimleri. (b)Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri. (c)Bara gerilimleri – max min değerler.....	43

Şekil 5.7 : Alternatif 3: (a)Reaktif güce bağlı bara gerilimleri. (b)Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri. (c)Bara gerilimleri – max min değerler.....	44
Şekil 5.8 : Sistem modeli koruma tek hat görünümü: (a)Mevcut yapı. (b)Entegrasyon sonrası yapı.....	46
Şekil 5.9 : Mevcut sistem, dağıtım trafosu primer arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	48
Şekil 5.10 : Mevcut sistem, komşu dağıtım fider çıkışı faz arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	49
Şekil 5.11 : Mevcut sistem, komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	50
Şekil 5.12 : Entegrasyon sonrası sistem, komşu dağıtım fider çıkışı faz arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	51
Şekil 5.13 : Entegrasyon sonrası sistem, komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	52
Şekil 5.14 : Entegrasyon sonrası sistem, yönlü ayar ile HES generatör fideri toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	53
Şekil 5.15 : Entegrasyon sonrası sistem, yönlü ayarlar ile komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.....	54
Şekil 5.16 : RES temel sistem modeli tek hat görünümü.....	56
Şekil 5.17 : Türbin trafoları kademe değiştiricisi TAP0, bağlantı noktası gerilimi 100% Un durumu için elde edilen sonuçlar.....	57
Şekil 5.18 : Türbin trafoları kademe değiştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 100% Un durumu için elde edilen sonuçlar.....	58
Şekil 5.19 : Türbin trafoları kademe değiştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 105% Un durumu için elde edilen sonuçlar.....	58
Şekil 5.20 : Türbin trafoları kademe değiştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 95% Un durumu için elde edilen sonuçlar.....	59
Şekil 5.21 : RES yeni sistem modeli tek hat görünümü.....	60
Şekil 5.22 : Bağlantı noktası gerilimine bağlı reaktif güç kabiliyetindeki değişimler (AVR aktif değil).....	63
Şekil 5.23 : Bağlantı noktası gerilimine bağlı reaktif güç kabiliyetindeki değişimler (AVR aktif).....	63
Şekil 5.24 : Türbin transformatörleri kademe değiştiricileri pozisyonuna göre reaktif güç kabiliyetinin değişimi.....	65
Şekil 5.25 : Türkiye Şebeke Yönetmeliğine göre, rüzgar türbinlerinin arıza ve arıza sonrasında sağlaması gereken tepki.....	66
Şekil 5.26 : LVRT analiz noktalarının şematik gösterimi.....	67
Şekil 5.27 : LVRT analiz sonuçları, 0% bağlı gerilim, 200 ms arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.....	68
Şekil 5.28 : LVRT analiz sonuçları, 30% bağlı gerilim, 650 ms arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.....	69
Şekil 5.29 : LVRT analiz sonuçları, 50% bağlı gerilim, 950 ms arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.....	70
Şekil 5.30 : LVRT analiz sonuçları, 80% bağlı gerilim, 1,45 s arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.....	71

Şekil 5.31 : LVRT analiz sonuçları, 90% bağıl gerilim, 1,65 s arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.....	72
Şekil 5.32 : Gerilim testi için uygulanan şebeke geriliminin zaman bağılı değişimi..	74
Şekil 5.33 : Gerilim testi sonuçları reaktif güç değişimi (gerilim kontrol modu-droop 4%).....	74
Şekil 5.34 : Gerilim testi sonuçları (sabit güç faktörü-cosphi=1): (a) Bara gerilimi değişimi. (b)Reaktif güç değişimi.....	75
Şekil 5.35 : Uygulanan şebeke gerilimin genliğine bağılı gerilim testi sonuçları (sabit güç faktörü-cosphi=1): (a) Bara gerilimi değişimi. (b)Reaktif güç değişimi.....	76
Şekil 5.36 : Frekans testi için uygulanan şebeke frekansının zaman bağılı değişimi..	77
Şekil 5.37 : Frekans testinde elde edilen aktif ve reaktif güç değişimleri.....	78
Şekil 6.1 : Gerilim Yükselmesi ve Kısa Devre Katkısı – Örnek Metodoloji.....	84
Şekil 6.1 : Generatör Birimleri Kontrolü – Örnek Metodoloji.....	84
Şekil 6.2 : Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği – Örnek Metodoloji.....	85
Şekil 6.3 : Adalaşma Koruması – Örnek Metodoloji.....	85

DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE ENTEGRASYON ETKİLERİ VE ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİYLE UYGULAMALI DEĞERLENDİRİLMESİ

ÖZET

Geleceğin enerji yapısının günümüzdekinden çok farklı bir noktada olacağı açıktır. Elektrik enerjisine olan ihtiyacın artması ve büyük bir bağımlılığa dönüşmesiyle geçmişten günümüze kadar sürekli olarak farklı kaynak arayışlarına gidilmiştir. Teknolojinin günün ihtiyaçlarına göre hızla şekillenmesi sayesinde elektrik enerjisine olan ihtiyacımız farklı yapı ve formdaki enerji kaynaklarından temin edilebilmektedir. Dünyadaki ve Türkiye’deki güç sistemi yapısı değerlendirildiğinde, enerji talebinin artması neticesinde, doğrudan iletim sistemine bağlanan santrallerin yanı sıra dağıtım sistemine bağlanan üretim santrallerinin sayısı da hızla artmaktadır. Küçük ve orta ölçekli üretim santrallerinin teknik ve ekonomik açıdan kurulabiliyor ve işletilebiliyor olması, mevcut coğrafya üzerinde dağınık bir şekilde yer alan fosil yakıt bazlı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretiminde kullanılmasına olanak sağlamaktadır. Dağıtım sistemine bağlanan özellikle hidrolik ve rüzgar enerjisine dayalı dağıtık üretim tesislerinin sayısı, geniş coğrafyamız ve yüksek kaynağımız sayesinde hızla artmaktadır.

Çevresel ve ekonomik açıdan gerek üreticiye gerekse tüketiciye fayda sağlayan dağıtık üretim tesislerinin mevcut güç şebekesine entegre olması sonucunda güvenilirlik ve sürdürülebilirlik kavramları dikkat çekmiştir. Dağıtık üretim santrallerinin entegrasyonlarının getireceği olası problemler ve işletme zorlukları sistem dizaynı aşamasında incelenmeli, gerekli düzenlemeler yapılmalı ve yeni yapının güvenilebilir olarak işletilmesine yönelik planlar oluşturulmalıdır.

Türkiye 2023 enerji stratejisine göre, 2023 yılına kadar rüzgar santralleri için hedeflenen kurulu güç artış yüzdesi, diğer enerji kaynaklarıyla kıyaslandığında çok yüksektir. Bu çerçevede, teknoloji ve sisteme entegrasyon açısından yeni olan “dağıtım sistemine bağlanan RES yapılarının” gelecekteki güç sistemine olan etkileri

önem arz etmektedir. Şebeke güvenilirliği ve sürdürülebilirliği açısından etkisi büyük olacak ilgili santrallerin detaylı ve doğru analiz edilmesi gerekmektedir.

Dağıtık üretim entegrasyonlarında gerilim regülasyonu, gerilim flikeri, harmonik bozunum, adalaşma riski, işletme topraklama yapısının değişimi, kısa devre akımı seviyesinin artması, aşırı akım koruma koordinasyonu, reaktif güç kapasite sınırları, arıza esnasındaki/sonrasındaki davranışları, şebeke gerilim/frekans değişimlerine verdikleri tepkiler ve güvenilirlik çok iyi değerlendirilmelidir. Bu etkiler sadece DÜ ünitesinin yapısına, kapasitesine bağlı olarak değil, bağlantı noktasına, generatörlerin dinamik karakteristiği, dağıtım sistemi değişkenleri/karakteristiği ve dağıtım şebekesine bağlı bulunan tüketiciler açısından da değerlendirilerek sistem bütününde incelenmelidir.

Günümüz koşullarında dağıtık üretim santrallerinde kullanılan konvertör yapılarının uygun seçimi, filtre kullanımı ile enerji kalitesi başlığındaki problemler çözülebiliyor ve ölçüme dayalı olarak incelenebiliyor. Ekipman boyutlandırılması için gerekli olan yük akışı ve kısa devre analizleri kolayca gerçekleştirebiliyor ve bu konu başlığındaki temel etkiler analiz edilebiliyor. Ancak dağıtık üretim tesislerinin gerilim regülasyonuna etkileri, RES'lerin reaktif güç kapasiteleri ve dinamik davranışları gibi bir çok etkenin var olduğu ve tüm değişkenlerin bir arada değerlendirilmesi gerektiğinden, ileri seviyedeki bu analizlerin gerçekleştirilmesi ve sonuçların incelenerek düzeltici aksiyonların alınması konusu daha önemli bir hal almıştır.

Yapılan bu çalışmada dağıtık üretim tesislerinin şebeke entegrasyon etkileri değerlendirilerek entegrasyon sonucu oluşabilecek olası problemlere değinilmiştir. Enerji kalitesi ve sürdürülebilirliği sağlamak için olası problemlerinin önüne geçilmesine ışık tutan ilgili standartlar, yönetmelikler ve teknik kriterler ışığında gerçekleştirilmesi gereken analizlerden bahsedilmiştir. Farklı yapıdaki tesisler için ileri seviyedeki güç sistem analizleri özelinde çalışmalar gerçekleştirilmiş, şebeke uyumluluğu yorumlanmış, elde edilen sonuçlar irdelenerek gerekli öneriler ifade edilmiştir.

Dağıtık üretim santrallerinden yüksek verim alınması ve olası bozucu etkilerinin giderilmesi için, dağıtım şebekesinin gelişimi, mevcut ve gelecekteki yapısının uygunluğu, koruma ve işletim planlamasının dağıtık üretim birimleriyle bir bütün

olarak değerlendirilmesi ve planlanması gerekmektedir. Değişen güç sistemi yapısı paralelinde ilgili yönetmelikler ve teknik gereksinimler de değişmekte ve gelişmektedir. Bu nedenle ilgili yönetmeliklerdeki değişiklikler ve ek talepler sürekli olarak izlenmelidir. Olası entegrasyon problemlerinin önüne geçilebilmesi için ön inceleme ve analizlerin yapılması önemlidir ancak ilgili analizlerin nasıl yapılacağı, hangi noktalara dikkat edileceği ile ilgili belirsizlikler mevcuttur. Belirli metodolojiler oluşturularak standart yaklaşımlarla bozucu etkileri aza indirmek mümkün olabilecektir. Güç sisteminin yalnızca bir parçasının değil, her zaman bütünsel bir yaklaşım ile ilgili dağıtım bölgesi özelinde; sistem yapısı, bölgedeki üretim tüketim dengesi, gerilim düşümü/yükselmesi, reaktif güç kapasiteleri/kontrolü, koruma koordinasyon sisteminin uygunluğu konularının değerlendirildiği ve gerekli düzeltici önlemlerin alındığı taktirde olası problemler en aza indirgenmiş, kaliteli, güvenli ve çevreye duyarlı geleceğin yeni enerji yapısı ortaya çıkmış olacaktır.

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION GRID INTEGRATION AND EVALUATION OF GRID CODE COMPLIANCE WITH RESPECT TO POWER SYSTEM SIMULATIONS

SUMMARY

It is obvious that future's energy structure will stand at a very different point from today. As the need for electric energy has grown and turned into a huge dependency, the quest for different sources has always continued throughout the past until today. As technology has been shaped rapidly according to contemporary requirements, our requirement for electric energy can be obtained from energy sources that have different structures and forms. When the power system structure in the world and Turkey is assessed, it is seen that in parallel with the increase in energy demand, the number of generation units that are connected to the distribution system also increase in addition to the stations that are directly connected to the transmission system. The fact that small and medium sized production stations can be erected and operated in the technical & economic sense, allows that the fossil fuel based and renewable sources of energy, which are located on the existing geography in a sporadic manner, can be used during the production of electric energy. The number of distributed production plants, which are connected to the distribution system and which are especially based on hydraulic and wind energy, is increasing rapidly due to our large geography and high availability of resources.

The concepts of reliability and sustainability have drawn attention as the distributed generation plants, which provide benefits to both the producer and the consumer in the environmental and economic sense, have been integrated within the existing power network. Potential problems and operating difficulties that may be introduced by the integration of distributed generation stations should be examined during the designing phase of the system, necessary corrections should be made and plans should be created for a safe operation of the new structure.

According Turkey's energy strategy for 2023, the percentage of installed power that is targeted for wind stations until 2023, is considerably high when compared with

other sources of energy. In this sense, the effects on the future power system of "RES structures connected to the distribution system", which is new in terms of technology and integration to the system, bears importance. It is necessary that the pertinent stations should be examined in detail and correctly, as they will have great impacts in terms of network reliability and sustainability.

As far as the integrations of the distributed generations are concerned, one should make a thorough evaluation of the voltage regulation, voltage flicker, harmonic distortion, isolation (island mode operation) risk, changes in the grounding structure of the enterprise, increase in the level of short-circuit current, overcurrent protection coordination, reactive power capacity limits, their behaviors during/after breakdowns, their reliability and their reactions against the changes in network voltage/frequency. Such effects should not be considered solely in terms of structure & capacity of the DG Unit, but also in terms of the connection point, the dynamic characteristics of generators, the variables/characteristics of the distribution system and the consumers connected to the distribution system; and an evaluation should thus be made into the system's entirety.

Under today's conditions, problems covering the category of energy quality can be solved by using filters and a correct selection of convertor structures, and these can be examined on a measurement basis. Analyses on load flow and short-circuit, which are necessary for dimensioning equipment, can be performed easily and basic impacts under this subject can be analyzed. As there exists many impacts like the effects of distributed production plants on the voltage regulation, the reactive power capacities and dynamic behaviors of the wind power plants, where all variables should be assessed collectively, it has become even more important to perform these advanced-level analyses and to take corrective actions upon examining their results.

This study has evaluated the effects of the distributed generation plants on the network integration and touched upon potential problems that can owe to integration. It has touched upon the analyses needed with consideration of the pertinent standards, regulations and technical criteria that can enable the prevention of potential problems facing energy quality and sustainability. Specific studies have been performed for the analyses of advanced-level power systems at plants with different structures, network compatibility has been interpreted, the results obtained have been examined thoroughly and necessary recommendations have been given.

For obtaining high productivity from distributed generation stations and mitigate distorting effects, such distributed generation units should be assessed and planned as a whole with the development of the distribution network, the compatibility of its existent and future structure, and the planning for protection and operation. In parallel with the changes in the power system structure, the pertinent regulations and technical requirements also change and improve. For this reason, the changes in the pertinent regulations and additional demands should be followed-up closely. It is important to perform preliminary examination and analyses for circumventing integration problems however, there are uncertainties covering the manner of such analyses and the points that require attention. It will be possible to minimize distorting effects through standard approaches and by using certain methodologies. Potential problems will be minimized and future's new energy structure that is of quality, secure & environmental friendly will emerge when the subjects of system structure, the generation-consumption balance in the region, voltage increase/decrease, capacities/controlling of the reactive power and the compatibility of the protection coordination system are assessed in terms of the pertinent distribution system with a wholistic approach instead of concentrating on a particular part of the power system and when due measures are also taken.

1. GİRİŞ

1.1 Tezin Amacı

Dünyada ve ülkemizde elektrik enerjisine duyulan ihtiyacın sürekli ve hızla artması nedeniyle yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları arayışına gidilmiştir. Bu kaynakların başında ise rüzgar enerjisi gelmektedir. Ekonomik etkenler ve sanayinin gelişimine paralel olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi daha çok artmakta ve rüzgar enerjisi santrallerinin güç sistemlerindeki sayıları gün geçtikçe çoğalmaktadır.

Günümüzde elektrik enerjisine olan bağımlılığımız dikkate alındığında mevcut güç sistemimizde sağlanan güvenilirlik ve sürdürülebilirlik, gelecek bu yeni yapıda da sağlanabilmelidir. Özellikle dağıtım sisteminden gerçekleştirilecek üretim entegrasyonları, enerji yapısında çok önemli değişimler oluşturacaktır.

Geleceğin enerji yapısının bugünden farklı olacağı açıktır. İlerleyen günlerde gerek iletim, gerekse dağıtım sistemine büyük ölçekte yenilenebilir enerji kaynağı entegre olacaktır. Oluşabilecek problemler dizayn aşamasında belirlenebilmelidir. Eğer doğru bir yaklaşım ve mühendislik çalışması yapılabilirse yenilenebilir enerji yapısı elektriksel talep yapısına uygun bir şekilde getirilebilecektir. Bu sayede yenilenebilir enerjinin, klasik üretim sistemleri ile yedeklenme ihtiyacı azalacak ve entegrasyon sonucu oluşabilecek karmaşık yapının üstesinden gelinmiş olunacaktır.

Geleceğin enerji yapısının güvenilir ve sürdürülebilir olması amacıyla, enerji kaynağına, yapısına ve diğer etkenlere bağlı olarak, dağıtık üretim santrallerinin şebeke entegrasyon etkileri ortaya konulmuştur. 2023 enerji stratejisi ve ulusal yenilenebilir enerji eylem planı ışığında RES'lerin güç sistemine katılım oranının hızla artacağı bilinmektedir. Mevcut yönetmeliklerde dağıtık üretim santralleri ile ilgili genel beklentilere yer verilse de özellikle RES'lerle ilgili ciddi talepler bulunmakta ve günün koşullarına göre revize edilmektedir. Dinamik bir yapı olan bu değişimin güç sistemi kalitesini bozmaması için; ilgili standartlar, yönetmelikler ve teknik gereksinimler ışığında dağıtık üretim tesisleri için gerçekleştirilmesi gereken

güç sistem analizleri ifade edilmiş, özellikle sistem genelini ilgilendiren ileri seviye analizlerin uygulaması yapılarak elde edilen sonuçlarına değinilmiş ve şebeke uyumluluğu yorumlanmıştır. Ayrıca entegrasyon yapısında yaşanabilecek olası problemlere değinilmiş, gözlemlenen gerçek problemler detaylı olarak ele alınarak, ilgili farklı koşul/durumlar için çözüm önerileri sunulmuştur.

1.2 Literatür Araştırması

Dağıtık Üretim tanımı aslında bazı kaynaklarda 10 MW ve altındaki üretim tesisleri için kullanılmaktadır. Dağıtım sistemine entegrasyonu sağlanacak üretim birimleri, gerek enerji sisteminde gerekse tüketici tarafında yük akışlarını ve gerilim profilini oldukça etkilemektedir. Bu etkiler dağıtım sistemi ve dağıtık üretimin işletme karakteristiğine göre pozitif veya negatif etki edebilecek düzeyde olabilir. Pozitif etkiler sistemi destekleyecek olup ; gerilim desteği ve güç kalitesinde iyileşme, kayıp azaltımı, iletim ve dağıtım kapasitesinin serbest kalması gibi sıralanabilir [1].

Dağıtık üretim entegrasyonlarında gerilim regülasyonu, gerilim flikeri, harmonik bozunum, adalaşma, topraklama uygunluğu, aşırı akım koruma koordinasyonu, kapasite sınırları ve güvenilirlik çok iyi değerlendirilmelidir [1].

Dağıtık Üretim entegrasyonlarında şebekeye olan katkı ne kadar az gibi görünse de üretim tesislerinin sistemle birlikte çalışma esnasında dikkat edilmesi gereken noktalar vardır. Doğal yapıları gereği pasif elemanlar olarak dizayn edilen dağıtım sistemleri, genratörlerle başa çıkabilmek için dizayn edilmemiştir [2].

Kısa devre arıza akımı değerinin dağıtık üretim entegrasyonu sonucu sistemin dizayn değerini geçecek olması tüm ekipmanı riske sokabileceği gibi, personel ile ilgili de ciddi risk oluşturmaktadır. Tüm sistem ekipmanının bir üst kısa devre seviyesine uygun şekilde yeniden yapılandırılması ise DÜ entegrasyonu için çok pahalı bir metot olabilir. Arıza akımlarının büyümesi sadece ekipman dizyanını değil koruma koordinasyonunu da ilgilendirir [3].

Dağıtık üretim sistemlerinde generatör ve şebeke korumaları birbirleri ile etkileşebilir ve koordinasyonsuzluk durumu oluşabilir. Generatörlerde arıza temizleme zamanları sistem kararlılığını doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle sistem operatörü belirli koruma performansları tanımlamak zorundadır. Üretim birimlerinin entegrasyonu ile yönlü koruma, kutup kayma koruması (faz kayması), artık toprak

gerilimi (Neutral Voltage Displacement) koruması gibi korumalara ihtiyaç duyulabilir [2].

Şebeke ve generatör sistem korunmaları birbiri ile etkileşime girebileceğinden dolayı tekrar dizayn ya da koordine edilmeleri gerekebilir. Paralel çalışma, şebekeden ayrılma, otomatik tekrar kapama, üretim santralinin bir dağıtım bölgesiyle adalaşması gibi konular oldukça önemlidir ve detaylı çalışılmalıdır. Sistem kararsızlığından ve etkin olmayan topraklamadan dolayı oluşabilecek aşırı gerilimler ve rezonanz devrelerin oluşturacağı aşırı gerilimlere dikkat edilmelidir. Tüm sistem verilerinin bulunabilirliği ve doğruluğu sistem analizlerinin doğruluğu açısından çok önemlidir. Topraklama ve koruma sistemleri can ve sistem güvenliği açısından kritik öneme sahiptir [4].

Dağıtım sistemine eklenen dağıtık üretim kaynakları koruma koordinasyon sisteminde değişiklik yapılmasını ve bazı hususların yeniden değerlendirilmesini gerektirmektedir [5,6].

Sisteme dağıtık üretim santralinin eklenmesi, ana kaynak fider korumalarının selektif çalışmasını bozmamalı, engellememelidir. Dağıtık üretim santralin hiçbir zaman enerjisini kaybetmiş bir şebekeyi enerjilendirmemelidir. Eğer bir dağıtık üretim santrali ana kaynak ile bağlantısı kesilmiş bir şebekeye bağlı kalır veya enerjisi kesilmiş bir şebekeyi enerjilendirirse bir ada sistemi oluşur. Bu durum sonucunda da personel ve ekipmana zarar verebilecek ciddi problemlerin oluşmasına neden olabilir. Bu durumdan kaçınmak için herhangi bir adalaşma durumu oluşturmamalıdır. Şebekeyi besleyen tüm ana kaynak kesicileri açık olduğunda, şebeke içinde çalışacak herhangi bir dağıtık üretim santrali tüm yükler için kaynak olacaktır. Ancak ilgili frekans ve gerilimin sınırları içerisinde kalınabilmesi büyük ihtimalle sağlayamayacaktır [5].

Normal işletme koşullarında dağıtık üretim santrallerinin orta gerilim bağlantı noktasında oluşturacağı maksimum gerilim yükselmesi, devrede olmadıkları şebeke yapısına göre %2'den fazla olmamalı ve bir bağlantı noktasında ilgili dağıtım bölgesindeki tüm generatörünlerin devre dışı kalması sonucu oluşan gerilim değişimi %5 ten büyük olmamalıdır [7].

Büyük ölçekteki dağıtık üretim santrallerinin sistem entegrasyonları öncesinde detaylı analizler, olası tüm çalışma konfigürasyonu düşünülerek gerçekleştirilmelidir.

Üretim tesisinin entegrasyon koşullarına göre gerçekleştirilmesi gereken çalışmalar belirlenmelidir. İlgili koşullara göre dağıtık üretim santrallerinin entegrasyonunda yapılması gereken çalışmaların daha da detaylandırılmasına ve ek ekipmanlara ihtiyaç duyulabilir. Bu bağlamda, özel bir analize bağlı olmadan mevcut standart ve yönetmelikler kapsamında değerlendirmeler yeterli olabilir veya bazı özel analizler yapılması gerekebilir. Ancak elbette sadece üretim ünitesinin kapasitesi, hangi analizlerin yapılmasını belirlemek için yeterli değildir. Üretim tesisinin büyüklüğünün yanında, bağlantı noktasında generatörün dinamik karakteristiği ve dağıtım sistemi karakteristiği de önem taşımaktadır. Ayrıca aynı baraya bağlı bulunan tüketiciler açısından da değerlendirilmelidir [1].

Her tip üretim tesisi, şebekeye bağlandıkları noktada, yönetmelikçe belirtilen gerilim – frekans limitleri aralığında sistem kararlı işletim devamlılığına üretim tiplerine göre belirtilen biçimlerde destek olmakla yükümlüdür. Dağıtık üretim tesislerinden de santral tipi ve üretim kapasitesine bağlı olarak, bağlantı noktasının ihtiyacına göre gerilim – frekans kararlılığına katkı beklenmektedir.

Üretim birimlerinin hızlı ve büyük ölçekteki güçlerle dağıtım sisteminden entegrasyonu, dağıtım sistemi için de değişken şebeke koşulları için santrallerin vereceği dinamik desteği önemli hale getirmektedir.

Üretim birimlerinin güçlü şekilde dağıtım sisteminden entegrasyonu dağıtım sistemi için de dinamik desteği önemli hale getirmektedir. Dağıtım sistemindeki üretim birimlerinden bu destek şu an istenmese de teknik anlamda şebeke arızalarında sistemden ayrılmamalı ve reaktif güç desteği sağlamalıdır [7].

Tüm üretim tesisleri, işletmede oldukları sürece, 50,2 Hz'in üzerindeki şebeke frekanslarında Hertz başına anlık kapasitelerinin %40'ı oranında güç düşebilmelidir [7].

Normal şartlar altında bir üretim tesisinden beklenen karakteristik davranışlar aşağıdaki gibi olmalıdır:

- Şebeke arızalarında üretim tesisi şebekeden hemen ayrılmamalıdır [7],
- Şebeke arızaları esnasında şebeke gerilimi, reaktif güç üretimi ile desteklenmelidir [7],

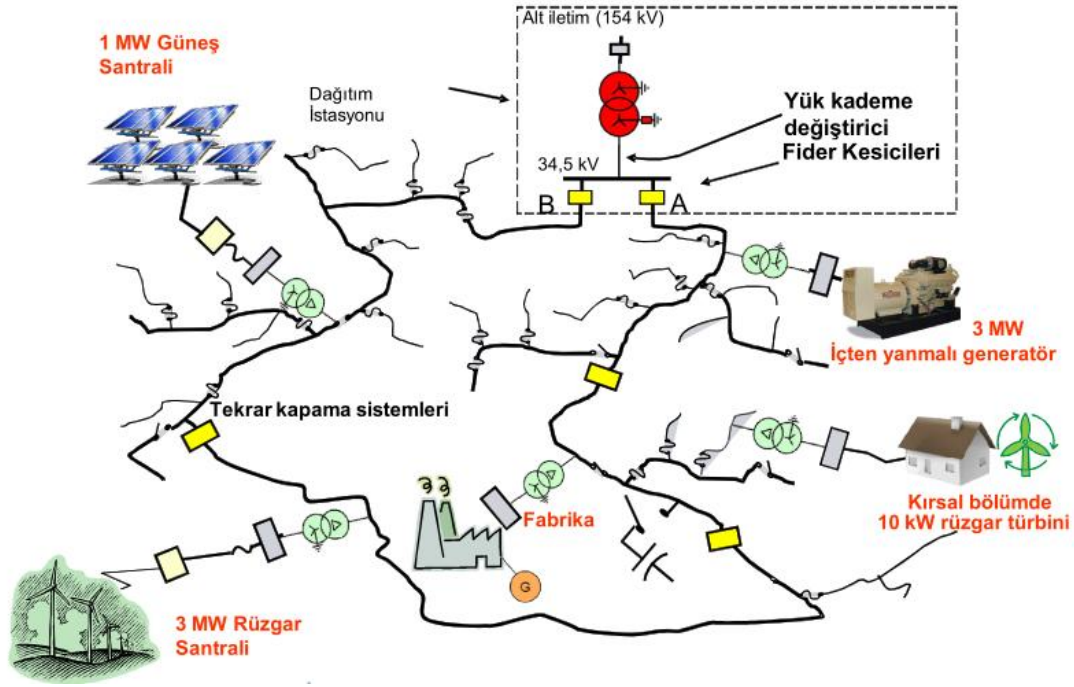
- Arıza sonrasında sistem normal işletim durumuna ulaşana kadar üretim tesisinin reaktif güç üretimi arıza öncesinde oluşturduğu reaktif güç değerinden daha yüksek olmalıdır [7].

Mevcut dağıtım şebekeleri, hatırı sayılır sayıda dağıtık üretim entegrasyonu için dizayn edilmemişlerdir. Dağıtık üretimdeki hedeflere erişim, kaynağın güvenilirliği, güç aklitesi unsurları ve güvenlik unsurlarını sağlamak için ciddi teknik, ticari ve yönetmeliksel değişikliklere ihtiyaç olacaktır [3]. Şuan yürürlükte olan yönetmelikler günün koşullarına göre değişebilmekte ve olası problemlerin önüne geçilebilmek adına her geçen gün farklı konularla ilgili talepler oluşmaktadır.

2. DAĞITIK ÜRETİM

2.1 Tanım ve Kapsamı

Dağıtık üretim, dağıtılmış, gömülü ya da katıştırılmış üretim olarak da isimlendirilmektedir. Dağıtık üretim, genelde dağıtım şebekelerine entegre edilen üretimi ifade etmekte olup, iletim seviyesinden bağlanan üretim birimlerini ifade etmemektedir [8]. Dağıtık üretimin şebekeye entegrasyonu sonucu ortaya çıkan sistem yapısı Şekil 2.1’de verilmiştir.



Şekil 2.1 : Dağıtık üretimin şebekeye entegrasyonu.

Dağıtık üretim kapsamına, rüzgar türbinleri, fotovoltaikler, yakıt pilleri, mikrotürbinler, klasik dizel ve doğalgaz generatörleri, gaz ateşlemeli türbinler ve enerji tepolama teknolojileri girmektedir [5].

Dağıtık üretimin ilk göze çarpan şeklini kombine çevrim gaz türbinleri oluşturmaktadır. Bu santraller genelde endüstriyel tesislerde bulunmakta ve kombine ısı ve elektriksel güç yapısında olmaktadır. Güçler büyüdüğü için bağlantıları iletim

seviyesine çıkmıştır. Bu nedenle dağıtık üretimi sadece dağıtım sistemleri için düşünmek çok da doğru değildir [8].

Ancak fosil yakıtların bir gün tükeneceği kaygısı ile yenilenebilir enerjiye olan ilgi hızla artmaktadır. Yenilenebilir enerji denince akla dünya döndükçe varolacak bir enerji kaynağı geliyor. Sürdürülebilirliğin nihai amaç olduğu enerji alanında yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan dağıtık üretim santralleri gün geçtikçe çoğalmaktadır.

Dağıtık üretim santrallerinin kullanılmasının bir diğer nedeni de büyük santrallerin paralelinde uzun iletim hatları ile gücün tüketicilere taşıma zorunluluğunu ortadan kaldırabilmesidir. Dağıtık üretim tesisleri iletim maliyetini çok önemli ölçüde indirgerler [8].

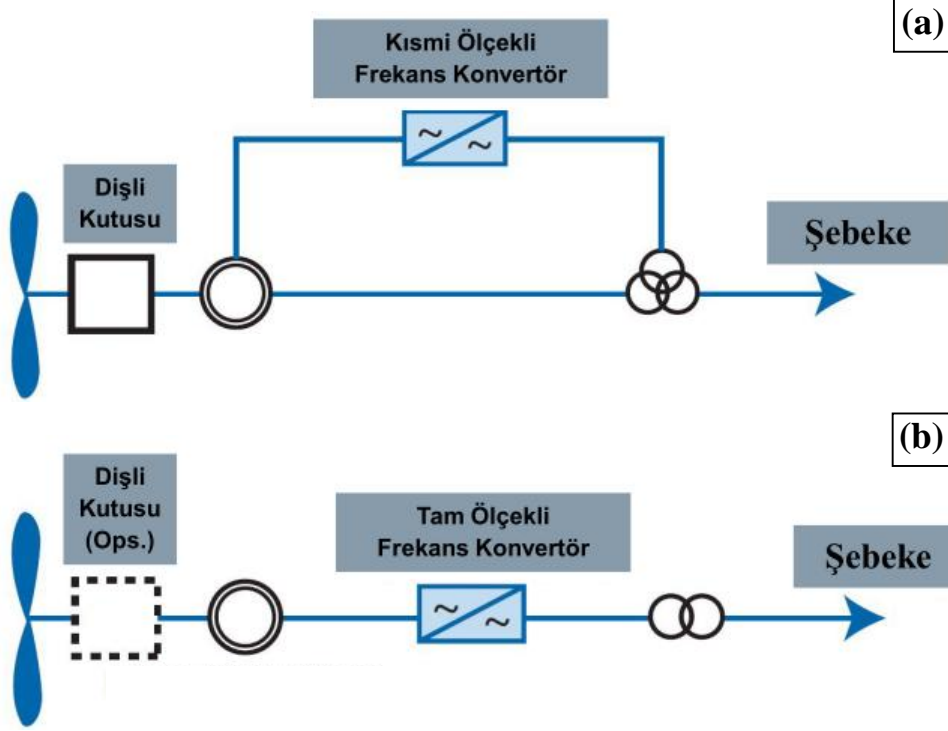
2.2 Dağıtık Üretim Çeşitleri

Dağıtık üretim türlerini enerji kaynağına göre fosil yakıt bazlı ve yenilenebilir enerji olarak ikiye ayrılmaktadır. Fosil yakıt bazlı teknolojileri kullanılan dağıtık üretim türleri: Gaz türbinleri, yakıt pilleri, kojenerasyon sistemleri. Yenilenebilir enerji teknolojilerinin kullanıldığı üretim türleri ise: Rüzgar, hidroelektrik, fotovoltaik, jeotermal, biokütle olarak sıralanabilir. Bahsi geçen yenilenebilir enerji üretim türlerinden biyoyakıt ve jeotermal enerji kaynaklarından günümüzde yararlanıldığı gibi gelecekte de kullanılmaya devam edileceği aşıkardır. Gerek ülkemizde gerekse dünyada enerji taleplerinin büyük bir bölümü hidroelektrik enerji tarafından sağlanmakta ve aynı çizgide de devam etmektedir. Yarı iletken malzemelerdeki gelişmelerin ışığında fotovoltaik güneş teknolojisinin ilerlemesiyle fotovoltaik enerji de dağıtık üretim kaynakları arasında yerini almıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının gözbebeği olan ve geleceğin parlayan yıldızı olan rüzgar enerjisi ise önemini günden güne arttırmakta ve dağıtık üretim açısından en önemli kaynak haline gelmiştir.

Birçok rüzgar türbini konvansiyonel üretim tesislerinde bulunan klasik generatör sistemlerine göre farklı karakteristiklere sahiptir ve bu durum iletim ve dağıtım sistem bağlantılarında muhakkak değerlendirilmelidir. Sabit Hızlı, Sınırlı Değişken Hızlı, Çift Beslemeleli İndüksiyon Generatörü (Double Fed Induction Generator – DFIG), Tam Ölçekli Frekans Konvertörlü (Full Scale Frequency Converter) olmak

üzere temelde 4 adet rüzgar türbin tipleri bulunmakta ve bunlardan Şekil 2.2.a ve Şekil 2.2.b'de sırasıyla gösterilen çift beslemeleli indüksiyon generatörü ve tam ölçekli frekans konvertörlü generatör tipleri günümüzde popüler olarak kullanılmaktadır.



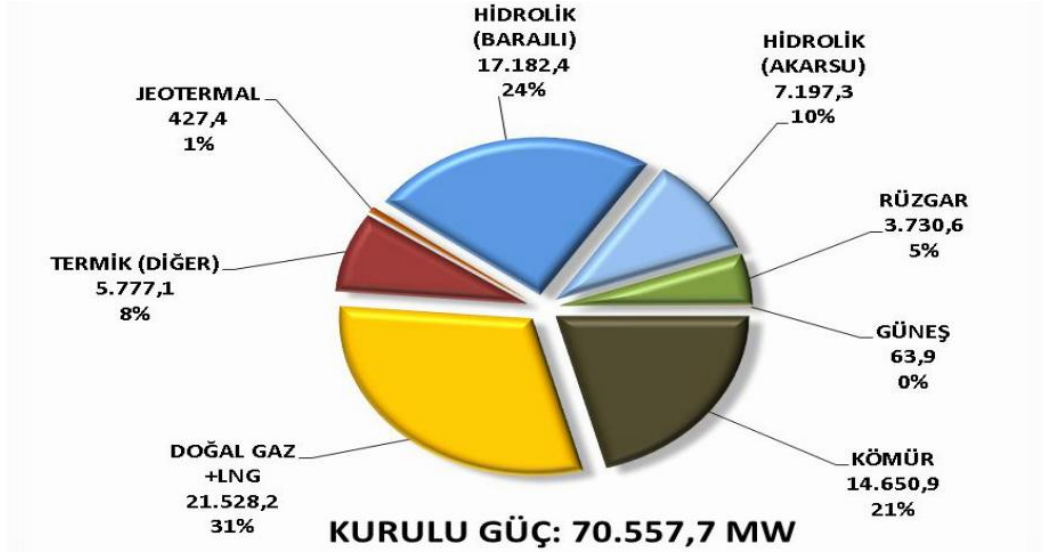
Şekil 2.2 : RES'lerde generatör tipleri: (a) Tip-3. (b) Tip-4.

TİP-3'ün tipik özellikleri olarak sınırlı reaktif güç desteği/kontrolü ve yüksek kısa devre akım katkısı (yaklaşık 6 p.u.) öne çıkarken, TİP-4'ün tipik özellikleri olarak yüksek reaktif güç desteği, şebeke uyumluluğunda çift beslemeli yapıya göre daha fazla esneklik, düşük kısa devre akım katkısı (yaklaşık 1.1 p.u.) öne çıkmaktadır.

2.3 Türkiyede Dağıtık Üretim ve RES Durumu

Türkiye'nin gelecek dönem vizyonu ve stratejisi büyük ölçekte yenilenebilir enerji katkısı, enerji depolama ve güç kontrolünde yetkinleşmeyi öngörmektedir. Bununla birlikte kaynak çeşitliliğinin sağlanması gerektiğine de işaret etmektedir. Bunları yaparken de iletim ve dağıtım hizmetlerinin tüketici memnuniyetini karşılayacak kalite ve yeterlilikte yapılması gerektiğine işaret etmektedir.

