İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN ENERJİ ÜRETİMİNİN ŞEBEKENİN ENERJİ KALİTESİ VE KARARLILIĞINA ETKİLERİNİN İNCELENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Müh. Ersen AKDENİZ
504031015

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 8 Mayıs 2006
Tezin Savunulduğu Tarih : 15 Haziran 2006

Tez Danışmanı: **Prof. Dr. Adnan KAYPMAZ**

Diğer Jüri Üyeleri **Doç. Dr. Mustafa BAĞRIYANIK**

Prof. Dr. Selim AY (Y.T.Ü.)

HAZİRAN 2006

ÖNSÖZ

Yüksek lisans tezimin hazırlanmasında yardımlarını esirgemeyen değerli hocam Sayın Prof.Dr. Adnan Kaypmaz'a , başta E. Alptekin Yağmur ve Murat Baranak olmak üzere TÜBİTAK-MAM'daki iş arkadaşlarıma, sevgi ve desteklerini her zaman yanımda hissettiğim aileme teşekkürlerimi sunarım.

MAYIS 2006 **MÜH. ERSEN AKDENİZ**

İÇİNDEKİLER **Sayfa No**

ÖNSÖZ **ii**
KISALTMALAR **v**
TABLO LİSTESİ **vi**
ŞEKİL LİSTESİ **vii**
SEMBOL LİSTESİ **viii**
ÖZET **ix**
SUMMARY **x**

ÖNSÖZ **İİ**

KISALTMALAR **Vİİ**

SEMBOL LİSTESİ **XİV**

SUMMARY **XVİ**

1. GİRİŞ **1**

2.1. Yerli Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli 3

2.1.1. Hidrolik enerji 4

2.1.2. Rüzgar enerjisi 4

2.1.3. Jeotermal enerji 5

2.1.4. Biyo-kütle enerji 5

2.1.5. Deniz akıntı enerjileri 6

2.1.6. Güneş enerjisi 6

2.2. Rüzgar Santralleri 7

2.2.1. Rüzgar santrallerinin genel özellikleri 7

2.2.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri 9

2.2.3. Verimlilik 9

2.2.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özeliği 10

2.2.5. Rüzgar santrali matematiksel ve benzetim modelleri 11

2.2.5.1. Türbin rotoru modeli 11

2.2.5.2. Rüzgar hızı modeli 12
2.2.5.3. Mekanik sürüş sistemi modeli 13
2.2.5.4. Türbin kontrol sistemi modeli 13
2.2.5.5. Generatör modelleri 14
2.3. Küçük Hidroelektrik Santralleri (HES) 21
2.3.1. Küçük HES'lerin genel özellikleri 21
2.3.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri 22
2.3.3. Verimlilik 24
2.3.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme 25
2.3.5. Küçük HES matematiksel ve benzetim modelleri 25
2.4. Fotovoltaik piller 26
2.4.1. Fotovoltaik pillerin genel özellikleri 26
2.4.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri 27
2.4.3. Verimlilik 28
2.4.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özelliği 29
2.4.5. Fotovoltaik pil matematiksel modeli 30
2.5. Yakıt pilleri 31
2.5.1. Yakıt pillerinin genel özellikleri 31
2.5.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri 33
2.5.3. Verimlilik 33
2.5.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özelliği 34
2.5.5. Yakıt pili matematiksel modeli 35
3. ENERJİ SİSTEMİ KARARLILIĞI 37
3.1. Rotor açısı kararlılığı 38
3.2. Gerilim kararlılığı 39
3.3. Frekans kararlılığı 41

4. YES' LERİN MEVCUT ŞEBEKEYE BAĞLANTI ÖLÇÜTLERİ 43
4.1. Bağlantı noktasının kısa devre gücü 46
4.2. Gerilim değişimleri 47
4.3. Kayıplar 50
4.4. Fliker 52
4.5. Harmonik etkiler 53
4.6. Frekans kontrolü 54
4.7. Reaktif güç kontrolü 55
4.8. Anahtarlama olayları 56
4.9. Hat iletim kapasitesi 57
4.10. Koruma koordinasyonu 57

5. ÖRNEK ŞEBEKE ÜZERİNDE BENZETİM VE ANALİZ ÇALIŞMALARI60
5.1. Şebeke eşdeğer devre ve matematiksel modelleri 60
5.2. Matematiksel gerilim seviyesi hesaplama yöntemi: 61
5.3. Analiz edilen şebekenin genel tanımı ve oluşturulan model sistemler 63
5.3.1. Farklı güçlerdeki yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye 4 farklı noktadan bağlantısının gerilim ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkilerinin incelenmesi 66
5.3.1.1. Seyhan/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları 67
5.3.1.2. Batı Adana/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları 69
5.3.1.3. Mihmandar/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları 71
5.3.1.4. Mersin Termik/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları 72
5.3.2. Yenilenebilir enerji santrali bağlantısının şebekenin dinamik cevabı üzerine etkilerinin incelenmesi 75
5.3.2.1. Santral barasında 0.1 sn süreli 3 faz kısa devre hatası 76
5.3.2.2. Santralin şebekeye verebileceği gücün limit değerinin tespiti 78
5.3.2.3. Santrali şebekeye bağlayan kesicinin açılmasının etkileri 82

5.3.2.4. Santral kesicisinin açılıp 0.2 sn sonra tekrar kapanması 83

5.3.2.5. Bağlantı noktasında ilave 5 MW yükün 0.2 sn süre ile devreye girip çıkması 86

6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA 89

KAYNAKLAR 92

ÖZGEÇMİŞ 108

KISALTMALAR

TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

HES : Hidroelektrik Santral

UCTE : Union for Coordination of Transmission of Electricity

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu

PDMYP : Proton Değişim Membranlı Yakıt pili

KOYP : Katı Oksit Yakıt Pili

EKYP : Ergimiş Karbonatlı Yakıt Pili

AB : Avrupa Birliği

PWM : Pulse Width Modulation

PV : Fotovoltaik pil sistemi

BAT : Batarya grubu

FC : Yakıt pili sistemi

ASM : Asenkron generatör

DFIG : Çifte beslemeli asenkron generatör

CDSG : Doğrudan sürüşlü senkron generatör

TABLO LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 2.1: Ülkemizde ki santrallerin 2003 yılı verileri uyarınca kurulu güçleri [4] ... 3

Tablo 2.2: Ülkemizde ki hidroelektrik santrallerin 2003 yılı verileri uyarınca mevcut durumu [4] ... 4

Tablo 2.1: Rüzgar hızı bileşenlerinin matematiksel ifadesi [9] ... 12

Tablo 2.2: Fotovoltaik modül türlerine göre ortalama verimlilik değerleri [18] ... 28

Tablo 2.3: Güneşlilik uyarınca maksimum güç noktası takibi verimliliği [18] ... 28

Tablo 2.4: Evirici tipine göre D.A-A.A evirici verimliliği [18] ... 29

Tablo 2.5: Yakıt pili türleri [22] ... 32

Tablo 2.6: Yakıt pilleri ortalama kurulum kapasiteleri ve bakım maliyetleri [21] ... 33

Tablo 4.1: EN50160 standardı - Dağıtım sistemleri için gerilim limit değerleri ... 49

Tablo 4.2: Şebeke yönetmeliği uyarınca izin verilen azami fliker şiddeti [36] ... 52

Tablo D.1: Bağlantı baraları YES bağlı olmayan durum için gerilim ve kısa devre akım seviyeleri ... 100

Tablo D.2: Yük akışı analiz sonuçları ... 100

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 2.1: Rüzgar türbini blok diyagramı [6] 7

Şekil 2.3: Aerodinamik verimliliğin (Cp) uç hızı oranına (λ) bağlı değişimi [7] 9

Şekil 2.4: Tipik bir kısa devre hatası durumunda oluşan gerilim çökmesine farklı tipteki rüzgar generatörlerinin cevabı [8] 10

Şekil 2.5: Mekanik sürüş sistemi indirgenmiş blok şeması [10] 13

Şekil 2.6: Rüzgar türbini modeli [10] 14

Şekil 2.7: Asenkron generatörün stator kısmına indirgenmiş modeli [11] 15

Şekil 2.8: Doğrudan bağlı asenkron generatörlü RES [11] 16

Şekil 2.9: Asenkron generatörlü rüzgar santrali modelinin blok şeması [11] 16

Şekil 2.10: Çifte beslemeli asenkron generatörlü RES [12] 17

Şekil 2.11: ÇBEG kontrol sistemi bileşenleri [12] 18

Şekil 2.12: Çift beslemeli rüzgar generatörlü rüzgar santrali blok şeması [12] 19

Şekil 2.13: Evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santrali modeli [13] 19

Şekil 2.14: DSSG kontrol sistemi [13] 20

Şekil. 2.15: Doğrudan sürüşlü senkron generatörlü rüzgar santrali blok şeması [13]21

Şekil 2.16: Küçük HES yerleşim modeli [14] 22

Şekil 2.17: Düşü ve akış değerlerine göre kullanılan su türbinleri [14] 23

Şekil 2.18: Güç mertebeleri uyarınca türbin maliyetleri [14] 24

Şekil 2.19: Küçük HES sistemi genel blok şeması [16] 25

Şekil 2.2.8: Küçük HES benzetim modeli blok şeması [17] 25

Şekil 2.22: Fotovoltaik sistem genel şeması [18] 26

Şekil 2.23: Fotovoltaik modül çıkış gücü-gerilim karakteristik eğrisi [18]..... 27

Şekil 2.24: Farklı güçlerdeki fotovoltaik paneller için akım-gerilim değişimi [18].. 27

Şekil 2.25: Fotovoltaik modülün %10 luk gerilim çökmesi durumuna cevabı [19].. 30

Şekil 2.26: Fotovoltaik pil basitleştirilmiş elektriksel modeli [20] 31

Şekil 2.27: Yakıt pili sistemi blok şeması [21]..... 31

Şekil.2.28: Akım yoğunluğu artışına bağlı olarak yakıt pilini oluşturan hücrelerin gerilim değerlerinin değişimi [23]..... 34

Şekil.2.30: Yakıt pili sistemi blok şeması 35

Şekil.2.31: Yakıt pili sistemi benzetim modeli [26]..... 36

Şekil 3.1: Enerji sistemlerinde kararlılığın sınıflandırılması [27] 37

Şekil 3.2: Temel radyal sistem modeli [28]..... 39

Şekil 3.3: Yüke bağlı olarak gerilim, akım ve güç değerlerinin değişimi [28] 40

Şekil 3.4. Farklı güç faktörleri için P-V eğrileri [28] 40

Şekil 4.1: Dağıtılmış enerji kaynaklarıyla birlikte enerji üretimi [30] 43

Şekil 4.2: DEÜ kullanım oranının tanımı..... 46

Şekil 4.3: İletim hattı π-eşdeğer devresi 47

Şekil 4.4: Gerilim düşümü fazör diyagramı [34]..... 48

Şekil 4.5: Kayıpların şebeke içerisinde dağılımı [35] 50

Şekil 4.6: Güç ve akım değerlerinin cosφ'ye bağlı olarak değişimi [35]..... 51

Tablo 4.2: Çeşitli harmonik kaynakları için harmonik seviyeleri..... 53

Şekil 4.8: Frekans kontrolü [29]..... 55

Şekil 5.1: Yenilenebilir enerji kaynağının bağlı olduğu tipik sistem modeli [40]..... 60