Enerji tüketimine olan talebin büyümesiyle birlikte Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü de artmaktadır. Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün güncel bilgisi yakıt cinslerine göre Şekil 2.3'de verilmiştir.



Şekil 2.3 : Türkiye’de elektrik enerjisi kurulu gücü (31 Mart 2015)[9].

Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği’nin yayınladığı Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu’ndaki [10] verilerden yola çıkılarak Türkiye’deki rüzgar enerjisi santrallerinin yakın geçmişteki gelişimi değerlendirildiğinde, büyümenin ne kadar hızlı olduğu Şekil 2.4’ten net bir şekilde görülmektedir.



Şekil 2.4 : Türkiye’deki RES kümülatif kurulu güç ve yıllara göre artış oranları [10].

Türkiye’deki rüzgar enerjisi santralleri için kümülatif kurulu güç değerleri Şekil 2.4’ten de görüleceği üzere 2012-2013-2014 yıllarında rüzgar santralleri kurulu gücü %27’lik bir büyüme formunu takip etmektedir. RES’nin coğrafyayı üzerindeki yaygınlığının ve öneminin görülebilmesi adına işletmedeki ve inşa halindeki rüzgar santralleri atlası EK A’da verilmiştir [11].

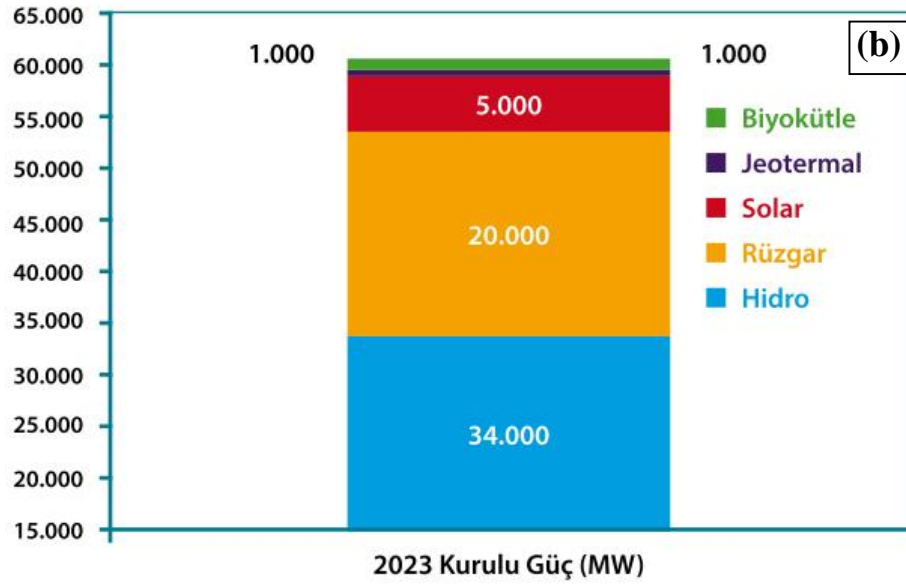
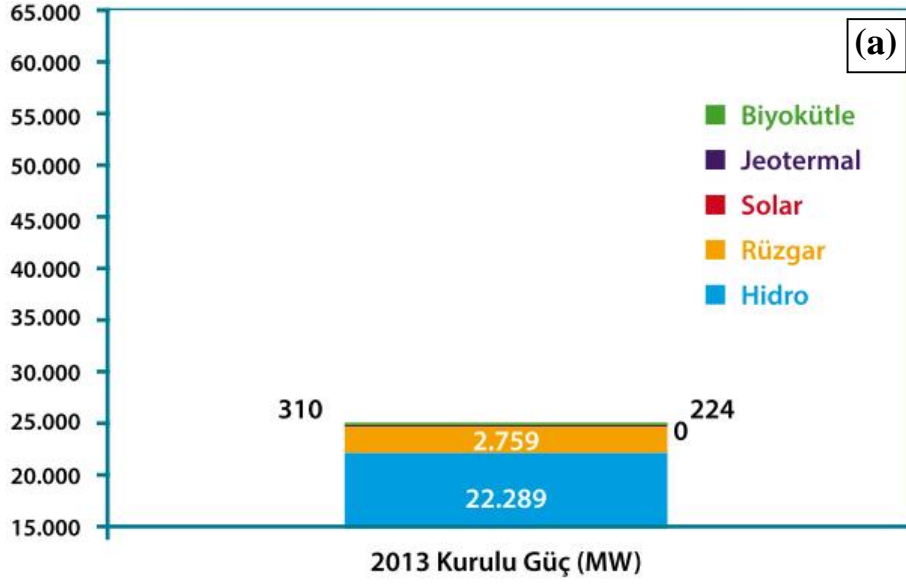
Türkiyede hidroelektrik, rüzgar, güneş ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin yüksekliği nedeniyle 2023 yılı için yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretimine ilişkin yüksek hedefler belirlenmiştir [12]. 2023 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin ülke elektrik üretimindeki payının en az %30’na yükselmesi hedeflenmektedir [12].

Çizelge 2.1’de yer aldığı üzere, yenilenebilir enerji teknolojileri bazında 2023 hedef kurulu güç kapasitelerine ve enerji üretimi değerlerine göre en yüksek büyüme yüzdesi rüzgar enerjisi santralleri için beklenmekte/hedeflenmektedir [12]. Ayrıca, Şekil 2.5’te yenilenebilir kaynaklara dayalı kurulu güç kapasitesi verilerinin 2013 mevcut ve 2023 hedef değerleri enerji kaynağı tipine göre verilmiştir.

Çizelge 2.1 : Yenilenebilir enerji teknolojisi 2013 gerçekleştirmeleri, 2023 tahminleri ve artışlar [12].

Yenilenebilir Enerji Teknolojisi	Kurulu Güç Kapasitesi [MW]			Elektrik Üretimi [GWh]		
	2013	2023	Δ	2013	2023	Δ
Hidroelektrik	22.289	34.000	53%	59.420	91.800	54%
Rüzgar	2.759	20.000	625%	7.558	50.000	562%
Jeotermal	310	1.000	223%	1.364	5.100	274%
Güneş	0	5.000	-	0	8.000	-
Biyokütle	224	1.000	346%	1.171	4.533	287%

Dünyada olduğu gibi Türkiye’de de dağıtık üretim santrallerinin toplam üretim santralleri içindeki ağırlığının, yakın gelecekte günümüzde olduğundan daha önemli seviyelere geleceği bilinmektedir ve üretim kapasite artış hızı dikkate alındığında dağıtık üretim santrallerinin toplam kurulu güçlerinin çok yüksek seviyelere erişeceği öngörülmektedir [13].

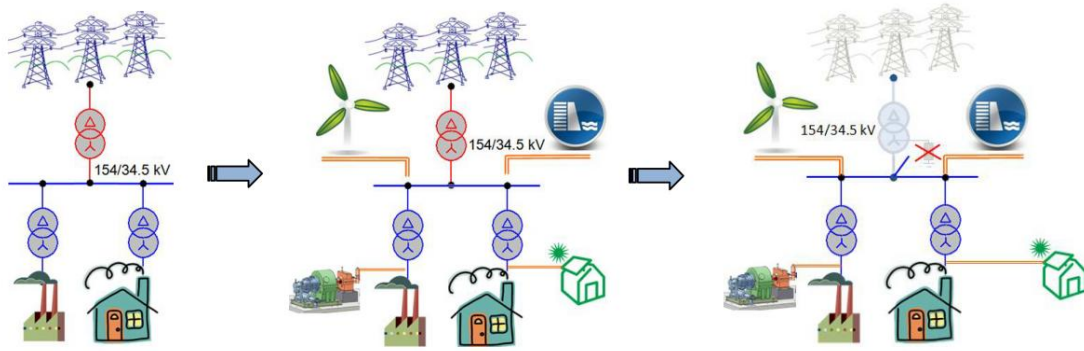


Şekil 2.5 : Yenilenebilir kaynaklara dayalı kurulu güç kapasitesi:
(a) 2013 verileri. (b) 2023 hedefi. [12].

3. DAĞITIK ÜRETİM ENTEGRASYONUNUN OLASI ETKİLERİ

Dağıtım sistemine entegre edilecek üretim tesisleri başta dağıtım şebekesi olmak üzere tüm güç sistemini, tüketicileri ve elektriksel ekipmanları etkileyecektir [1].

Dağıtım şebekesi yapısı dağıtık üretim entegrasyonu ile Şekil 3.1’de gösterildiği üzere değişmektedir. Dağıtık üretim tesislerinin şebeke entegrasyonlarının etkilerinin iyi analiz edilememesi, tesislerin yapısal ve bağlantısal özelliklerinin doğru dizayn edilmemesi nedeniyle kaynaklı olarak dağıtım sistemi hatta iletim sistemi ve nihai tüketici olan kullanıcılar için bazı problemler oluşabilmektedir.



Şekil 3.1 : Dağıtık üretim entegrasyonu ile dağıtım şebeke yapısının değişimi.

En başta can güvenliği olmak üzere sistem güvenliği ve sürekliliği açısından dağıtık üretim entegrasyonlarının en iyi şekilde analiz edilmesi gerekmektedir [4,14].

Dağıtık üretim sonucu oluşacak etki:

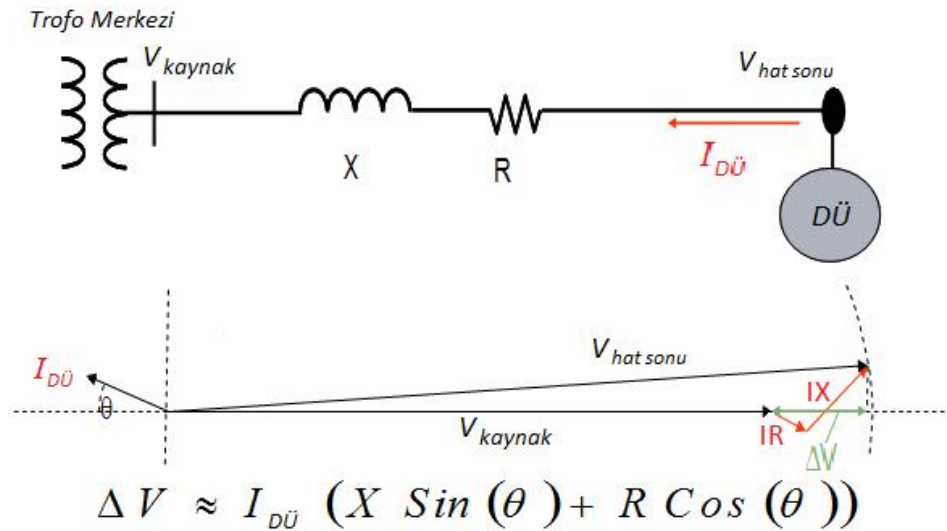
- DÜ büyüklüğü ve dizaynına (konverter tipi, empedansı, röle fonksiyonları, bağlantı transformatörü ve topraklama tipi)
- Kullandığı kaynağa (rüzgar, güneş, içten yanmalı)
- Diğer DÜ’ler ve yüklerle etkileşimine
- Dağıtım sistemindeki lokasyonuna ve dağıtım sistemi karakteristiğine (radyal/göz şebeke, bağlantı noktasındaki empedans, gerilim kontrol ekipmanları lokasyonları/ayarları, fider topraklama tipi, aşırı akım koruma ekipmanları tipi, lokasyonları/ ayarları)

bağlı olarak değişmektedir.

Dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonlarında oluşabilecek çeşitli problemlere bu bölümde yer verilmiştir.

3.1 Kararlı Hal Gerilim Profiline Etkileri

Bağlantısı yapılacak tesisin üretim gücüne, bağlantı noktası ile tesis arası mesafeye göre ilgili hat/kablo boyutlandırılmasının uygun şekilde yapılması gerekmektedir. Mevcut yapıda, dağıtım sisteminin gelişimine bağlı olarak en uygun hat seçimlerinin yapılmış olması gerekmektedir [15]. Ancak yüksek güçteki (MW seviyesinde) üretim biriminin dağıtım sistemine entegrasyonunda bağlantısı söz konusu olduğunda bağlantı mesafesine göre uzun hatlar kullanılması gerekebilir. Bu durumda uygun yaklaşım ve hesaplamalar yapılmaz, dağıtım bölgesi maksimum/minimum yük koşulları dikkate alınmaz ve hat kesiti yanlış seçildiği takdirde üretim tesisi ve dağıtım sistemine bağlanılan noktada gerilim yükselmesi problemi yaşanabilmektedir. Üretim kaynağının oluşturacağı gerilim yükselmesi örneği olarak grafiksel ve matematiksel gösterim Şekil 3.2’de verilmiştir.

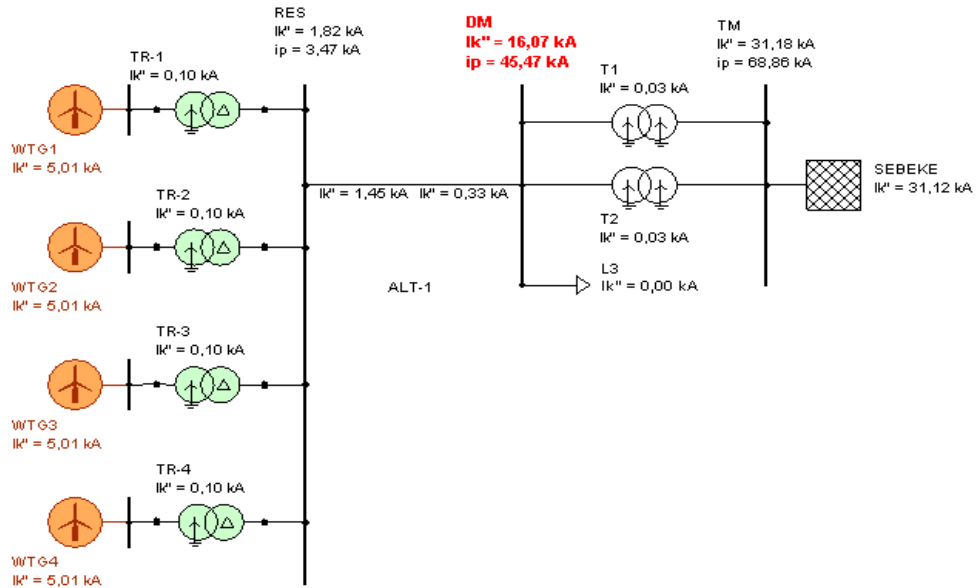


Şekil 3.2 : Gerilim yükselmesi teorik gösterimi.

Bir dağıtık üretim santrali fider boyunca ters yönde bir yük akışı oluşturur. Yük akışının genliğine bağlı olarak dağıtım bölgesinde gerilim yükselmelerine neden olabilir [16]. Bir dağıtım fiderinde olası gerilim yükselmesi problemi için Şekil 3.3’de ve Şekil 3.4’teki yapılar örnek olarak incelenebilir.

3.2 Kısa Devre Akım Seviyesine Etkileri

Tüm döner alanlı makineler kısa devreye katkı gerçekleştirilir. Üretim tesisinde yer alan generatörlerin sağlayacakları kısa devre katkısıyla sistemdeki kısa devre seviyeleri yükselmektedir [18]. Üretim tesislerinin bağlandıkları noktaya ve sistemin tümüne sağlayacağı kısa devre katkısı iyi değerlendirilmelidir. Şekil 3.5'te RES kısa devre katkısı ile dağıtım barasındaki kısa devre dizayn değerinin aşıldığı görülmektedir.



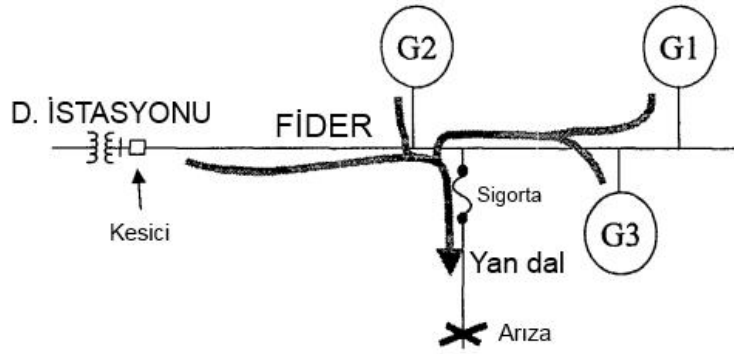
Şekil 3.5 : DÜ kısa devre katkısıyla bara dizayn kısa devre seviyesinin aşımı.

Dağıtım sisteminde gerçekleşecek bir arızada, her bir üretim kaynağı, bağlandığı noktadan bir kısa devre katkısı oluşturmaktadır. Bu kısa devre katkısının seviyesi/değeri, üretim santralinin tipine, kullandığı teknolojiye ve gücünün büyüklüğüne bağlı olarak değişmektedir. Örnek olarak rüzgar enerjisi santrallerinde çift beslemeli endüksiyon generatörü kullanımı (DFIG) ile tam ölçekli frekans konverteri kullanımı (FC) arasında kısa devre katkısı açısından 4-5 kat fark oluşmaktadır. Konvansiyonel üretim yapılarında ise örneğin hidroelektrik santrallerde ise kısa devre katkısı ünitenin nominal akımın yaklaşık 6 katı civarında olmaktadır. Yenilenebilir enerjinin dağıtım şebekesine entegrasyonunda, kısa devre ile ilgili olumsuz durumlar, dizayn aşamasında engellenebilir.

Tek bir dağıtık üretim tesisinden gelecek kısa devre katkısı çok yüksek olmayabilir ancak bir grup üretim tesisinin ya da büyük ölçekteki birden fazla dağıtık üretim tesisinin toplam kısa devre akım katkıları hatırı sayılır büyüklüklere ulaşabilir.

Koruma koordinasyon yapısının değişmesine neden olan bir diğer etken ise bağlantı yapılan nokta, tüketim ve üretim büyüklükleri göze alındığında dağıtım şebekesindeki güç akışlarının değişmesidir.

Kurulu gücü açısından küçük dağıtık üretim kaynaklarının arıza akımına katkısı büyük olmayabilir. Ancak çok sayıda küçük güçlü üretim birimin veya birden fazla büyük birimin arıza akımına toplam katkısı ile kısa devre seviyesi / yönleri koruma cihazlarının yanlış çalışmasına neden olacak şekilde değişebilir. Bu durum dağıtım sisteminin güvenilirliğini ve güvenliğini olumsuz yönde etkileyecektir. Şekil 3.7’de birden fazla üretim biriminin eklenmesiyle oluşan kısa devre katkıları gösterilmiştir. Artan kısa devre akımları neticesinde sigorta-kesici koordinasyonunun bozulması da sözkonusu olabilir. Bölgede sigorta-röle ile sağlanan koordinasyon yapısının artan arıza akımları nedeniyle bozulma ihtimali ortaya çıkmaktadır [3,19].



Şekil 3.7 : Dağıtık üretim entegrasyonu sonrasında arıza esnasında kısa devre katkıları.

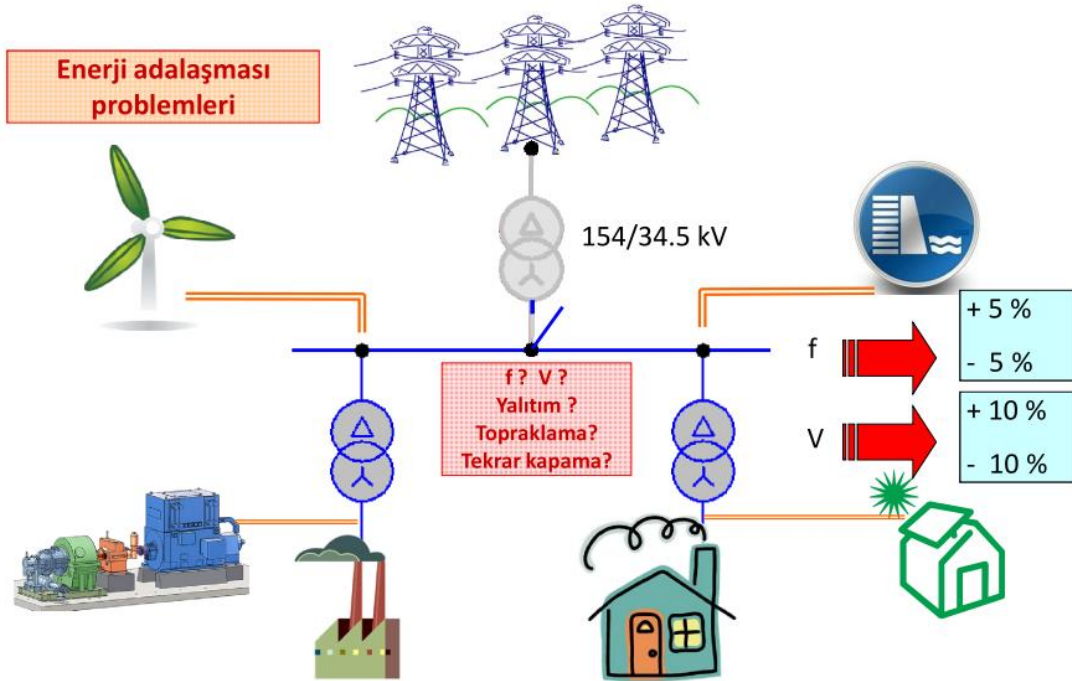
Bir DÜ tesisinin kısa devre katkısı, oluşan maksimum kısa devre akımının %10’undan büyükse ciddi koruma koordinasyonsuzluklarına neden olabilir. Sigortalar kesiciler ile koordinasyonunu kaybedip gereksiz açmalara ve güvenilirliğin kaybedilmesine neden olabilir.

3.4 Adalaşma Problemi

Dağıtım bölgesinin ana dağıtım bölgesinden ayrılması sonucunda dağıtık üretim kaynaklarının belirli bir dağıtım bölgesini beslemeye devam etmesi durumunda adalaşma oluşmaktadır. Dağıtık üretim santrallerinin bağlı olduğu bölgelerdeki

risklerden biri de olası adalaşma durumudur. Sistem operatörü tarafından yapılacak yanlış bir manevra veya dağıtım bölgesinde hat/kablo arızası sonucu belirli bölgelerde adalaşma söz konusu olabilir. Adalaşma sadece generatörün kendi uyarımına sahip olduğu ve adalaşan bölümde yükü karşılayabildiği durumda oluşabilmektedir.

Normalde bir DÜ'in sistemin bir bölümü ile adalaşması istenmez. Çünkü bu durum tüketiciyi etkileyebilecek güç kalitesi ve can güvenliği problemlerine neden olabilmektedir. Ayrıca çok düşük sayıda kaynağa bağlı kalındığından, gerilim ve frekans kontrolü de zorlaşmaktadır. Adalaşan şebeke sistemi yapısı Şekil 3.8'de verilmiştir.



Şekil 3.8 : Adalaşan şebeke yapısı ve olası problemler.

Adalaşma sonrasında işletme topraklamasının yapıldığı ana besleme kaynağının devreden çıkması sonucu olası bir faz-toprak arızası yaşandı taktirde sağlıklı fazlarda aşırı gerilimler oluşacaktır. Bunun sonucunda bazı yalıtım problemleri oluşabileceğinden ekipman ve can güvenliği tehlikeye girebilir. Bunun yanında adalaşma servis restorasyonunu zorlaştırabilir ve bu da SAIDI gibi güvenilirlik endekslerini olumsuz etkiler [20]. Tüm dağıtık üretim tesislerinin kurulumlarında adalaşmayı önlemek için uygun koruma düzenekleri tesis edilmelidir.

Bir dağıtım bölgesinin dağıtık üretim tesisi ile adalaşması ve işletilmeye devam etmesi de mümkün olabilmektedir. Ancak bu yapı için söz konusu dağıtık üretim

tesisinin ilgili bölgedeki tüm yükü karşılayabilmesi, gerilim regülasyonunu istenildiği şekilde yapabilmesi ve doğru işletme topraklama sistemine sahip olması gerekir. Ana dağıtım şebekesindeki enerji geri geldiğinde ilgili kesicinin kapatabilmesi için adalaşan bölge ile dağıtım şebekesinin senkron olarak çalışabiliyor olması gerekmektedir. Bu sistem daha çok kritik öneme sahip endüstriyel tesislerde uygulanmakta olup, dağıtım sistemlerine uygulanması da mümkündür.

3.5 Tekrar Kapama ve Senkronizasyon Yapısına Etkileri

Dağıtık üretimin entegre olduğu dağıtım şebekelerinde otomatik tekrar kapama elemanları kullanılması ciddi problemlere yol açabilmektedir. Üretim birimleri ile koordineli çalışmayan bir tekrar kapama sistemi hem tüketicilere hem de üretim santrallerine zarar verebilir. Tekrar kapamaya sahip sistemlerde tekrar kapama gerçekleşmeden önce dağıtık üretim tesisleri bağlı bulunduğu sistemi enerjilendirmeli ve arızanın temizlendiğinden emin olunmalıdır. Ayrıca senkronizasyon koşulları sağlanamayan sistemde ilgili kesicilerin kapanması dağıtık üretim tesisinin büyük çapta zarar görmesine neden olacaktır. Bunun önüne geçebilmek için sistem yapısını ve tekrar kapama felsefesini değerlendirmek gerekmektedir.

3.6 İşletme Topraklaması Yapısına Etkileri

Dağıtık üretim santralleri sisteme entegre edilirken, mevcut sistemin işletme topraklama yapısı ile uyumlu olması gerekir. Aksi takdirde oluşabilecek gerilim yükselmeleri & aşırı gerilimler sistemde ve kullanıcı tarafında ciddi hasarlara neden olabilecektir. İşletme topraklama sistemi gerek paralel çalışmada gerek izole çalışmada etkin olarak koruma yapılabilmesine müsaade etmelidir.

Özellikle ada moduna geçilme riski oluştuğunda efektif olarak topraklanmamış bir dağıtım şebekesinin tüketim noktalarını beslemeye devam etmesi durumunda yaşanabilecek bir faz toprak kısa devresi, aşırı gerilimlerin oluşmasına neden olabilir. Bu yüksek gerilimde hem sistem hem de kullanıcı tarafı ciddi zararlara uğrayacaktır.

3.7 Enerji Kalitesine Etkileri

Gözlenebilecek bir diğer olumsuz etkili de sistemdeki harmonik bozunumun artması durumudur. Ancak uygun konverter sistemleri kullanıldığında ve üretim kaynakları tarafında gerekli aktif/pasif önlemler alındığında, harmonik bozunum konusunun, düşünüldüğü gibi büyük bir problem oluşturması beklenmemektedir. Ancak güç kalitesinin diğer bir parametresini oluşturan “flikler” yani enerjideki kırpışma etkisi, özellikle kaynak değişkenliği düşünüldüğünde, üretim birimine yakın lokasyonlarda daha çok hissedilebilecektir.

3.8 Bağlantı Kriterleri ve İlgili Yönetmelikler

Bölüm 3.1-3.6’da bahsedilen olası problemlerin önüne geçebilmek ancak belirli teknik analizlerin gerçekleştirilmesi, sonuçların değerlendirilmesi, ilgili çıktılara yönelik önlemlerin alınması ve gereken sistemsel değişikliklerin yapılması ile mümkün olabilmektedir.

Bağlantı sisteminin teknik özellikleri ve temel ihtiyaçları gözetildiğinde ortaya çıkan ve analiz edilmesi gereken konu başlıkları aşağıdaki gibi sınıflandırılmıştır [5].

- Kararlı hal işletimine uygunluk
- Anormal durumlarda şebeke sistemine olan tepki
- Güç kalitesi
- Adalaşma konusu

İletim veya dağıtım sistemine gerçekleştirilecek üretim santrali entegrasyonlarında dikkat edilmesi gereken kriterler ve yönetmelikler ülkelere, entegrasyon yapılacak gerilim seviyesine göre farklılık göstermektedir [14]. Ayrıca ülkeler arası iletim şebekeleri bağlantısı söz konusu ise uluslararası standartlar ve ilgili ikili sözleşmeler bağlayıcı niteliktedir.

İletim seviyesinden gerçekleşecek entegrasyonlar ile dağıtım seviyesinden gerçekleşecek entegrasyonlarda farklı yönetmelikler geçerli olsa da büyük ve iç içe geçmiş güç sistemleri düşünüldüğünde üretim tesisinin entegre olduğu gerilim seviyeleri göz ardı edilebileceğinden, dağıtım ve iletim sistemi ayrımı ortadan kalkarak ortak sistem ifadesi ön plana çıkmaktadır. Üretim santrallerinden tamamıyla

aynı tepkiler beklenmeyecek de olsa dağıtım sistemine bağlanan üretim santrallerinin sayısı arttıkça iletim yapısı ile dağıtım yapısı birbirine daha çok benzeyecektir.

İletim/Dağıtım şebekesine üretim tesisi entegrasyonları konusunda beklenen bağlantı sistemi özellikleri ve teknik kriterlerin yer aldığı çeşitli ulusal yönetmelik ve yönergeler aşağıdaki gibi sıralanabilir [21-26].

- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği [21]
- Elektrik Şebeke Yönetmeliği (RES için EK-18) [22]
- Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği [23]
- Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ [24]
- Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği [25]
- Dağıtım Tesislerine Bağlanacak Üretim Santralleri İçin Fider Kriterleri, TEDAŞ [26]

Yönetmelikler her geçen gün yenilenmekte ve çeşitli konularda düzenlemeler, ek talepler oluşturulmaktadır. Özellikle rüzgar enerjisine dayalı üretim santralleri için daha detaylı ve özel beklentiler talep edilmektedir. Bu noktada, RES'lerin ilgili yönetmeliklere göre değerlendirilmesi, konvansiyonel generatör birimlerinin kullanıldığı dağıtık üretim santrallerinin değerlendirilmesine göre daha önem kazanmaktadır.

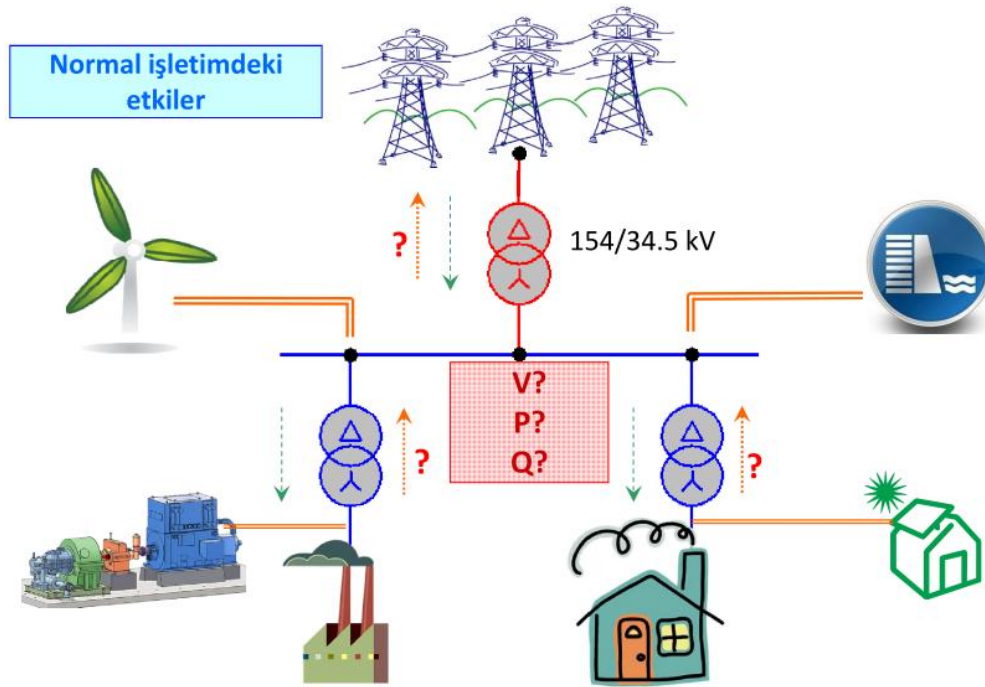
Bu yönetmelik ve tebliğlerde talep edilen ilgili kriterlerin sağlanıp sağlanmadığının değerlendirilebilmesi için birtakım güç sistem analizlerinin gerçekleştirilmesi gerekmektedir. İlgili sistem analizlerine ve yönetmeliklerde bahsi geçen kriterler, limit değerler ve diğer önemli hususlar Bölüm 4'te ele alınmıştır.

4. ENTEGRASYON ANALİZLERİ – ŞEBEKE UYUMLULUĞU

Üretim santralinin entegrasyonu öncesinde gerçekleştirilmesi gereken analizler bağlantı yapılacak noktaya (iletim/dağıtım sistemi), santral üretim sisteminin tipi, bağlantı yapılacak bölgesinin yapısı, mevcut koruma koordinasyon sistemi ve ilgili gücün sisteme iletileceği hat mesafesi'ne göre belirlenmektedir [6,14].

4.1 Yük Akışı Temelli Reaktif Güç Kapasitesi Analizi

Dağıtık üretim tesislerinin entegrasyonu değerlendirildiğinde öncelikle sistem içerisinde elektriksel ekipmanların boyutlandırılması önem taşımaktadır. Daha sonra ise ilgili yönetmeliklerce belirtilen kriterlerin sağlanması için gerekli analizler yapılması ve sistem bileşenlerini analiz çıktıları doğrultusunda belirlemek gerekmektedir. İleri seviye olarak tanımlanabilecek analizleri gerçekleştirilmeden önce ilgili analizin de temelini oluşturan temel Yük Akışı Analizi gerçekleştirilmelidir. DÜ etkisi ile normal işletimdeki yapı ve olası problemler Şekil 4.1'de verilmiştir.



Şekil 4.1 : Normal işletimdeki şebeke yapısı ve olası problemler.

Yük akışı analizi elektrik ekipmanlarının boyutlandırılması ve seçimi, güç sistemleri tasarımı ve işletilmesi ve uygun koruma koordinasyon yapısının geliştirilmesi için çok önemlidir.

Genelde, yük akışı analizinin amacı, iki düğüm noktası arasındaki yük akışını hesaplamak ve sistemin durağan halde aşağıda belirtilen elektrik sistem parametrelerinin belirlenmesidir;

- Düğüm noktasına giren ve çıkan güçler
- Branş elemanlarından, transformatör – hat vb., geçen akım değerleri
- Akım ve gerilim arasındaki faz açıları
- Branşman elemanları üzerinde oluşan gerilim düşümleri
- Baralardaki gerilim ve açıları
- Sistemin güç faktörü

Analizler sonucu değişken anahtarlama ve yük koşulları gözetilerek güç akışlarını, sistem elemanlarının yüklenmeleri, güç sistemindeki bara gerilimleri incelenebilmektedir. Üretim veya dağıtım şebekesinde oluşabilecek gerilim yükselmeleri veya gerilim düşümleri, kablo/hat, transformatör ve generatörler yüklenmeleri, farklı işletme senaryolarındaki güç akışının yön ve büyüklük değişimleri izlenebilir ve ayrıca daha kapsamlı bir çalışma gerektiren üretim tesisinin reaktif güç kapasitesi gibi birçok konu izlenebilir [14].

Yük akışı analizi ile değişken üretim profiline sahip dağıtık üretim kaynaklarının bağlı olduğu şebekelerin işletilmesi sırasında ortaya çıkabilecek olası problemlerin gözlenmesine ve çözümü sağlanabilmektedir [27]. Yük akışı analizi güç sistemlerinin sürdürülebilir işletilebilmesi için zorunludur.

Şebeke uyumluluk analizleri olarak da bilinen rüzgar enerjisi santralının, şebeke yönetmeliği ile uyumlu olup olmadığının kontrolü amacıyla gerçekleştirilen reaktif güç kapasitesi analizi yük akışı temelli bir analizdir. Bu analiz ile dağıtım şebekesine entegre olacak santralin reaktif güç kabiliyetinin Türkiye şebeke yönetmeliğinin rüzgar santralleri ile ilgili olan bölümünde belirtilen rüzgar enerjisi santralının sahip olması gereken reaktif güç kabiliyetini sağlayıp sağlayamadığı incelenmektedir.

4.1.1 Şebeke Yönetmeliğinin Konvansiyonel Üretim Tesisleri İçin Talebi

Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde yer alan Üretim tesislerinin tasarım ve performans esasları doğrultusunda, kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olup iletim sistemine bağlı olan üretim tesislerinde, konvansiyonel tip senkron generatörler, nominal aktif güçleri seviyesinde üretim yaptıkları durumda generatör terminallerinde sürekli çalışmada aşırı ikazlı olarak $\cos\phi$ 0,85 düşük ikazlı olarak da $\cos\phi$ 0,95 güç faktörü sınır değerleri arasında her noktada çalışabilme yeteneğine sahip olmak zorundadırlar [22]. Kurulu gücü 30MW'ın altında kalan termik ve hidroelektrik santraller bu şarta tabi değildirler.

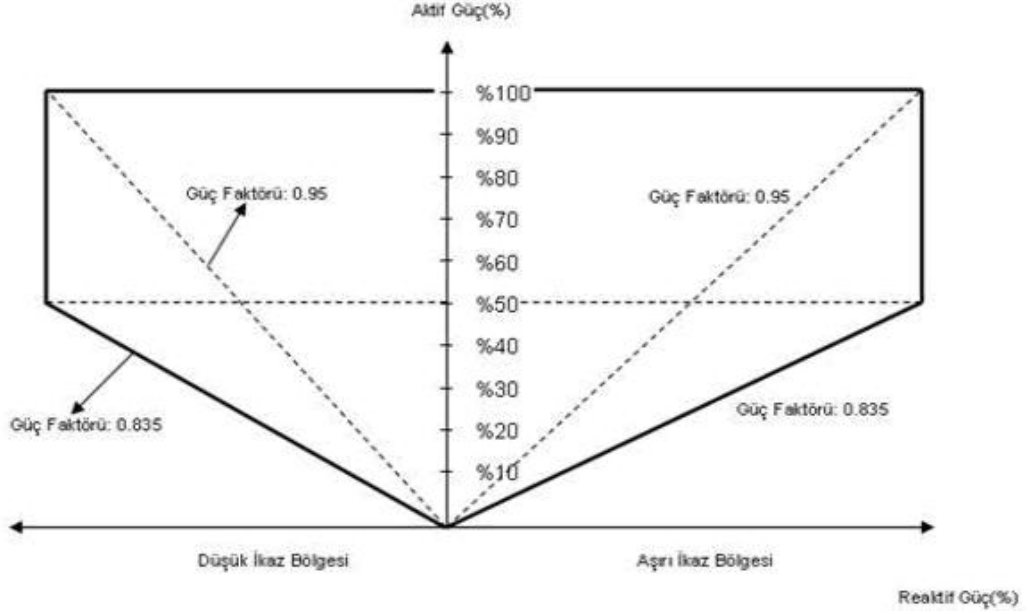
TEİAŞ'ın bir orta gerilim dağıtım barasına veya dağıtım sistemindeki her hangi bir noktaya bağlanan ünitelerin uyması gereken sistem tasarım şartına göre; ünitelerin, aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olmaları beklenmektedir [23].

Yan hizmetler yönetmeliğinde ise iletim sistemine bağlı olup kurulu gücü 30 MW ve üzerinde olan lisanslı tüm üretim tesisleri ile dağıtım sistemine bağlı olan lisanslı tüm üretim tesislerinin aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında reaktif güç kontrolüne katılımları zorunlu kılınmıştır. Reaktif güç kontrolü otomatik gerilim regülatörü vasıtasıyla ve/veya iletim veya dağıtım sistem işletmecilerinin talepleri doğrultusunda sağlanabilmesi istenmektedir.

4.1.2 Şebeke Yönetmeliğinin RES'ler İçin Talebi

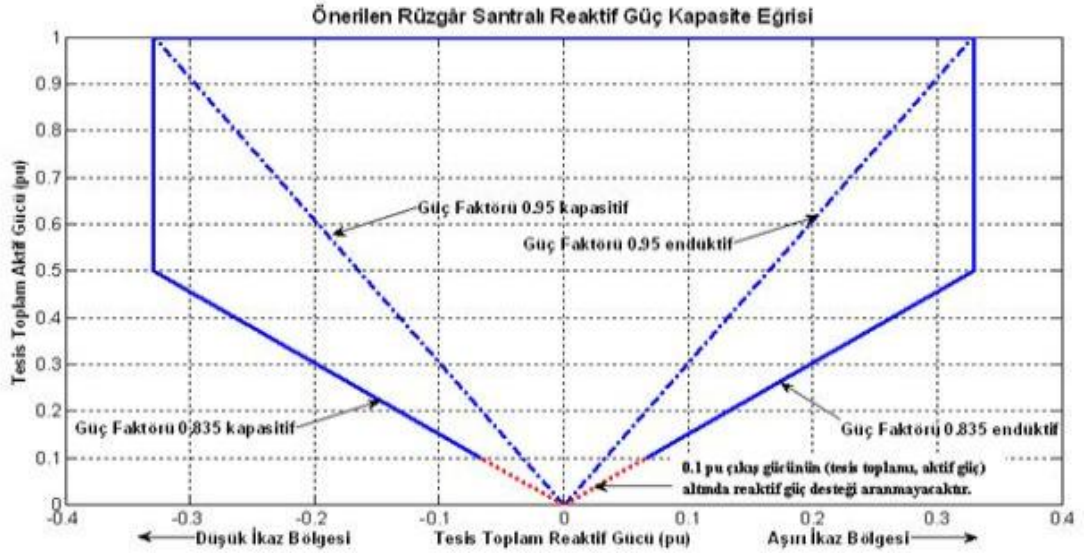
Rüzgar enerjisine dayalı üretim yapan santraller için ise reaktif güç kapasitesi ile ilgili Ek-18'de yer alan şebeke bağlantı kriterleri geçerlidir [22].

Türkiye şebeke yönetmeliğinin rüzgar enerjisi santralleri ile ilgili olan bölümü, rüzgar parkının sahip olması gereken reaktif güç kabiliyetini Şekil 4.2'de gösterildiği gibi tanımlamakta idi.



Şekil 4.2 : 2008 tarihli şebeke yönetmeliğinde belirtilen RES reaktif güç kapasite eğrisi.

Şekil 4.3'te görülebileceği üzere yapılan değişiklik ile yeni yönetmelikte üretim tesisinin toplam aktif güç çıkışı, tesis kurulu gücünün 10% 'sine eşit ve altında olduğu koşullar için reaktif güç desteği talep edilmemektedir.

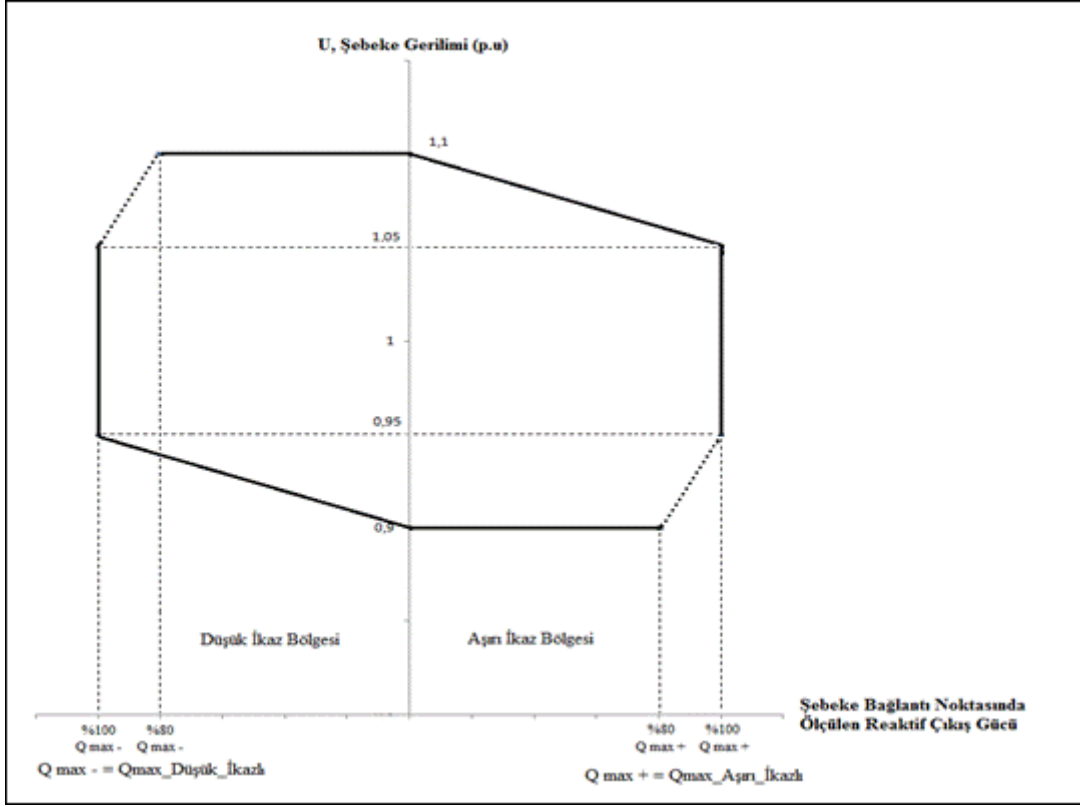


Şekil 4.3 : Güncel Türkiye şebeke yönetmeliğinde tanımlanan RES reaktif güç kapasite eğrisi.

Rüzgar enerjisi santrali, Şekil 4.3'te belirtilen ilgili poligonun içindeki tüm noktalarda çalışabiliyor olmalıdır. Aşırı ikaz bölgesi ifadesi, rüzgar türbinleri terminal gerilimlerinin nominalin 105%, Düşük ikaz bölgesi ifadesi ise rüzgar türbinleri terminal gerilimlerinin nominalin 95% değerinde olduğunu koşulu

tanımlamaktadır [28]. Aktif ve reaktif güç değerleri şebekeye bağlanılan noktadan ölçülmelidir.

Bağlantı noktası gerilimine bağlı olarak gerektiğinde ulaşılabilmesi gereken zorunlu reaktif güç değerleri Şekil 4.4'te gösterilmiştir.



Şekil 4.4 : Şebeke bağlantı noktası gerilimine bağlı zorunlu reaktif güç değerleri.

4.2 Kısa Devre ve Aşırı Akım Koruma Koordinasyon Analizi

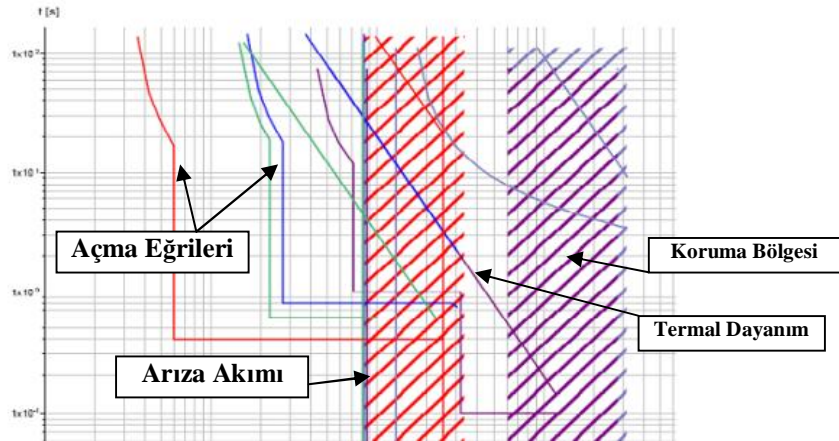
Kısa devre analizleri yük akışı analizinde olduğu gibi elektrik ekipmanlarının boyutlandırılması ve seçimi, güç sistemleri tasarımı ve işletilmesi ve uygun koruma koordinasyon yapısının geliştirilmesi için çok önemlidir.

Kısa devre analizi ile sistemde oluşabilecek dengeli ve dengeli olmayan arıza durumlarında oluşabilecek arıza akım değerlerinin hesaplanması yapılabilmektedir.

Dağıtık üretim tesisleri için kısa devre analizleri minimum ve maksimum olmak üzere iki farklı koşul için incelenmektedir. Elektrik ekipmanlarının boyutlandırılması ve seçiminde maksimum kısa devre koşulları önemli olmaktadır. Uygun koruma ve koordinasyon yapısının belirlenmesinde, röle ayarlarının hesaplanmasında ise minimum kısa devre koşulları kullanılmaktadır.

Entegrasyon çalışmalarında kısa devre analizi ile dağıtım sistemine bağlanılan noktada, üretim tesisi baralarında ve komşu baralarda farklı arıza koşulları için kısa devre seviyeleri incelenerek dizayn değerlerinin uygunluğu kontrol edilebilmektedir. Ayrıca koruma koordinasyon çalışmasında değerlendirilmek üzere bağlantı kablolarının, hatların dayanım sınırları kısa devre analizleri sonucu hesaplanmaktadır [1].

DÜ etkisi ile arıza akımlarındaki değişim ve aşırı akım koordinasyon eğrileri örnek olarak Şekil 4.5'te verilmiştir. Elektrik şebeke ölçeğindeki güç sistemlerinde meydana gelebilecek anormalliklerin, hata ve arızaların hızla giderilebilmesi için, güç sistemini korumada kullanılan elemanların doğru seçimi, uygulama alanları ve koordinasyonları oldukça önemlidir. Tanımlanan bu yapılar yeni bir dağıtık üretim tesisi elektriksel sistemin kurulması, mevcut bir sistemin iyileştirilmesi veya sistemin enerji sürekliliğinin sağlanması için olabilir.



Şekil 4.5 : Aşırı akım koruma koordinasyon eğrileri, arıza akımı değişimi.

Besleme sürekliliği ve arızanın olmadığı yerlerde enerji kesintilerinin yaşanmaması için kullanılan koruma elemanlarının birbirleri ile koordineli çalışması büyük önem arz etmektedir. Bu amaçla dağıtık üretimin entegre edildiği şebeke içerisinde, birtakım koruma sistemlerine ait yapılar ve ilgili koruma ekipmanları tasarım, seçim veya inşa edilmelidir.

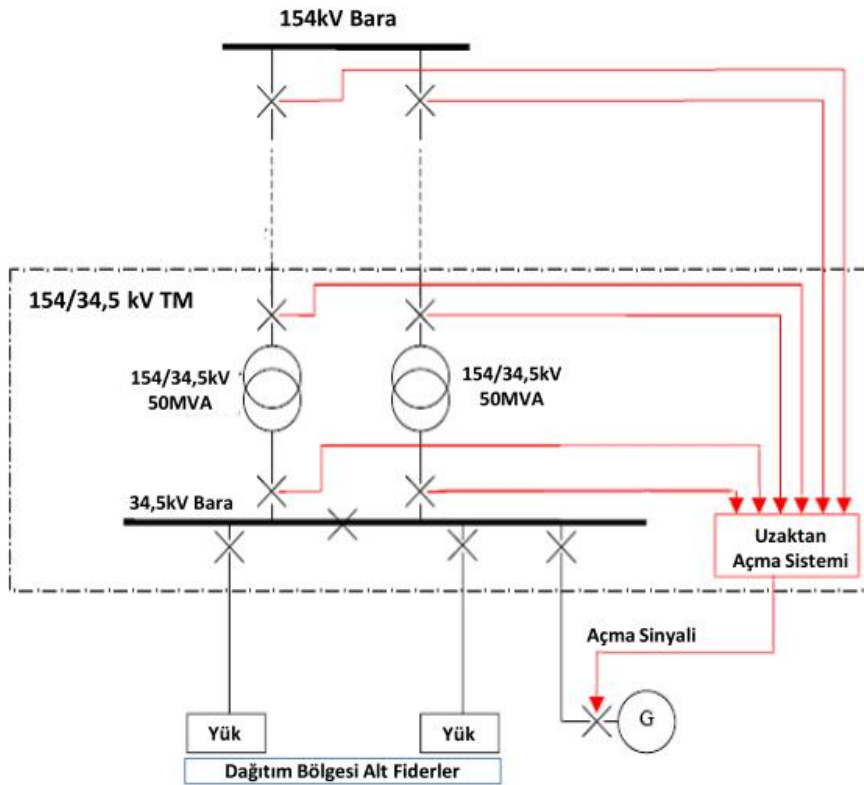
4.2.1 Şebeke Yönetmeliğinin Talebi

Dağıtım tesislerine bağlanacak üretim santralleri için fider kriterleri belirlenmiştir [26]. Yeni yapıda koruma koordinasyonun sağlanabilmesi için ek ekipmanlar ve bazı koruma fonksiyonlarının ilave olarak kullanılması talep edilmektedir. Temel olarak

üretim santral fiderlerine yönlü aşırı akım faz (ANSI 67) ve toprak koruma (ANSI 67N), düşük ve aşırı frekans koruma (ANSI 81), düşük ve aşırı gerilim koruma (ANSI 27/59) fonksiyonlarının tesis edilmesi gerekmektedir [24].

Dağıtım şebekesinde ana kaynak enerjisi kesildiğinde adalaşma oluşmaması için üretim santralinin şebeke ile bağlantısının kesilmesi istenmektedir [24].

Ayrıca dağıtım şirketinin yapacağı etüt çalışmasına göre vektör kayması, frekans değişim hızı (df/dt), artık gerilim (59N) korumaları da talep edilebilmektedir. Adalaşma riskini ortadan kaldıran ve olası bir adalaşma durumunda toprak arızaları neticesinde sistemi arızadan izole edebilmek için bu fonksiyonların yanı sıra uzaktan haberleşme yöntemleri ile ana kaynağın açması koşulunda dağıtık üretim santrallerinin açtırılması için Şekil 4.6'daki gibi bir altyapı oluşturulması da tavsiye edilmektedir.



Şekil 4.6 : Adalaşmayı önleyici aktif koruma sistemi – uzaktan açma sistemi [3].

4.3 Dinamik Analiz

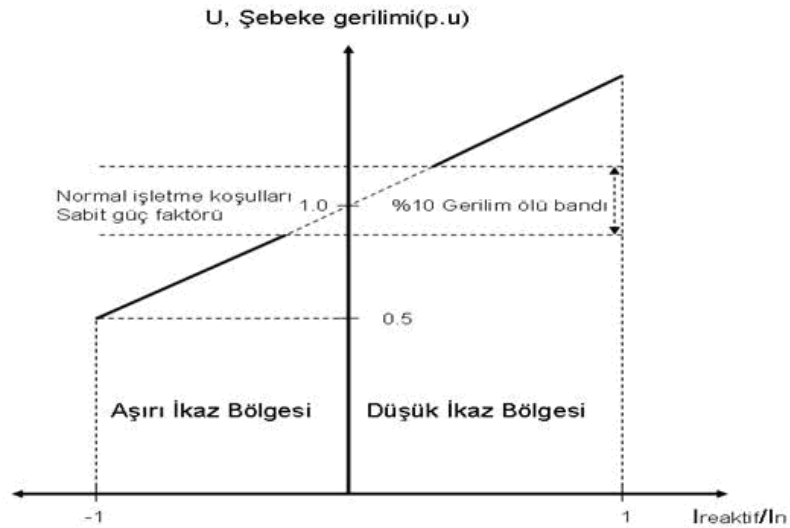
Dinamik analizler diğer güç sistemi analizlerine göre ileri seviye analizler olarak nitelendirilir. Ani yük değişimleri (büyük bir yükün devreye girmesi veya çıkması), güç sisteminde yaşanacak bir arıza anında veya arızanın temizlenmesinden sonraki

durum vs. olaylar paralelinde sistemin dinamik tepkisini incelemek için dinamik analizler gerçekleştirilir. İletim sistemine bağlanan rüzgar enerjisi santrallerinde ve dağıtım şebekesine bağlanmasına rağmen şebeke yönetmeliği EK-18 kapsamına giren (>10MW) santrallerde de; arıza esnasında devam edebilme yeteneğinin (LVRT) kontrolü, yukarıda bahsi geçen dinamik olaylarda oluşturulacak aktif ve reaktif güç tepki hızının incelenmesi, gerilim kontrolü ve frekans tepkisi testleri için dinamik analizler gerçekleştirilir [14].

Normal işletme yapısında veya adalaşma söz konusu olduğu durumlarda frekans ve gerilim değişiklikleri de bu analizler ile incelenebilmektedir. Frekans ve gerilim kararlılığını kontrol edebilmek, düzeltici önlemleri sunabilmek için dinamik analizlere ihtiyaç duyulmaktadır [14].

4.3.1 Şebeke Yönetmeliğinin Reaktif Güç Desteği Talebi

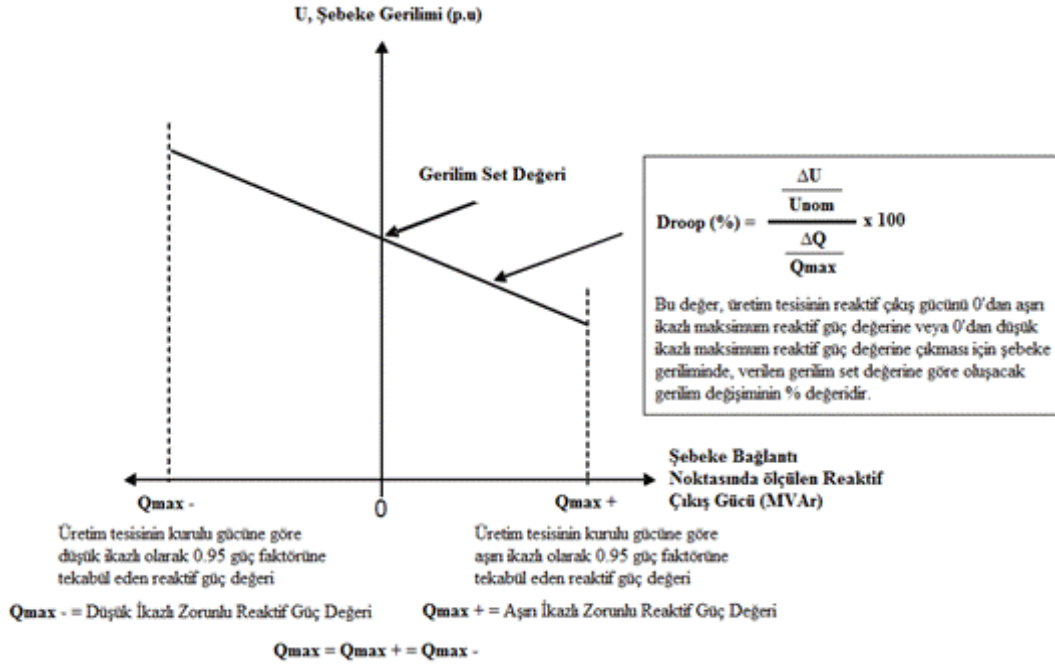
2008 tarihli şebeke yönetmeliğine göre, şebeke geriliminde meydana gelen %10'a kadar olan dalgalanmalarda rüzgâr türbini herhangi bir tepki vermesi beklenmemektedir. Bu sınırın üzerindeki dalgalanmalarda, Şekil 4.7'de gösterildiği üzere nominal gerilimin %1'lik değişimi için nominal akımın %2'si oranında reaktif akım desteği beklenmektedir.



Şekil 4.7 : Gerilim dalgalanmalarında RES'lerin sisteme vereceği reaktif güç desteği eğrisi (2008).

2013 tarihli değişiklik ile elektrik şebeke yönetmeliğinde, bağlantı noktası geriliminin 0,9 pu ve 1,1 pu değerleri arasında olması normal işletme koşulu olarak ifade edilmekte ve rüzgar enerjisi santralleri normal işletme gerilimi sınırları

içerisinde yaşanabilecek tüm gerilim dalgalanmalarında Şekil 4.8’de belirtilen karakteristik çerçevesinde cevap vermesi gerekmektedir.

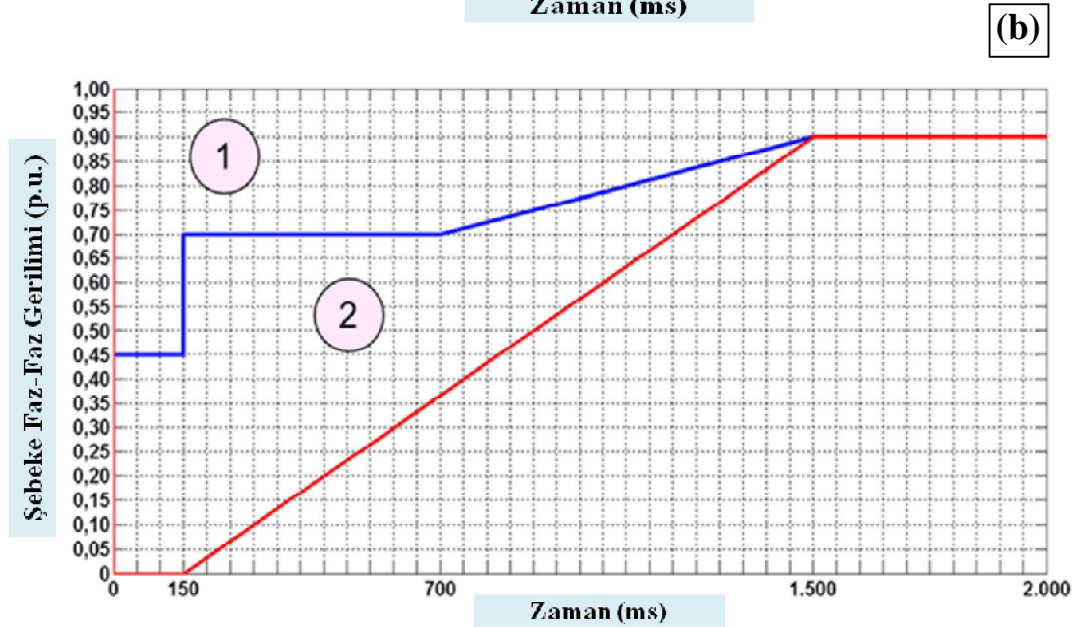
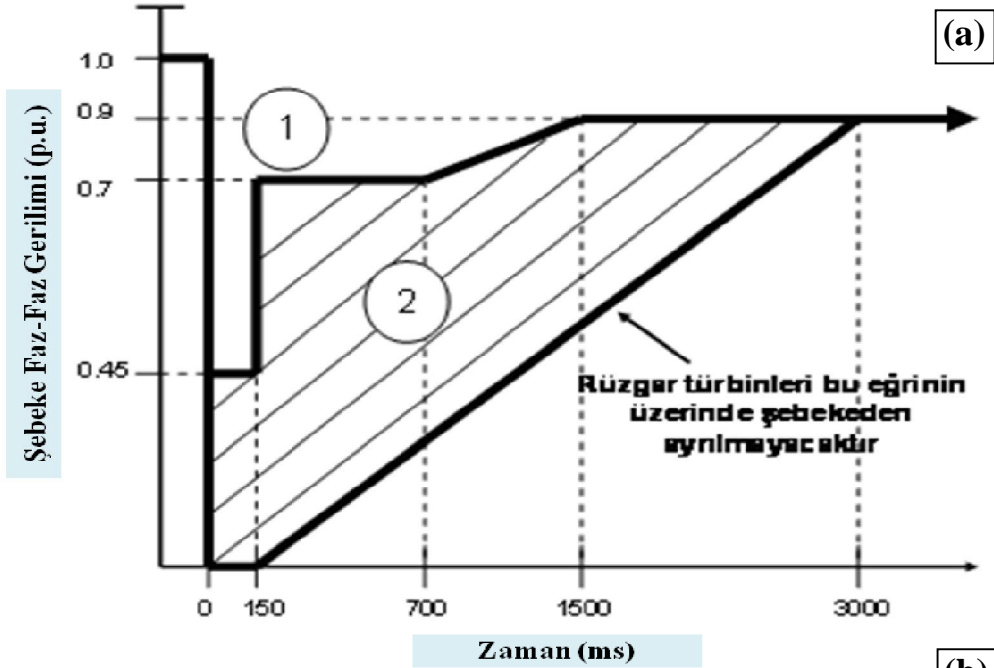


Şekil 4.8 : Gerilim dalgalanmalarında RES’lerin sisteme vereceği reaktif güç desteği eğrisi (Güncel).

Şekil 4.8’de tanımlanan “droop” değeri, %2-%7 aralığında bir değer olup şebeke bağlantı noktası değerlendirilerek TEİAŞ tarafından belirlenir. Üretim tesisi bu karakteristiğe bağlı olarak gerilim değişimleri limitleri dahilinde reaktif güç desteği sağlamak durumundadır.

4.3.2 Şebeke Yönetmeliğinin Arıza Sonrası Sisteme Katılım Talebi

Şebeke yönetmeliğinde, RES’lerin arıza sonrası sisteme katkılarıyla ilgili beklentilere de yer verilmiştir. 2008 ve 2013 tarihli şebeke yönetmeliklerinde belirtilen karakterisiksel limit değerlerler Şekil- 4.9’da verilmiştir. Bağlantı noktasındaki şebeke geriliminin Şekil 4.9’da işaret edilen 1 ve 2 numaralı bölgelerde kaldığı süre boyunca rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisinin şebekeye bağlı kalması gerekmektedir.



Şekil 4.9 : Arıza anı bağlantı noktası şebeke gerilimine göre rüzgar türbinlerinin devrede kalma süreleri: (a) 2008 EK-18. (b) 2013 EK-18.

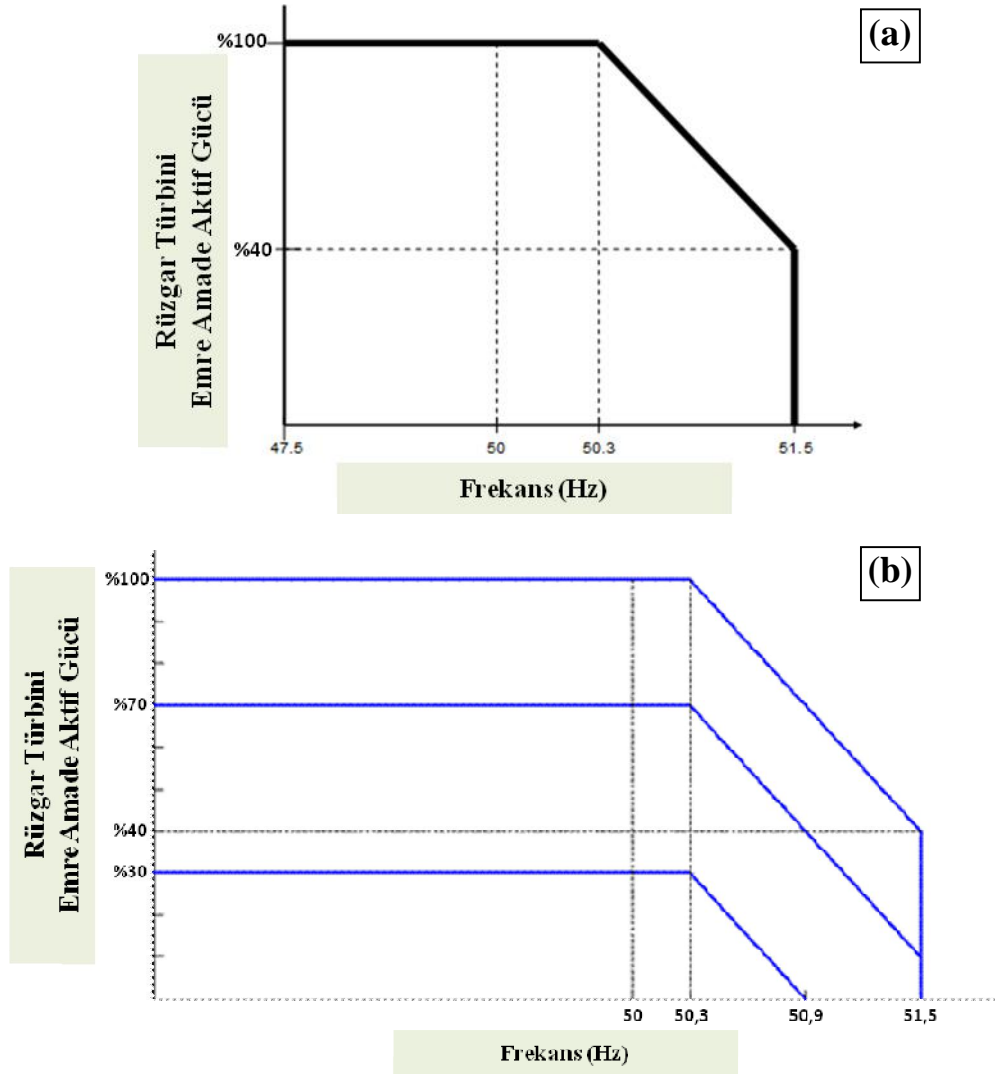
Arıza esnasındaki şebeke geriliminin 1 veya 2 numaralı alanda kaldığı koşullarda, rüzgar türbini aktif gücü, arıza temizlendikten hemen sonra saniyede nominal aktif gücünün sırasıyla en az %20'si veya %5'i oranında artırılarak, tesisin üretilebilecek maksimum aktif güç değerine ulaşması beklenmektedir.

RES'lerin şebeke bağlantı noktasında arıza durumlarında oluşacak %10'dan büyük gerilim dalgalanmalarında rüzgar türbin generatörünün tasarım limitlerini aşmadan, maksimum reaktif desteği sağlanması beklenmektedir. Reaktif güç desteğinin

genliği, devreye girme süresi ve devrede kalma süresi yönetmeliğe uyum noktasında önem arz etmektedir.

4.3.3 Şebeke Yönetmeliğinin Frekans Tepkisi Talebi

Şebeke yönetmeliğinin bir diğer talebi rüzgar türbinlerinin frekans tepkisi ile ilgilidir. 2008 ve 2013 tarihli şebeke yönetmeliklerine göre rüzgar türbini frekans tepkileri Şekil 4.10'daki gibi olmalıdır.



Şekil 4.10 : Şebeke yönetmeliğinde talep edilen rüzgar türbini güç-frekans eğrileri: (a) 2008 EK-18. (b) 2013 EK-18.

Rüzgar türbinlerinin frekans tepkisi 2008 şebeke yönetmeliğine göre Şekil-XX ada gösterilen koyu çizgiyi takip etmeli. 2013 şebeke yönetmeliğine göre rüzgar türbini frekans tepkileri Şekil 4.10.b'de verilen güç-frekans eğrisi sınırları içinde kalacak şekilde olmak zorundadır. Ayrıca frekansın 50,2 Hz'in üzerinde olduğu durumunda hiçbir rüzgar türbini ek olarak sisteme dahil olmamalı, devreye girmemelidir.

Rüzgar türbinleri, şebeke frekansı 47,5-50,3 Hz aralığında olduğu sürece emre amade gücünün tamamını üretebilecek özellikte olmalıdır. Şebeke frekansının 50,3 Hz'in üzerine çıkması durumunda ise RES'ler Şekil 4.10.b'de belirtilen ilgili aktif güç-frekans karakteristiklerini takip ederek %4 hız düşümü değerini sağlayacak şekilde yük bırakmalı ve 51,5 Hz'de ise tamamıyla devre dışı olmalıdır [22].

4.4 Diğer Elektriksel Sistem Analizleri

Bölüm 4.1–4.3'de bahsedilen analizler haricinde, dağıtık üretim entegrasyonları için benzer düzeyde öneme sahip olan ancak ayrı bir inceleme/uzmanlık konusu olan ve dolayısıyla bu çalışma kapsamının özelinde yer almayan güç kalitesi analizleri, işletme topraklama sistemi analizi, yalıtım koordinasyonu analizlerinin yapılması ve sonuçlarının değerlendirilmesi de güç sistemi açısından önemlidir. Entegrasyon çerçevesinden genel bütünlüğü yakalamak adına aşağıda ilgili analizler hakkında temel bilgilere yer verilmiştir.

4.4.1 Güç Kalitesi Analizleri

Dağıtık üretim tesisleri harmonik oluşturabilmektedir. Üretilen bu harmoniklerin tipi ve önem derecesi konverter teknolojisine ve bağlantı konfigürasyonuna göre değişkenlik gösterebilmektedir. Konvansiyonel üretim birimlerinin kullanıldığı üretim tesislerinde de harmonik seviyesinin analizi edilmesi gerekmektedir [29]. Ancak konvertör sistemlerinin kullanıldığı üretim birimlerinde harmonik bozunumu daha önemli derecededir.

Güç kalitesi analizleri sonucunda üretim santralının bağlı olduğu dağıtım şebekesinde hangi düzeyde harmonik oluşturulduğu, bozunuma neden olduğu incelenir ve fliker şiddeti de hesaplanarak ilgili yönetmeliklerde bahsedilen sınır değerlerin aşılmadığı kontrol edilmektedir.

Bazı durumlarda ise rezonans oluşabileceği ve harmoniğe hassas diğer sistem elemanlarında problem oluşabileceği unutulmamalıdır [1].

4.4.2 İşletme Topraklama Sistemi Analizi

Dağıtık üretim santrallerinde kullanılacak trafoların bağlantı grubu, işletme topraklama yapısının tasarımı ve kontrolü için gerçekleştirilir. Toprak arızası durumunda gerilim yükselmesi problemi çözmek için genelde dağıtık üretim

kaynakları sisteme efektif olarak topraklanmış yapılar olarak tasarlanmaktadır [1,4,5].

4.4.3 Yalıtım Koordinasyonu Analizi

Anahtarlama, Şebeke veya tesis arızaları, yıldırım düşmesi, dağıtım Şebekesi bağlantısının ayrılması durumlarında oluşabilecek olası aşırı gerilimleri, bu koşullar altında sistem elemanlarının dayanımlarını incelemek veya uygun elaman seçimi / sistem tasarımı yapabilmek için yalıtım koordinasyon analizi gerçekleştirilir [1].

5. DAĞITIK ÜRETİM TESİSLERİNİN ŞEBEKE UYUMLULUĞUNUN GÜÇ SİSTEM ANALİZLERİ UYGULAMALARIYLA DEĞERLENDİRİLMESİ

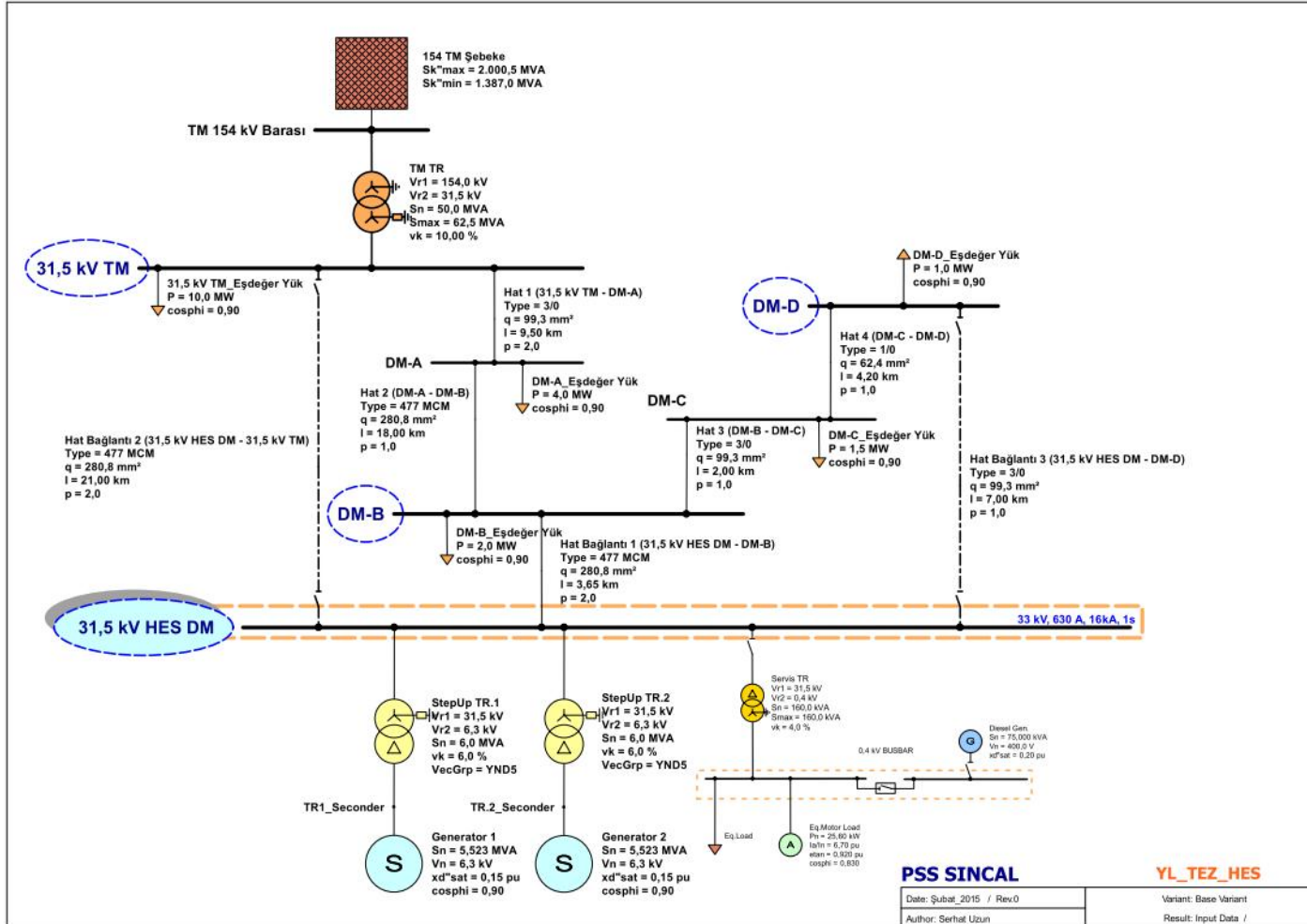
Bu bölümde dağıtım sistemine entegre edilecek dağıtık üretim tesisleri için gerçekleştirilmesi önem taşıyan, bu çalışmanın özelinde ele alınan etkilerin değerlendirileceği ileri seviyedeki analizler gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar için SIEMENS'in sahibi olduğu ve geliştirdiği analiz programları PSS®E 33.5.2 ve PSS®SINCAL v11.0 kullanılmıştır.