Şekil 5.2: İndirgenmiş eşdeğer sistem modeli [40] 61

Şekil 5.7: 66kV Adana- Mersin bölgesine ait iletim sisteminin tek hat şeması 65

Şekil 5.8: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının kısa devre akım seviyesine etkileri..... 67

Şekil 5.9: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif enerji iletim kayıplarına etkileri 68

Şekil 5.10: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri 68

Şekil 5.11: Batı.Adana/66kV ve Mersin Termik/66kV baralarına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının kısa devre akım seviyesine etkileri 69

Şekil 5.12: Batı Adana/66kV barasına 25 ve 5 MW aktif güçlerde ki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif enerji iletim kayıplarına etkileri 70

Şekil 5.13: Batı Adana/66kV barasına 25 ve 5 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri 70

Şekil 5.14: Mihmandar/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilim ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri 71

Şekil 5.15: Mihmandar/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif ve reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri 71

Şekil 5.16: Mersin Termik/66kV barasına 5 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri 72

Şekil 5.17: Mersin Termik/66kV barasına 10 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri 72

Şekil 5.18: Mersin Termik/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri 73

Şekil 5.19: Farklı aktif güçlerdeki (5, 10, 25 MW) YES'lerin Mersin Termik/66kV barasına bağlantısının şebekenin toplam aktif iletim kayıpları üzerine etkileri .. 74

Şekil 5.20: Farklı aktif güçlerdeki (5, 10, 25 MW) YES'lerin Mersin Termik/66kV barasına bağlantısının şebekenin toplam reaktif iletim kayıpları üzerine etkileri74

Şekil 5.21. Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralarda ki gerilim seviyelerinin değişimi 76

Şekil 5.22: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralarda ki frekans seviyelerinin değişimi78

Şekil 5.23: Mersin Termik barasına bağlanacak santralin maksimum kurulum gücü tespiti için yapılan P-V analizi sonuç eğrisi 79

Şekil 5.24: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralardaki gerilim seviyelerinin değişimi 80

Şekil 5.25: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda bağlantı baralarındaki frekans değişimleri 81

Şekil 5.26: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken açılmasının bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki değişimleri 82

Şekil 5.27: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken açılmasının bağlantı baralarının frekans seviyesindeki değişimler 83

Şekil 5.28: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki ve sistemdeki generatörlerin rotor açısı değişimleri 84

Şekil 5.29: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri 84

Şekil 5.30: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki ve sistemdeki generatörlerin rotor açısı değişimleri 85

Şekil 5.31: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri 85

Şekil 5.32: Mersin Termik/66 kV barasına 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının gerilim ve generatör rotor açıları değişimleri .. 86

Şekil 5.36: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının gerilim ve generatör rotor açıları değişimleri 88

Şekil 5.37: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri 88

Şekil C.1: İdeal PWM çevirici modeli 98

Şekil C.2: Kayıplar ekli PWM çevirici modeli [8] 99

Şekil E.1: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi 104

Şekil E.2: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler 104

Şekil E.3: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi 105

Şekil E.4: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler 105

Şekil E.5: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi 106

Şekil E.6: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler 106

Şekil E.7: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi 107

Şekil E.8: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler 107

SEMBOL LİSTESİ

P : Elektriksel çıkış gücü (kW)

V : Gerilim (V)

A : Akım (A)

w : Suyun özgül ağırlığı (9.81 kN/m^3)

Q : Birim zamanda akan suyun hacmi (m^3/s)

H : Düşü (m)

E_0 : Hidrolik üretim verimliliği

I_{pv} : Fotovoltaik modül çıkış akımı(A)

V_{pv} : Fotovoltaik modül çıkış gerilimi(V)

I_D : Diyot akımı (A)

I_P : Foton(ışınım) akımı (A)

I_0 : Diyot doyma akımı

q : Coulomb sabiti ($1.6xe^{-19}$ C)

n : Diyot düzeltme katsayısı

K : $1.38xe^{-23}$ J/°K Boltzman sabiti

T_{pv} : Fotovoltaik Modül sıcaklığı (°K)

m : Havanın kütlesi, kg

v_r : Rüzgar hızı, m/sn

ρ : Hava yoğunluğu, kg/m^3

A : Kanat tarama alanı, m^2

R : Kanat yarıçapı,m

C_p : Aerodinamik faktör

λ : Uç-hız oranı

θ : Kanat açısı

H_T : Generatör ve türbin rotorunun toplam eylemsizliği

T_{rot} : Rotor momenti

T_e : Generatör elektromanyetik momenti

D : Sistemin toplam durağanlığı (damping)

ÖZET

Özellikle 90'lı yılların başlangıcından itibaren çevre dostu enerji üretimi dünya genelinde birçok uluslararası kurum tarafından teknolojik araştırma-geliştirme ve buna paralel olarak yatırım yapılması teşvik edilen bir alandır. Ancak, yenilenebilir enerji teknolojileri olarak tanımlanan bu yeni nesil elektrik üretim tesislerinin bir çoğunun değişken üretim yapıyor olması, bu tip santrallerin mevcut elektrik şebekesine katılımını oldukça zorlaştırmaktadır.

Yenilenebilir enerji santrallerinin kurulum güçlerinin klasik santrallerle kıyaslandığında oldukça küçük ve genellikle bu tip santrallerin şebekeye uç noktalardan bağlanabiliyor olmaları mevcut elektrik sisteminin enerji kalitesini ve kararlılığını önemli ölçüde etkileyebilmektedir. Genellikle dağıtım ve iletim sistemlerine bağlanan yenilenebilir enerji santralleri şebekenin mevcut enerji akışını önemli ölçüde değiştirmekte, özellikle değişken enerji üretimi karakteristikleri sistemin nominal gerilim ve frekans değerlerini olumsuz yönde değiştirmektedir.

Yaptığım bu tez çalışması kapsamında, öncelikle literatürde yer alan farklı yenilenebilir enerji kaynakları incelenmiş ve matematiksel modelleri kullanılarak benzetim programı modelleri oluşturulmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke ile senkron çalışabilmesi için gerekli olan enerji sistemi kararlılığı ve enerji kalitesi kriterleri tanımlanmış ve sistemin durağan durumu ile dinamik cevap karakteristikleri üzerine yapacakları etkiler detaylı olarak incelenmiştir. Rüzgar, güneş, hidrolik ve hidrojen enerjisi kullanan farklı yenilenebilir enerji santrallerin sırasıyla şebekeye farklı kurulum güçlerinde ve farklı kısa devre güçlerinde ki bağlantı noktalarından bağlanması durumlarının analizi yapılmıştır. Bunun için Adana-Mersin bölgesi 66 kV iletim şebekesinin parametreleri kullanılarak ulusal elektrik şebekesine bağlanacak yenilenebilir enerji santrallerinin kurulu gücünün toplam güce oranının sistem üzerindeki etkileri detaylı olarak DigSilent Power Factory benzetim programı ışığında incelenmiş ve elde edilen sonuçlar tez çalışması içerisinde sunulmuştur.

SUMMARY

Since early 90's, environmentally friendly energy generation, namely renewable energy generation, is a promoted technological field in the sense of research and development in parallel with required fundings and investments. However, the varying production characteristic of this type of new generation power plants makes the interconnection with the existing electrical grid very difficult.

The production capacity of the renewable energy systems is quite small when compared with the existing conventional power plants. Also, the physical nature of the renewable sources being far from the urban areas yields this type of power plants connect to the grid mostly at end points of the electrical infrastructure. In most practical cases, the interconnection of renewable energy system is implemented at distribution and transmission levels which may reverse the active and reactive power flows, also with upsets at nominal voltage and frequency values.

In my thesis, firstly a brief review and mathematical models of the renewable energy resources for the simulation purposes are introduced. The interconnection criteria's of renewable energy systems on system stability and effects of synchronous operation (with the grid) on power quality are presented. The renewable energy sources, which are based on wind, hydro, solar and hydrogen are connected to the grid at different connection points with different power levels, respectively. During the simulation phase, the real grid parameters belong to the 66 kV transmission system of Adana-Mersin region is used in the DigSilent Power Factory software. The results obtained in order to evaluate the effect of the ratio of renewable energy generation to total generation, which is also known as DER penetration ratio, and presented in the final section of the thesis.

1. GİRİŞ

Son yıllarda fosil yakıtların yüksek miktarlarda tüketiminden kaynaklanan çevresel kirlenmenin küresel ısınmayı ciddi şekilde etkiler duruma gelmesi, fosil yakıtların sınırlı oluşu ve ithal enerji kaynaklarına gittikçe artan bağımlılık dünya genelinde alternatif ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimi teşvik etmektedir.

Özellikle, 1997 yılında Kyoto protokolünün imzalanmasından sonra CO_2 , NO_x ve SO_x tabanlı emisyonlarının azaltılması uluslararası bir problem olarak benimsenmiş ve bu alanda yapılan yasal uygulamalar açısından lider konumunda olan AB üye ülkeleri arasında 2002/358/EC direktifi kapsamında 2010 yılına kadar tüketilen yıllık enerjinin ülkeler düzeyinde en az %12'sinin ve AB-25 genelinde %21'inin yenilenebilir tabanlı enerji kaynaklarından üretilmesi hedefi konulmuştur. Ülkemizin sahip olduğu mevcut yenilenebilir enerji (ağırlıklı olarak hidroelektrik) santrallerinde yapılan üretim değerlendirildiğinde, 2003 yılı verileri uyarınca %25.2 lik bir oranda çevre dostu enerji üretimi yaptığımız ve mevcut AB hedefini tutturduğumuz ortaya çıksa da bu durumun ilerleyen yıllarda da korunması için artan enerji talebinin karşılanırken yapılacak yatırımların önemli bir kısmının yenilenebilir enerji kaynakları tabanlı üretim yapan santrallere yapılması gerekmektedir.

18.05.2005 tarih ve 25819 sayılı resmi gazetede yayımlanan 5346 no'lu yenilenebilir enerji yasası, benzer AB uygulamalarıyla karşılaştırıldığında özellikle verilen üretim teşvikleri açısından oldukça sınırlıdır ve maalesef uygulama açısından teknik ve ekonomik problemlerle birlikte yasalaştırılmıştır [1]. Ayrıca, ulusal iletim sistemimizi işleten TEİAŞ tarafından yenilenebilir enerji üretimi alanında hidrolik ve biyo-kütle, mevcut üretim santralleri ile uyumu açısından özellikle desteklenirken, rüzgar enerjisi santrallerinin şebekeye entegrasyonuna çeşitli kısıtlamalar getirilmiştir. Mevcut uygulama gereği rüzgar santrallerinin enerji kalitesi üzerine yapabileceği olumsuz etkileri sınırlamak için, rüzgar enerjisi santrallerinin kurulu gücünün bağlantı noktasının kısa devre gücünün %5 değerini geçemeyecek şekilde seçilmesi gerekmektedir [2]. Yurt dışında bu oranın Almanya ve Danimarka gibi ülkelerde %20 seviyelerine ulaşmış olduğu bilinse de, % 5 değerine bağlı kalınarak

mevcut elektrik sisteminin değişken üretim yapan rüzgar enerji santrallerinin devre dışı kalmalarında dahi sınırlı seviyede etkilenmesi amaçlanmaktadır. Bu durum değişken üretim yapan rüzgar enerjisi santrallerinin gelişmesinin aleyhine olup, mevcut sistemle en az seviyede yatırım ve düzenleme yapılarak gelecekte mutlaka karşılaşacağımız elektrik enerjisi altyapısından kaynaklanacak problemlerin şimdilik ertelenmesini sağlamaktadır.