5.1 Kararlı Hal Gerilim Profilinin İncelenmesi

Bu bölümde dağıtım şebekesine bağlanması planlanan bir dağıtık üretim tesisinin bağlantı/işletme alternatiflerinin değerlendirilmesi yapılacaktır. Tesisin dağıtım şebekesindeki farklı dağıtım merkezlerine farklı kesitteki iletkenlerle bağlanması koşulları dağıtım şebekesindeki değişken yük profilleri de dikkate alınarak hem kararlı durumdaki gerilim profili açısından ele alınmıştır. Ayrıca dağıtık üretim tesisinin üretim kontrol modu değişimi de gözetilerek kararlı hal durumundaki bara gerilimleri analiz edilmiştir.

İncelenen üretim tesisi, dağıtım sistemine bağlantısı gerçekleştirilecek bir hidroelektrik santralidir. Modellenen yapıda; 2 adet 6,3kV 5,523MVA gücünde geneatör birimi 31,5/6,3kV yükseltici transformatörler üzerinden HES dağıtım barasına (31,5kV HES DM) bağlanmaktadır. Hidroelektrik santralinin mevcut bir dağıtım barası üzerinden dağıtım şebekesi orta gerilim seviyesine bağlantısı planlanmaktadır. HES DM ile dağıtım şebekesi arası irtibat havai hatlarla sağlanacak olup, üretilen güç bölgedeki yük durumuna göre bir kısmı veya tamamı dağıtım bölgesinde tüketilecek, üretimin fazla olduğu bölgesel yükün az olduğu dönemlerde ise TEİAŞ TM'de bulunan 154/31,5kV transformatörü üzerinden Türkiye iletim şebekesine taşınacaktır.

Güç sistem analizi programında kurulan şebeke yapısı Şekil 5.1'de verilmiştir.



Şekil 5.1 : Temel şebeke yapısı tek hat görünümü (Alternatif 1).

Güç şebekesindeki mevcut dağıtım merkezlerine bağlanan eşdeğer yükler ilgili baralardaki güç taleplerini temsil etmektedir ve dağıtım bölgesi geneli puant yükü 18,5MW'tır. Dağıtım bölgesi puant yüklerine Çizelge 5.1'de yer verilmiştir.

Çizelge 5.1 : Dağıtım bölgesi puant yükleri.

Bara	Yük İsmi	P [MW]	Q [MVA _r]	S [MVA]	cosphi
DM-B	DM-B_Eşdeğer Yük	2	0,97	2,22	0,9
DM-A	DM-A_Eşdeğer Yük	4	1,94	4,44	0,9
DM-C	DM-C_Eşdeğer Yük	1,5	0,73	1,67	0,9
DM-D	DM-D_Eşdeğer Yük	1	0,48	1,11	0,9
31,5 kV TM	31,5 kV TM_Eşdeğer Yük	10	4,84	11,11	0,9

Üretim santralinin dağıtım şebekesine bağlantı noktası için üç farklı alternatif değerlendirilmiştir. Bölgedeki TEİAŞ Trafo Merkezi ana dağıtım barası (31,5kV TM), dağıtım şebekesi fider güzergahında yer alan bir diğer dağıtım barası (DM-B) ve son olarak da dağıtım bölgesinde kaynaktan en uzak noktada bulunan dağıtım barası (DM-D) alternatif bağlantı noktası olarak incelenmiştir. Bağlantı alternatifleri için planlanan havai hatlar ve sistemdeki diğer hat detayları Çizelge 5.2'de yer almaktadır.

Çizelge 5.2 : Bağlantı alternatiflerinde kullanılan hat özellikleri.

Hattın Adı	l [km]	Hattın Tipi	Parelel Devre	q [mm ²]
Hat Bağlantı 1 (31,5 kV HES DM - DM-B)	3,65	477 MCM	2	280,84
Hat 1 (31,5 kV TM - DM-A)	9,5	3/0	2	99,3
Hat Bağlantı 2 (31,5 kV HES DM - 31,5 kV TM)	21	477 MCM	2	280,84
Hat 2 (DM-A - DM-B)	18	477 MCM	1	280,84
Hat 3 (DM-B - DM-C)	2	3/0	1	99,3
Hat 4 (DM-C - DM-D)	4,2	1/0	1	62,44
Hat Bağlantı 3 (31,5 kV HES DM - DM-D)	7	3/0	1	99,3

Tesisin bağlanacağı dağıtım barası, bağlantı sağlanacak iletken tipi/uzunluğu, bölgedeki yük değişimi ve generatör kontrol modu irdelenmiştir.

Bu bölümde, aşağıda Çizelge 5.3, Çizelge 5.4 ve Çizelge 5.5'te detaylarına yer verilen 60 adet farklı senaryo ele alınmıştır. Çizelgelerde yer alan Üretim S_n, P ve Q sütunları generatör birimi başına değerleri vermekte olup toplamda iki generatör birimi de aktif olarak çalışmaktadır.

Çizelge 5.3 : DÜ DM-B Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.

Analiz No	Bağlantı Noktası	Üretim Sn [MVA]	cosphi	Kontrol Modu	P [MW]	Q [Mvar]	fp (Yük Faktörü)	Dağıtım Bölgesi Yüğü
1	DM-B	0	-	-	0,00	0,00	1	18,50 MW
2		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	1	18,50 MW
3		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	1	18,50 MW
4		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	1	18,50 MW
5		0	-	-	0,00	0,00	0,5	9,25 MW
6		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	0,5	9,25 MW
7		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
8		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	0,5	9,25 MW
9		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
10		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,4	7,40 MW
11		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,3	5,55 MW
12		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,2	3,70 MW
13		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,1	1,85 MW
14		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,05	0,93 MW
15		4,971	1,000	P ve V	4,97	0,05	0,5	9,25 MW
16		4,973	-1,000	P ve V	4,97	-0,14	0,4	7,40 MW
17		4,981	-0,998	P ve V	4,97	-0,32	0,3	5,55 MW
18		4,996	-0,995	P ve V	4,97	-0,50	0,2	3,70 MW
19		5,017	-0,991	P ve V	4,97	-0,68	0,1	1,85 MW
20		5,030	-0,988	P ve V	4,97	-0,77	0,05	0,93 MW

Çizelge 5.4 : DÜ DM-D Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.

Analiz No	Bağlantı Noktası	Üretim Sn [MVA]	cosphi	Kontrol Modu	P [MW]	Q [Mvar]	fp (Yük Faktörü)	Dağıtım Bölgesi Yüğü
21	DM-D	0	-	-	0,00	0,00	1	18,50 MW
22		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	1	18,50 MW
23		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	1	18,50 MW
24		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	1	18,50 MW
25		0	-	-	0,00	0,00	0,5	9,25 MW
26		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	0,5	9,25 MW
27		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
28		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	0,5	9,25 MW
29		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
30		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,4	7,40 MW
31		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,3	5,55 MW
32		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,2	3,70 MW
33		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,1	1,85 MW
34		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,05	0,93 MW
35		5,042	-0,986	P ve V	4,97	-0,84	0,5	9,25 MW
36		5,069	-0,981	P ve V	4,97	-0,99	0,4	7,40 MW
37		5,100	-0,975	P ve V	4,97	-1,14	0,3	5,55 MW
38		5,135	-0,968	P ve V	4,97	-1,29	0,2	3,70 MW
39		5,173	-0,961	P ve V	4,97	-1,43	0,1	1,85 MW
40		5,194	-0,957	P ve V	4,97	-1,51	0,05	0,93 MW

Çizelge 5.5 : DÜ 31,5kV TM Barasına bağlı – İncelenen senaryolar.

Analiz No	Bağlantı Noktası	Üretim Sn [MVA]	cosphi	Kontrol Modu	P [MW]	Q [Mvar]	fp (Yük Faktörü)	Dağıtım Bölgesi Yüğü
41	31,5 kV TM	0	-	-	0,00	0,00	1	18,50 MW
42		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	1	18,50 MW
43		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	1	18,50 MW
44		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	1	18,50 MW
45		0	-	-	0,00	0,00	0,5	9,25 MW
46		5,523	1	P ve cosphi	5,52	0,00	0,5	9,25 MW
47		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
48		5,523	-0,9	P ve cosphi	4,97	-2,41	0,5	9,25 MW
49		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,5	9,25 MW
50		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,4	7,40 MW
51		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,3	5,55 MW
52		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,2	3,70 MW
53		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,1	1,85 MW
54		5,523	0,9	P ve cosphi	4,97	2,41	0,05	0,93 MW
55		4,971	1,000	P ve V	4,97	0,07	0,5	9,25 MW
56		4,971	-1,000	P ve V	4,97	-0,02	0,4	7,40 MW
57		4,972	-1,000	P ve V	4,97	-0,11	0,3	5,55 MW
58		4,974	-0,999	P ve V	4,97	-0,19	0,2	3,70 MW
59		4,978	-0,999	P ve V	4,97	-0,27	0,1	1,85 MW
60		4,981	-0,998	P ve V	4,97	-0,31	0,05	0,93 MW

Senaryolarda değişken yapı/işletme koşullarının sistemin kararlı hal durumuna etkilerini incelemek adına;

- Dağıtık üretim tesisinin bağlantı noktasının değişimine bağlı olarak 3 farklı bağlantı noktasında:
 - Dağıtım bölgesinde yük merkezine yakın noktaya bağlanması (DM-B)
 - Ana kaynağa en uzak noktaya bağlanması (DM-D)
 - Ana kaynağa en yakın noktaya bağlanması (31,5kV TM)
- Bölge yük talebinin değişimine bağlı olarak:
 - 18,5MW dağıtım bölgesi puant yükünün kademeli olarak azaltılarak 0,9 - 0,5 - 0,4 - 0,3 - 0,2 - 0,1 - 0,05 güç faktörlörünün kullanılması → değişken / düşük yük koşullarının oluşturulması
- Üretim birimi kontrol modunu değişimine göre:
 - P ve cosphi: sabit aktif güç sabit güç sabiti
 - P ve V : sabit aktif güç, sabit terminal gerilimi

koşulları farklı kombinasyonlar üretilerek analiz edilmiştir.

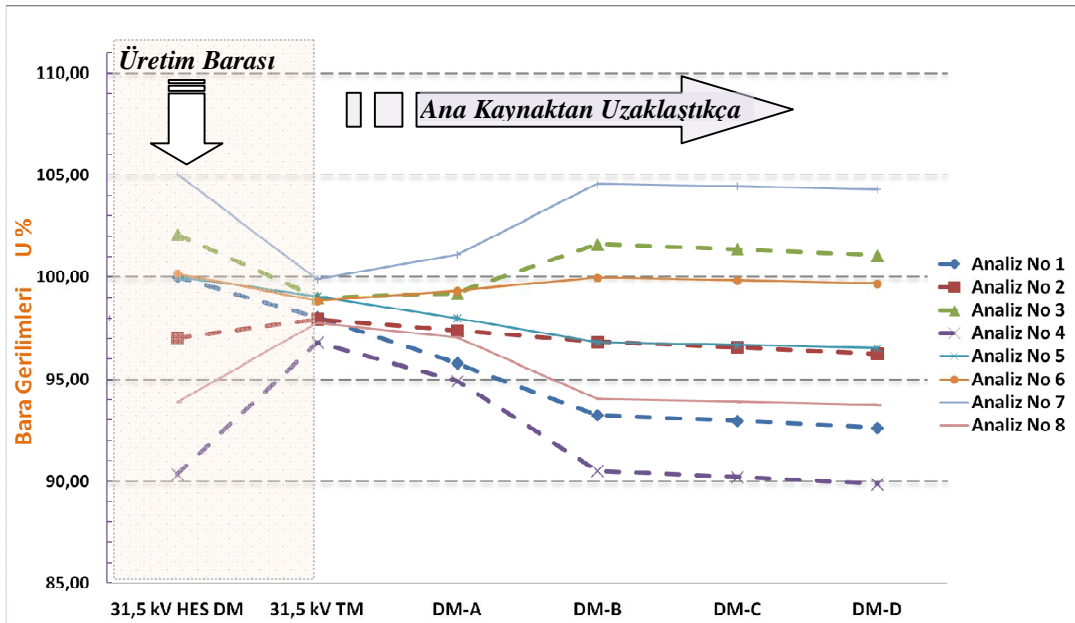
Analizlerde ele alınan senaryolara göre farklı sonuçlar elde edilmesi aşıkardır. En kritik koşul ve olası etkilerin kolaylıkla görülebilmesi için dağıtım şebekesinde ortaya çıkabilecek muhtemel koşulların kombine edildiği çok sayıda senaryo incelenmiştir.

5.1.1 Alternatif 1 Bağlantısı - Analiz Sonuçları

Alternatif 1 Bağlantısı olarak dağıtık üretim santralinin yük merkezine en yakın noktada bulunan DM-B barasına bağlandığı yapı değerlendirilmiştir. Üretim birimi güç faktörü değişiminin dağıtım bölgesi yüküne de bağlı etkilerini gözlemek için;

- Dağıtım bölge yükü 18,5MW (Tam yük) ve 9,25MW (Yarı yük) koşullarında,
 - $\text{Cosphi} = 1 \rightarrow$ Reaktif destek yok.
 - $\text{Cosphi} = 0,9 \rightarrow$ Kapasitif Reaktif.
 - $\text{Cosphi} = -0,9 \rightarrow$ Endüktif Reaktif.

analizleri gerçekleştirilmiştir. Şekil 5.2’de Analiz No 1-8 için gerçekleştirilen analizlerin sonucunda bara gerilimlerinin değişimine yer verilmiştir.

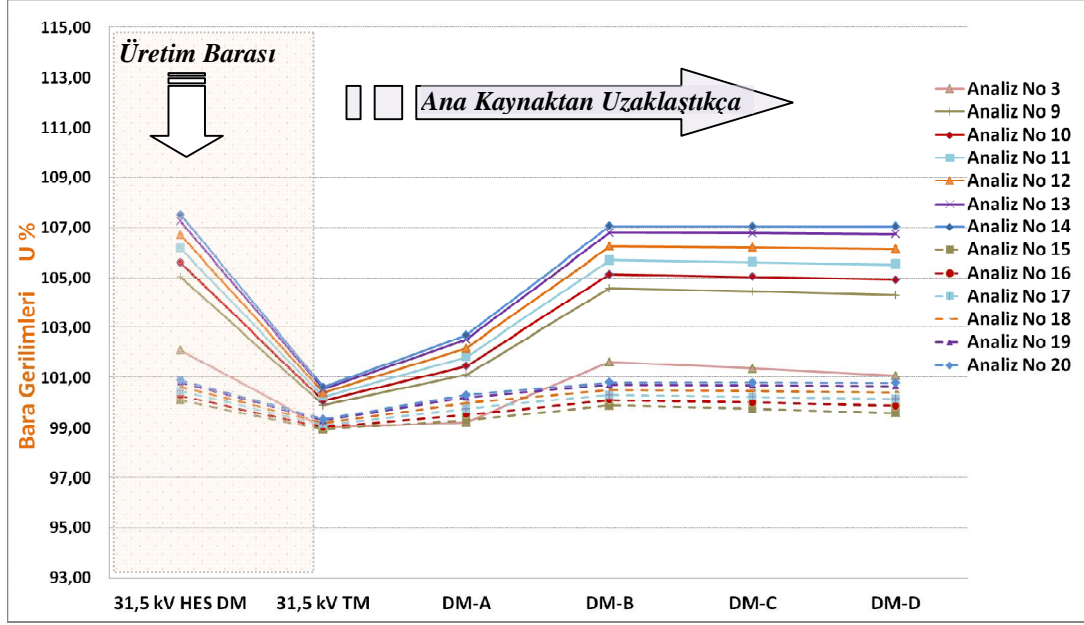


Şekil 5.2 : Reaktif güce bağlı bara gerilimleri (Alternatif 1).

Reaktif güç üretimi ile dağıtım seviyesindeki tüm baralarda gerilim profilinin yükseldiğini, reaktif güç tüketim durumunda ise gerilim değerlerindeki azalış

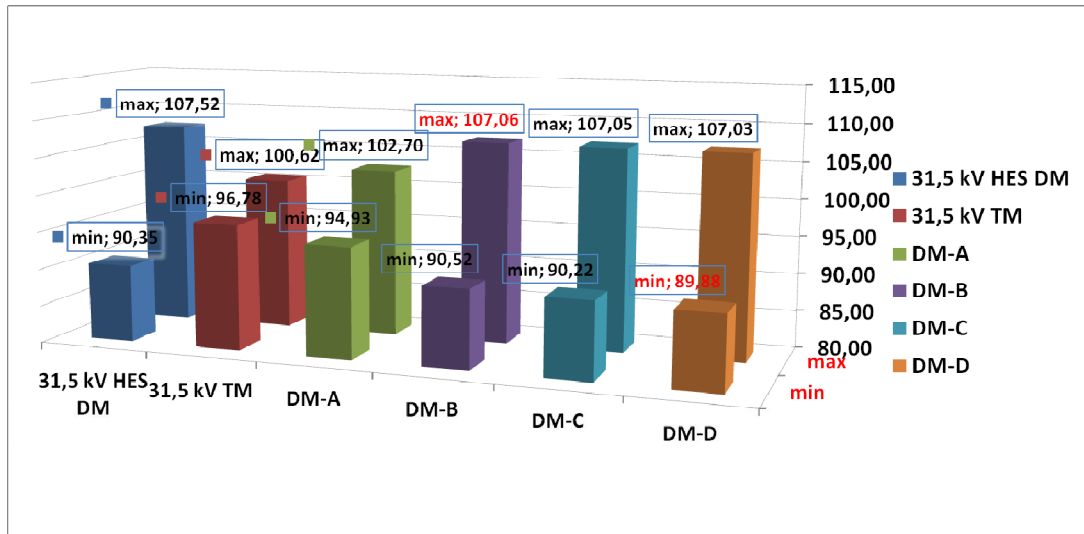
görülebilmektedir. Bölge yükündeki değişime bağlı kararlı hal bara gerilimlerindeki artış/azalış miktarının büyük ölçüde değiştiği de Şekil 5.2’de görülmektedir.

Üretim birimi kontrol modunun değişimine bağlı etkileri incelemek için değişken bölge yük değerleri de dikkate alınarak santralin “P cosphi” modunda ve “P V” modunda çalışması analiz edilerek ilgili sonuçlara Şekil 5.3’te verilmiştir.



Şekil 5.3 : Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri (Alternatif 1).

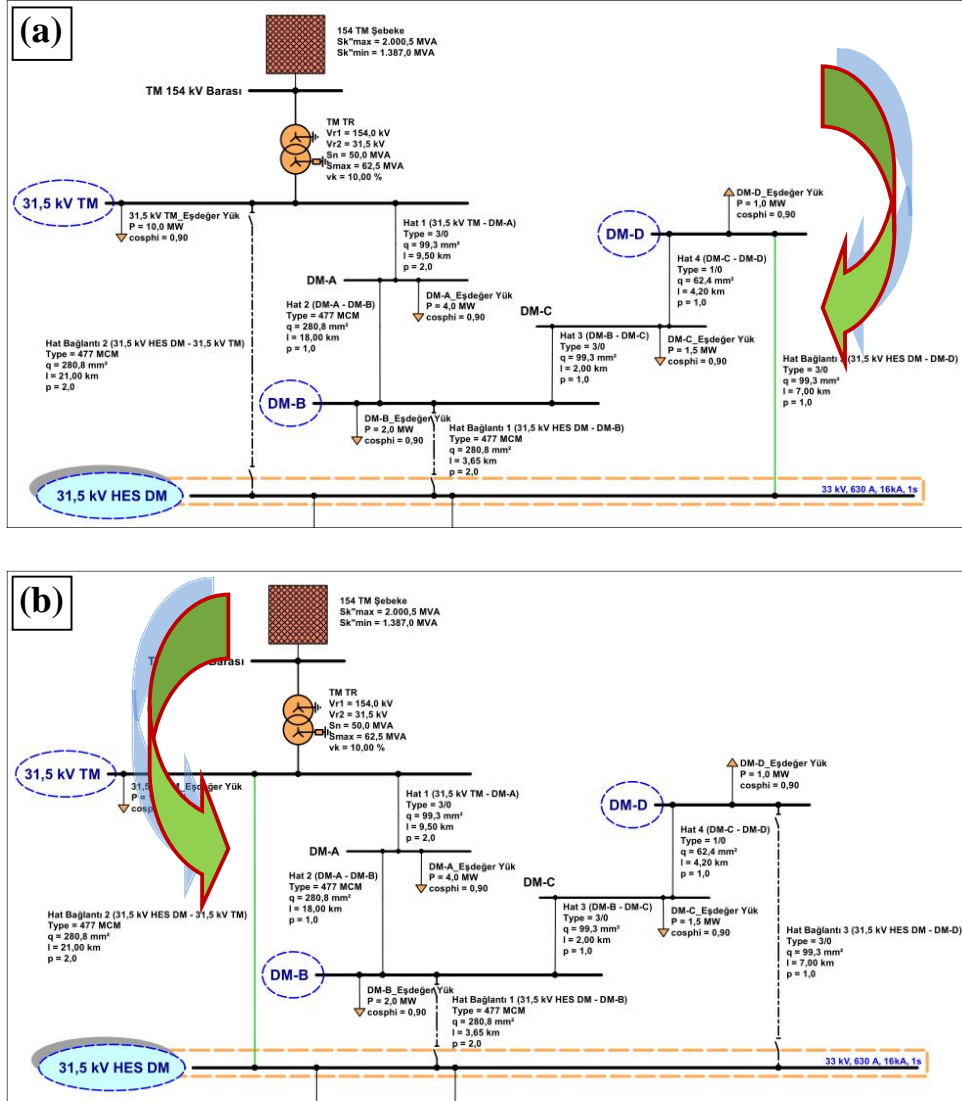
Değerlendirilen tüm çalışma senaryoları dikkate alındığında analiz edilen koşullara bağlı olarak dağıtım bölgesindeki kararlı hal bara gerilimlerinin, hangi seviyeler arasında değiştiği, max. ve min. bara gerilimleri aşağıda Şekil 5.4’te gösterilmiştir.



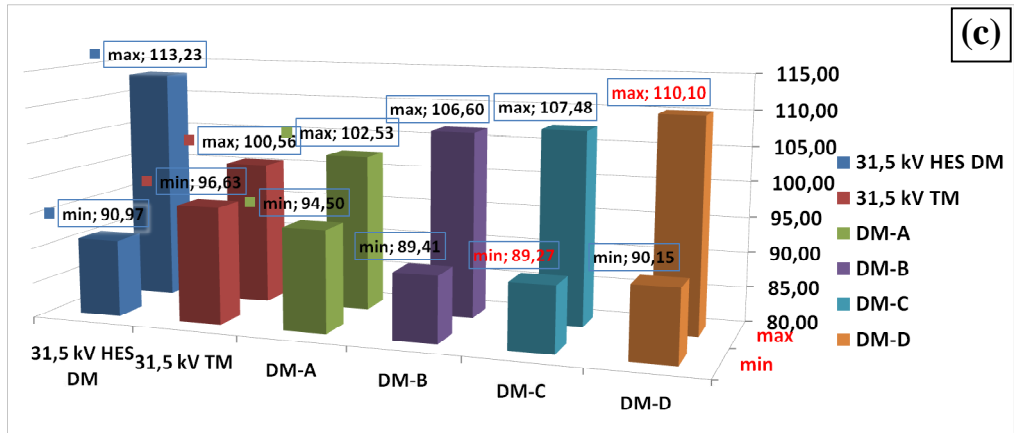
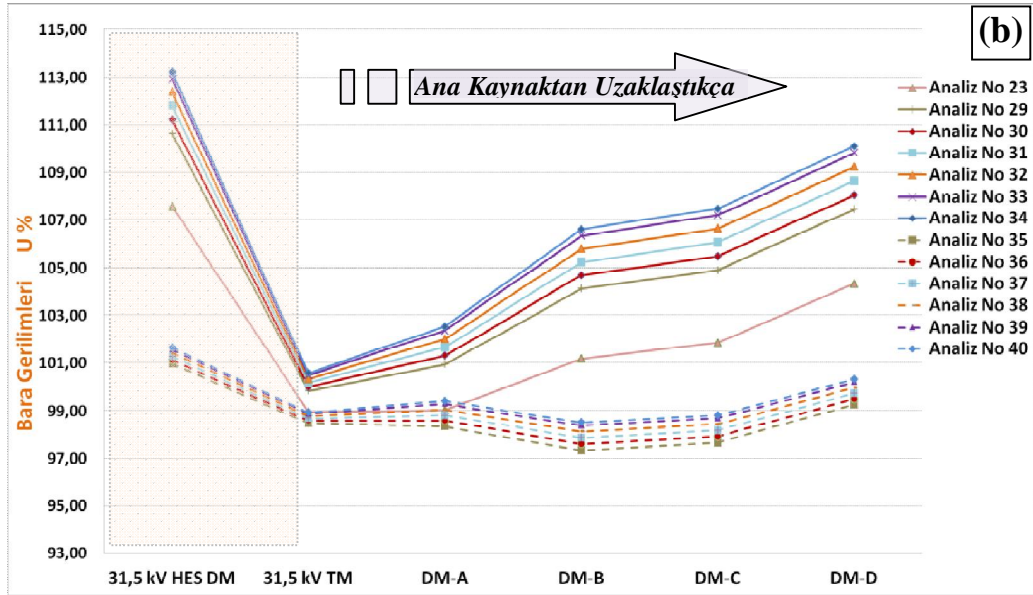
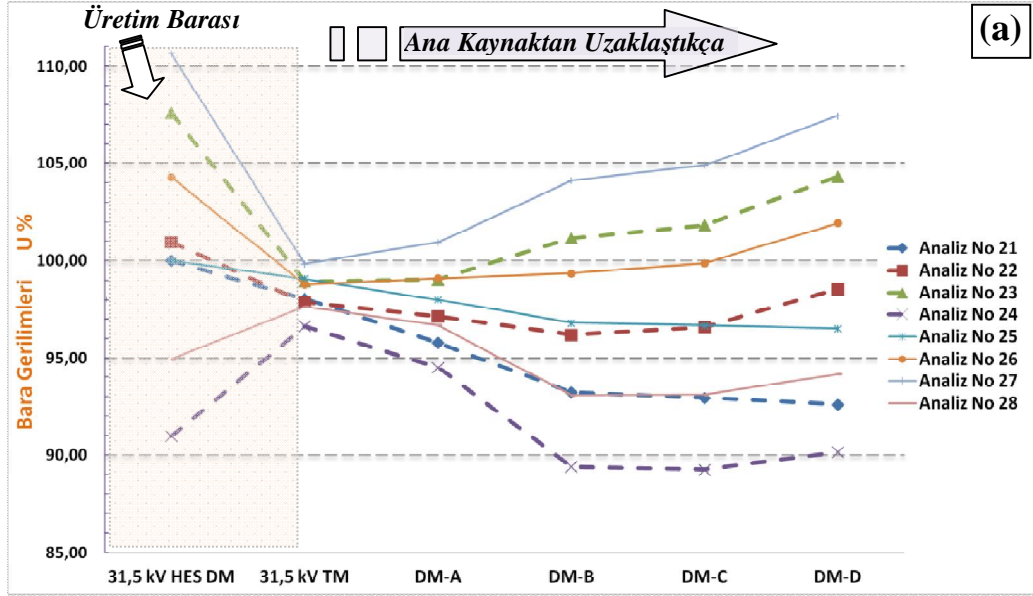
Şekil 5.4 : Bara gerilimleri – max min değerler (Alternatif 1).

5.1.2 Alternatif 2 ve Alternatif 3 Bağlantıları - Analiz Sonuçları

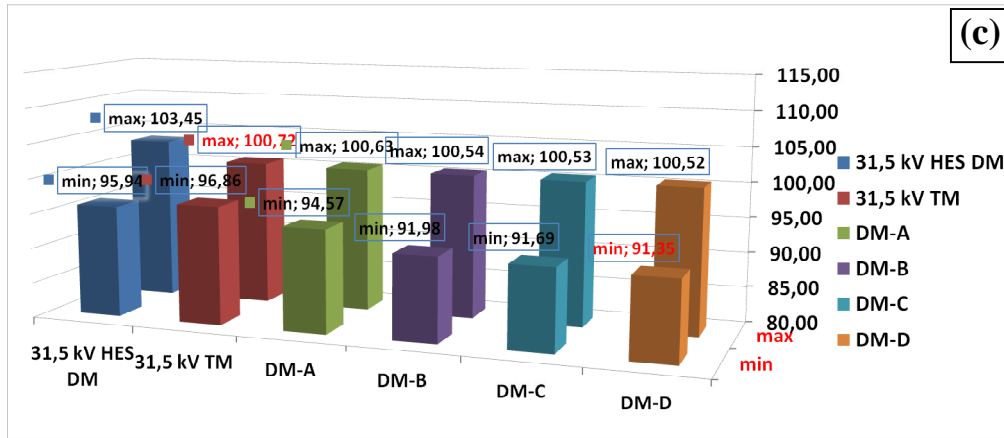
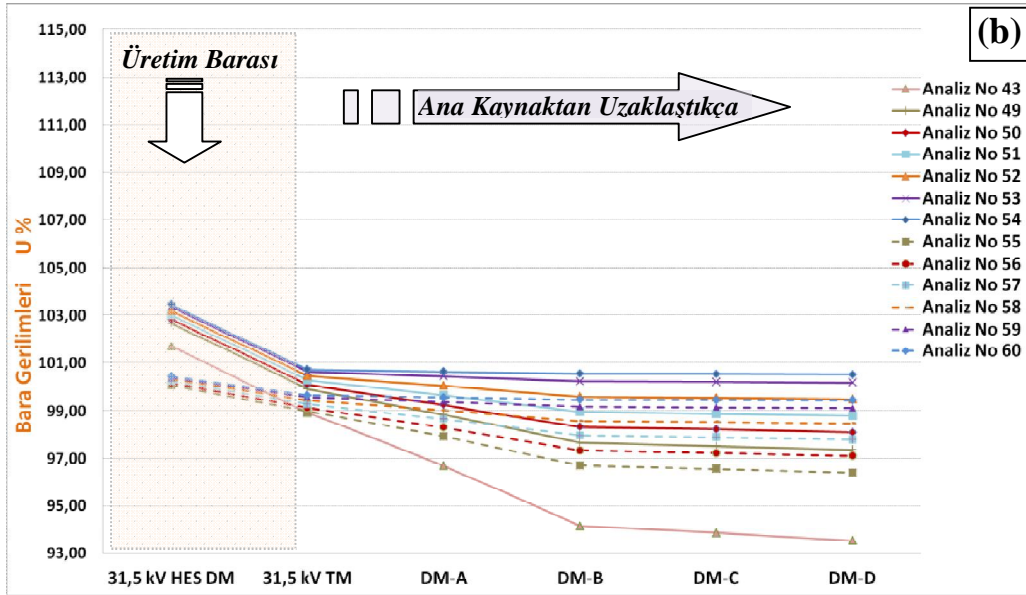
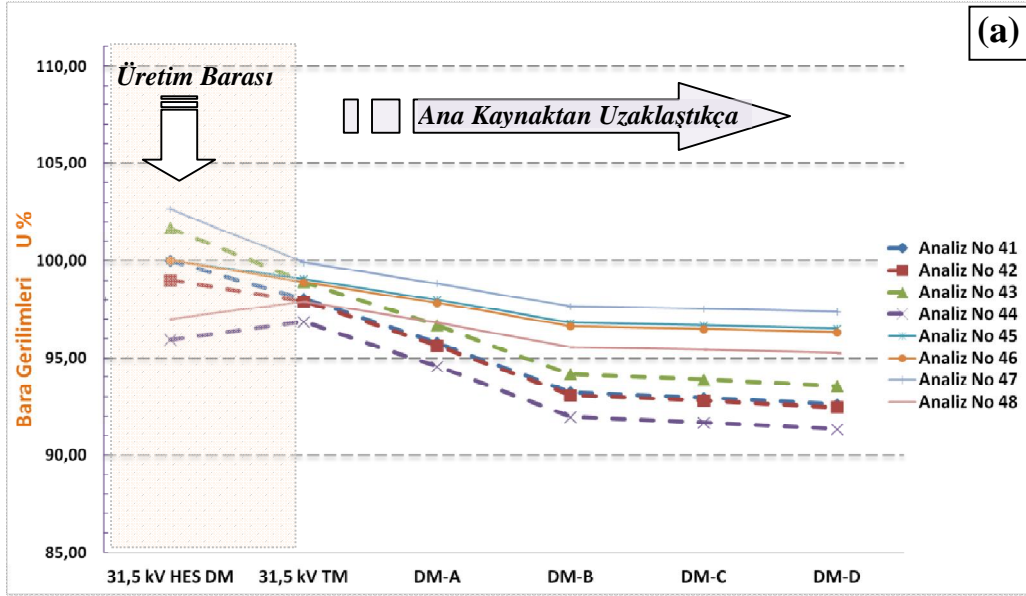
Alternatif 2 ve Alternatif 3 bağlantıları olarak Şekil 5.5'te gösterilen dağıtık üretim santralinin ana kaynağa en uzak ve en yakın noktada bulunan DM-D ve 31,5kV TM barasına üzerinden dağıtım şebekesine bağlandığı yapılar için de Bölüm 5.1.1'de de dikkate alınan tüm senaryolar değerlendirilmiş ve elde edilen çıktılar sırasıyla Şekil 5.6'da ve Şekil 5.7'de verilmiştir.



Şekil 5.5 : Şebeke yapısı tek hat görünümü: (a) Alternatif 2 bağlantısı.
(b) Alternatif 3 bağlantısı.



Şekil 5.6 : Alternatif 2: (a)Reaktif güce bağlı bara gerilimleri. (b)Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri. (c)Bara gerilimleri – max min değerler.



Şekil 5.7 : Alternatif 3: (a)Reaktif güce bağlı bara gerilimleri. (b)Kontrol modu ve yük değişimine bağlı bara gerilimleri. (c)Bara gerilimleri – max min değerler.

5.2 Aşırı Akım Koruma Koordinasyonun Sağlanması

Bölüm 5.1’de kararklı hal gerilim profilinin incelendiği dağıtık üretim tesisinin dağıtım şebekesine bağlanmasının aşırı akım koordinasyona etkileri incelenerek, oluşabilecek koordinasyon problemleri ele alınmış ve yeni yapı için çözüm önerileri sunularak koordinasyon analizleri gerçekleştirilmiştir.

5.2.1 Sistem Modeli

Dağıtım bölgesinde orta gerilim seviyesindeki koruma koordinasyon; dağıtım merkezleri fider hücrelerinde aşırı akım röleleri ile kesici kombinasyonu ile yapılmakta iken ufak güçlü trafolar orta gerilim sigortaları ile korunmaktadır.

31,5 kV TM barasından birden fazla dağıtım fideri beslemesi olduğu bilindiği üzere yalnızca dağıtık üretim tesisinin besleneceği kol detaylı olarak modellenmiştir. Şekil 5.8’de belirtilen “31,5 kV TM -> Çıkış X” isimli besleme çıkışı ilgili DM barasından çıkan bir ana besleme koludur, bu kol detaylı olarak modellenen bölge ile benzer özellikler taşıyan kademeli bir DM yapısına sahip bir bölgeyi beslemektedir.

5.2.2 Arıza Senaryoları

Mevcut yapıdaki koruma elemanları ve ilgili ayar değerleri ile olası arıza koşulları analiz edilmiş, entegrasyon öncesi belirli noktalarda gerçekleşecek olası arızalar karşısında koruma rölelerin vereceği tepkiler izlenmiştir.

Mevcut yapı (Şekil 5.8.a) ve entegrasyon sonucu ortaya çıkan şebeke modeli (Şekil 5.8.b) için,

- a. “31,5 kV TM -> Çıkış X” komşu dağıtım fiderinde Faz ve Toprak arıza
- b. Dağıtım TR primerinde Faz ve Toprak arıza
- c. HES Generatör Fiderinde Faz ve Toprak arıza

koşulları analiz edilmiştir.

Şekil 5.9'da mevcut yapıda, dağıtım bölgesinin en alt kademesinde bulunan bir dağıtım trafosunda bir arıza koşulu oluşturularak kaynak noktasından en son tüketiciye kadar olan besleme yolunda koordinasyon incelenmiştir.

Daha sonra komşu dağıtım fiderinde arıza koşulları oluşturularak dağıtım sistemi genel tepkisi (fider bazında) Şekil 5.10'da faz arızaları, Şekil 5.11'de ise toprak arızaları için gösterildiği üzere incelenmiştir. Bu sayede kaynağa en uzak ve en yakın noktalardaki arıza koşulları incelenerek kötü koşullar değerlendirilmiştir.