Rüzgar enerji santrallerini klasik enerji santrallerinden ayıran en önemli dezavantajları sistemin arz güvenliği ve enerji kalitesine yaptıkları olumsuz etkiler ve bu etkilerin şebeke tarafından kompanze edilmesi durumunda şebekeye mutlak surette ek yük getirmesidir. Bu problemlerin temel sebebi mevcut rüzgar santrallerinin birçoğunda kontrol edilmesi oldukça sınırlı olan sabit hızlı asenkron generatör kullanılmasıdır. Geliştirilen yeni türbin teknolojileri ve etkin kontrol mekanizmaları yardımıyla rüzgar enerjisi santrallerinin sebep olabileceği harmonik ve fliker gibi olumsuz etkilerin önüne geçilmeye başlanmıştır. Eski teknoloji ürünü olan sabit hızlı asenkron generatörler artık dünya genelinde terk edilmekte olup yerini artık daha verimli ve değişken hızlarda çalışabilen sabit mıknatıslı senkron generatörlere ve çift beslemeli asenkron generatörlere bırakmaktadır. Böylelikle sabit hızda üretim yapan asenkron generatörlerle birlikte tesis edilen kompanzasyon tesislerine ihtiyaç kalmamakla birlikte, sürdürülebilir enerji üretimi de sağlanmış olmaktadır [3].

Değişken üretim yapan rüzgar santrallerinin kurulum gücünü kısıtlayan en önemli unsurlardan bir diğeri ise arz güvenliği kapsamında değerlendirilen yedeklenme problemidir. Ülkemizin mevcut yedeğinin 2003 yılında yapılan yatırımlarla %65'ler civarında olduğunu ve Türkiye Elektrik Sisteminin 2007 yılında UCTE sistemi ile paralel çalıştırılma hedefi olduğunu göz önünde bulundurursak aslında rüzgar santrallerinin yedeklenme problemin çok ciddi boyutlarda olmadığı anlaşılmaktadır. Ayrıca AB-25 üyesi birçok ülkenin yenilenebilir enerji hedefini 2010 yılına kadar tutturamayacağı göz önünde bulundurulursa, ülkemiz için yeni bir ihracat kapısı olabilecek emisyon ticareti olarak adlandırılan yenilenebilir enerji transferi ile UCTE şebekesi üzerinden hedefini tutturamayan ülkeler için yurt dışına elektrik enerjisi ihracatı söz konusu olmaktadır.

2. YENİLENEBİLİR ENERJİ SANTRALLERİ

Tezin bu bölümünde öncelikle ülkemizin mevcut yenilenebilir enerji kullanımı ve rezerv kapasiteleri ile ilgili mevcut durum ile yenilenebilir enerji santralleri ilgili literatür özetleri sunulmuştur.

2.1. Yerli Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli

Ülkemizin mevcut enerji üretimi değerlendirildiğinde ağırlıklı olarak doğalgaz kombine çevrim, termik ve hidrolik enerji santrallerinin üretim yaptığı Tablo 2.1 'de görülmektedir.

Tablo 2.1: Ülkemizde ki santrallerin 2003 yılı verileri uyarınca kurulu güçleri [4]

TÜRKİYE'DE ENERJİ KURULU KAPASİTESİ VE ÜRETİMİ									
KURULU KAPASİTE VE YILLIK ÜRETİM		2003				2004 (GEÇİCİ)			
		KAPASİTE		FİİLİ	KULLANIM	KAPASİTE		FİİLİ	KULLANIM
		KURULU (MW)	ÜRETİM (GWh)	ÜRETİM (GWh)	ORANI (%)	KURULU (MW)	ÜRETİM (GWh)	ÜRETİM (GWh)	ORANI (%)
TERMİK ENERJİ	KÖMÜR	8 239	53 940	32 253	60	8 923	58 391	34 558	59
	AKARYAKIT	3 198	21 085	9 196	44	3 202	21 167	9 800	46
	DOĞALGAZ	11 510	86 154	63 536	74	12 640	94 867	59 098	62
	DİĞER	28	207	116	56	27	207	76	37
	TOPLAM	22 974	161 387	105 101	65	24 792	174 632	103 532	59
JEOTERMAL VE RÜZGAR ENERJİ		34	156	150	96	34	156	160	103
HES		12 579	45 152	35 329	78	12 654	45 435	47 614	105
GENEL TOPLAM		35 587	206 695	140 580	68	37 480	220 223	151 306	69

Bu durum enerji kaynaklarının çeşitliliğinin az oluşu nedeniyle enerji üretiminde dışa bağımlılığın artmasını sağlamanın yanı sıra , arz kalitesi açısından da önemli enerji dar boğazlarına sebep olabileceği de uzmanlar tarafından öngörülmektedir. Her ne kadar mevcut duruma yansımasa da, aslında ülkemiz başta hidrolik olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları bakımından şanslı bir konumda bulunmaktadır. Hidrolik rezervin yanı sıra ülkemizde rüzgar, jeotermal, biyo-kütle, deniz akıntıları ve güneş gibi kayda değer ölçüde yenilenebilir enerji kaynaklarımızda yer almaktadır.

2.1.1. Hidrolik enerji

Ortalama yağışlı koşullarda elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir toplam hidrolik potansiyel 36355 MW veya 129 milyar KWh/yıl karşılığı olup, 2003 yılı sonu itibariyle 12578 MW (45 milyar KWh, %35) kapasite işletmede, 3254 MW (11 milyar KWh, %9) kapasite inşa halinde veya EPDK'dan lisans almış projelerdir. Geriye kalan kullanılabilir 20523 MW veya 73 milyar KWh/yıl (73 milyar KWh, %57) potansiyel aday hidrolik potansiyel olarak değerlendirilmektedir [1].

Tablo 2.2: Ülkemizde ki hidroelektrik santrallerin 2003 yılı verileri uyarınca mevcut durumu [4]

HES Projelerinin Durumu	HES Sayısı	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	135	12 631	45 325	36
İnşa Halinde	41	3 187	10 645	8
İnşaatına Henüz Başlanmayan	502	20 442	71 411	56
Toplam Potansiyel	678	36 260	127 381	100

2.1.2. Rüzgar enerjisi

Günümüz teknik koşullarında 10 metre yükseklikteki ortalama 6 m/s hızda, yılda 2800 saat kullanma süresi ile kurulabilecek ekonomik rüzgar potansiyeli 10000 MW yani 28 milyar kWh (88000 MW teknik potansiyel) düzeyindedir. Bu ekonomik potansiyelin yıllık çalışma saati en kötü rüzgar koşulunda (güvenilir üretim) 1400 saate kadar düşerek ancak 14 milyar kWh üretim gerçekleştirebileceği düşünülmektedir. Rüzgar potansiyeli bakımından zengin olan yörelerimiz başta Ege,

Marmara ve Doğu Akdeniz olmak üzere kıyılarımızdır. Orta ve uzun dönemde rüzgar potansiyelinin değerlendirilmesi konusunda; şebeke bağlantısı ile ilgili verilecek izinlerin yanı sıra sistemdeki elektriğin kalitesinin belli standartlarda tutulmasının maliyeti yol gösterici olacaktır. Ayrıca bu konuda, UCTE sistemine bağlanmaya çalışan ülkemiz açısından UCTE standartları belirleyici olacaktır. Bu sebeple; TEİAŞ APK Dairesi tarafından yapılan uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlaması çalışmalarında; lisans almış rüzgar santrallerine ilave olarak, UCTE tarafından her ülke için öngörülen yedek tutma hesabının yanı sıra EPDK'ya yapılmış olan rüzgar santralı başvuruları da dikkate alınarak, 2007-2020 döneminde her yıl 125 MW'lık rüzgar kapasitesinin (toplam 1750 MW) ilave edilebileceği kabul edilmiştir [2].

2.1.3. Jeotermal enerji

Türkiye'nin jeotermal brüt teorik ısı potansiyelinin 31500 MW, teknik ısı potansiyelinin 7500 MW ve kullanılabilir ısı potansiyelinin de 2843 MW olduğu bildirilmektedir. Kullanılabilir potansiyelle sağlanabilecek olan enerji 1800 Btep/yıl kadardır. Kanıtlanmış jeotermal elektrik teknik potansiyeli 500 MW kullanılabilir elektrik potansiyeli 350 MW kadardır. Kullanılabilir potansiyelle yapılabilecek elektrik üretimi 1400 GWh/yıl düzeyindedir [3].

2.1.4. Biyo-kütle enerji

Türkiye'de klasik biyo-kütle (bio-mass) enerjinin teknik potansiyeli 10 000 Btep/yıl ve kullanılabilir potansiyeli 7000 Btep/yıl kadardır. Genelde ticari karakterde olmayan klasik biyo-kütlenin yerine modern biyo-kütlenin kullanılması uygun olup, modern biyo-kütle teknik potansiyeli 40 000 Btep/yıl, kullanılabilir potansiyeli 25 000 Btep/yıl düzeyindedir. Türkiye'de hububat bitkileri başta olmak üzere çeşitli bitkilerden elde edilen bitkisel artığın kuru bazda hesaplanan toplam miktarı 55-70 milyon ton olmakla birlikte, elektrik santralleri dahil olmak üzere, çeşitli yerlerde kullanılabilecek biyo-kütle yakıt miktarı 37-48 milyon ton düzeyindedir. Bu materyalin alt ısıl değeri 17.5 MJ/kg olduğundan, söz konusu biyo-kütle materyalden sağlanabilecek enerji 653-839 PJ/yıl (14800-19000 Btep/yıl) düzeyindedir.

Türkiye'de hayvanlardan elde edilebilecek atık miktarı 10.8 milyon ton kuru madde/yıl olup, 1 ton hayvan gübresinden sağlanacak biyogaz 200 m3 ve biyogazın alt ısıl değeri 22.7 MJ/olduğundan, biyo-gaz potansiyeli 49 PJ/yıl (1117 Btep/yıl)

kadardır. Türkiye'nin çöp toplamı 21 milyon ton/yıl düzeyindedir. Çöplerin ortalama alt ısıl değeri 15 MJ/yıl olduğundan çöpten sağlanacak enerji potansiyeli 315 PJ (7150 Btep/yıl) kadardır. Ülkemizde odun ve tezek biçiminde klasik biyo-kütle kullanımı olmasına karşın, enerji ormanları ve enerji tarımı ürünlerinin özel tekniklerle değerlendirilmesine ilişkin modern biyo-kütle kullanımı yoktur [3].

2.1.5. Deniz akıntı enerjileri

Deniz kökenli yenilenebilir enerjiler; deniz dalga enerjisi, deniz sıcaklık gradyent enerjisi, deniz akıntıları enerjisi (boğazlarda) ve gel-git (med-cezir) enerjisidir. Ancak Türkiye'de gel-git enerjisi olanağı yoktur. Ülkemiz için söz konusu enerji grubu içerisinde deniz dalga enerjisi ve boğazlarda deniz akıntıları enerjisi vardır. Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek dalga enerjisi teknik potansiyeli 9000 MW güç ve 18 TWh/yıl enerji düzeyindedir [3].