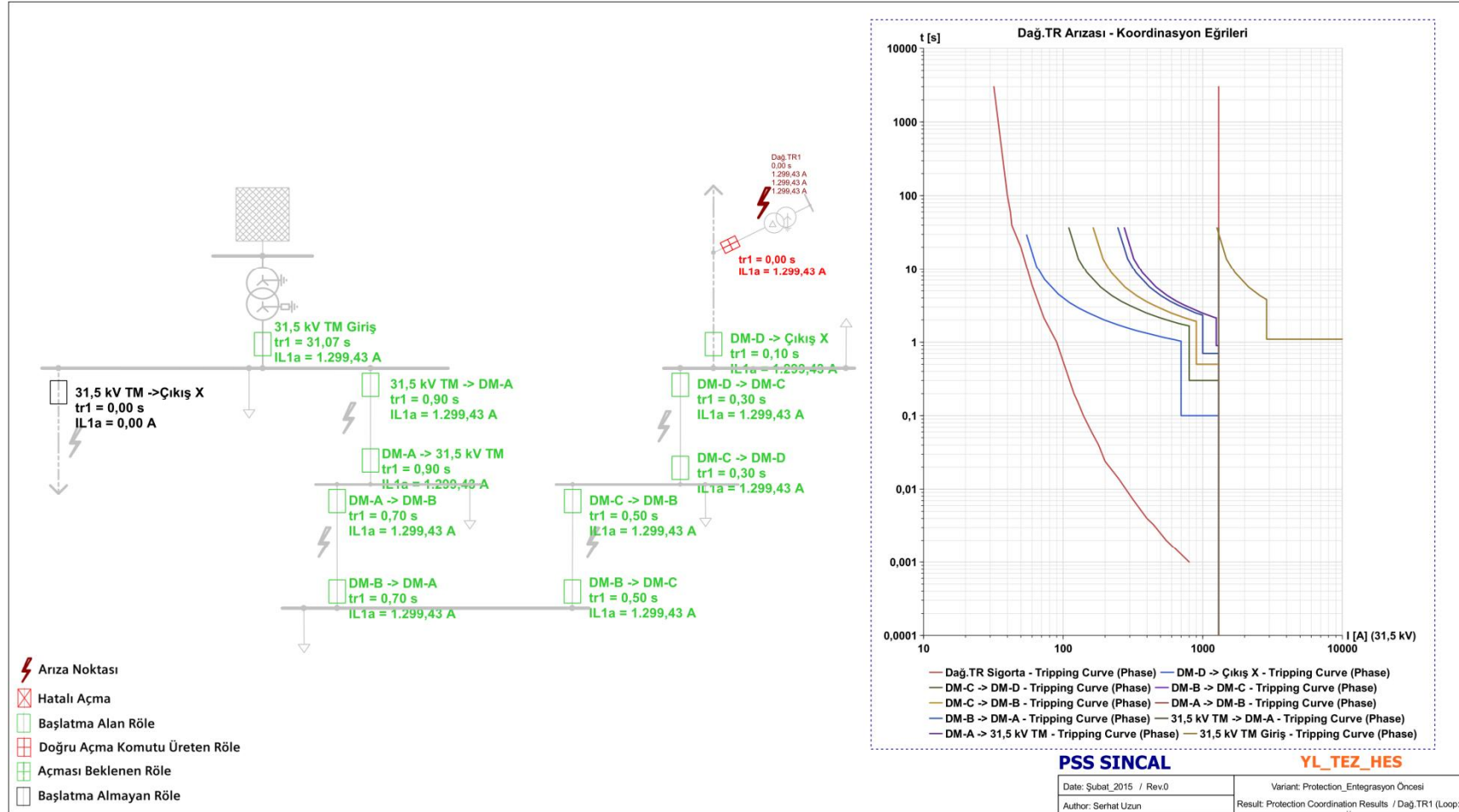
Dağıtım trafosu arızasında beklenildiği üzere, arızanın öncelikli olarak sigorta tarafından temizlendiği, ve arıza güzargahı boyunca genel davranışın, arıza noktasından kaynağa doğru uzaklaştıkça arıza temizleme sürelerinin arttığı yönünde olduğu Şekil 5.9'daki koordinasyon eğrileri ve açma zamanlarından görülmektedir.

31,5 kV TM barasından çıkan komşu dağıtım fiderinde gerçekleşecek olası faz ve toprak arızası koşulu için de beklenildiği üzere; Şekil 5.10 ve Şekil 5.11'de belirtildiği şekilde arızalar ilgili fider koruma rölesi tarafından temizlenmiş, diğer dağıtım fiderindeki hiçbir koruma rölesi arızayı hissedip başlatma almamıştır.

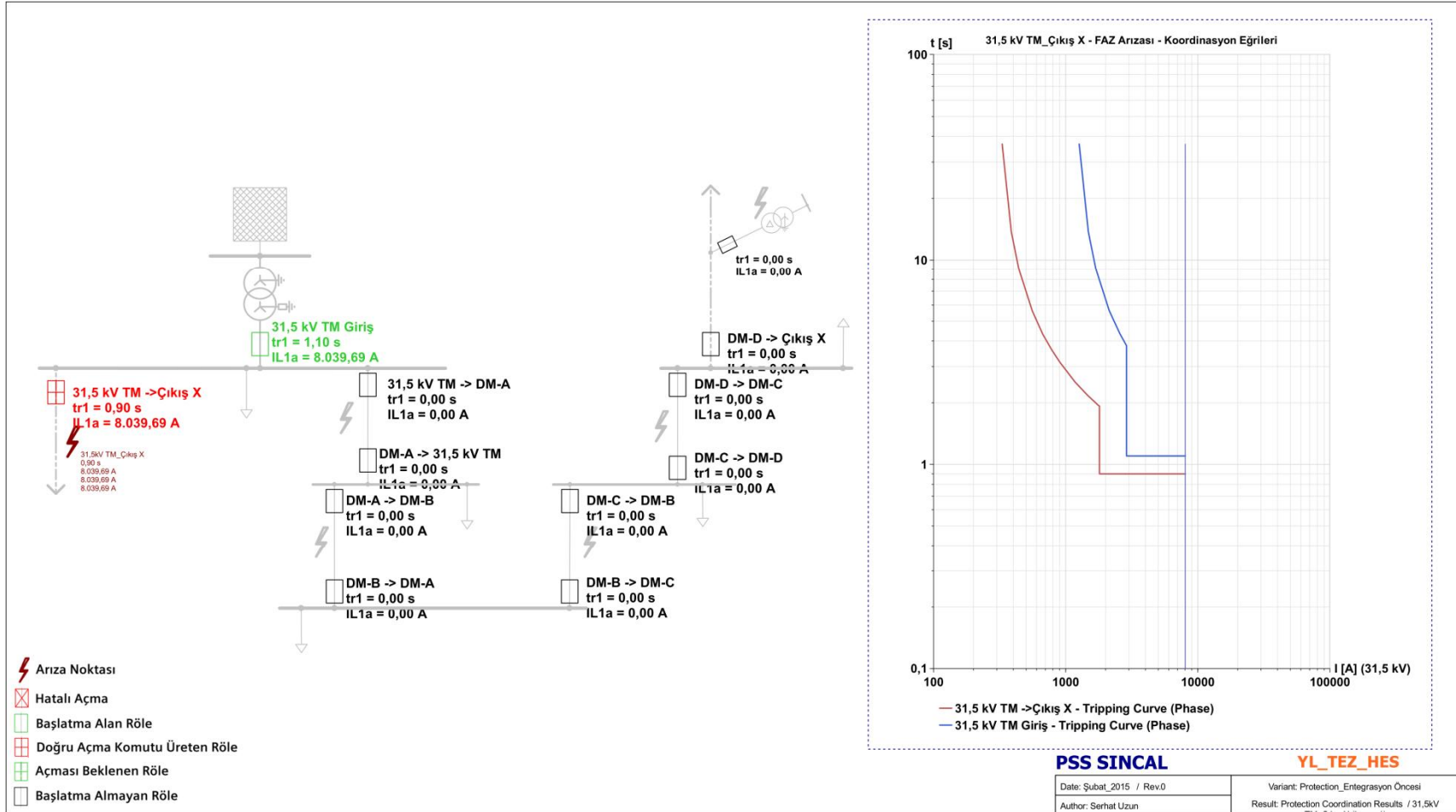
Entegrasyon sonrası yapı değerlendirildiğinde, mevcut sisteme yeni bir kısa devre kaynağı eklenmiştir. En kötü koşulun incelenmesi için incelenen dağıtım fiderinde dağıtım fiderinde dahili (kendi koruma bölgesinde) ve harici (şebekenin bir başka bölgesinde, komşu bir dağıtım fiderinde) arızalar yeniden incelenmiştir.

Dağıtım üretim santralinin entegrasyonu sonrası komşu dağıtım fiderinde gerçekleşecek faz arızaları ve toprak arızaları için koruma rölelerinin tepkileri sırasıyla Şekil 5.12 ve Şekil 5.13'te verilmiştir. Şekil 5.12 ve Şekil 5.13'te görüleceği üzere gerek faz gerek ise toprak arızalarında arızasız olan dağıtım fiderini tamamiyle kaybetmek durumunda kalıyor. Arızasız bir dağıtım bölgesi mevcut koruma felsefesi/ayarları nedeniyle enerjisiz kalıyor.

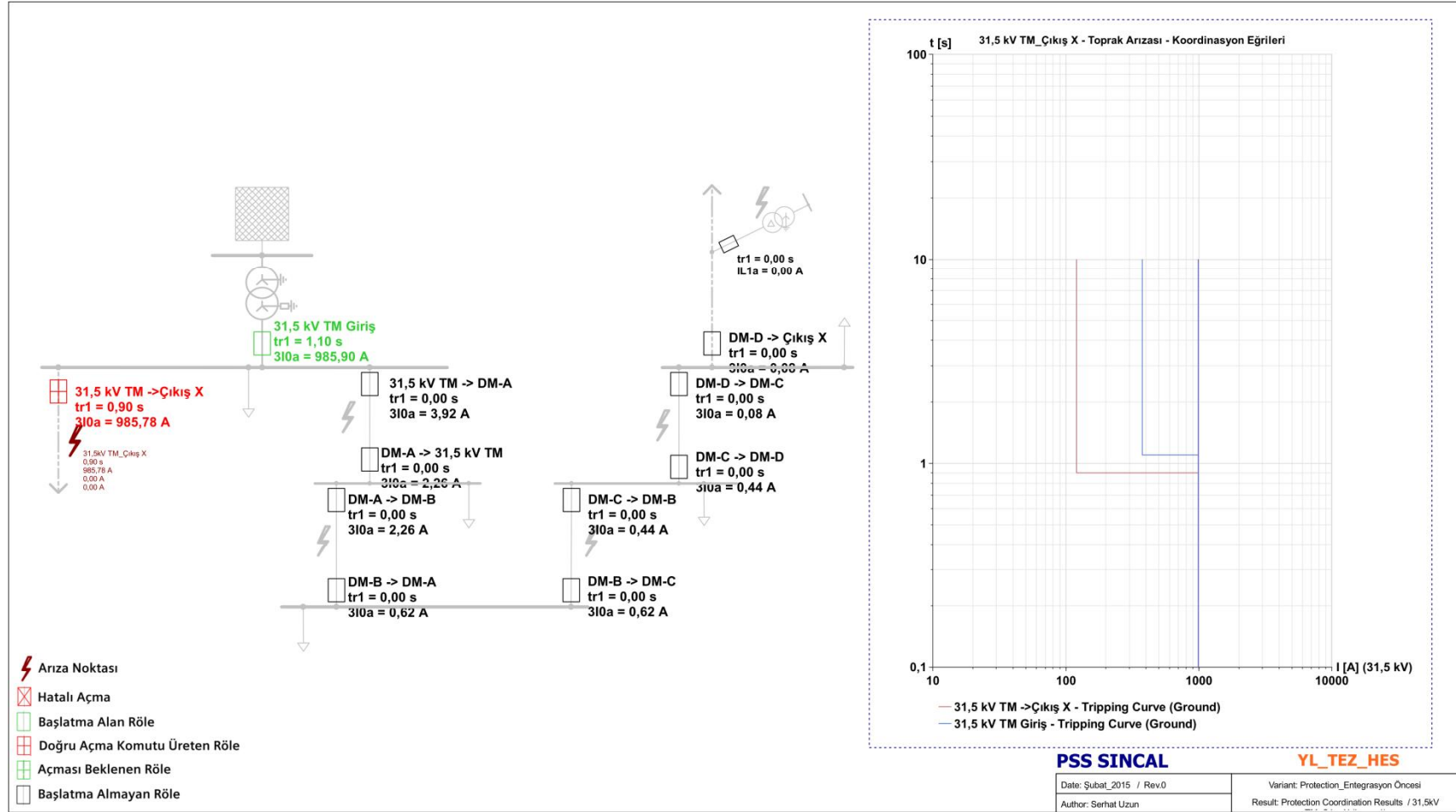
HES girişinde ve dağıtım bölgesinde aşırı akım koordinasyonu için akım seçiciliği yöntemi ve yönlü aşırı akım koruma fonksiyonları kullanıldığı takdirde, Şekil 5.14 ve Şekil 5.15'te görüleceği üzere koordinasyonu sağlamak mümkün olmaktadır.



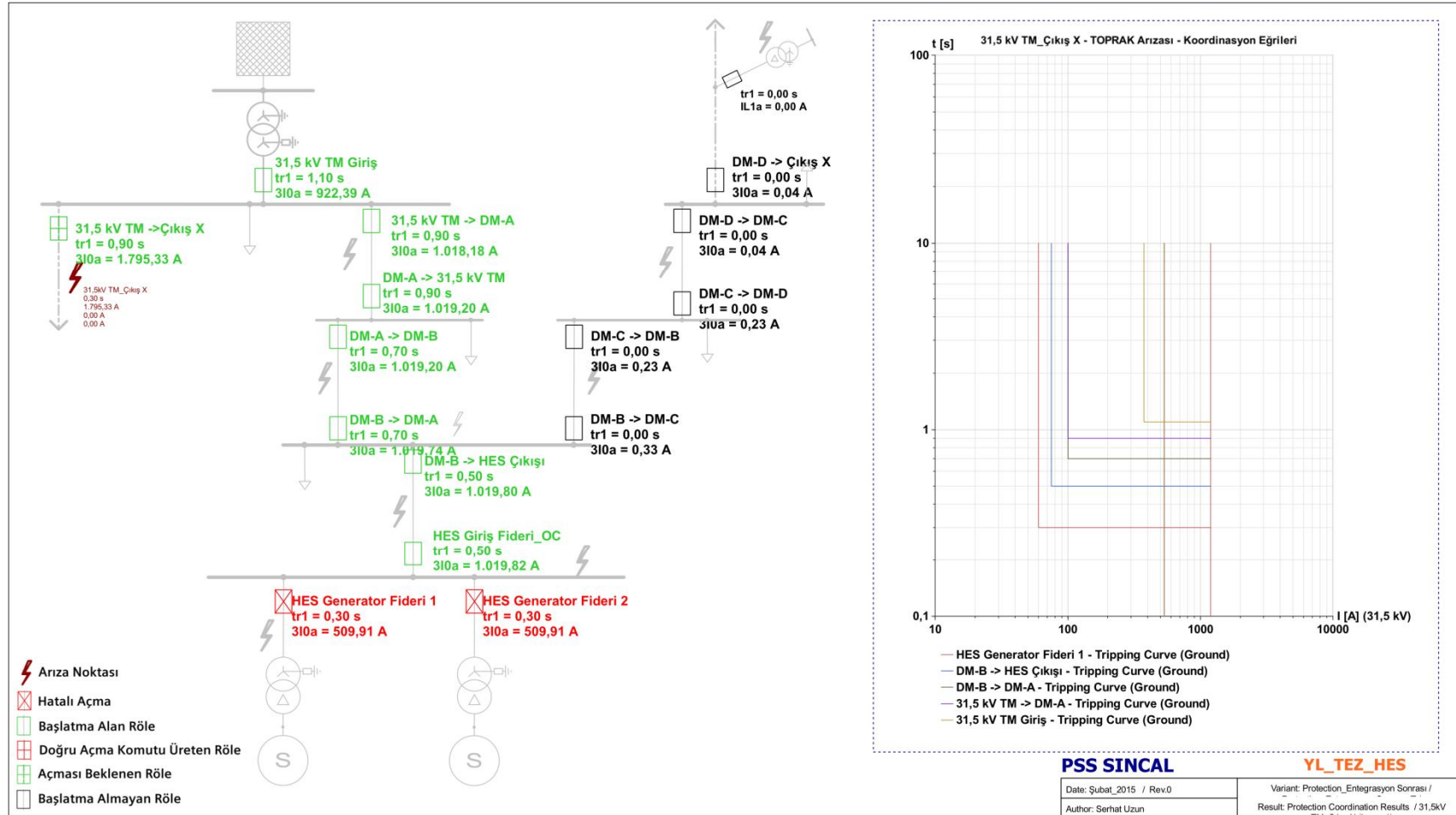
Şekil 5.9 : Mevcut sistem, dağıtım trafosu primer arıza analizi- koordinasyon eğrileri.



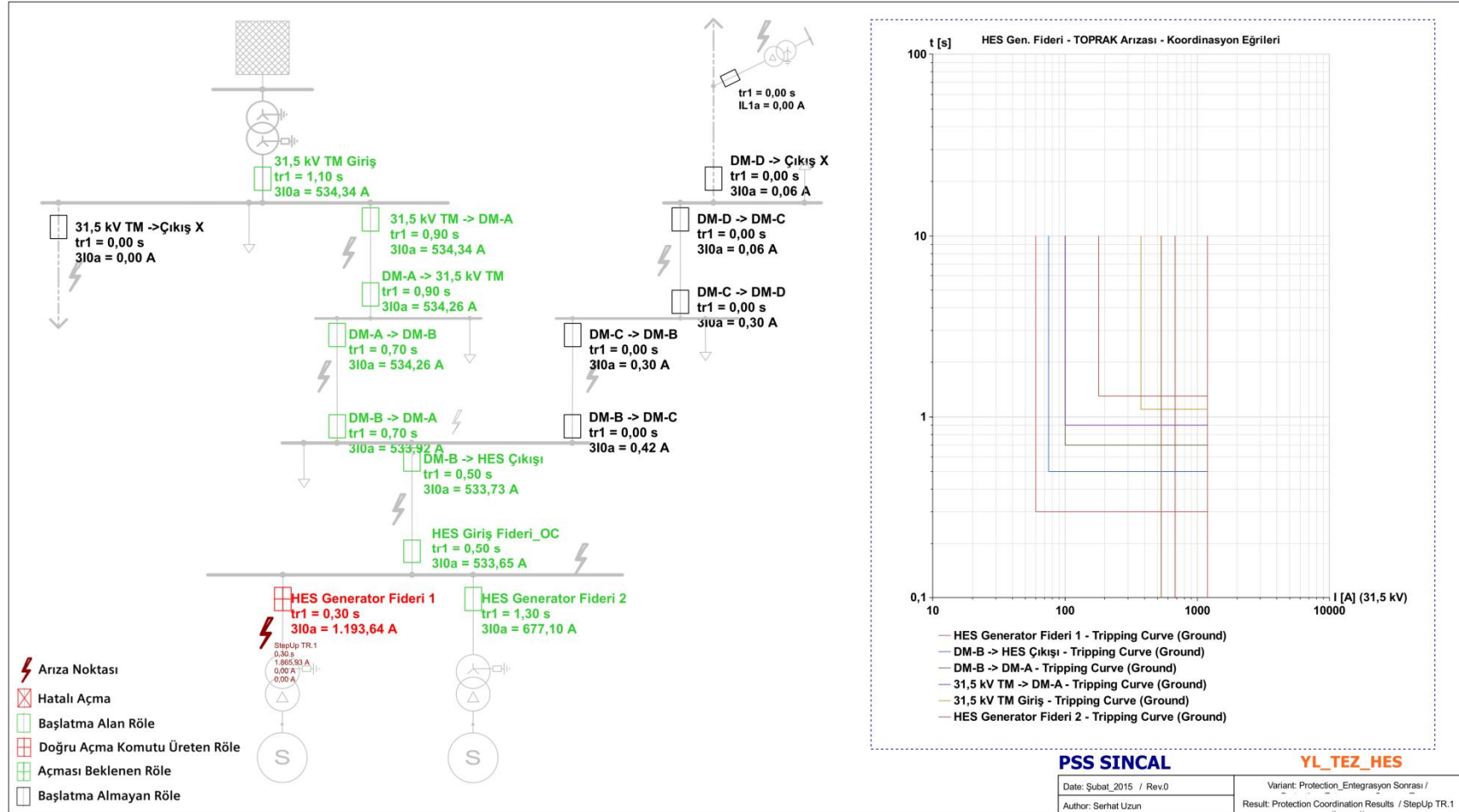
Şekil 5.10 : Mevcut sistem, komşu dağıtım fider çıkışı faz arıza analizi- koordinasyon eğrileri.



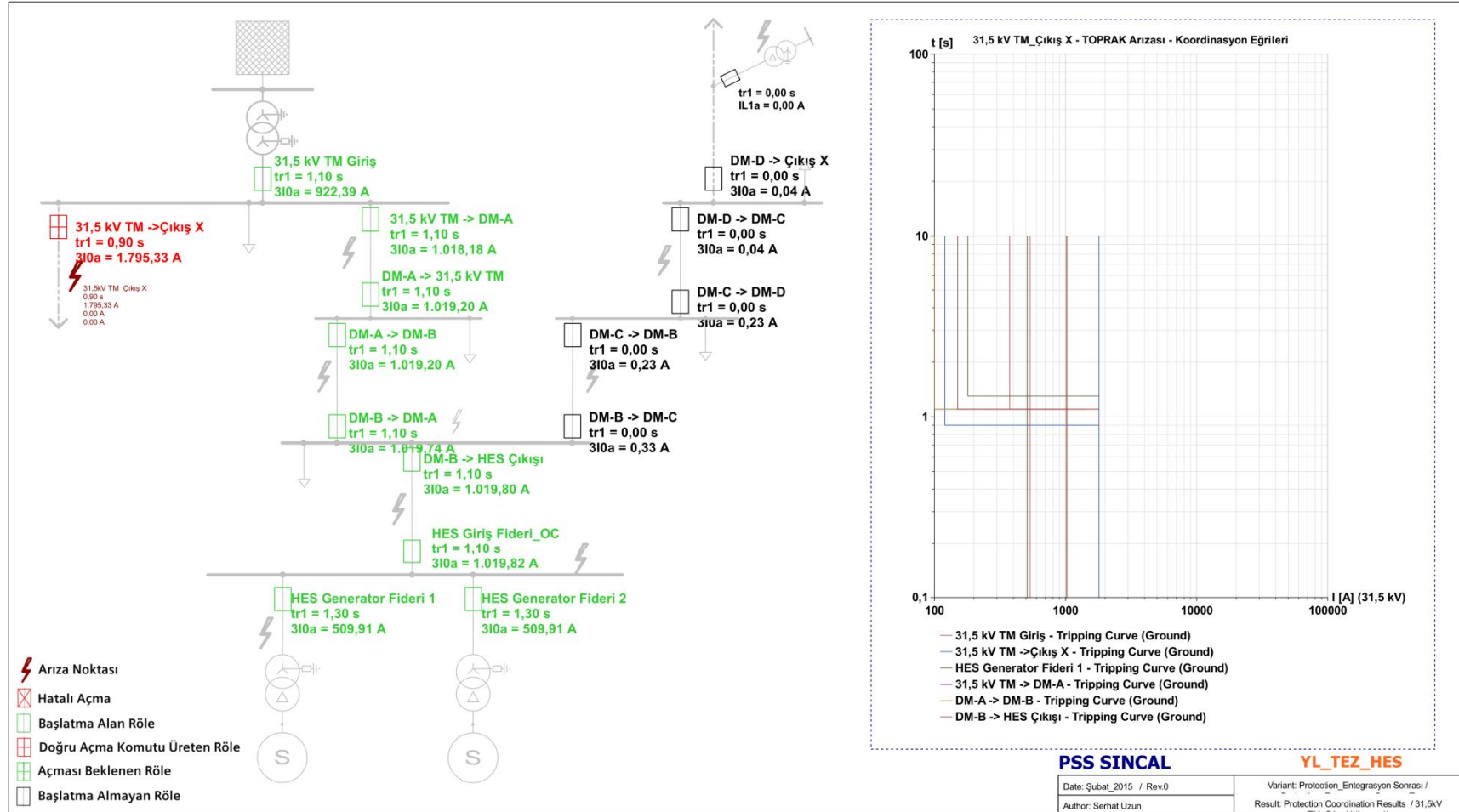
Şekil 5.11 : Mevcut sistem, komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.



Şekil 5.13 : Entegrasyon sonrası sistem, komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.



Şekil 5.14 : Entegrasyon sonrası sistem, yönlü ayar ile HES generatör fideri toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.



Şekil 5.15 : Entegrasyon sonrası sistem, yönlü ayarlar ile komşu dağıtım fider çıkışı toprak arıza analizi- koordinasyon eğrileri.

5.3 Reaktif Güç Kabiliyeti Analizi

Bu bölümde dağıtım şebekesine bağlanması planlanan bir rüzgar enerjisi santralının, şebeke yönetmeliği ile uyumlu olup olmadığının kontrolü amacıyla reaktif güç kapasitesi analizi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca sistemin uyumlu hale gelebilmesi için gerekli düzeltici aksiyonlara değinilmiştir.

Bölüm 5.1’de incelenen kararlı hal durum analizinin bir ileri seviyesi reaktif güç kabiliyeti analizidir. İlgili bölümde farklı koşullar için üretim tesisinin dağıtım şebekesine etkileri incelenirken bu bölümde ise santralin gerek kendi yapısından kaynaklı değişken koşulları ve dağıtım şebekesi bağlantı noktasına göre yönetmeliklerce tanımlı olan reaktif güç kabiliyeti sınırları sağlama koşulu irdelenmiştir.

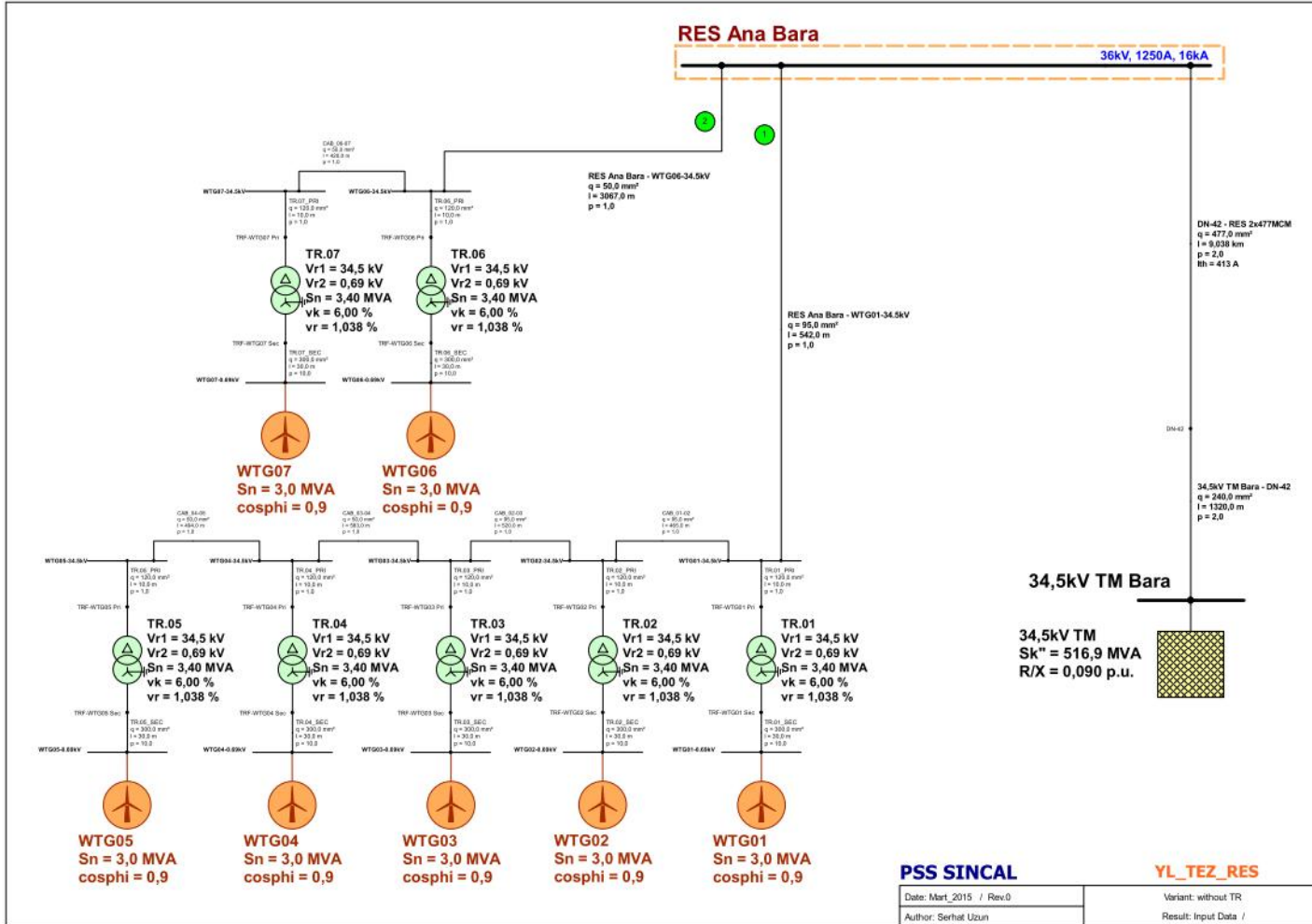
5.3.1 Sistem Modeli

20 MW kurulu gücünde, her biri aynı elektriksel özelliklerde 7 adet 0,69 kV gerilim seviyesinde 3,0 MW rüzgar türbin generatörüne sahip RES müstakil bir fider üzerinden bölgesindeki 34,5kV dağıtım barasına (TEİAŞ TM) bağlanması düşünülmektedir. Rüzgar türbin generatörlerinin her biri yüksüz kademe değiştiricili ($\pm 4 \times 1,25\%$) 34,5/0,69kV türbin transformatörü ile RES iç şebekesine bağlanmakta ve üretilen güç iki ana kol üzerinden RES Ana Bara’sına iletilmektedir.

34,5kV RES barası ile 34,5kV dağıtım barası arasında bağlantı çift devre 477MCM tip enerji nakil hattı (ENH) (yaklaşık ~9km) ve XLPE 2(3(1x240mm²)) kablo ile (yaklalık ~1km) sağlanacaktır. 34,5kV dağıtım barası ise yük altında kademe değiştiricili ($\pm 8 \times 1,25\%$) 154/34.5kV Güç Transformatörleri üzerinden 154kV Türkiye İletim Sistemi’ne bağlanmaktadır.

RES’in bağlanacağı TEİAŞ TM dağıtım barası “34,5kV TM Bara” olarak ifade edilmiştir ve gerçekleştirilen tüm analizlerde 154/34,5kV Güç Transformatörü kademe değiştiricisinin 0 pozisyonunda (TAP0) olduğu kabul edilerek 34,5kV TM Bara’sı 34,5kV gerilimin sağlandığı referans bara olarak dikkate alınmıştır.

Reaktif güç kabiliyeti analizi için oluşturulan şebeke modeli Şekil 5.16’da verilmiştir.

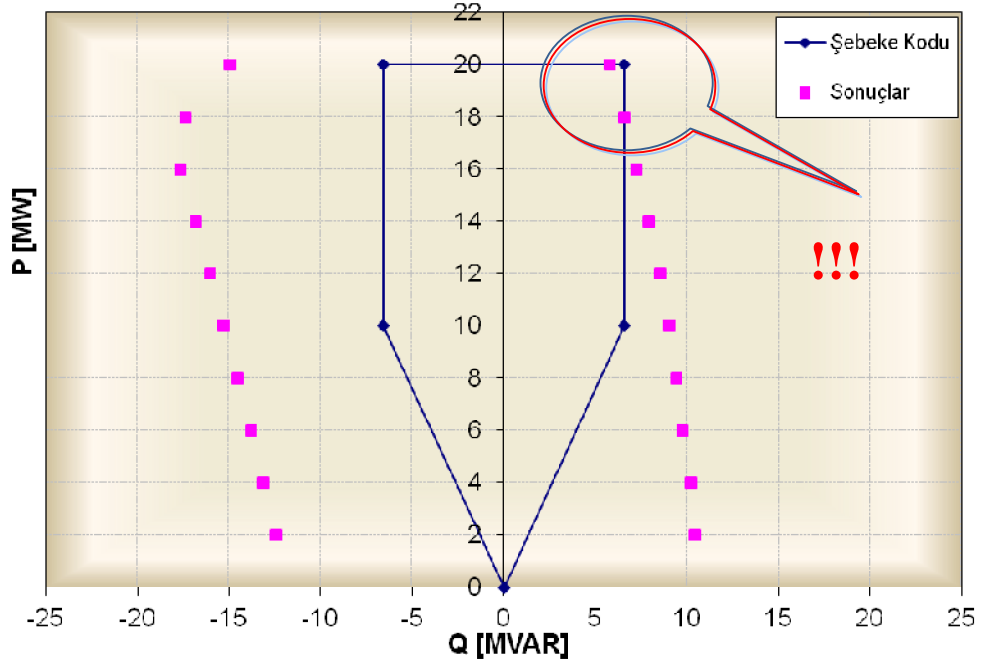


Şekil 5.16 : RES temel sistem modeli tek hat görünümü.

5.3.2 Temel Sistem Modeli'nin Değerlendirilmesi

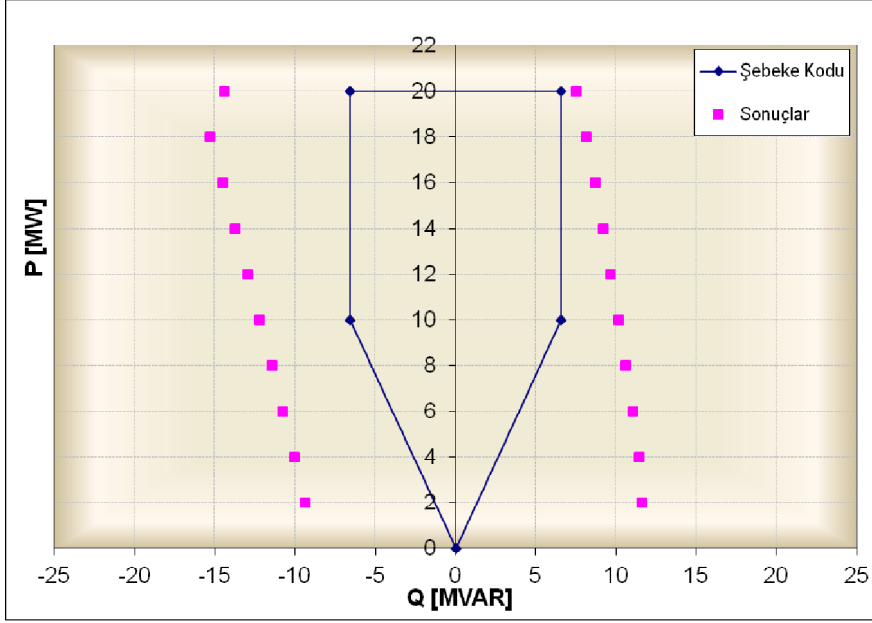
RES'in şebeke yönetmeliğine uygunluğunu kontrol edebilmek amacıyla, aktif güç her kademe %10 düşürülerek reaktif güç performansları izlenmiştir. Tüm rüzgar türbinlerinin aynı aktif güç çıkışına sahip olduğu koşulu değerlendirilerek talep edilen reaktif güç desteğinin sağlanıp sağlanmadığını kontrol edebilmek amacıyla önemli sayıda analizler gerçekleştirilmiştir.

Şekil 5.17'de bağlantı noktası gerilimi 100%, rüzgar türbin transformatörleri kademe değiştirici 0 pozisyonunda (TAP0) üretim santralının dağıtım şebekesine bağlanması durumunda gerçekleştirilen yük akışı analizi çıktılarıyla santralin reaktif güç kabiliyeti sonuçları verilmiştir.



Şekil 5.17 : Tübin trafoları kademe değiştiricisi TAP0, bağlantı noktası gerilimi 100% Un durumu için elde edilen sonuçlar.

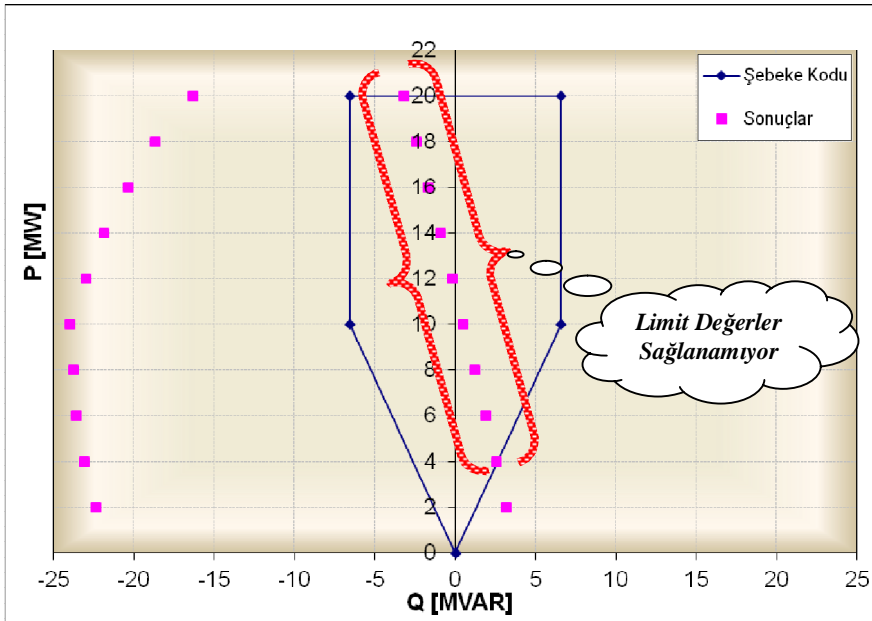
Maximum aktif güç değerlerine yaklaşıldığında aşırı uyartım reaktif güç sınırları sağlanamadığından aynı analiz tübin transformatörleri kademe değiştirici +1 pozisyonu (TAP1) için gerçekleştirilmiş ve reaktif güç kabiliyeti sonuçları Şekil 5.18'de verilmiştir.