2.1.6. Güneş enerjisi

Türkiye güneş kuşağı içerisinde bulunan bir ülke olup, güneş enerjisince zengindir. Bölgelere göre yıllık toplam güneşlenme süresi 2993-1971 h/yıl arasında değişirken, enerji yoğunluğu 1460-1120 KWh/m2.yıl sınırlarındadır. Türkiye'nin tüm yüzeyine isabet eden güneş gücü brüt olarak 111500 GW kadardır. Ancak teknik potansiyel 1400 GW olup, kullanılabilir potansiyel 116 GW olarak kestirilmektedir. Bu güçle sağlanabilecek enerji; ülke yüzeyinin binde biri, %10 verimli PV sistemleri ile kaplanması halinde 8800 Btep elektrik, %30 verimli ısı sistemlerle 26400 Btep'tir.

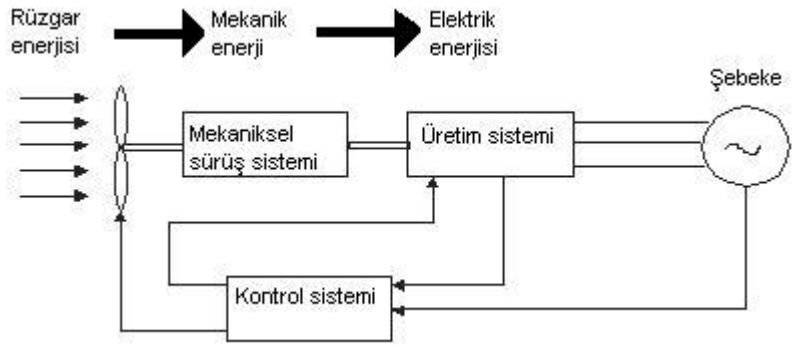
Güneş enerjisinin teknik olarak değerlendirilmesi güneş pilleri ve güneş kolektörleriyle gerçekleşmektedir. Güneş pilleri pahalı olduğundan dolayı ekonomik olarak kullanılabilir değillerdir. Güneş kolektörleri vasıtasıyla güneşten su ısıtmak amacıyla 350 bin tep faydalanılmaktadır. Teknik potansiyel olarak evlerin çatılarında bu miktarın 5 katı yer bulunmaktadır [3].

2.2. Rüzgar Santralleri

2.2.1. Rüzgar santrallerinin genel özellikleri

Rüzgar santralleri, rüzgar akış hızına bağlı olarak havanın kinetik enerjisini kanatlar yardımıyla generatör şaftının dönmesiyle elektrik enerjisi üreten sistemlerdir. Şekil 2.1'de yer alan basitleştirilmiş rüzgar santrali modeli aşağıda listelenen alt sistemlerden oluşmaktadır [6].

- Rüzgar enerjisini döndürme momentine çeviren türbin rotoru,
- Dişli sistemini de içeren mekanik sürüş sistemi,
- Generatör ve güç elektroniği elemanlarından oluşan üretim sistemi,
- Şebeke ile uyumlu çalışmayı sağlayan kontrol sistemi.



Şekil 2.1: Rüzgar türbini blok diyagramı [6]

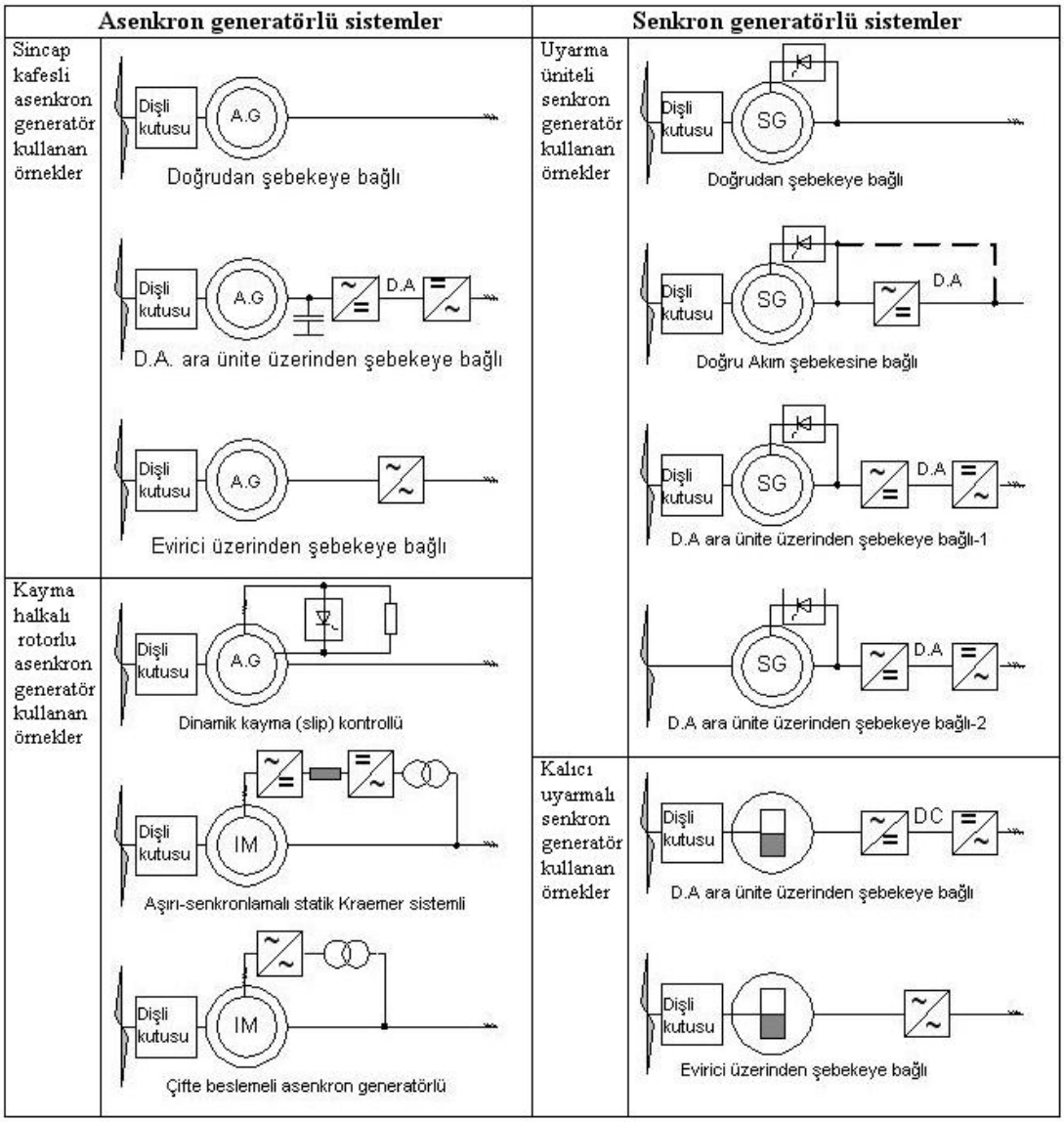
Rüzgar santralleri kullanılan türbin teknolojileri açısından değerlendirildiğinde

- Sabit veya değişken kanat açısı kontrollü,
- Sabit veya değişken generatör hızlarında çalışabilme,
- Asenkron veya senkron generatör kullanma,
- Evirici üzerinden veya doğrudan şebekeye bağlı olma,
- Dişli ünitesi veya doğrudan sürüşlü mekanik aktarım sistemleri kullanma,

özelliklerine sahip olmalarına göre sınıflandırılmaktadırlar.

Rüzgar türbini üreticisi firmalar tarafından en çok tercih edilen rüzgar türbini tasarımları arasında klasik sistem olan kaçırma (stall) kontrollü, sabit hızlı asenkron generatörlü türbin ile değişken hızlarda çalışabilen kanat açısı kontrollü çifte

beslemeli asenkron generatörlü türbin ve doğrudan sürüşlü senkron generatörlü türbinler yer almaktadır. Şekil 2.2'de literatürde geçen asenkron ve senkron generatörlü türbin tasarımları yer almaktadır [6].



Şekil 2.2: Generatör tipine ve şebekeye bağlantı türlerine göre rüzgar türbinleri [6]

Klasik sistemlerin en etkin özelliği kurulum maliyetlerinin değişken hızlarda çalışabilen yeni nesil türbinlere göre düşük olmasıdır. Bu uygulamalara ek olarak yarı-değişken hızlarda çalışabilen, değişken rüzgar hızlarında çalışan türbinlere oranla daha düşük maliyetli türbin tasarımları da mevcuttur. Güç elektroniği sistemi kullanarak rotor direncini ayarlayabilen sincap-kafesli asenkron generatörlerinde rotor hızında geçici olarak %10'luk bir artış yapabilmek mümkün olmaktadır. Ayrıca, türbin rotorunda dişli sistemi kullanan ve generatör çıkışının tamamen evirici

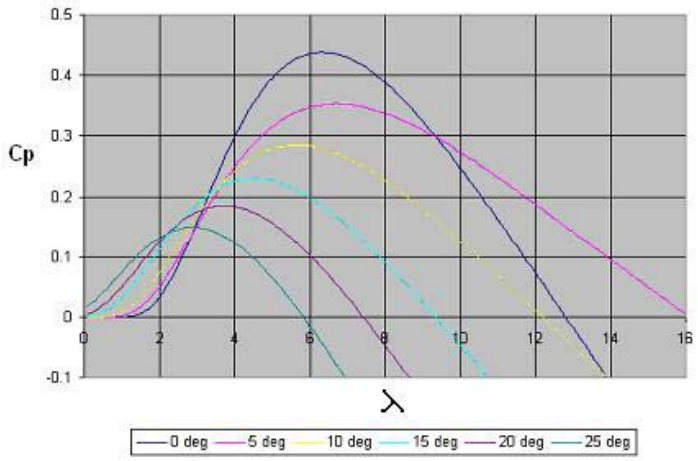
sistem üzerinden besleyen sincap kafesli asenkron generatörleri ile klasik senkron generatörleri kullanan uygulamalar da mevcuttur [7].

2.2.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri

Ticari olarak 300 W mertebelerinden 3.5 MW mertebelerine kadar çeşitli teknolojileri kullanan rüzgar türbinleri mevcuttur. 4-5 MW mertebelerinde ise geliştirilmekte olan çeşitli prototip rüzgar türbinleri mevcuttur. Ekonomik bağlantı ve kayıplar göz önüne alındığında, genellikle birkaç MW mertebelerine kadar olan rüzgar türbinleri ve çiftlikleri dağıtım sistemine bağlanırken, yüksek güçlü rüzgar çiftlikleri iletim sistemine bağlanmaktadır. Ayrıca, yurt dışında bazı uygulamalarda deniz içine kurulan rüzgar çiftlikleri iletim kayıplarını azaltmak için yüksek gerilim doğru akım (HVDC, örneğin 400 kV) sistemleri ile şebekeye bağlanmaktadırlar. Günümüz piyasa koşullarında ortalama olarak 1 MW'lık rüzgar santralinin kurulum maliyeti 1Mil€ mertebelerindedir [7].