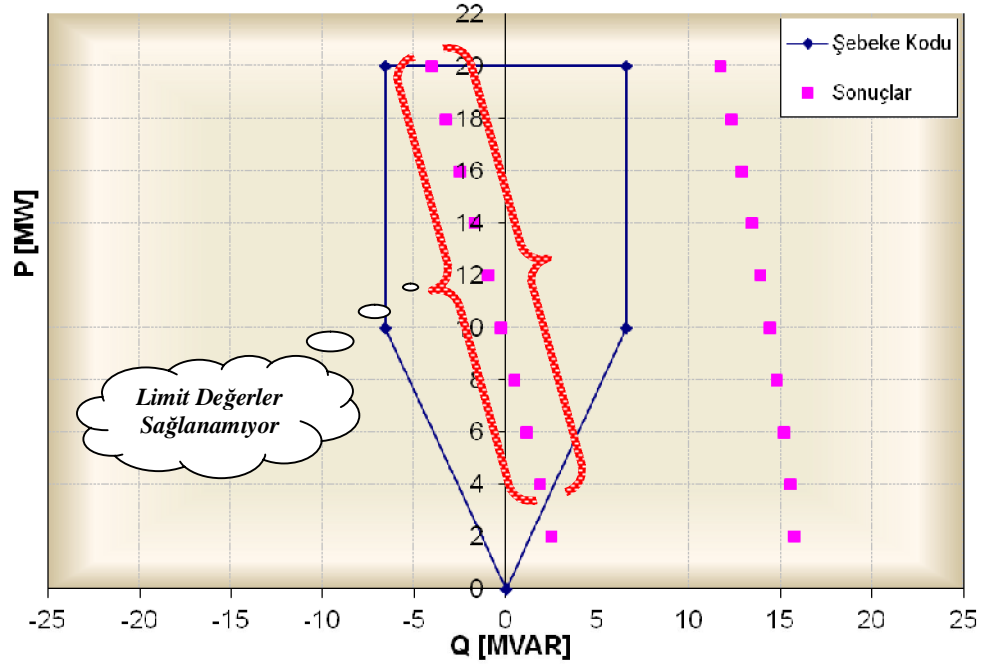
Şekil 5.18 : Türbin trafoları kademe değıştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 100% Un durumu için elde edilen sonuçlar.

Şebeke bağlantı noktası gerilimi 100% koşulu altında gerçekleştirilen analizde tesisin sınır şartları sağladığı gözlenmektedir (Türbin transformatörleri TAP1 için). Ancak bağlantı noktası geriminin %105 ve %95 olması koşulları da incelenmelidir.

Bir önceki analizde dikkate alınan aynı koşullar altında, bağlantı noktası geriminin nominal gerilimin %105'i olması durumundaki sonuçlara Şekil 5.19'da, %95'i olması durumundaki sonuçlara ise Şekil 5.20'de yer verilmiştir.



Şekil 5.19 : Türbin trafoları kademe değıştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 105% Un durumu için elde edilen sonuçlar.

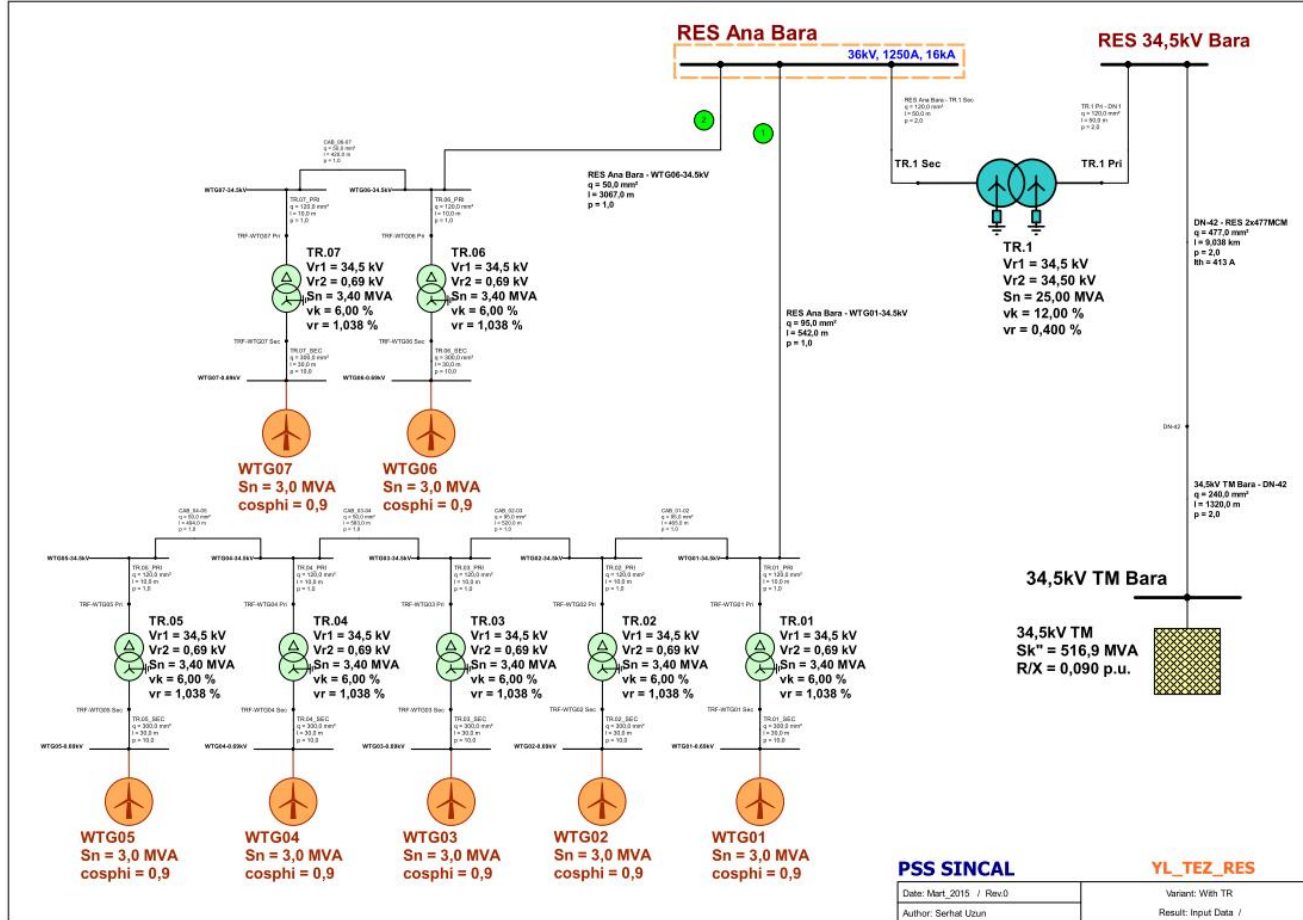


Şekil 5.20 : Türbin trafoları kademe değiştiricisi TAP1, bağlantı noktası gerilimi 95% Un durumu için elde edilen sonuçlar.

Şekil 5.19 ve Şekil 5.20’de görüleceği üzere dağıtık üretim tesisi, bağlantı noktası gerilim değişimine bağlı olarak reaktif güç kabiliyeti için belirlenen sınır değerleri sağlamak üzere yeterli değildir.

5.3.3 Yeni Sistem Modeli’nin Değerlendirilmesi

Reaktif güç kabiliyeti sorununu çözebilmek adına üretim tesisinin ana barasına (RES Ana Bara) bağlanacak güç trafosu üzerinden dağıtım şebekesine bağlanma durumu söz konusu olabilir. Yeni yapı için yük altında kademe değerştiricili ($\pm 12 \times 1,25\%$) 34,5/34,5kV 20(25)MVA güç transformatörü RES Ana Bara’sında modellenmiş ve yeni yapı Şekil 5.21’de verilmiştir.



Şekil 5.21 : RES yeni sistem modeli tek hat görünümü.

5.3.4 İncelenen Çalışma Senaryoları ve Sonuçları

RES'in dağıtım şebekesine doğrudan ("Güç TR Yok"), 34,5/34,5 kV güç transformatörü üzerinden yük altında otomatik kademe değiştirici'siz (AVR'siz) veya AVR'li olarak bağlanması koşulları ile rüzgar türbin transformatörlerine ait kademe değiştiricilerinin farklı pozisyonları da değerlendirilmiştir. Şebeke yönetmeliğinde bildirilen reaktif güç kapasite eğrisi, şebekenin 100%, 105% ve 95% gerilim değerleri için analizler gerçekleştirilmiştir.

Çalışılan durumlar aşağıda özetlenmiştir. 34,5/34,5 kV transformatöre ait AVR'nin 34,5kV RES Ana Bara gerilimini 97% ile 99% arasında kontrol edeceği öngörölmüş ve rüzgar türbinlerine ait maksimum ve minimum gerilim seviyeleri 105% ve 95% olarak alınmıştır.

- Güç TR yok & tüm WTG TR kademe "TAP0"
- Güç TR yok & tüm WTG TR kademe "TAP1"
- Güç TR AVR'si aktif değil & tüm WTG TR kademe "TAP0"
- Güç TR AVR'si aktif değil & tüm WTG TR kademe "TAP1"
- Güç TR AVR'si aktif & tüm WTG TR kademe "TAP1"
- Güç TR AVR'si aktif & tüm WTG TR kademe "TAP1" [önerilen işletim]
- Güç TR AVR'si aktif & tüm WTG TR kademe "TAP2"
- Güç TR AVR'si aktif & tüm WTG TR kademe "TAP-1"

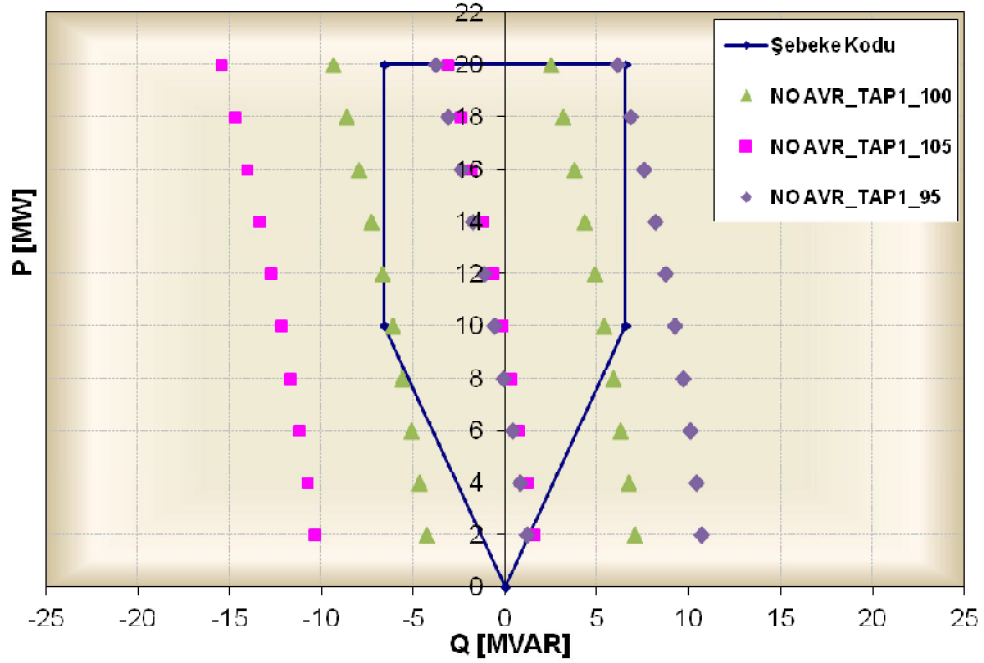
Güç TR:** 34,5/34,5 kV Güç Transformatörü.WTG TR:** Rüzgar Türbin Generatörü Transformatörü.
***Kademe Değişimi Pozisyonu;** TAP-1: pozisyon "-1", TAP0: pozisyon "0", TAP1: pozisyon "+1", TAP2: pozisyon "+2".

34,5/0,69kV, 3,4MVA rüzgar türbin transformatörlerinin kademe değiştiricilerinin "+1" kademesinde, 34,5/34,5kV 20(25) MVA transformatörün mevcut olup/olmadığı, AVR mevcut olmaması/olması ve RES Ana Bara gerilimini nominalin 97%-99% aralığında kontrol ettiği durum (AVR Var/ON) için aktif güç değişimine bağlı olarak gerçekleştirilen yük akışı analiz sonuçları elde edilen reaktif güç üretim/tüketim değerleri ve 34,5kV RES Bara'sına ait gerilim değerleri/değişimleri Çizelge 5.6'da verilmiştir.

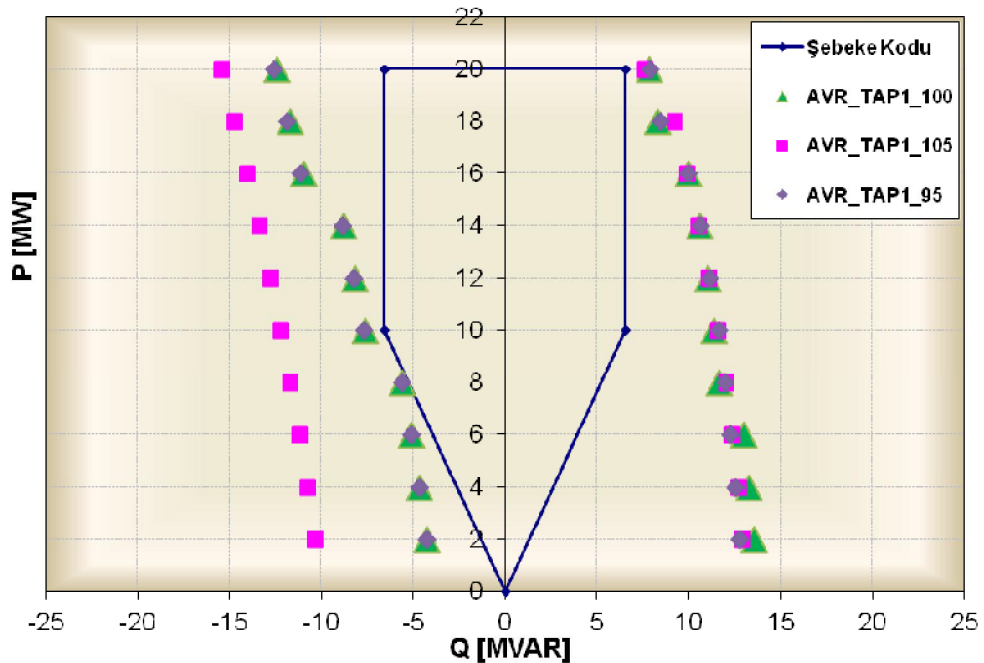
Çizelge 5.6 : Türbin transformatörü TAP1 koşulu için tüm senaryoların analiz sonuçları.

Bağlantı Noktası Gerilimi	Güç TR / AVR Durumu	Aşırı/Düşük Uyarım	P [%] - Aktif Güç Değişimi										34,5kV RES Bara Gerilimi	
			100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	Un Max [%]	Un Min [%]
@ Şebeke 100% Un	TR Yok	MAX Kapasitif	7,49	8,10	8,67	9,16	9,66	10,16	10,61	11,03	11,40	11,62	102,10	101,70
		MAX Endüktif	-14,40	-15,33	-14,53	-13,74	-12,97	-12,22	-11,48	-10,77	-10,07	-9,39	99,04	98,74
	TR Var / AVR OFF	MAX Kapasitif	2,48	3,13	3,75	4,33	4,88	5,39	5,86	6,30	6,70	7,06	104,36	103,50
		MAX Endüktif	-9,35	-8,63	-7,95	-7,31	-6,71	-6,14	-5,62	-5,14	-4,70	-4,29	97,32	96,31
	TR Var / AVR ON	MAX Kapasitif	7,84	8,28	9,95	10,56	11,01	11,34	11,66	12,97	13,26	13,52	99,01	98,70
		MAX Endüktif	-12,41	-11,69	-11,00	-8,80	-8,19	-7,63	-5,62	-5,14	-4,70	-4,29	97,37	97,06
@ Şebeke 105% Un	TR Yok	MAX Kapasitif	-3,22	-2,44	-1,69	-0,95	-0,22	0,49	1,19	1,86	2,53	3,17	105,58	105,49
		MAX Endüktif	-16,37	-18,67	-20,39	-21,89	-23,02	-24,02	-23,78	-23,60	-23,10	-22,40	103,82	102,04
	TR Var / AVR OFF	MAX Kapasitif	-3,08	-2,43	-1,81	-1,23	-0,68	-0,16	0,32	0,77	1,18	1,56	105,89	105,04
		MAX Endüktif	-15,44	-14,72	-14,04	-13,40	-12,80	-12,23	-11,70	-11,21	-10,76	-10,35	98,85	97,85
	TR Var / AVR ON	MAX Kapasitif	7,64	9,24	9,92	10,53	11,08	11,58	12,01	12,38	12,69	12,94	99,53	98,78
		MAX Endüktif	-15,44	-14,72	-14,04	-13,40	-12,80	-12,23	-11,70	-11,21	-10,76	-10,35	98,85	97,85
@ Şebeke 95% Un	TR Yok	MAX Kapasitif	11,70	12,32	12,91	13,44	13,91	14,37	14,76	15,17	15,48	15,75	97,83	97,40
		MAX Endüktif	-4,08	-3,28	-2,49	-1,72	-0,97	-0,24	0,47	1,16	1,83	2,48	95,52	95,45
	TR Var / AVR OFF	MAX Kapasitif	6,08	6,84	7,55	8,17	8,75	9,26	9,69	10,09	10,41	10,67	101,95	101,07
		MAX Endüktif	-3,81	-3,08	-2,40	-1,76	-1,16	-0,60	-0,08	0,39	0,82	1,21	95,79	94,77
	TR Var / AVR ON	MAX Kapasitif	7,92	8,48	9,98	10,62	11,16	11,62	11,96	12,26	12,52	12,75	99,01	98,66
		MAX Endüktif	-12,59	-11,85	-11,15	-8,88	-8,26	-7,69	-5,61	-5,12	-4,67	-4,26	97,38	97,04

AVR'nin devrede olup olmaması koşulları için ilgili çalışma senaryoları incelenerek ilgili sonuçlara aşağıdaki Şekil 5.22 ve Şekil 5.23'te yer verilmiştir.



Şekil 5.22 : Bağlantı noktası gerilimine bağlı reaktif güç kabiliyetindeki değişimler (AVR aktif değil).



Şekil 5.23 : Bağlantı noktası gerilimine bağlı reaktif güç kabiliyetindeki değişimler (AVR aktif).

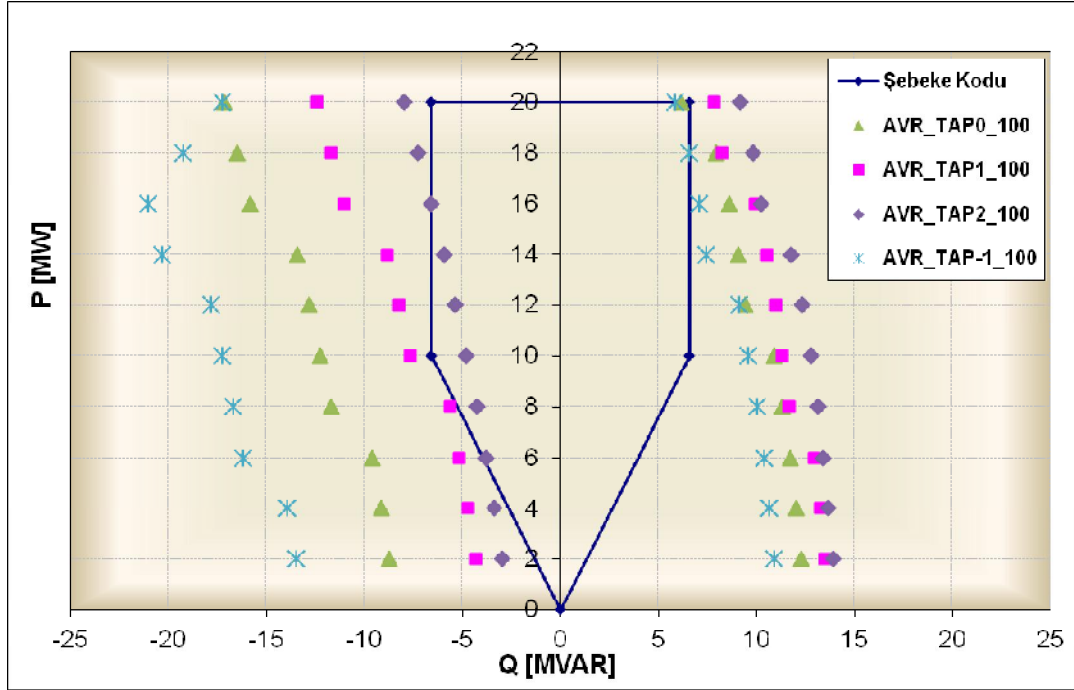
Güç transformatörü AVR'nın RES Ana Bara gerilimini 97%-99% aralığında kontrol ettiği durumda, bağlantı noktası geriminin %95-%105 arası değişimleri koşullarında da reaktif güç kabiliyeti tanımlı sınır değerleri üretim tesisi tarafından sağlanabildiği Şekil 5.23'ten görülebilmektedir.

Önerilen işletme koşulu olarak tanımlanan, 34,5/0,69kV, $\pm 4 \times 1,25\%$ kademe değiştiricili 3,4MVA gücündeki rüzgar türbin generatör transformatörlerinin kademe değiştiricilerinin "+1" kademesinde ve 34,5/34,5kV 20(25)MVA gücündeki transformatör AVR'nın RES Ana Bara gerilimini 97%-99% aralığında kontrol ettiği durum için gerçekleştirilen yük akışı analiz sonuçları Çizelge 5.7'de verilmiştir.

Çizelge 5.7 : Önerilen işletme koşulu için analiz sonuçları (PCC 100% Un).

	No	34,5kV TM	TURBİN GENERATORÜ		TR.1 TRANSFORMATOR		RES Ana Bara	RES 34,5kV Bara
		U _{GRID} [%]	P _{WTG} [MW]	U _{WTG,set} [%]	P _{TR.1} [MW]	Q _{TR.1} [Mvar]	U _{34,5} [%]	U _{34,5} [%]
AŞIRI UYARTIM	1	100	3,0	105	20,46	8,19	99,01	102,12
	2	100	2,7	105	18,43	8,53	99,01	102,08
	3	100	2,4	105	16,37	10,15	98,81	102,20
	4	100	2,1	105	14,32	10,69	98,95	102,18
	5	100	1,8	105	12,27	11,08	99,01	102,13
	6	100	1,5	105	10,21	11,36	99,00	102,07
	7	100	1,2	105	8,14	11,63	99,00	102,01
	8	100	0,9	105	6,04	12,94	98,70	102,09
	9	100	0,6	105	3,95	13,21	98,73	102,02
	10	100	0,3	105	1,85	13,46	98,75	101,95
DÜŞÜK UYARTIM	11	100	3,0	95	20,46	-11,91	97,09	99,31
	12	100	2,7	95	18,44	-11,32	97,23	99,30
	13	100	2,4	95	16,41	-10,75	97,37	99,29
	14	100	2,1	95	14,40	-8,70	97,10	99,48
	15	100	1,8	95	12,35	-8,18	97,22	99,46
	16	100	1,5	95	10,30	-7,69	97,34	99,43
	17	100	1,2	95	8,26	-5,78	97,06	99,60
	18	100	0,9	95	6,19	-5,34	97,15	99,56
	19	100	0,6	95	4,11	-4,94	97,24	99,52
	20	100	0,3	95	2,03	-4,56	97,32	99,47

Türbin generatör transformatörlerinin kademe değiştiricilerinin etkilerini görebilmek üzere kademe değiştiricilerinin farklı pozisyonlarda olduğu yapılar da analiz edilmiş, bağlantı noktası şebeke gerilimi 100% Un, AVR aktif; kademe değiştirici TAP-1, TAP0, TAP1, TAP2 pozisyonları için elde edilen sonuçlar şekil 5.24'te verilmiştir.



Şekil 5.24 : Türbin transformatörleri kademe değiştiriceleri pozisyonuna göre reaktif güç kabiliyetinin değişimi.

5.4 Dinamik Analizler

Bu bölümde dağıtım şebekesine bağlanması planlanan Bölüm 5.3'de değerlendirilen rüzgar enerjisi santralının, şebeke yönetmeliği ile uyumlu olup olmadığının kontrolü amacıyla Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği Testi, Gerilim Kontrolü Testi, Frekans Tepkisi Testi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Elde edilecek sonuçlar ile ilgili yönetmeliklerde talep edilen davranışlar karşılaştırılarak yorumlanmıştır.

5.4.1 Sistem Modeli

Dinamik analizlerde, arıza esnasında devam edebilme yeteneği (LVRT), frekans ve gerilim testleri gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar için SIEMENS'in analiz programı PSS-E 33.5.2 kullanılmıştır. Modelde kullanılan türbinler için PSS-E analiz platformunda kullanılacak dinamik model üretici firma tarafından sağlamış ve yüksek performanslı park pilotu (HPPP) çalışmaya dahil edilerek ilgili tüm kontrol

konsepti tanımlanmıştır. Rüzgar türbinlerine ait generatörlerin gerilim kontrol modunda oldukları ve normal işletmede HPPP tarafından gönderilen gerilim referansını izledikleri dikkate alınarak analizler gerçekleştirilmiştir.

Yüksek performanslı rüzgar parkı pilotunun (HPPP) ihtiyaca göre gerilim veya reaktif güç kontrolü modunda olduğu kabul edilmiştir. HPPP, şebekeye bağlanılan noktadaki reaktif gücü, rüzgar türbini generatörlerinin gerilim ayarını değiştirerek kontrol etmektedir.

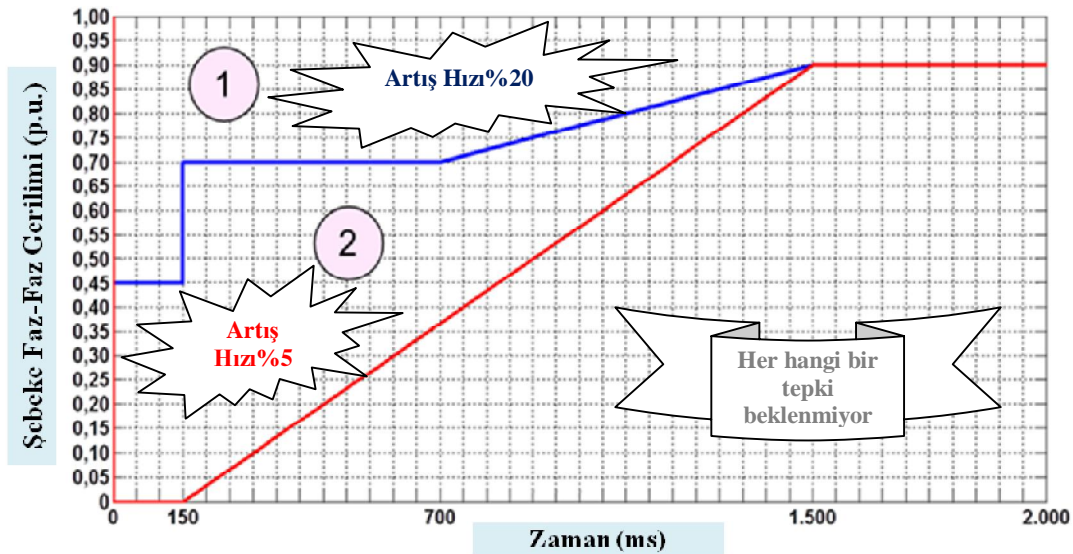
5.4.2 Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği Testi

Türkiye Şebeke Yönetmeliği'nde talep edilen LVRT grafiği Şekil 5.25'te verilmiştir. Rüzgar parkının şebekeye bağlandığı noktadaki gerilim, 2 nolu bölgenin alt sınırının üstünde olduğu sürece, rüzgar santrali şebekeye bağlı kalmak zorundadır. Arıza esnasında iletilen aktif güç düşecektir.

Arıza sonrasında aşağıdaki aktif güç eğimleri sağlanmalıdır:

- Eğer arıza 1 nolu bölgede ise; nominal aktif güce kadar $0,2 * P_{nominal}/s$ artış hızı
- Eğer arıza 2 nolu bölgede ise; nominal aktif güce kadar $0,05 * P_{nominal}/s$ artış hızı

Burada 5%/s ve 20%/s olarak 2 farklı güç eğimi bulunmaktadır. Ancak, rüzgar türbinlerinin her iki bölgede de 20%/s üzerinde bir güç eğimine sahip olmasının bir problem teşkil etmeyeceğini bilinmektedir.



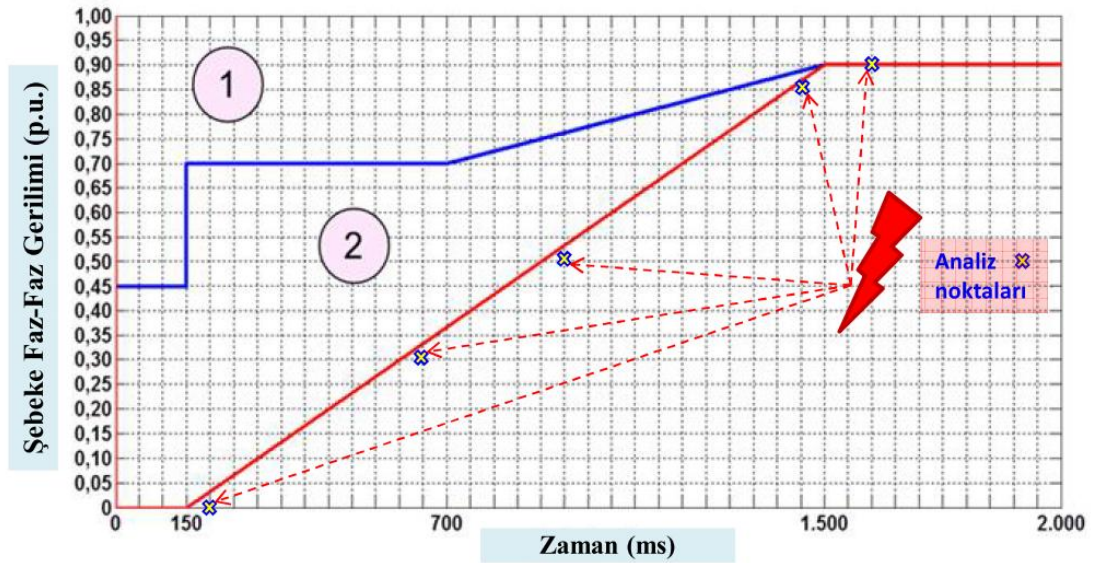
Şekil 5.25 : Türkiye Şebeke Yönetmeliğine göre, rüzgar türbinlerinin arıza ve arıza sonrasında sağlaması gereken tepki.

Rüzgar enerjisi santralının, gerilim dalgalanmalarında şebeke yönetmeliğinde tanımlanan eğriye uygun olarak çalıştığını gösterebilmek amacıyla, yönetmelikte tanımlanan eğrinin hemen altında yer alan bazı noktalar için bir seri analiz yapılmıştır. Analiz sonucu olarak, bağlantı noktasındaki gerilim büyüklüğü ve üretilen aktif ve reaktif güç raporlanmıştır.

Şebeke yönetmeliği talebine uygunluğu test etmek amacıyla aşağıdaki koşullar çalışılmıştır.

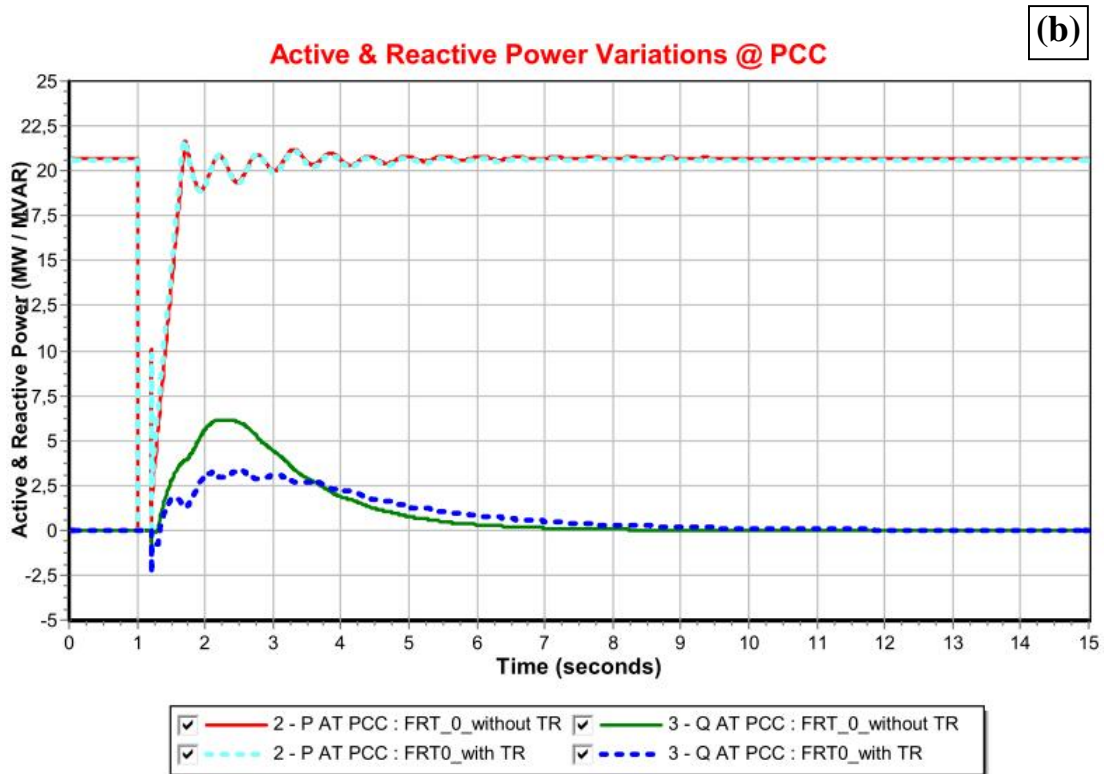
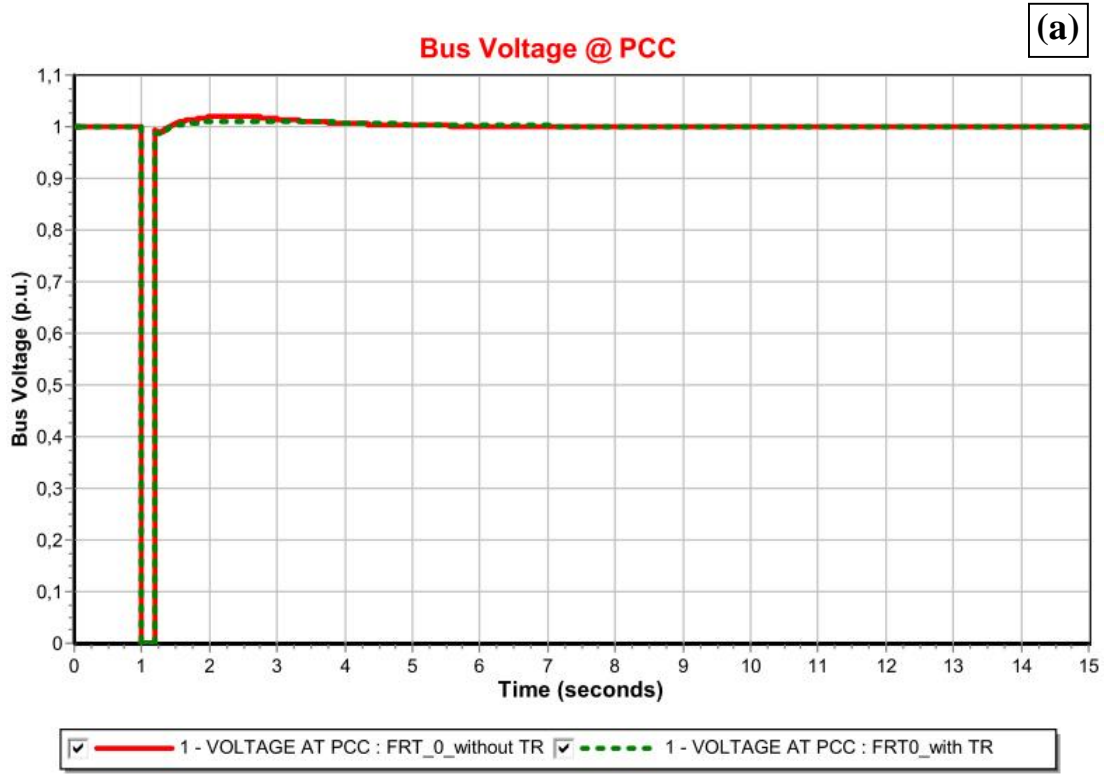
- 0% bağlı gerilim, 200 ms arıza süresi (Şekil 5.27)
- 30% bağlı gerilim, 650 ms arıza süresi (Şekil 5.28)
- 50% bağlı gerilim, 950 ms arıza süresi (Şekil 5.29)
- 80% bağlı gerilim, 1,45 s arıza süresi (Şekil 5.30)
- 90% bağlı gerilim, 1,60 s arıza süresi (Şekil 5.31)

Şekillerin üst kısmı, şebeke bağlantı noktasındaki gerilimi, alt kısmı ise şebekeye verilen aktif ve reaktif gücü göstermektedir. LVRT analiz noktalarının şematik gösterimi Şekil 5.26'da verilmiştir.