2.2.3. Verimlilik

Rüzgar enerjisini mekanik enerjiye çeviren generatör şaftının verimliliği kanatların aerodinamik verimliliğine ve mekanik iletim sisteminin verimliliğine bağlıdır. Türbinin rotor şaftın dönme enerjisinin rüzgar enerjisine oranıyla elde edilen aerodinamik verimlilik, kanat tasarımına, rotor dönme hızının rüzgar hızına oranı (uç hızı oranı/tip-speed ratio) ve kanat açısına bağlı olarak değişmektedir. Aerodinamik verimliliğin uç hızı oranına bağlı olarak değişimi Şekil 2.3' de yer almaktadır.



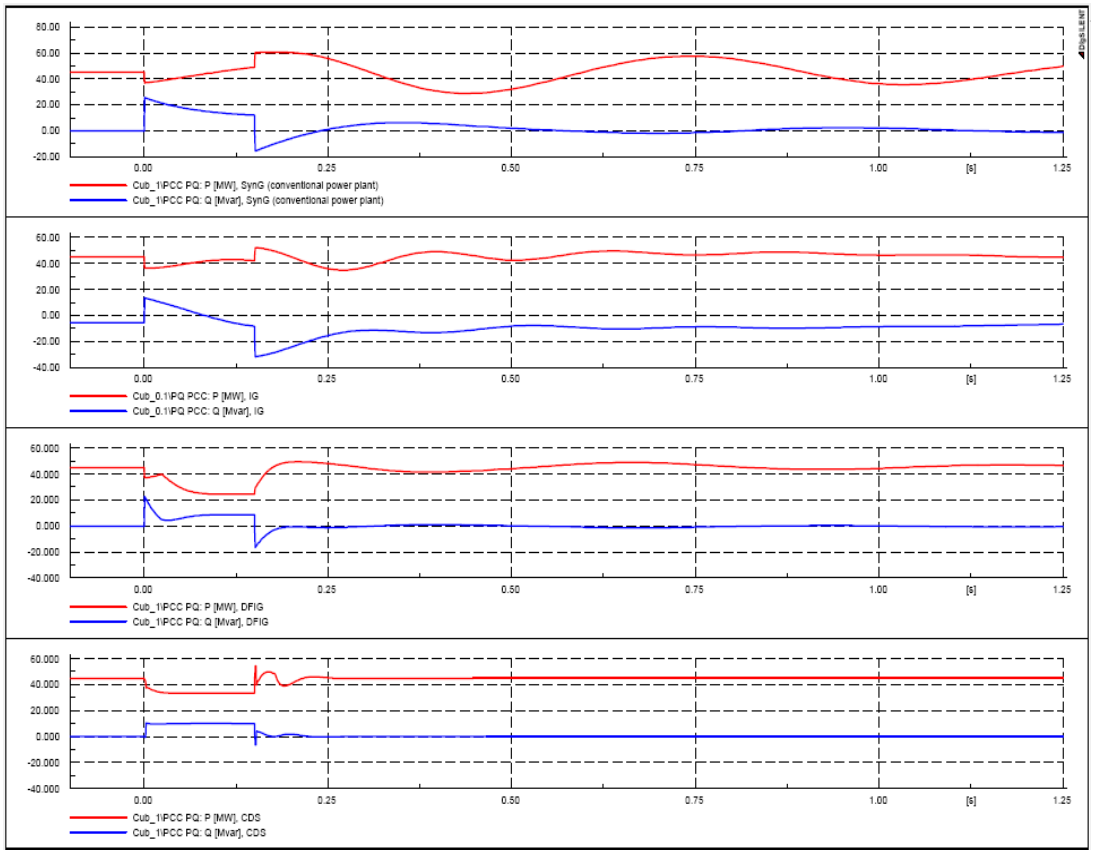
Şekil 2.3: Aerodinamik verimliliğin (Cp) uç hızı oranına (λ) bağlı değişimi [7]

Mekanik iletim sisteminin verimliliği temelde dişli kutusundan kaynaklanmaktadır. Bu kayıplarda dişli iletim kayıpları ve yüksüz hal kayıpları olarak

gruplandırılmaktadır. Dişli iletim kayıpları sadece iletilen güce bağlı olarak değişmektedir, türbinin dönme hızından etkilenmemektedir. Yüksüz hal kayıpları ise kendi içerisinde rulman yatak kayıpları, yağlanma kayıpları ve sargı kayıpları olarak tanımlanmaktadır [8].

2.2.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özeliği

Rüzgar türbinlerinin bozucu etki durumunda çalışabilmeleri şebekeye bağlantı şekillerine göre değişmektedir. Doğrudan bağlı asenkron generatöründe rüzgar hızına, etkin hata akımı süresine ve şebekenin gücüne bağlı olarak gerilim kararsızlığı problemleri oluşabilmektedir. Doğrudan beslemeli asenkron generatörleri hata durumunda çalışmaya devam edebilmektedirler, ancak bu tip türbinlerde kullanılan güç elektroniği çeviricilerinin kontrolü oldukça karmaşık olabilmektedir[8].



Şekil 2.4: Tipik bir kısa devre hatası durumunda oluşan gerilim çökmesine farklı tipteki rüzgar generatörlerinin cevabı [8]

Son olarak, değişken hızlarda çalışan rüzgar türbinlerinin hata durumu performansı bağlantıda kullanılan eviricilerin büyüklüğüne ve uygulanan kontrol algoritmasına bağlı olarak değişmektedir. Şekil 2.4'de farklı tipteki rüzgar santrali generatörlerinin

150 ms süreli 3-faz kısa devre hatası oluşması durumunda aktif ve reaktif güç üretim karakteristiklerinin klasik senkron generatörle kıyaslamalı olarak zamana bağlı değişimi görülmektedir. Şekil 2.4'de ilk sırada yer alan klasik tip senkron generatörün aktif ve reaktif güç çıkışı değerlerindeki salınımların daha uzun süreli olduğu, ancak özellikle 4.sırada yer alan evirici üzerinden bağlı senkron generatörün çok daha kısa sürede toparlandığı ve aktif ve reaktif güç değerlerini nominal değerlerine yaklaştırdığı gözlemlenmektedir. Benzer şekilde 3. sırada yer alan çifte beslemeli asenkron generatörün, 2.sırada yer alan klasik asenkron generatöre oranla dinamik performansının daha iyi olduğu toparlanma süresinin ve güç salınımlarının genliklerin küçük olmasından anlaşılmaktadır.

2.2.5. Rüzgar santrali matematiksel ve benzetim modelleri

2.2.5.1. Türbin rotoru modeli

Rüzgarın kinetik enerjisi;

$$E_k = \frac{m}{2} v_r^2 \text{ (m:havanın kütlesi, kg, } v_r\text{: rüzgar hızı, m/sn)} \quad \textbf{(2.1)}$$

olarak tanımlanmaktadır. Hava akışının;

$$q = \rho v_r A \quad (\rho\text{: hava yoğunluğu, kg/m}^3\text{ , A: kanat tarama alanı, m}^2) \quad \textbf{(2.2)}$$

olarak tanımlandığı denklemde kinetik enerjinin zamana göre türevi havanın aerodinamik gücünü, P_r, vermektedir.

$$P_r = \frac{\partial E_k}{\partial t} = \frac{1}{2}\frac{\partial m}{\partial t} v_r^2 = \frac{1}{2} q v_r^2 \quad \textbf{(2.3)}$$

Rüzgar türbinleri toplam kinetik enerjinin aerodinamik faktörü, C_p, uyarınca belirli bir kısmını generatör şaftına iletebilmektedir. Rüzgar hızına, rotor hızına, kanat açısına ve türbin tasarımına bağlı olarak değişen C_p faktörü farklı türbin modelleri için kanat açısına (θ) ve uç hızı oranına (λ) bağlı olarak değişmektedir. Uç hızı oranı ise türbin hızının rüzgar hızına oranlanmasıyla elde edilmektedir.

$$\lambda = \frac{v_{TUR}}{v_r} = \frac{\omega_{TUR} R}{v_r} \quad \text{(R: kanat yarıçapı)} \quad \textbf{(2.4)}$$

Bu bilgiler ışığında rüzgar türbininden elde edilecek mekaniksel güç aşağıda tanımlanmıştır.

$$P_r = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v_r^3 C_p(\lambda,\theta) \quad \textbf{(2.5)}$$

Türbin gücünün oluşturacağı aerodinamik moment ise;

$$T_r = \frac{P_r R}{v_r \lambda} = \frac{1}{2}\rho\pi R^3 v_r^2 C_p(\lambda,\theta)/\lambda \quad \textbf{(2.6)}$$

olarak tanımlanmaktadır [9].

2.2.5.2. Rüzgar hızı modeli

Rüzgar hızı modeli oluşturulurken hız bilgisini oluşturan dört temel unsur vardır. Bunlar, başlangıç ortalama rüzgar hızı (v_{ro}), artış bileşeni(v_{ra}), ani değişim(v_{rad}) bileşeni ve türbülans (v_{rt}) bileşenidir [9].

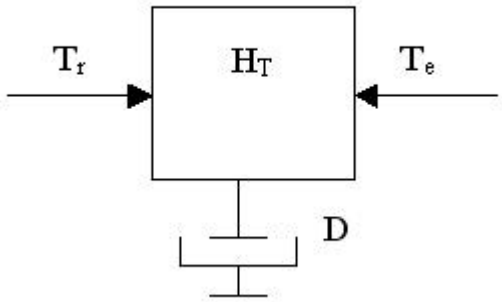
Tablo 2.1: Rüzgar hızı bileşenlerinin matematiksel ifadesi [9]

Rüzgar hızı bileşenleri	**Denklemler**	**Değişken tanımı**
Başlangıç ortalama rüzgar hızı (v_{ro}):	$v_{ro} = 3\sqrt{2\ \frac{P_r}{\rho\pi R^2 C_p(\lambda,\theta)}}$	
Artış bileşeni(v_{ra}):	$t < t_{ba} : v_{ra}(t) = 0$ $t_{ba} < t < t_{da} : v_{ra}(t) = A_{ra}\frac{t - t_{ba}}{t_{da} - t_{ba}}$ $t_{da} < t : v_{ra}(t) = A_{ra}$	A_{ra} : artış bileşeni t_{ba} : artış başlama zamanı t_{da} : artış durma zamanı
Ani değişim(v_{rad}):	$t < t_{bad} : v_{rad}(t) = 0$ $t_{bad} < t < t_{dad}$: $v_{rad}(t) = \frac{A_{rad}}{2}(1 - \cos(2\pi(\frac{1 - t_{bad}}{t_{dad} - t_{bad}})))$ $t_{dad} < t : v_{rad}(t) = 0$	A_{rad} : ani değişim bileşeni t_{bad} : ani değişimi başlama zamanı t_{dad} : ani değişim durma zamanı

Türbülans (v_{rt}) bileşeni:	$S_{rt}(f) = \frac{\frac{1}{(\ln(h/z_o))^2} l v_{ro}}{(1+1.5\frac{fl}{v_{ro}})^{\frac{5}{3}}}$ $v_{rt}(t) = \sum_{i=1}^{n} \sqrt{S_{rt}(f_i)\Delta f}\cos(2\pi f_i t + \varphi_i + \Delta\varphi)$	$f_i=(i-1/2)\Delta f$; Δf= 0.1-0.3; n=50; φ : [0, 2n] arasında değişen rasgele değişken

2.2.5.3. Mekanik sürüş sistemi modeli

Rüzgar türbinlerinde aerodinamik kontrolün gerçekleşmesinde önemli bir paya sahip olan mekanik sürüş sisteminin basite indirgenmiş modeli şekil 2.5 ‘de yer almaktadır.