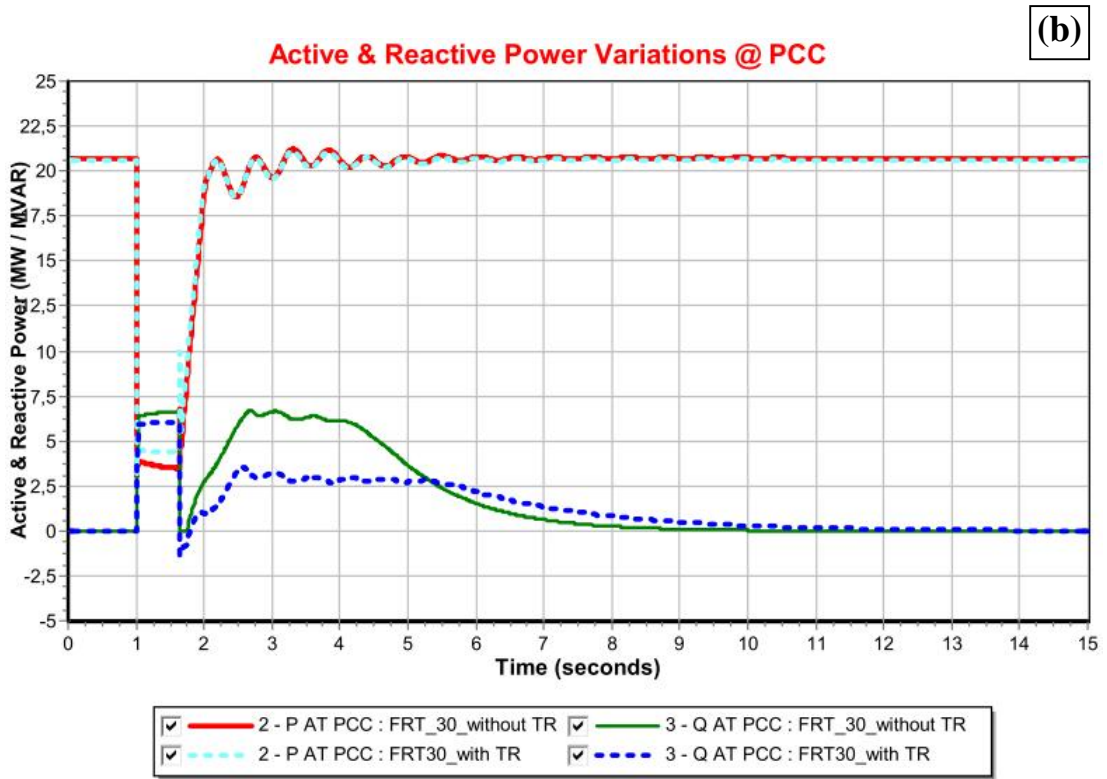
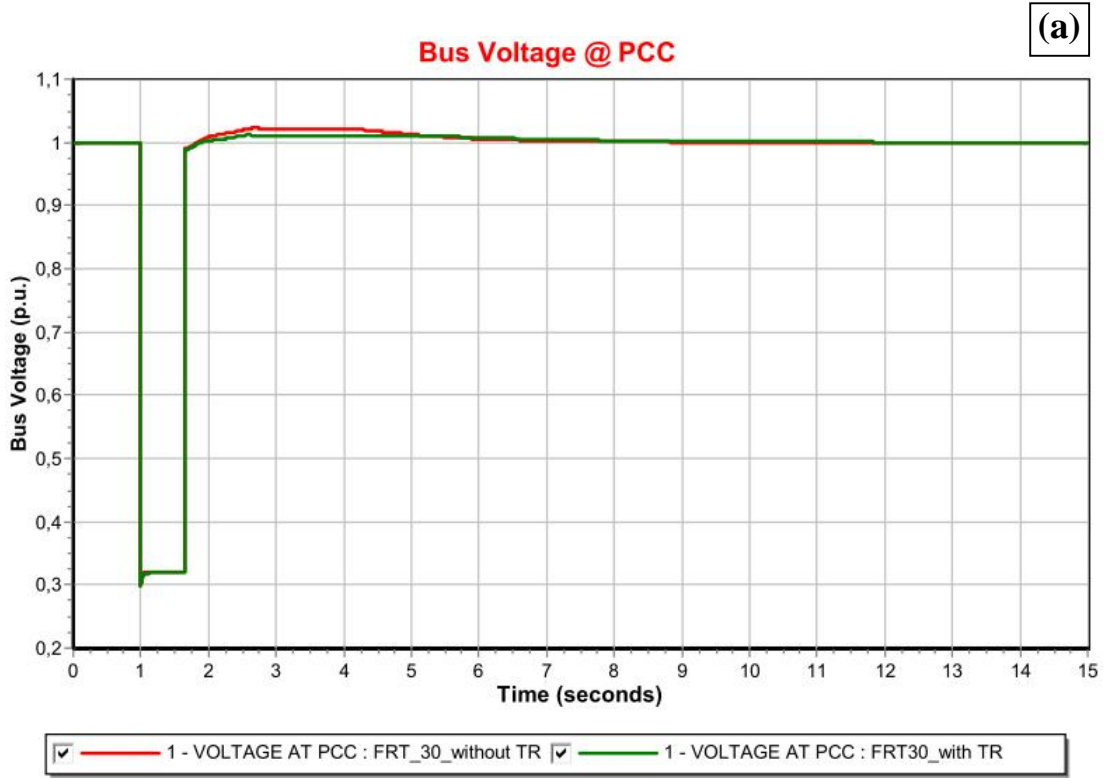


Şekil 5.26 : LVRT analiz noktalarının şematik gösterimi.

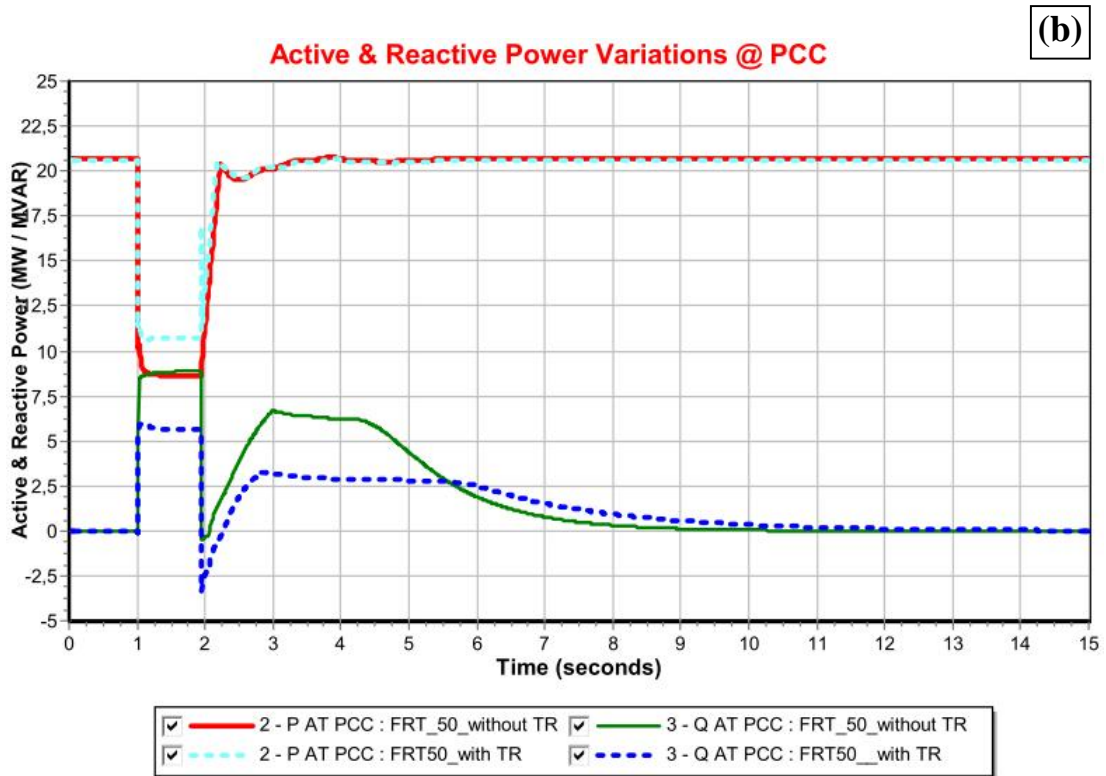
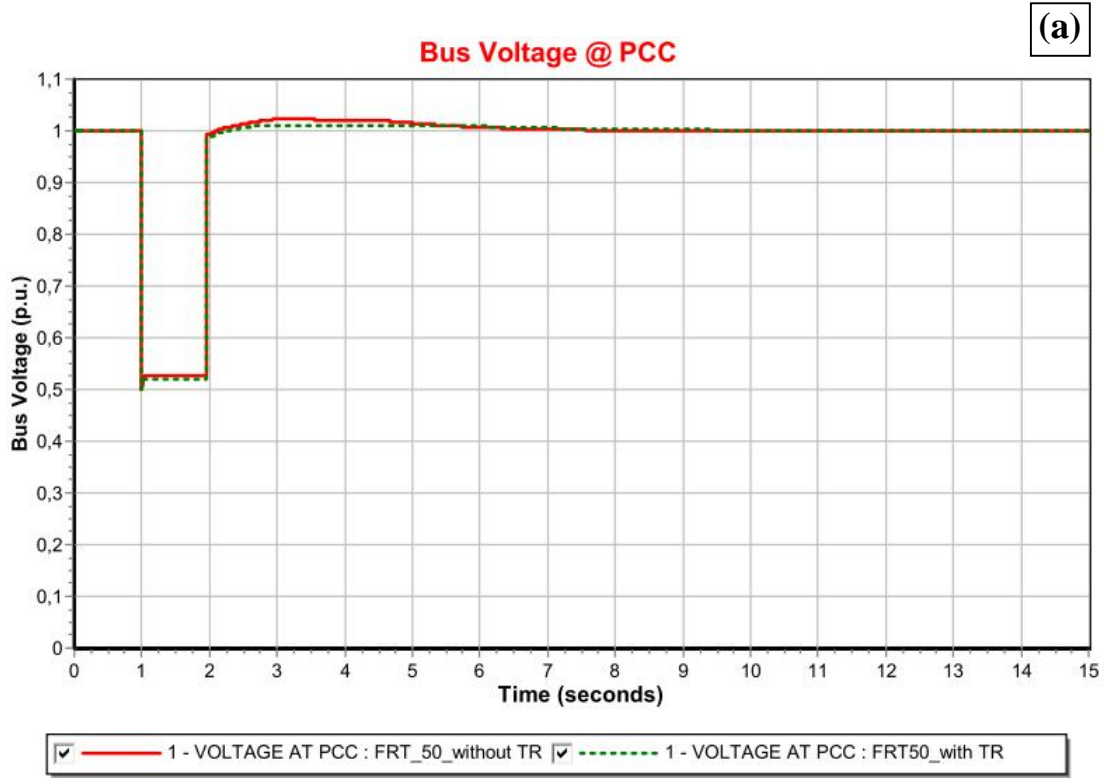
Belirtilen analiz noktaları (arıza esnasındaki PCC gerilimi ve arızanın sistemde kalma süresi) için gerçekleştirilen analizlerin çıktıları aşağıdaki şekillerde verilmiştir.



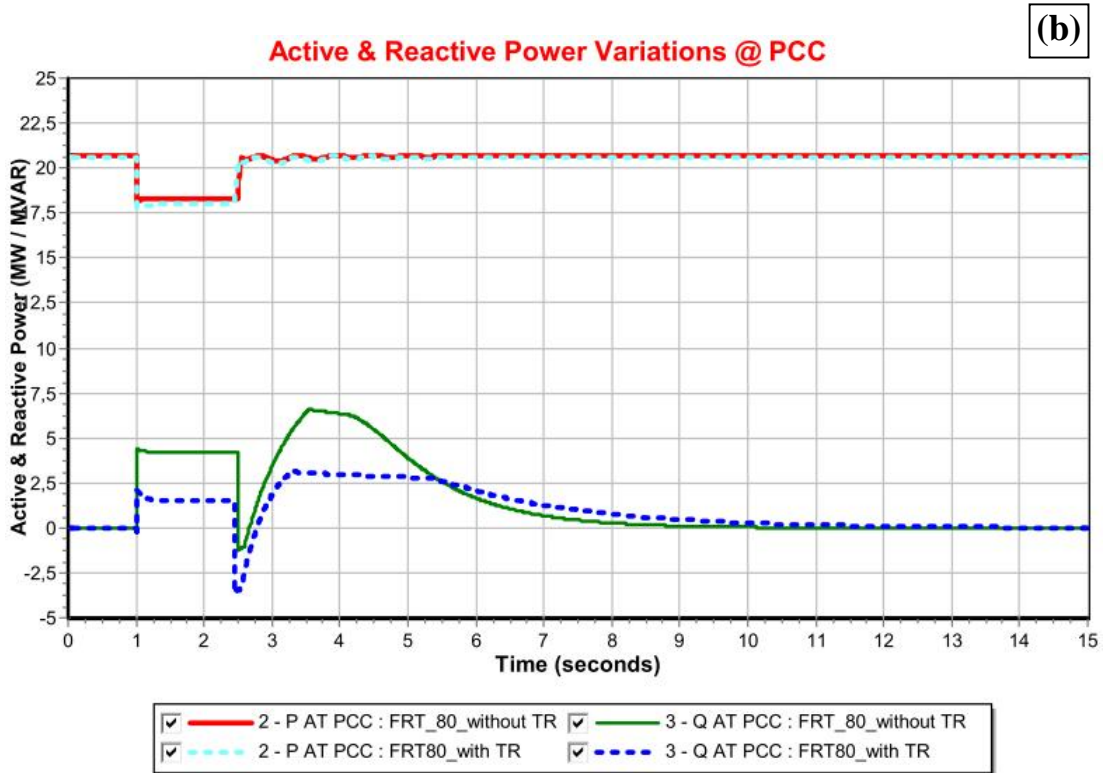
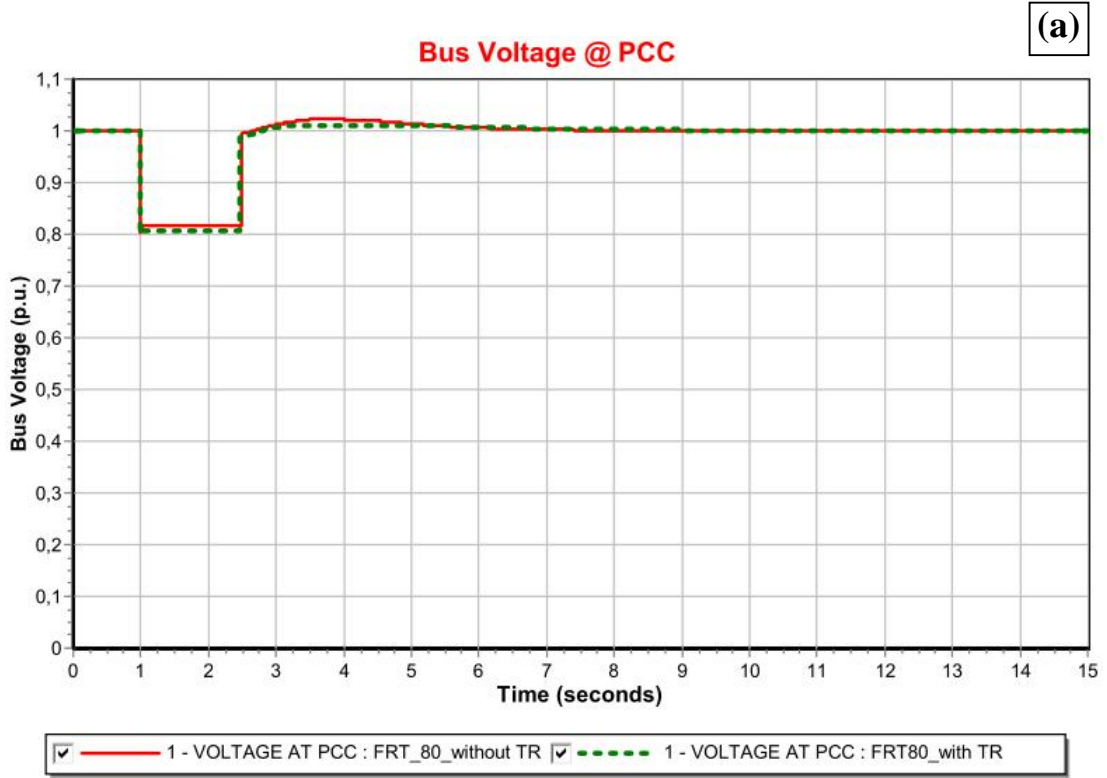
Şekil 5.27 : LVRT analiz sonuçları, 0% bağlı gerilim, 200 ms arıza süresi durumu:
 (a) Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.



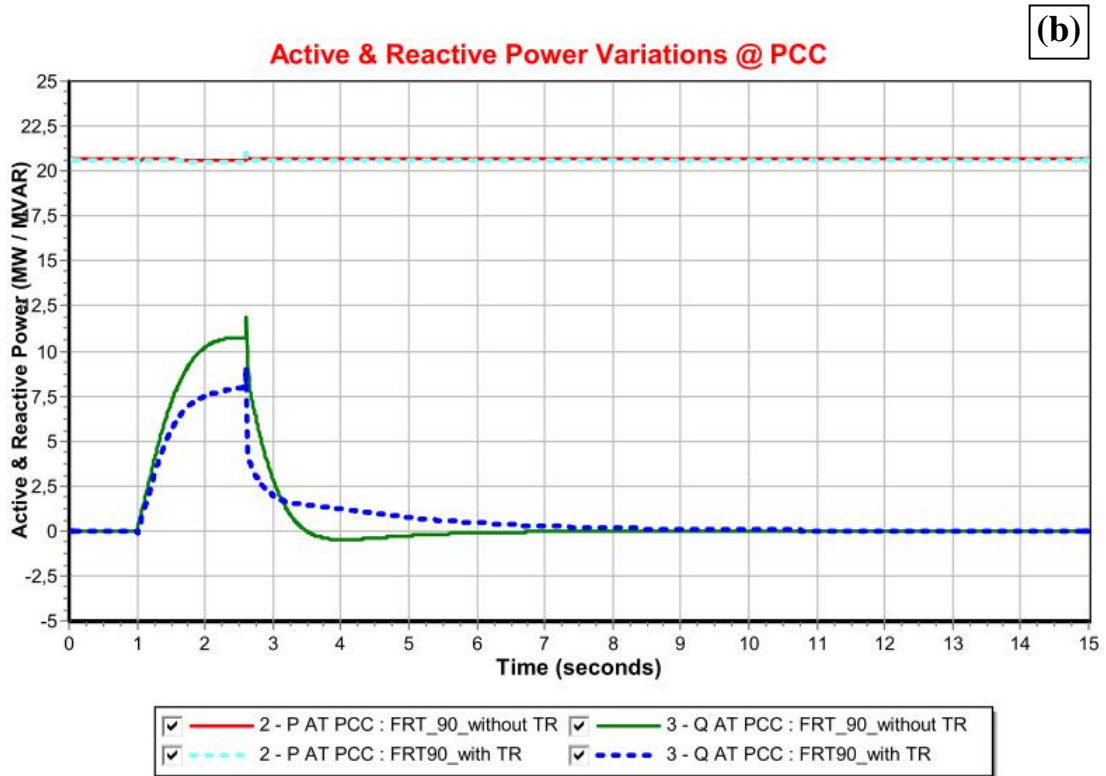
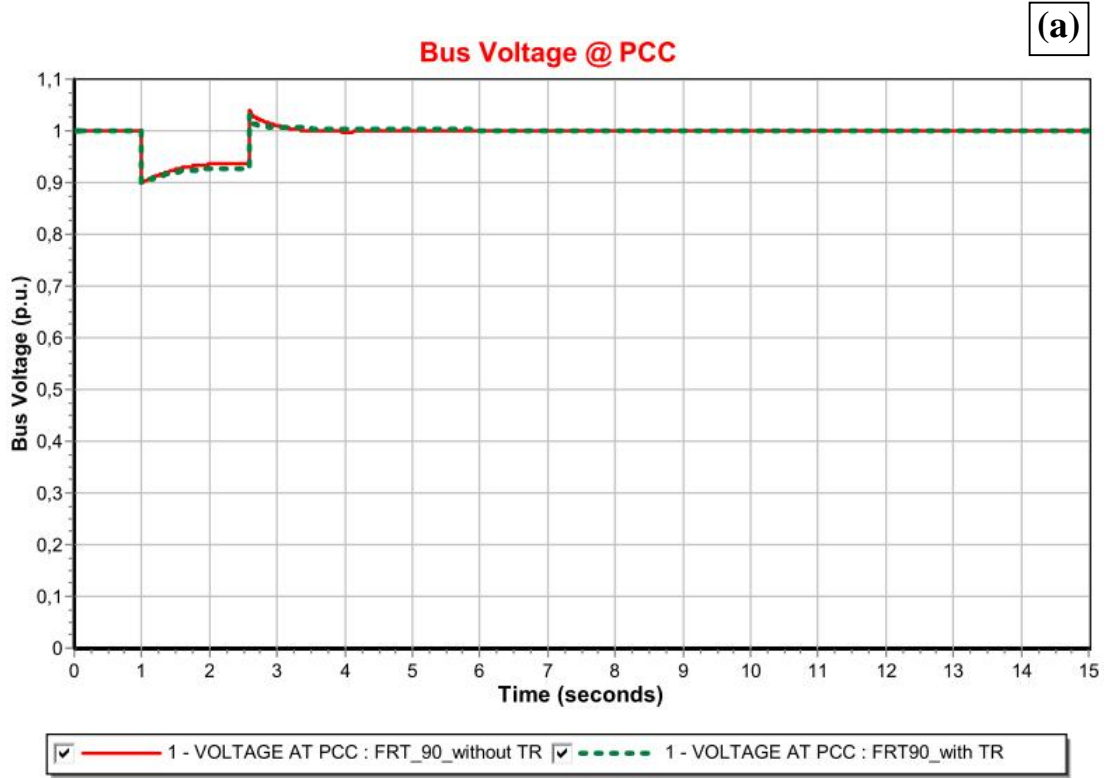
Şekil 5.28 : LVRT analiz sonuçları, 30% bağıl gerilim, 650 ms arıza süresi durumu: (a) Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.



Şekil 5.29 : LVRT analiz sonuçları, 50% bağlı gerilim, 950 ms arıza süresi durumu: (a) Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.



Şekil 5.30 : LVRT analiz sonuçları, 80% bağlı gerilim, 1,45 s arıza süresi durumu: (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.



Şekil 5.31 : LVRT analiz sonuçları, 90% bağlı gerilim, 1,65 s arıza süresi durumu:
 (a)Bağlantı noktası gerilimi değişimi. (b) Aktif & Reaktif güç çıkışı değişimi.

Analiz sonuçları, 0%, 30%, 50% ve 80% bağıl gerilimleri için, rüzgar türbinlerinin LVRT moduna girdiklerini ve arıza boyunca kararlı kaldıklarını göstermektedir.

10% gerilim düşümünün olduğu durumda LVRT aktif olmamaktadır. Rüzgar türbinlerine ait generatörler bu durumda nominal aktif güç çıkışlarını verebilmektedir.

Analizler için kullanılan kontrol parametrelerinde aktif güç eğimi $2,0 \cdot P_{\text{nominal}}/s$ değerine ayarlı durumdadır. Şebeke yönetmeliği bu hızdan 10 kat daha yavaş bir tepkiyi onaylamaktadır. Başka bir deyişle, şebeke yönetmeliği arıza karakteristiğine göre farklı güç eğim seviyeleri tanımlamasına rağmen türbin tepkisi çok daha hızlıdır.

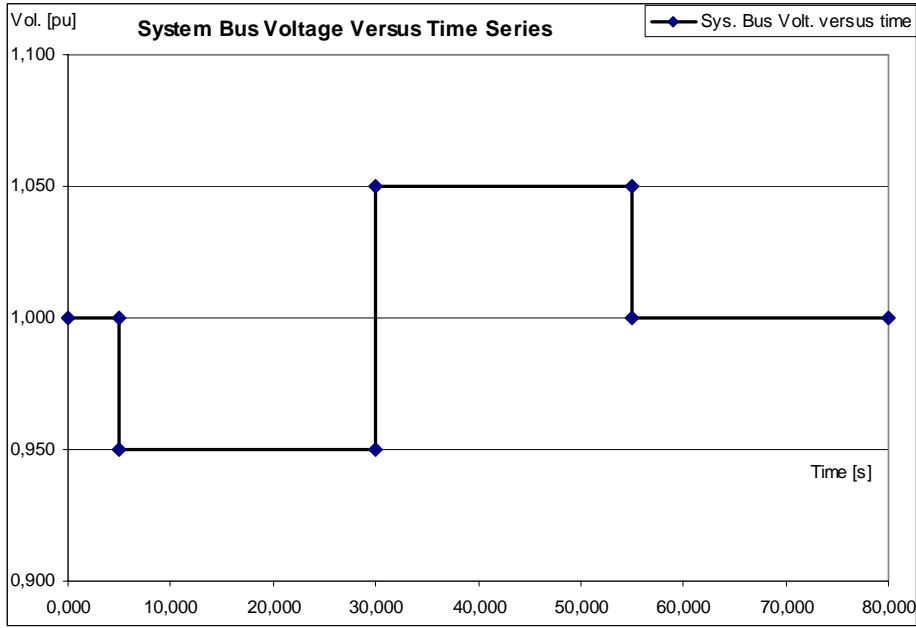
5.4.3 Gerilim Kontrolü Testi

Rüzgar türbinlerinin gerilim dalgalanmalarına tepkisini incelemek için, sistem modeli kurulan RES'e gerilim testi uygulanmıştır. Gerilim testinde iki ayrı koşul olarak, gerilim kontrol modu ve sabit güç faktörü modu durumundaki analizler gerçekleştirilmiştir.

Modelde tanımlanan/uygulanan şebeke gerilimi kademeli olarak değiştirilerek, 80 saniye boyunca:

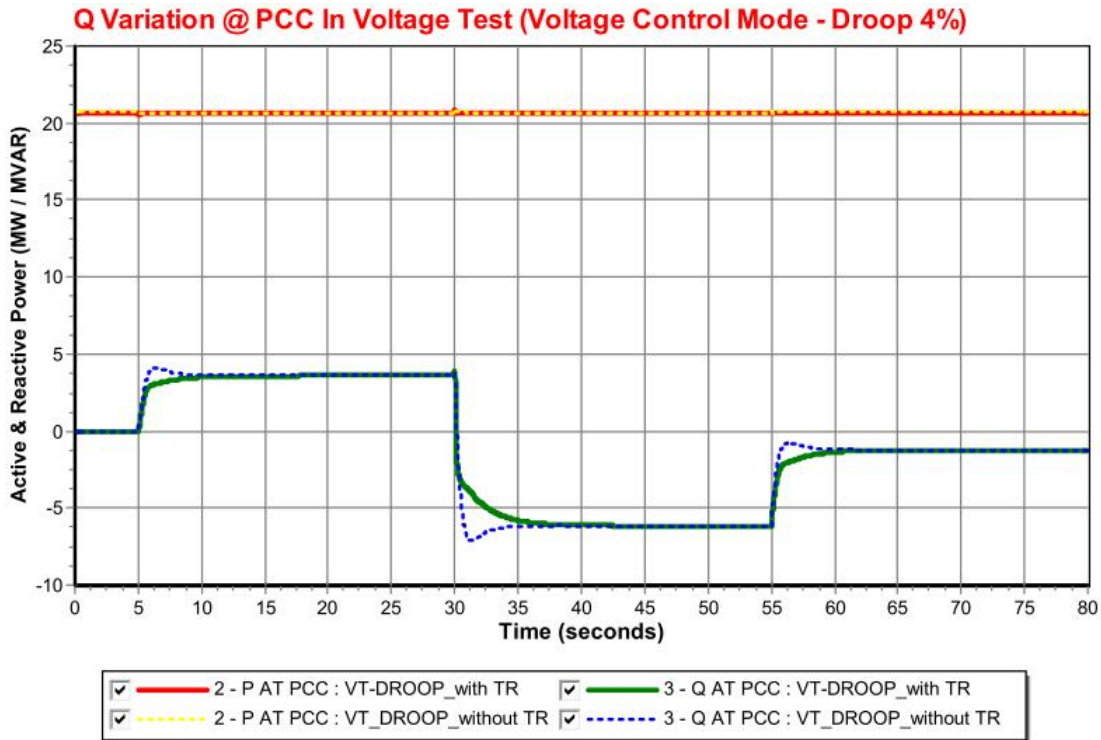
- Sabit güç faktörü için \rightarrow HPPP $\cos\phi=1$ için
- Gerilim kontrol modu için \rightarrow droop faktörü 4% olacak şekilde

reaktif güç değişimleri izlenmiştir. Bara geriliminin "+" ve "-" yönde 5% değişimini içeren zamana bağlı kademeli şebeke geriliminin analiz süresinceki olması istenen referans değişim sinyali Şekil 5.32'de gösterilmektedir.



Şekil 5.32 : Gerilim testi için uygulanan şebeke geriliminin zaman bağılı değişimi.

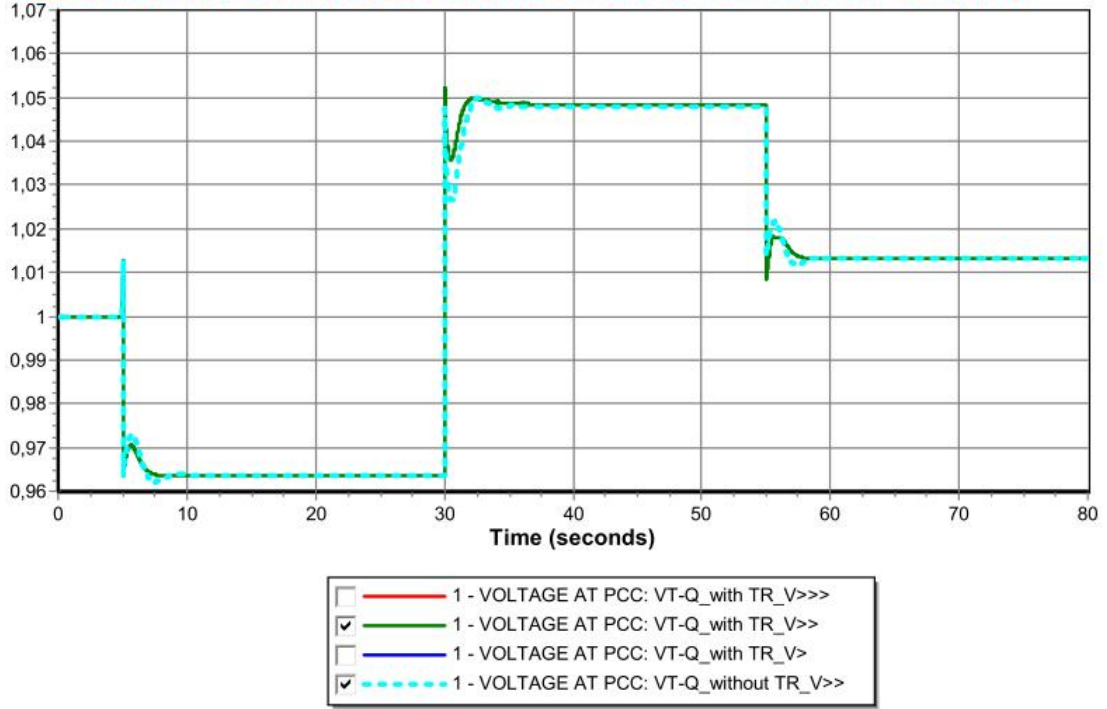
Şekil 5.33 ve Şekil 5.34’te her iki çalışma koşulu için şebeke bağlantı noktası gerilim değerlerine göre reaktif güç çıkış değişimleri gösterilmiştir. Ayrıca, Şekil 5.35’te trafolu yapı için farklı referans bağlantı noktası şebeke gerilimi değerleri için elde edilen çıktılara yer verilmiştir.



Şekil 5.33 : Gerilim testi sonuçları reaktif güç değişimi (gerilim kontrol modu-droop 4%).

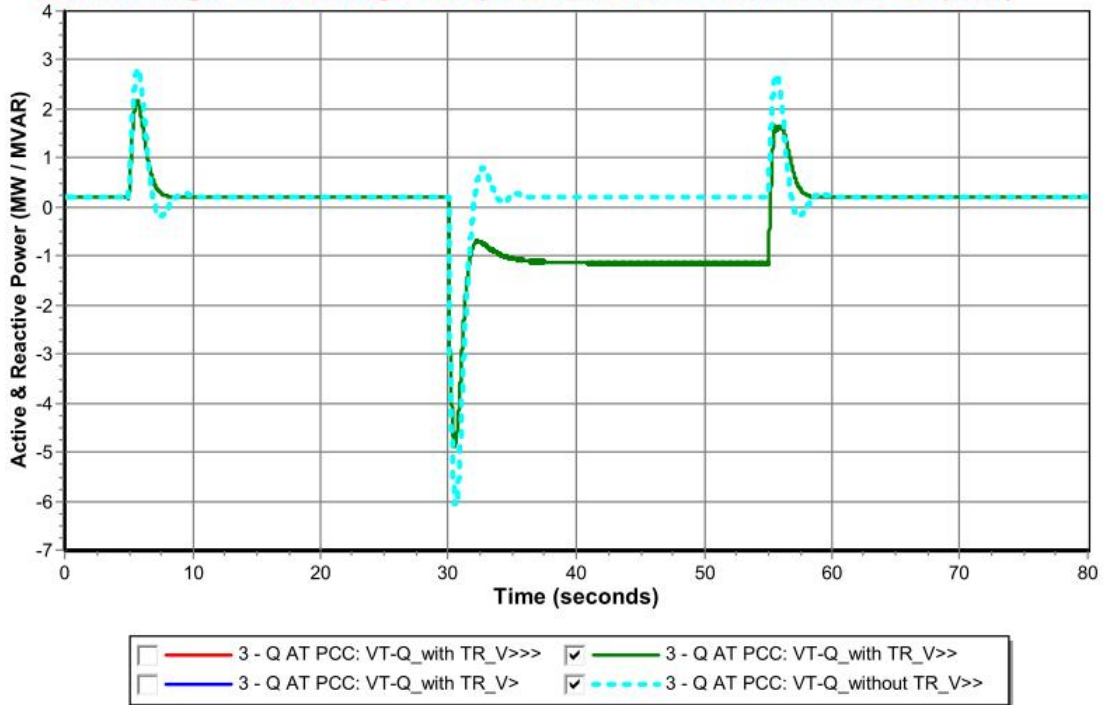
(a)

Bus Voltage @ PCC In Voltage Test (Reactive Power Control Mode - cosphi 1)



(b)

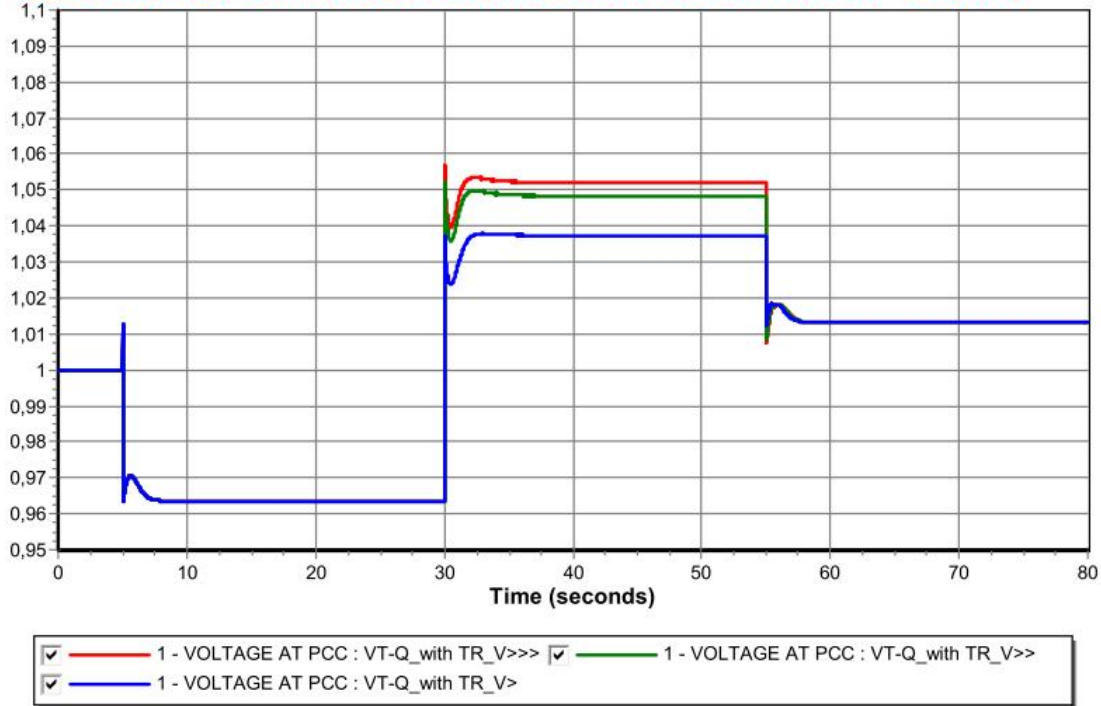
Q Variation @ PCC In Voltage Test (Reactive Power Control Mode - cosphi 1)



Şekil 5.34 : Gerilim testi sonuçları (sabit güç faktörü-cosphi=1): (a) Bara gerilimi değişimi. (b) Reaktif güç değişimi.