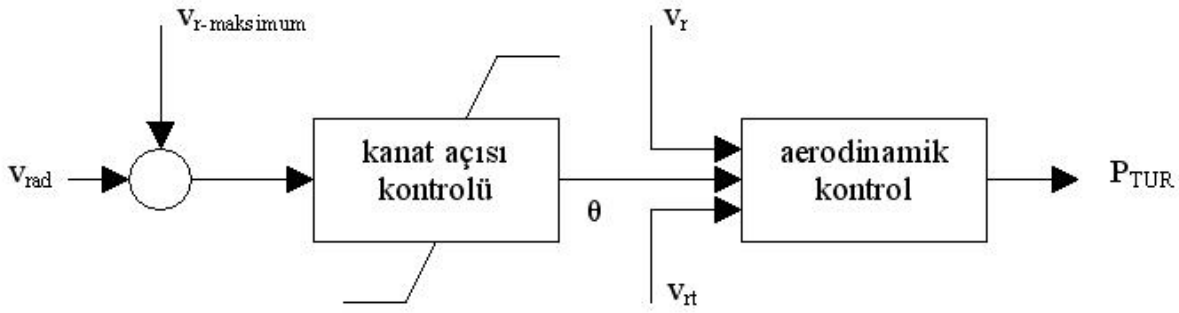
Şekil 2.5: Mekanik sürüş sistemi indirgenmiş blok şeması [10]

$$2H_T \frac{d\omega_r}{dt} = T_r - T_e - D\omega_r \qquad \textbf{(2.7)}$$

Mekanik sürüş sisteminden elde edilen elektriksel moment, döndürme (mekanik) momentinden sistemin eylemsizlik momenti ve sürtünme kayıplarının çıkartılmasıyla (2.7) de yer alan ifade uyarınca elde edilmektedir [10].

2.2.5.4. Türbin kontrol sistemi modeli

Yaygın rüzgar türbini uygulamalarının bir çoğunda Şekil 2.6’da verilen rüzgar hızı bileşenleri uyarınca belirlenen aerodinamik kontrol sistemi modeli kullanılmaktadır.



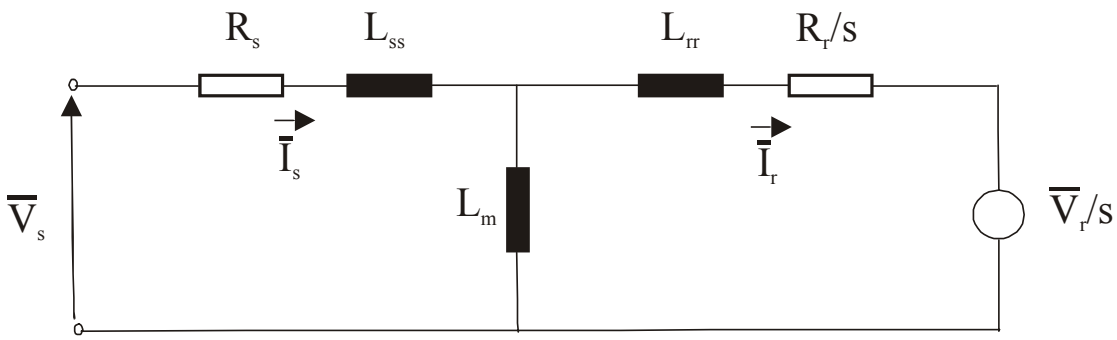
Şekil 2.6: Rüzgar türbini modeli [10]

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinde ise kullanılan çevirici sistemler d-q kontrolü prensibine göre çalıştırılmaktadır. Bu durumda anlık akım değeri birbirinden bağımsız iki eksen üzerinde aktif ve reaktif bileşenlerine ayrılmaktadır. Bileşen ayrımı stator akısı veya bağlantı noktasındaki A.A gerilim değeri referans alınarak yapılabilmektedir. Seçilen referans uyarınca doğru-eksen akımı aktif bileşene(gerilim referanslı) veya reaktif bileşene (stator akısı referanslı) eşdeğer olabilmektedir. Rotor hızının tanımlı en düşük değerden daha az olması durumunda maksimum çalışma noktası kontrolü tarafından çevirici güç-hız eğrisi uyarınca minimum besleme akımını beslemeye çalışır. Generatör şaft hızının aşılması durumunda ise maksimum çalışma noktası kontrolü karakteristiğinden maksimum çalışma gücüne karşılık gelen değerde türbin açı-kontrolü yapılarak şaft hızı limit değerin altına çekilmeye çalışılır. Kararlılık analizleri yapılırken kontrolörün ve kanat açısını ayarlayan servo-motorun cevap zamanlarından kaynaklanan gecikmelerde benzetim modeline dahil edilmektedir [10].

2.2.5.5. Generatör modelleri

2.2.5.5.1. Sabit hızlı asenkron (asenkron) generatörü:

Asenkron generatörleri maliyet etkin bir sistem oldukları için dünya üzerindeki mevcut uygulamalar içerisinde oldukça yaygındır. Asenkron generatörünün modellerinde genellikle rotor akısıyla ilgili değişkenler ve stator akısı sabit kabul edilerek Şekil 2.7'de yer alan indirgenmiş mekaniksel sisteme ait diferansiyel denklemler kullanılmaktadır [11].



Şekil 2.7: Asenkron generatörün stator kısmına indirgenmiş modeli [11]

Asenkron generatörünün durağan durumundaki stator ve rotor gerilim değerleri için matematiksel denklemler (2.8)'de verilmiştir.

$$\begin{aligned} \bar{V}_s &= -R_s\bar{I}_s - j\omega_s L_s\bar{I}_s + j\omega_s X_m(\bar{I}_r - \bar{I}_s) \\ \frac{\bar{V}_r}{s} &= R_r\bar{I}_r + j\omega_r L_r\bar{I}_r + j\omega_s X_m(\bar{I}_r - \bar{I}_s) \end{aligned} \qquad \textbf{(2.8)}$$

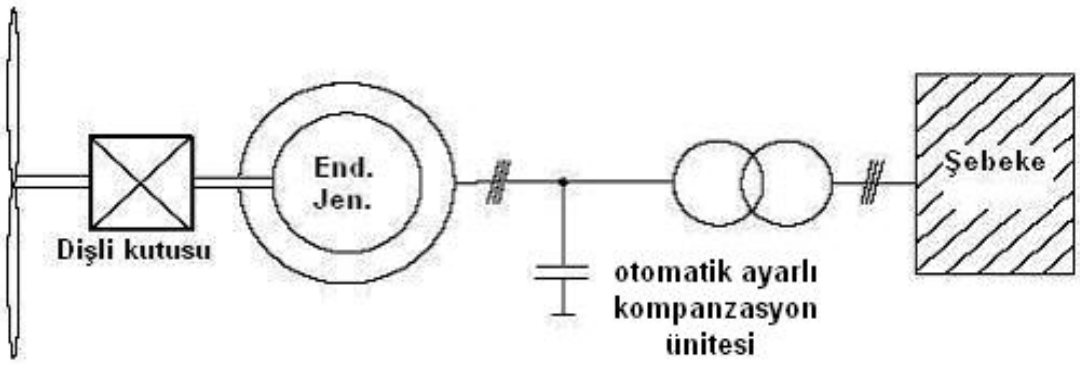
(R_s, R_r: stator ve rotor faz direnç değerleri; L_s, L_r: stator ve rotor öz endüktans değerleri; L_{ss}, L_{rr}: stator ve rotor kaçak endüktans değerleri; X_m: mıknatıslama reaktans değeri; ω_s: şebeke frekansı; ω_m: generatör mekanik hızı; s: kayma)

Asenkron generatöre ait matematiksel denklemlerin detayı Ek-A da yer almaktadır. Bu denklemler uyarınca generatörden şebekeye iletilen aktif ve reaktif güç fazörleri ise (2.9)'daki gibidir:

$$\begin{aligned} P &= v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq} \\ Q &= v_{sq}i_{sd} - v_{sd}i_{sq} \end{aligned} \qquad \textbf{(2.9)}$$

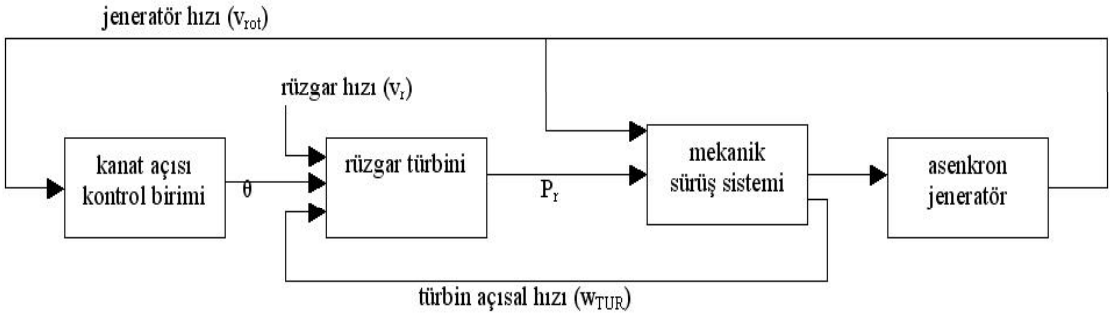
(v_{sd}, v_{sq}, v_{rd}, v_{rq}: stator ve rotor d-q gerilim bileşenleri; i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}: ve rotor d-q akım bileşenleri)

Asenkron generatörlerinin çok kısıtlı bir hız aralığında çalışabiliyor olmaları ve reaktif güç kontrolü yapamamalarından dolayı işletme problemleri oldukça fazladır. Şekil 2.8'de yer alan bu tip santraller otomatik ayarlı kompanzasyon üniteleri yardımıyla şebekeye sadece aktif güç verecek şekilde, güç faktörleri mümkün olabildiğince 1,0'e yakın durumda çalıştırılmaktadırlar. Ancak, elektro-mekanik sistemlerde yapılan reaktif güç kompanzasyonu sistemin dinamik cevabını önemli ölçüde kötü yönde etkilemektedir.



Şekil 2.8: Doğrudan bağlı asenkron generatörlü RES [11]

Asenkron generatörlü rüzgar santrallerinin aktif güç kontrolünü ise sadece kanat açısı kontrolü ile yapabiliyor olmaları da eklenince bu tip rüzgar generatörleri yerine artık değişken hızlarda daha kararlı üretim yapabilen tipler sistem operatörleri tarafından tercih edilmektedirler. Tez kapsamında benzetim çalışmalarında kullanılan asenkron generatör modeli Şekil 2.9'da yer almaktadır [11].



Şekil 2.9: Asenkron generatörlü rüzgar santrali modelinin blok şeması [11]

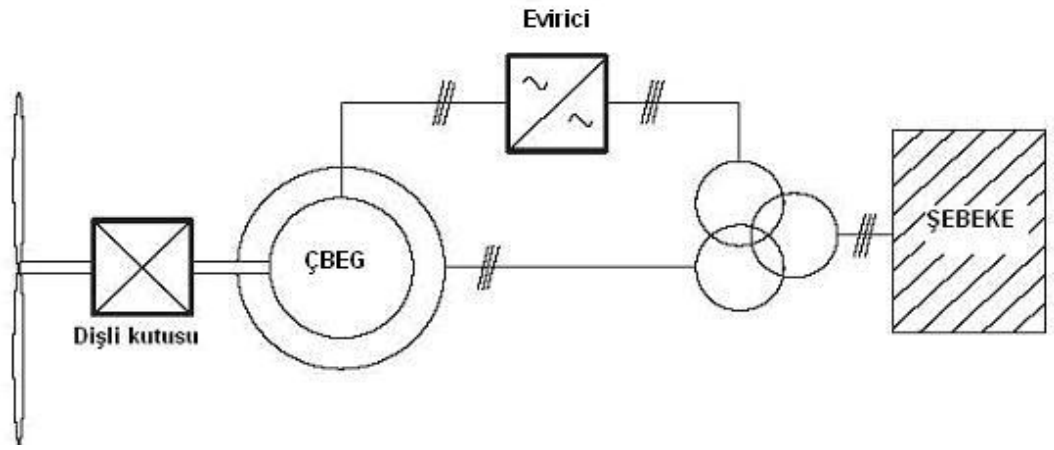
2.2.5.5.2. Çifte beslemeli asenkron generatörü:

Çifte beslemeli asenkron generatörlerinde (ÇBEG) rotor çeviricisi akım kontrollü gerilim kaynağı olarak çalışmaktadır. Uygun kontrol algoritmaları kullanılarak, bu çevirici ile rotor gerilimi d-q bileşenleri ayarlanarak gerilim veya reaktif güç kontrolü ile hız veya moment kontrolü sağlanmaktadır. Referans eksenin d-ekseni bileşenin stator akısının maksimum bileşeni ile senkron olarak alınırsa, asenkron generatör bölümünde verilen denklemlerde yer alan v_{sd} değeri sıfırlanır ve v_{sq} bileşeni generatör çıkış gerilimine eşit olmaktadır. Stator direncinin ihmal edilmesi

durumunda generatörün elektromanyetik momenti ve şebekeye transfer edilen reaktif enerji (2.10) denklem grubunda olduğu gibi elde edilmektedir:

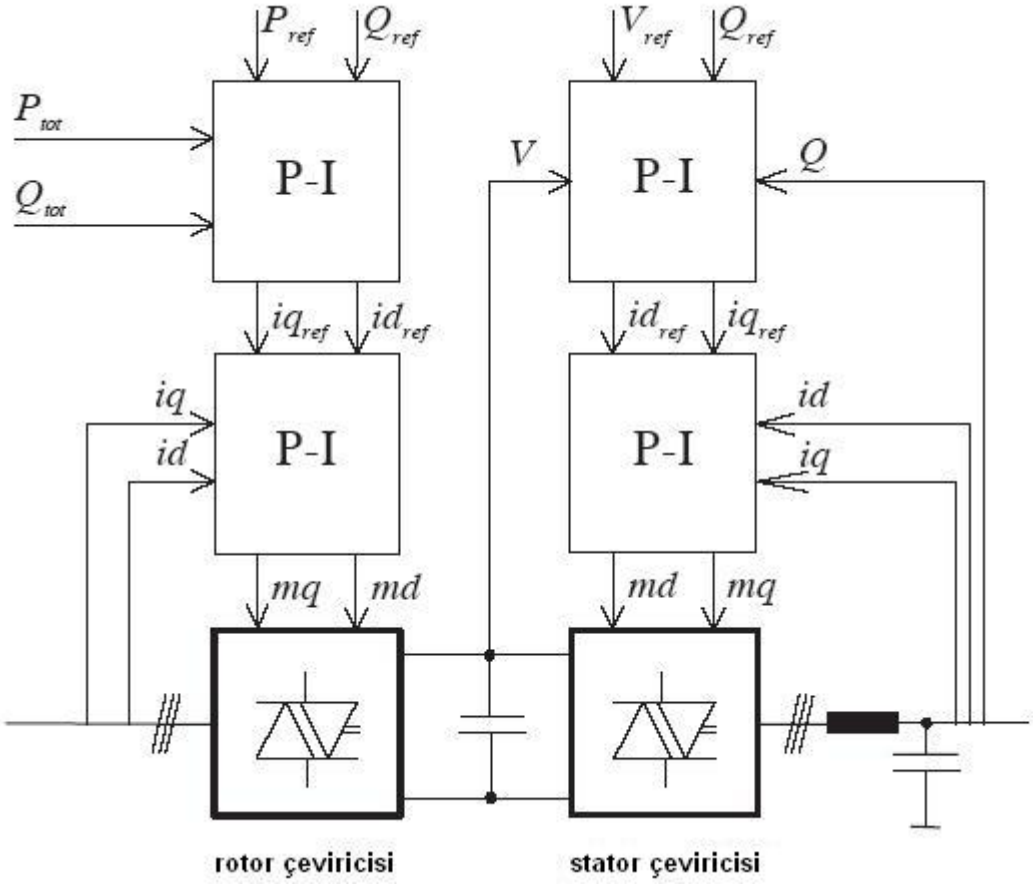
$$T_e = -\frac{L_m v_t i_{rq}}{\omega_s L_s}$$
$$Q_s = -\frac{L_m v_t i_{rd}}{L_s} - \frac{v_t^2}{\omega_s L_s} \quad \textbf{(2.10)}$$

Çifte beslemeli asenkron generatörün matematiksel model denklemlerinin detayı Ek-B'de yer almaktadır.



Şekil 2.10: Çifte beslemeli asenkron generatörlü RES [12]

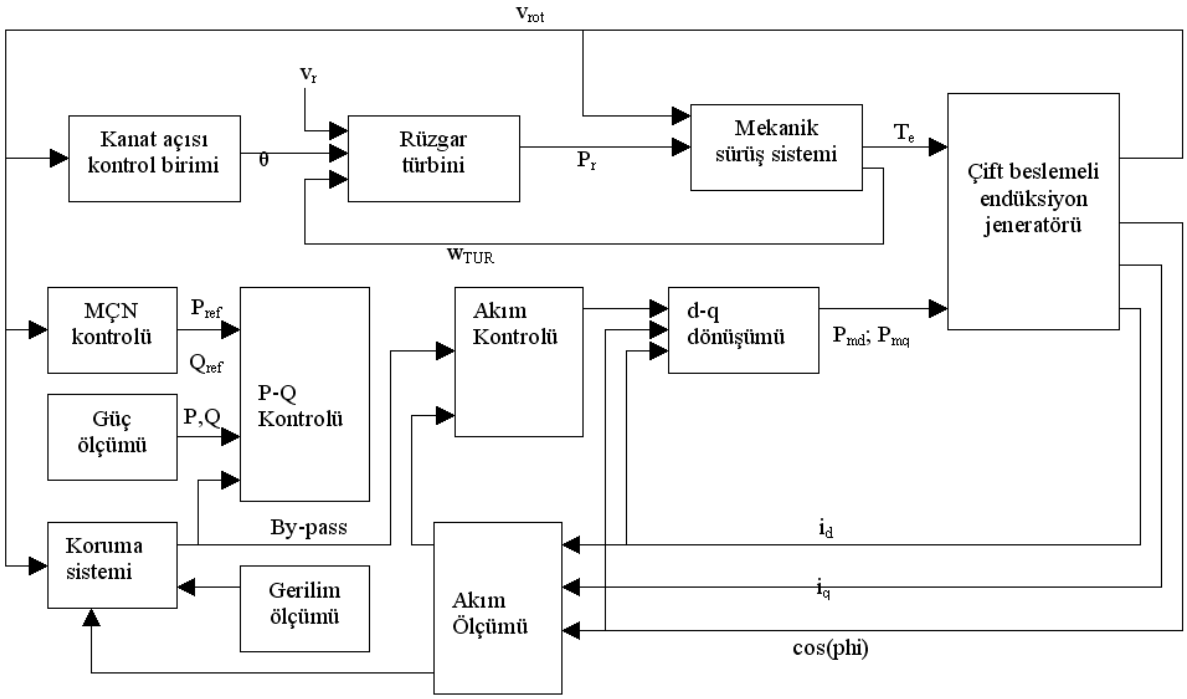
Çifte beslemeli asenkron generatörü temelde rotorun kayma-halkalarına frekans çeviricisi bağlı sargı rotorlu asenkron makinesinden oluşmaktadır. GE-Wind-Power, Vestas, RE Power, Nordex, NEG-Micon gibi firmalar bu tip generatörü kullanan rüzgar enerji sistemleri üretmektedir. Yeni tasarımların çoğunda frekans çeviricisi ara DC bağlantıyla bağlı iki adet kendinden komütasyonlu PWM çeviricisinden oluşmaktadır. Bu çeviriciler Şekil 2.11'de belirtildiği üzere rotor ve stator tarafı çeviricileridir [12].



Şekil 2.11: ÇBEG kontrol sistemi bileşenleri [12]

Sistem çıkışındaki aktif ve reaktif güç transferi rotora bağlı çevirici üzerinden yapılmaktadır. Şekil 2.11'de görülen içteki hızlı döngü stator akısı bazlı d-q akım kontrolü yapmaktadır. Bu yüzden rotor tarafında q-ekseni akımı aktif akım bileşenini, d-ekseni bileşeni ise reaktif akım bileşenini temsil etmektedir. Genellikle stator çeviricisi ara bağlantı hattındaki DC gerilimi ve reaktif gücü kontrol etmektedir. Benzer şekilde rotor çeviricisi de iç kontrol döngülerinde ki aktif ve reaktif akım değerlerini kontrol etmektedir. Fakat, rotor çeviricisinin tersine,stator çeviricisinin kontrol sistemi stator gerilimi referanslı çalıştığı için akımın d-ekseni bileşeni aktif, q-ekseni bileşeni ise reaktif bileşenini temsil etmektedir [12].

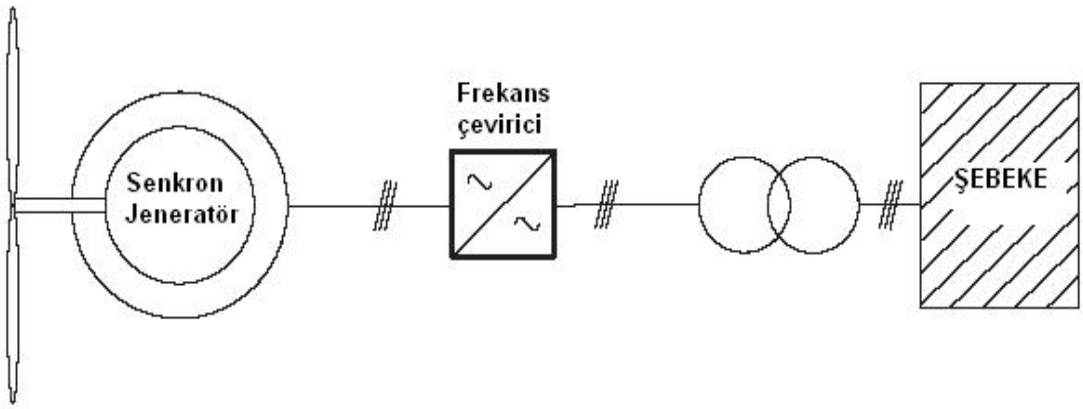
Tez kapsamında benzetim çalışmalarında kullanılan çift beslemeli asenkron generatörlü rüzgar santrali modeli Şekil 2.12'de yer almaktadır. Modelde yer alan çift beslemeli asenkron generatörü DigSilent PF benzetim programının kütüphanesinde yer aldığı için, santral modelinde de doğrudan kullanılmıştır.