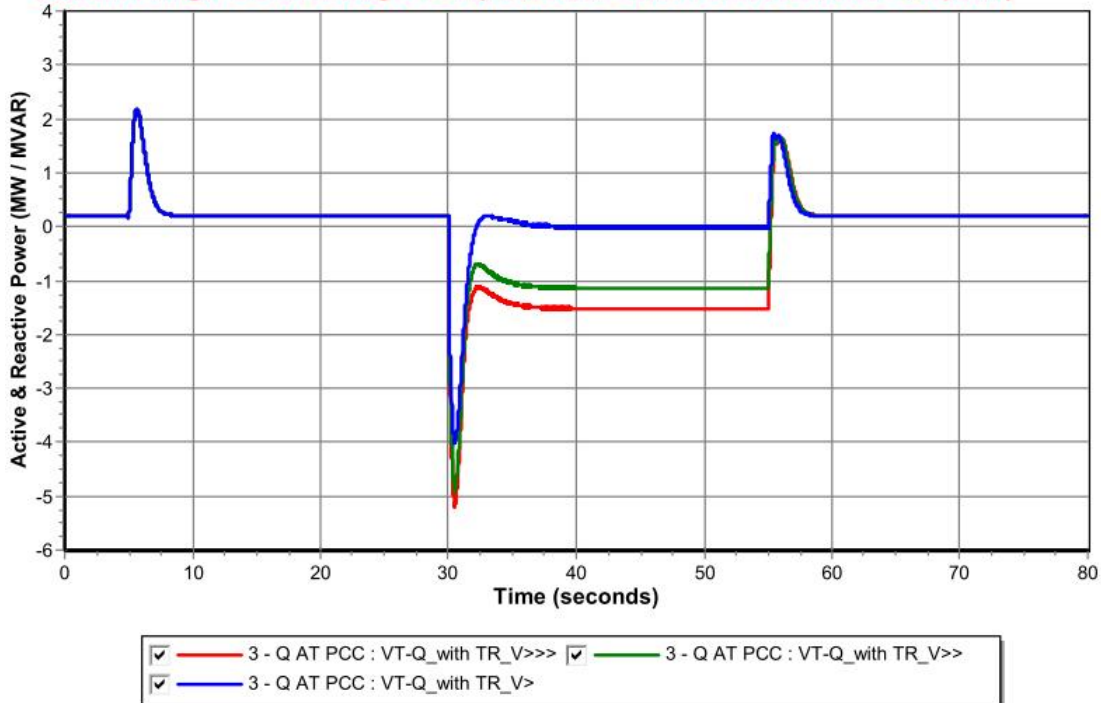
(a)

Bus Voltage @ PCC In Voltage Test (Reactive Power Control Mode - cosphi 1)



(b)

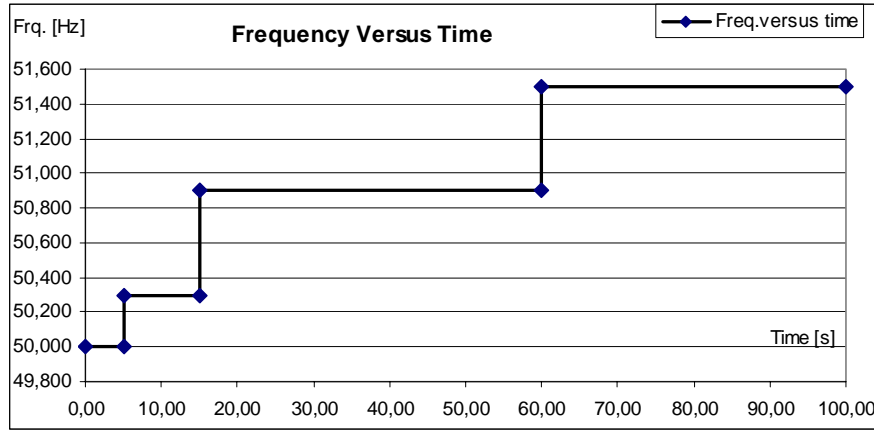
Q Variation @ PCC In Voltage Test (Reactive Power Control Mode - cosphi 1)



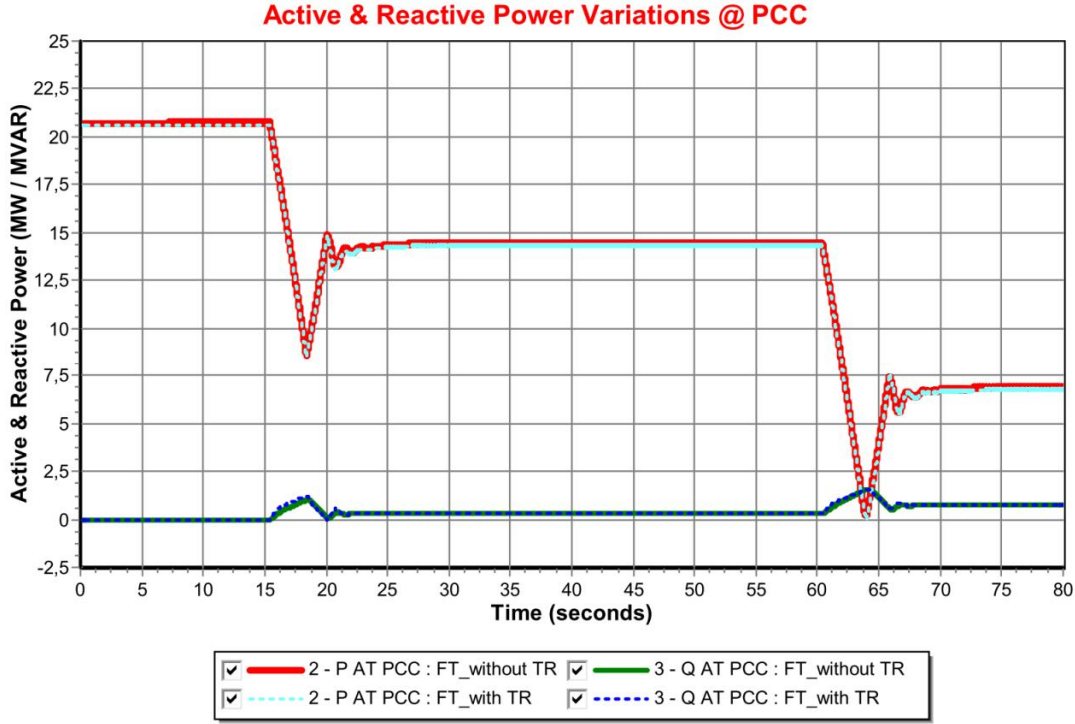
Şekil 5.35 : Uygulanan şebeke gerilimin genliğine bağlı gerilim testi sonuçları (sabit güç faktörü-cosphi=1): (a) Bara gerilimi değişimi.
(b) Reaktif güç değişimi.

5.4.4 Frekans Tepkisi Testi

Rüzgar türbinlerinin frekans değişimlerine tepkisini incelemek üzere RES için frekans testi oluşturulmuştur. RES'in, şebeke frekansına bağlı olarak aktif güç çıkışını düşürme durumunu analiz edebilmek için, bağlantı noktasında tanımlanan eşdeğer gerilim kaynağında kademeli frekans değişimi tanımlanmıştır. Analizde tanımlanan zamana bağlı frekans değişimleri Şekil 5.36'da verilmiştir. Uygulanan frekans testinde şebeke frekans kademelerine göre rüzgar parkının aktif ve reaktif güç değişimleri Şekil 5.36'da, frekans değişimine bağlı aktif güç değişimi değerleri Çizelge 5.8'de sunulmuştur.



Şekil 5.36 : Frekans testi için uygulanan şebeke frekansının zaman bağlı değişimi.



Şekil 5.37 : Frekans testinde elde edilen aktif ve reaktif güç değişimleri.

Çizelge 5.8 : Frekans testi sonuçları.

Frekans (Hz)	Trafosuz Yapı		Trafolu Yapı	
	Kararlı haldeki Aktif Güç (MW)	Her 100mHz için Güç Düşümü (%)	Kararlı haldeki Aktif Güç (MW)	Her 100mHz için Güç Düşümü (%)
50	20,74	0,0	20,61	0,0
50,3	20,74	0,0	20,61	0,0
50,9	14,36	5,1	14,28	5,1
51,5	6,87	5,6	6,78	5,6

Elde edilen grafiklere Şekil 5.36 ve Çizelge 5.8'e göre her iki sistem konfigürasyonun, şebeke yönetmeliğinde tanımlanan frekans tepkisine uyduğu ifade edilebilir. Ayrıca modelde kullanılan türbinlerin şebeke yönetmeliğinde ifade edilen 47,5 Hz – 51,5 Hz aralığında çalışabildiği de bilinmektedir.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Farklı yapı ve özelliklerdeki dağıtık üretim santrallerinin dağıtım sistemine entegrasyonu aşamasında gerçekleştirilen; dağıtık üretim etkisiyle kararlı hal gerilim profillerinin değişimi, entegrasyon sonucu oluşacak yeni yapıda yönlü koruma ile dağıtım şebekesinde koordinasyonun sağlanması, tesisin reaktif güç kabiliyetinin incelenmesi, arıza esnasında devam edebilme yeteneği, gerilim ve frekans tepkisinin incelenmesi konularında ileri seviyedeki analizler sonucu elde edilen çıktılar irdelenerek, günümüzde göz ardı edilen fakat gerek dağıtım sistemi gerekse iletim sistemi için önem arz eden ilgili analizlerin yapılış yöntemleri, dikkate alınan değişkenler, yaklaşımlar ve karşılaşılan problemlerin çözümüne yönelik öneriler aşağıda sunulmuştur.

Dağıtık üretim kaynaklarının dağıtım şebekesindeki yük akışına etkileri önemle incelenmelidir. Dağıtım şebekesinde yük akışı kararlılığının sürdürülebilmesi için bağlanacak üretim kaynaklarının sistemde oluşturabileceği olumsuz koşullar belirlenerek gerekli önlemlerin alınması ve güç sisteminin güvenilir bir biçimde işletilmesine müsaade edilmelidir.

Mevcut yönetmeliklerde dağıtım şebekesine bağlanan 10MW'ın altı rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinin ve lisanssız diğer santrallerin reaktif güç kapasiteleri ile ilgili bir beklenti olmadığından dolayı, dağıtık üretim santrallerinin bireysel değil bölgedeki tüm santraller bazında bir bütün olarak değerlendirilip etkilerinin incelenmesi gerekmektedir.

Dağıtık üretim tesisinin, gerilim kontrolü yapılan TEİAŞ indirici trafo merkezindeki OG ana baraya bağlantısını sağlayacak hattın uzunluğu ve kesitine göre ciddi gerilim yükselmesi problemleri yaşanabilir. Uygulamada, düşük kesitli veya uzun mesafeli hatlar ile dağıtık üretim kaynaklarının bağlanması talep edilmektedir. Ancak bağlantı müsadelerine izin verilmeden önce bölge bütünüyle ele alınmalı;, üretim tesisinin bağlandığı şebeke modeli detaylı olarak oluşturularak, üretimin maksimum, tüketiminin minimum olduğu koşul, üretimin minimum – tüketimin maksimum olduğu koşul, generatör birimleri kontrol modları ışığında değerlendirilmelidir.

Uluslararası standartlar, uygulama yönergeleri takip edildiğinde genelde bir DÜ'ün %1'den daha az bir gerilim değişimine neden oluyorsa, kararlı hal gerilim kontrolü açısından bir probleme neden olması beklenmez. Bir dağıtım bölgesindeki dağıtık üretim tesislerinin tümü dikkate alındığında %5'den fazla gerilim değişimine neden olunmuyorsa entegrasyon dağıtım sisteminin işletilmesi açısından bir probleme neden olmayacaktır. Dağıtılmış üretim her zaman problem yaratmaz, gerilim düşümü yaşanan bölgelerde kararlı hal bara gerilimlerinde iyileştirme sağlar.

DÜ'ler sisteme eklenirken bölgedeki en uç noktaya değil, yükün tamamını veya büyük bir bölümünü alabilecek bir noktaya yerleştirilmelidir. Böylece şebekede ters güç akışı oluşmamakta, aşırı yüklenmeler ve gerilim yükselmeleri oluşmamaktadır.

Entegrasyon sonrası mevcut sisteme eklenen yeni bir kısa devre kaynağının etkisiyle koruma yapısında koordinasyon zaafiyetlerinin oluşması muhtemeldir. Dağıtım şebekesine eklenen yeni üretim tesisinin hem kendi içerisinde hem de entegre olduğu sistem ile aşırı akım koruma koordinasyonunun sağlanması gerekmektedir. Aynı zamanda entegrasyon sonucunda dağıtım şebekesi genelindeki koordinasyona bozucu etkiler oluşuyor ise bu etkilerin tespit ve çözümü şebekenin güvenilir olarak işletilmesi için önem arz etmektedir. Mevcut sistemdeki tek yönlü güç akışından iki yönlü güç akışına dönülmesi, kısa devre seviyelerinin artması, işletme topraklama yapısının değişmesi, adalaşma riski gibi bir çok konu bir bütün olarak değerlendirilip tüm şebekenin koordinasyonu olası arıza koşulları için değerlendirilmelidir.

Değerlendirme sonucu koruma elemanlarının boyutlarının kontrolü, gerekli cihaz ve/veya ayar değişiklikleri gerçekleştirilmektedir. Temelde akım seçiciliği ve yönlü aşırı akım koruma felsefesi uygulanarak, dağıtım bölgesi aşırı akım koordinasyonu yeniden sağlanmalıdır. Mevcut cihaz veya bilinen teknolojinin yetersiz kaldığı durumlarda ise yeni yaklaşımlar ile alternatif çözümler üretilmektedir. Diferansiyel koruma gibi ileri seviyedeki koruma ekipmanlarının kullanımıyla arızaların sistemden çok daha hızlı ve seçici olarak temizlenmesi de mümkündür ancak yüksek maliyetler söz konusu olduğundan optimizasyon yapılması gerekmektedir.

Türkiye Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği, şebekeye bağlı olan rüzgar santrallerinin sahip olması gerektiği davranışları ifade eden EK-18 bölümü, doğrudan iletim sistemine bağlı bulunan rüzgar santrallerini ve 10 MW ve üstünde kurulu güce

sahip dağıtım sistemi üzerinden bağlanan rüzgar enerjisi santrallerini kapsamaktadır. Dağıtım şebekesinin gerek kararlı hal gerekse arıza koşullarında güvenilebilir ve sürdürülebilir olarak işletilebilmesi için günümüzde pek de dikkat edilmeyen reaktif güç kabiliyeti analizleri yüksek güçlü rüzgar enerjisine dayalı dağıtık üretim santralleri için gerçekleştirildiği gibi orta ölçekte (yönetmelik kapsamına girmese dahi) üretim tesisleri için gerçekleştirilmesi faydalı olacaktır.

Gerçekleştirilen analizlerde görüldüğü üzere kurulması planlanan bir RES'in reaktif güç kabiliyeti analizinin yönetmeliklerin beklentileri ışığında olası tüm koşulların dikkate alınarak yapılması gerekmektedir. Uygulama bölümünde değerlendirilen yapı, üretim tesisinin doğrudan dağıtım sistemine bağlantısı yerine AVR sisteminin bulunduğu 34,5/34,5kV, 20(25) MVA transformatörü üzerinden bağlanması halinde ancak beklenen davranışı sergileyebilmiştir. Rüzgar türbinlerinin reaktif güç üretirken ya da tüketirken, terminallerinde oluşan gerilim değerleri reaktif güç kapasitelerini tam olarak gösterememelerine neden olmaktadır. Daha yüksek reaktif güç desteği sağlayabilmek için AVR'nin aktif olması ve WTG trafolarının yüksüz kademe değiştiricisinin tüm koşullar değerlendirilerek en uygun pozisyonunun belirlenmesi gerekmektedir.

Bununla birlikte önemli olan reaktif gücün, rüzgar türbini trafosu ve ana güç trafosundan geçtikten sonra gösterdiği karakteristiği tanımlayabilmektir, çünkü bu nokta şebeke yönetmeliğinin işaret ettiği "bağlantı noktası" dır.

Güç sisteminin güvenilir olarak işletilebilmesi için dağıtık üretim santrallerinin arıza esnasında devam edebilme yetenekleri ve arıza sonrasında şebekeye verecekleri destek önem arz etmektedir. Uygulama bölümünde gerçekleştirilen testler sonucunda bir RES'de 0%, 30%, 50% ve 80% bağıl gerilimli arıza koşulları altında, rüzgar türbinlerinin LVRT moduna girdiklerini ve arıza boyunca kararlı kaldıklarını görülebilmektedir. 10% gerilim düşümünün olduğu durumda LVRT modunun aktif olmadığı, rüzgar türbinlerine ait generatörler bu durumda nominal aktif güç çıkışlarını verdikleri gözlenmiştir. Bağlantı noktası kısa devre gücü, güç trafosu empedansı vs. koşullar arıza anındaki reaktif güç desteğini, arıza sonrası aktif güç artış hızını ve reaktif güç desteği profilini etkilemektedir. Her iki yapı için farklı avantajlar olduğu gibi dezavantajlar da bulunmaktadır. Trafosuz yapı ve trafolu yapı değerlendirildiğinde; trafosuz yapıda arıza esnasında daha yüksek bir reaktif güç

desteği sağlanabilse de arıza sonrası bağlantı noktasında gerilim yükselmesi etkisi daha hissedilebilir olmakta ve aktif güç artış hızı bir miktar daha yavaş olmaktadır.

Arıza sonrası salınımlar oldukça iyi bir şekilde sönümlenmektedir. Reaktif güç tepkisinin oldukça hızlı olduğu görülmektedir. Konvertör sistemi, gerilim düşümünü çok hızlı bir şekilde hissedip tepki vermiştir.

Kontrol parametrelerinde aktif güç eğimi $2,0 \cdot P_{nominal}/s$ değerine ayarlı olmasından dolayı şebeke yönetmeliğinde onaylanan hızdan 10 kat daha hızlı bir tepki gözlenmiştir. Başka bir deyişle, şebeke yönetmeliği arıza karakteristiğine göre farklı güç eğim seviyeleri tanımlamasına rağmen türbin tepkilerinin istenilen seviyenin üzerinde olması şebekeyi destekleyici etki yaratacaktır, ancak yine de TEİAŞ ile benzer konular görüşülerek koordineli olunmalıdır.

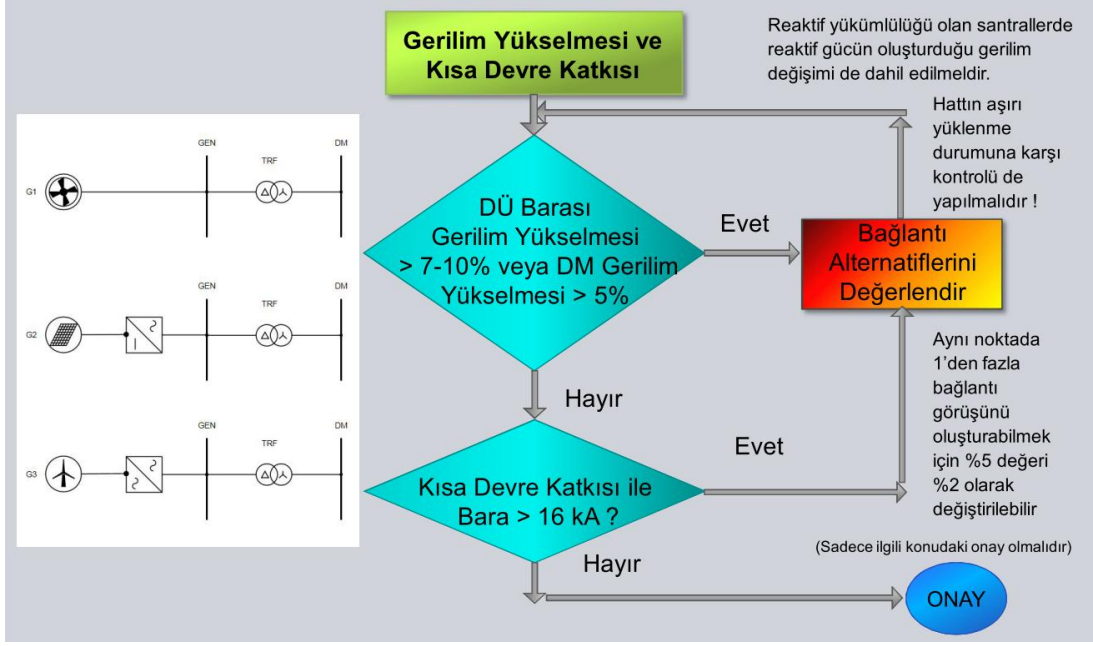
Gerilim testi sonuçları ışığında, normal çalışma şartlarında gerilim kontrolü modundaki reaktif güç tepkisinin, LVRT moduna göre çok daha yavaş olduğu görülmüştür. Yüksek performanslı park pilotu (HPPP) gerilim kontrol modunda iken, tüm rüzgar türbinlerine ait generatörler, ayarlanan gerilim değerine ulaşmak için reaktif güç çıkışlarını kapasiteleri doğrultusunda düzenlemektedir.

Dağıtık üretim santrali sabit güç faktörü modunda iken ($\cos\phi=1$ için), kararlı durumdaki reaktif gücün değişmemesi, gerilim kontrolü modunda iken droop değerine bağlı olarak değişmesi beklenmektedir. Ancak bağlantı noktası şebeke gerilimin değişimine bağlı olarak PCC noktasında $\cos\phi=1$ değeri sağlanmak istense de trafolu yapıda bazı sorunlar gözlemlenmiştir. AVR'nin dinamik analizlerde aktif olmaması (analizler AVR'nin aktif olması için gerekli zaman gecikmeleri kadar sürmemesi nedeniyle) dikkate alındığında türbin terminal gerilimlerine ve trafo empedansına bağlı olarak istenilen reaktif destek sağlanamayabilir. Bu durumu değerlendirebilmek için her noktada (PCC noktası gerilimi %100, %101, %102, %103 ...) analiz gerçekleştirilmeli ve işletmesel açıdan bir sorunla karşılaşılmaması adına sınır değerler bilinmelidir. Gerilim kontrolü modunda ise bağlantı noktası geriliminin değişimine göre reaktif güç çıkışının beklendiği karakter doğrultusunda değiştii gözlenmiştir. DÜ tesislerindeki tüm generatörler aynı droop ayarlarına sahip olması önerilmektedir. Aksi taktirde bir aşırı yüklenirken diğeri ters güce geçebilir.

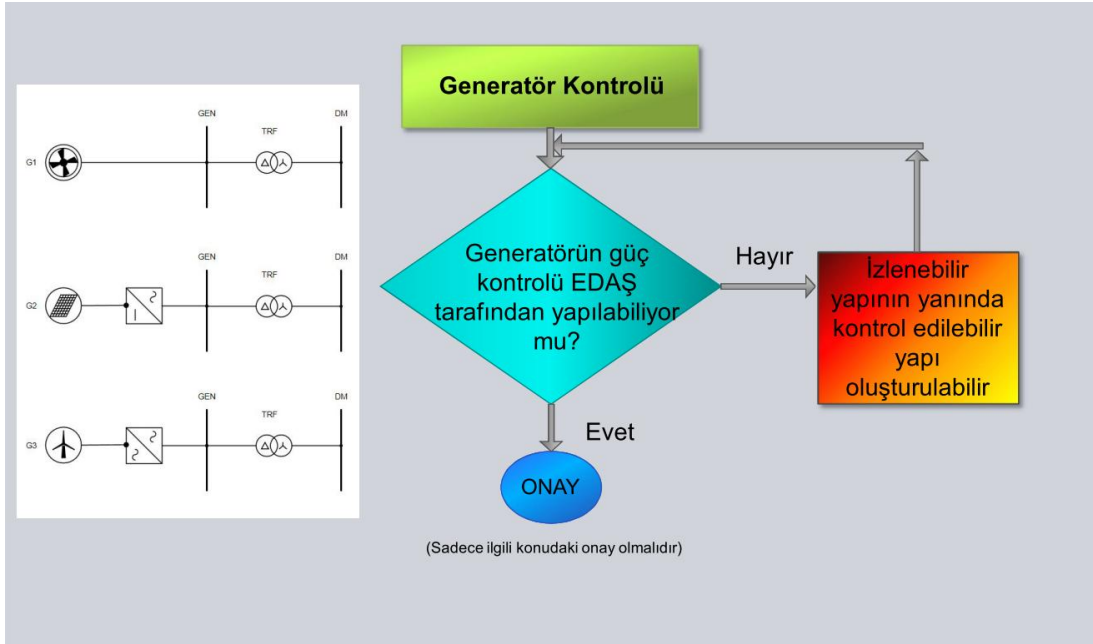
Şebeke frekansının artışına bağlı olarak rüzgar türbinlerinin aktif güç çıkışlarının düşürme durumu incelendiğinde, santral tam yükünderken frekansın 50,3 Hz den 50,9 Hz'e yükseldiği durumda yönetmelikte ifade edilen davranışa tam olarak uyduğu görülmüştür. Ancak frekansın 50,9 Hz'den 51,5 Hz'e yükselmesi durumunda aktif çıkış gücünün beklenen karakteristiğe yakın/benzer ancak tanımlanan düşüm eğrisine tam olarak uymadığı görülmüştür. Bu durum, bağlanması planlanan tüm RES'ler için analiz edilerek elde edilen çıktılar ilgili mercilerle değerlendirilmelidir. Çünkü yönetmeliklerce de talep edilen karakteristik davranış için "net" sınır çizgiler belirlenmemiştir. Ayrıca, DÜ sisteminin topraklaması; aşırı gerilime neden olmamalı, faz toprak arıza koordinasyonunu bozmamalıdır veya gerekli önlemler alınmalıdır. Adalaşma ihtimaller dikkate alınmalı ve gerekli önleyici önlemler alınmalıdır. Aksi durumda yalıtım koordinasyonsuzluğu oluşabilir, ekipmanlar zarar görebilir, dağıtık üretim santralleriyle ana kaynak asenkron koşullarda devreye girmesiyle generatör birimleri zarar görebilir. Arızada dağıtım fiderinin DÜ'den önce açması durumunda gerilim yükselmeleri oluşabilir.

Yönetmeliklerde de istenilmediği üzere, dağıtım bölgesinin bir bölümünün adalaşmaması için bir DÜ önemli gerilim çöküntülerini ve ana sistemden ayrılmaları hissedebilmeli ve açma gerçekleştirebilmelidir. Bu ayrılma en hızlı tekrar kapamadan daha önce gerçekleşmelidir. Adalaşmanın önüne geçebilmek için gerilim ve frekans röleleri de kullanılmalıdır. Bu koruma pasif koruma olarak nitelendirilir. Eğer sistemde bulunan üretim tüketim ilişkisi frekans ve gerilimde önemli değişimleri oluşturmayacak kadar dengeli ise, bu pasif koruma işe yaramayacaktır. Günümüzde bu tehlikenin önüne geçebilen ve pasif koruma tekniklerine göre daha etkin olan aktif koruma yapabilen yapıların uygulanabilmesi mümkündür. DÜ'lerin entegrasyonunda yalnızca yerel yönetmelikler değil uluslararası standartlar da (örneğin IEEE grubuna ait 1547 nolu standart) dikkate alınmalıdır.

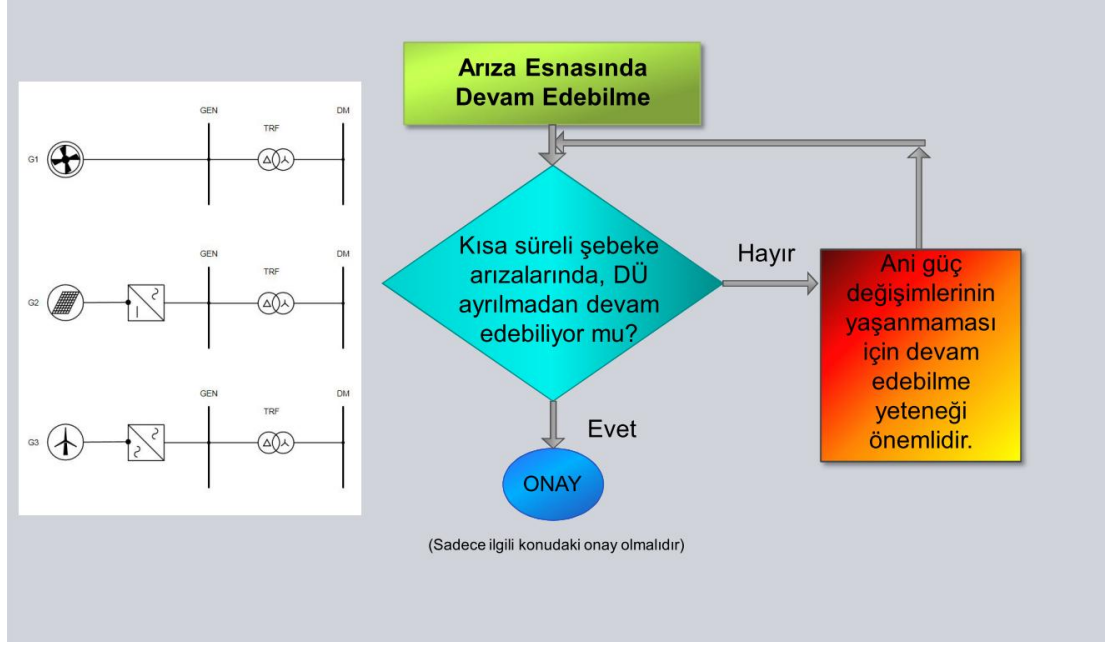
Dağıtım şebekesinin dağıtık üretim entegrasyonları ile birlikte doğru planlanabilmesi ve kaliteli işletilebilmesi için ilgili çalışmaları konu alan belirli önleyici metodolojiler üretilebilir ve entegrasyon gerçekleşmeden önce uygulanabilir. Aşağıda Şekil 6.1, Şekil 6.2, Şekil 6.3 ve Şekil 6.4'te bu çalışma özelinde ele alınan etkiler ve incelemeye yönelik oluşturulan örnek önleyici metodolojilere yer verilmiştir.



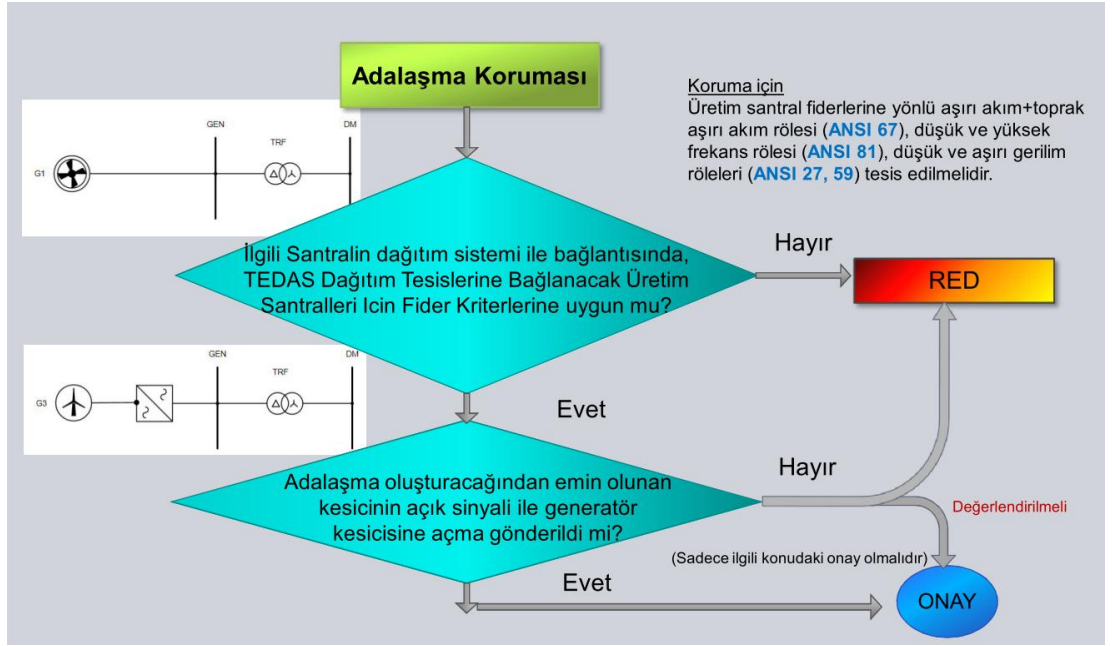
Şekil 6.1 : Gerilim Yükselmesi ve Kısa Devre Katkısı – Örnek Metodoloji.



Şekil 6.2 : Generatör Birimleri Kontrolü – Örnek Metodoloji.



Şekil 6.3 : Arıza Esnasında Devam Edebilme Yeteneği – Örnek Metodoloji.



Şekil 6.4 : Adalaşma Koruması – Örnek Metodoloji.

Dağıtık üretim santralleri entegrasyonları doğru planlanırsa; üretim çeşitliliği artacağından, üretim kaynağı-yük arasındaki mesafe azalacak, iletim/dağıtım sistemi hat/transformatör yüklenmeleri azalacaktır. Bu sayede sistem yeterliliği gelişmiş bir yapı elde edilebilecek, lokal gerilim desteklenebilecek, aşırı gerilim problemi engellenecek ve elektrik enerjisinde sürdürülebilir bir kalite sağlanabilecektir.

KAYNAKLAR

- [1] **Barker, P.,P. ve De Mello., R., W.** (2000). Determining the Impact of Distributed generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems, (Power Technologies, Inc., *IEEE*)
- [2] **Koon, L.,C. ve Abdul Majid, A.,A.** (2007). Technical Issues on Distributed Generation (DG) Connection and Guidelines, *CIREN*, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna.
- [3] **Collinson, A., Dai, F., Beddoes, A., Crabtree, J.** (2003). Solutions for the Connection and Operation of Distributed Generation Department of Trade and Industry (Dti)
- [4] **Yusof, S., Osman, H., Ngah, H., Siam, F., M.** (2006). Technical Issues With Respect To The Connection Of Distributed Generation And Development Of Connection Guidebook A Malaysian Experience, *CIGRE 2006*, Paris
- [5] **IEEE**, IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, *IEEE Std 1547.2™-2008*.
- [6] **IEEE**, IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks, *IEEE Std 1547.6™-2011*.
- [7] **BDEW**, Technical Guideline Generating Plants Connected To The Medium-Voltage Network – Guideline For Generating Plants' Connection To And Parallel Operation With The Medium-Voltage Network, June 2008, Berlin
- [8] **The Institution of Engineering an Technology**, Distributed Generation, <www.theiet.org/factfiles>
- [9] Türkiye'de Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü (31 Mart 2015). <www.emo.org.tr>, alındığı tarih: 04.03.2015.
- [10] Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği, Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu (Ocak 2015). <www.tureb.com.tr>, alındığı tarih: 10.03.2015.
- [11] Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği, Türkiye Rüzgar Santralleri Atlası 2015 (Ocak 2015). <www.tureb.com.tr>, alındığı tarih: 10.03.2015.
- [12] T.C Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı (Aralık 2014). <www.eie.gov.tr>, alındığı tarih: 08.03.2015.
- [13] **Şimşek, B., Öcal, M.,M., Bizkevelci, E.** (2009). Dağıtık Üretim Santrallerinin Türkiye'deki Durumuna Genel Bir Bakış, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.

- [14] **Çetinkaya, H.,B. ve Dumlu, F.** (2013). Dağıtık Üretim Tesislerinin Şebeke Entegrasyonunda Yaşanabilecek Olası Problemler ve Entegrasyon Analizleri, Akıllı Şebekeler ve Türkiye Elektrik Şebekesi'nin Geleceği Sempozyumu.
- [15] **Mandal, S. ve Pahwa A.** (2002). Optimal Selection of Conductors for Distribution Feeders, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17 No.1.
- [16] **Bayliss, C. ve Hardy, B.** (2007). Transmission and Distribution Electrical Engineering Third Edition, *Elsevier*, Oxford.
- [17] **Gönen,T.** (2008). Electric Power Distribution System Engineering, *CRC Press*, Boca Raton.
- [18] **Nuroğlu, F., M. ve Arsoy, A.,B.** (2009). Üretim Kaynağı İçeren Dağıtım Sistemlerinde Sürekli Durum ve Kısa Devre Analizi, *3e Electrotech*, 177, 104.
- [19] **EPRI White Paper.** (2001). Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution System, Palo Alto, CA: 2001. 1004061.
- [20] **Kazdaloğlu, A. ve Arsoy, A.,B.** (2006). Dağıtılmış Üretim Sistemlerinin Güvenilirlik İndisleri Üzerindeki Etkisi, *ELECO* 2006.
- [21] Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, 2 Kasım 2014 Tarihli ve 28809 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanmıştır. <www.epdk.gov.tr>, alındığı tarih: 04.03.2015.
- [22] Elektrik Şebeke Yönetmeliği, 28 Mayıs 2014 Tarihli ve 29013 Sayılı Mükerrer Resmi Gazetede Yayımlanmıştır. <www.epdk.gov.tr>, alındığı tarih: 03.03.2015.
- [23] Elektrik Piyasası Dağıtım Yönetmeliği, 2 Ocak 2014 Tarihli ve 28870 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanmıştır. <www.epdk.gov.tr>, alındığı tarih: 03.03.2015.
- [24] Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ, 2 Ekim 2013 Tarihli ve 28783 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanmıştır. <www.epdk.gov.tr>, alındığı tarih: 03.03.2015.
- [25] Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, 27 Aralık 2008 Tarihli ve 27093 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanmıştır. <www.epdk.gov.tr>, alındığı tarih: 03.03.2015.
- [26] Dağıtım Tesislerine Bağlanacak Üretim Santralleri İçin Fider Kriterleri, TEDAŞ Genel Müdürlüğü Yönetim Kurulu, karar no.5-35, 31 Ocak 2008. <<http://www.tedas.gov.tr>>, alındığı tarih: 01.02.2015.
- [27] **Kaygusuz A., Gül O., Alagöz B., B.** (2012). Yenilenebilir Dağıtık Üretim Koşullarının Güç Sistemlerinin Yük Akışına Etkilerinin Analizi, *EMO Bilimsel Dergi, Cilt 2, Sayı 4, Syf 77-85*.
- [28] **İnan, E. ve Çetinkaya, H.,B.** (2013). Rüzgar Enerjisi ve Rüzgar Enerji Santrallerinin Şebeke Bağlantı Kriterleri, 5. *Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu*.

[29] BDEW, Rules and Transition Periods For Specific Requirements In Addition To The Technical Guideline „Generating Plants Connected To The Medium-Voltage Network – Guideline For Generating Plants’ Connection To And Parallel Operation With The Medium-Voltage Network“, June 2008, Berlin

[30] PSS@SINCAL v11.0

[31] PSS@E v33.5.2

EKLER

EK A: Türkiye Rüzgar Santralleri Atlası 2015



Şekil A.1 : Türkiye Rüzgar Santralleri Atlası 2015.

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad : Serhat UZUN

Doğum Yeri ve Tarihi : Bakırköy/İstanbul, 11.03.1988

E-Posta : serhat.uzun@hotmail.com.tr

Lisans: İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

- **Şubat 2011 – Devam Ediyor:** Siemens San. ve Tic. A.Ş.
- **2014:** Serviste Mükemmellik-Servis Tutkusu Ödülü, Siemens San. Ve Tic. A.Ş.

Yayın ve Patent Listesi:

- Çetinkaya, H.B., **Uzun, S.**, Virlan, H.G., Altay, H.C. (2014). The Importance of Diversity for Renewables and Their Control in Future Electrical Infrastructure, *4th International 100% Renewable Energy Conference (IRENEC2014) Proceedings*, Haziran 2014, Maltepe.
- Virlan, H.G., **Uzun S.**, Altay, H.C. (2014). Akım Trafosu Boyutlandırılmasının Önemi ve Göz Ardı Edilen Bazı Kriterler, *3e Electrotech Dergisi, Sayı 241*, Temmuz 2014.
- Altay, H.C., Virlan, H.G., **Uzun S.**, Coşkuner, S. (2014). Senkron Makinelerde 1-3 Hz Enjeksiyon Prensibi İle Hassas Rotor Toprak Kaçağı Koruması, *3e Electrotech Dergisi, Sayı 242*, Ağustos 2014, *Kaynak Elektrik Dergisi, Sayı 301*, Haziran 2014.