Şekil 2.12: Çift beslemeli rüzgar generatörlü rüzgar santrali blok şeması [12]

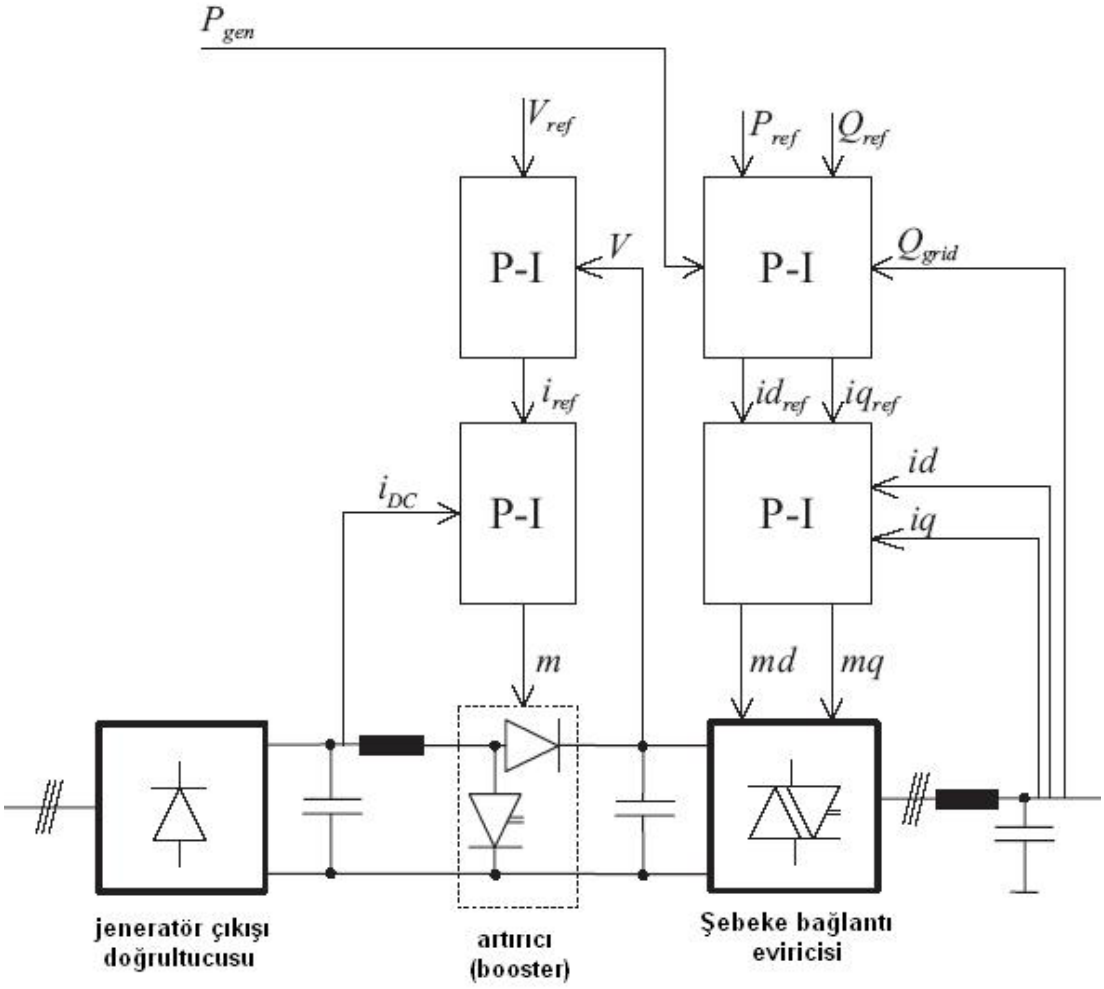
2.2.5.5.3. Doğrudan-sürüşlü/evirici üzerinden bağlı senkron generatör:

Doğrudan sürüşlü senkron generatörlerde türbin ve generatör şaftları aynı şaft ekseninde dişli kutusu olmadan Şekil 2.13'de gösterildiği gibi bağlanmışlardır. Bu sistemlerde kullanılan generatörler ise genellikle düşük hızlarda çalışabilen yüksek kutup sayılı senkron generatörlerdir. ENERCON ve Pfleider gibi firmalar bu tip generatörü kullanan rüzgar enerji sistemleri üretmektedir. Örneğin ENERCON un geliştirdiği elektriksel uyarmalı çıkık kutuplu senkron makine başarılı bir uygulamadır.



Şekil 2.13: Evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santrali modeli [13]

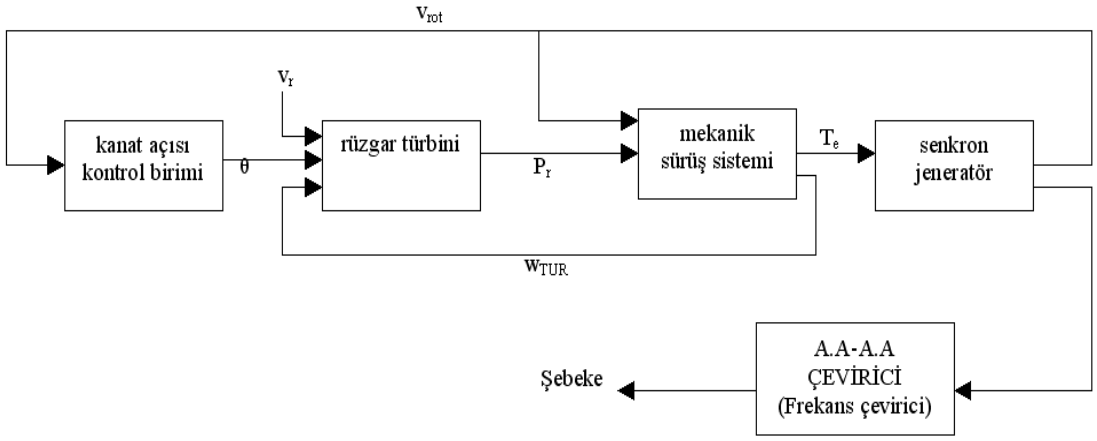
Düşük hızlarda çalışan doğrudan sürülen senkron generatörler yüksek kutuplu olmalarından dolayı fiziksel olarak oldukça büyük boylarda imal edilmektedirler. Sistemin toplam büyüklüğünü azaltmak için kutup sayısını düşüren tek kademeli dişli kutuları ve elektriksel uyarma sargıları yerine sabit mıknatıslı uyarma sistemleri kullanılmaya başlanmıştır. Özellikle, kalıcı mıknatıslı senkron generatörlerde küçük ebatlı yüksek verimli sistemler geliştirilmiştir. Ancak, bu tip sistemler göreceli yüksek maliyetleri ve kullanılan eviricilerde uygulanan karmaşık kontrol algoritmasından dolayı çok yaygın değildir [13].



Şekil 2.14: DSSG kontrol sistemi [13]

Şekil 2.14 ‘de yer alan DSSG kontrol sisteminde şebeke bağlantı eviricisi A.A gerilim referanslı hızlı kontrol döngüsüyle A.A akımları düzenlemektedir. Daha düşük hızlı bir kontrol döngüsü yardımıyla sistemdeki aktif ve reaktif güç kontrolü yapılmaktadır. Kontrol döngüsüne beslenen referans güç bilgisi rüzgar türbinine ait hız-güç eğrisinden maksimum güç noktası takibi prensibince elde edilmektedir.

Pratikte birçok uygulamada akımın aktif bileşeninin (d-ekseni) kontrolü generatör gücünü belirleyen en önemli değişken olan türbin şaft hızı değeri kullanılarak kontrol edilmektedir. Kararlılık analizlerinde rotor içerisindeki manyetik alan dağılımının sinüzoidal olması durumunda her hangi bir anda manyetik alanı modellemek için tek bir vektörsel büyüklük kullanmak yeterli olmaktadır. Asenkron makinelerinde olduğu gibi geçici stator akı değişimlerini ihmal etmek stator denklemlerinde zaman sabiti kullanımını ortadan kaldıracaktır. Ayrıca, geliştirilen benzetim modeli uyarınca sabit mıknatıslı senkron generatörleri de uyarma akımı sabit alınarak modellemek mümkün olmaktadır [13]. Tez kapsamında benzetim çalışmalarında kullanılan çift beslemeli asenkron generatörlü rüzgar santrali modeli Şekil 2.15'de yer almaktadır.

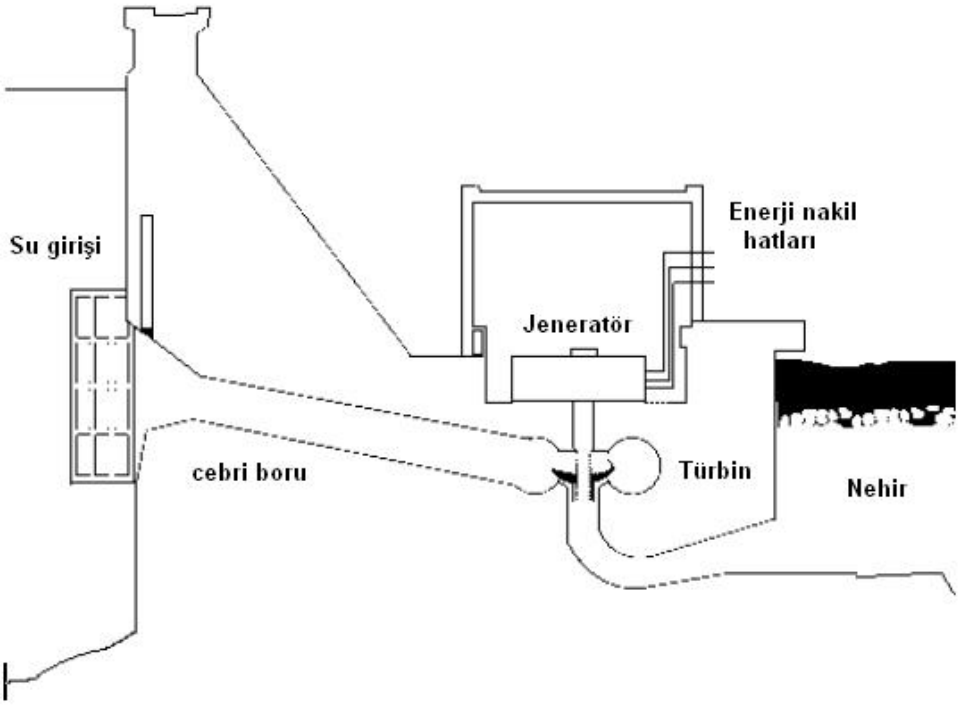


Şekil. 2.15: Doğrudan sürüşlü senkron generatörlü rüzgar santrali blok şeması [13]

2.3. Küçük Hidroelektrik Santralleri (HES)

2.3.1. Küçük HES'lerin genel özellikleri

Hidroelektrik sistemler suyun akışından elde edilen kinetik enerjiyi türbin ve generatör yardımıyla elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Küçük HES'ler de genellikle 2-3 MW kurulum gücü mertebelerine kadar asenkron generatörleri (bağlantı yapılan şebekede başka generatör varsa), 3-10 MW arasında ise senkron generatörler kullanılmaktadır. Cebri boru yardımıyla suyu türbin kanatlarına ileterek generatörün enerji üretmesini sağlayan tipik bir küçük HES santralinin yerleşim planı Şekil 2.16'da verilmiştir.



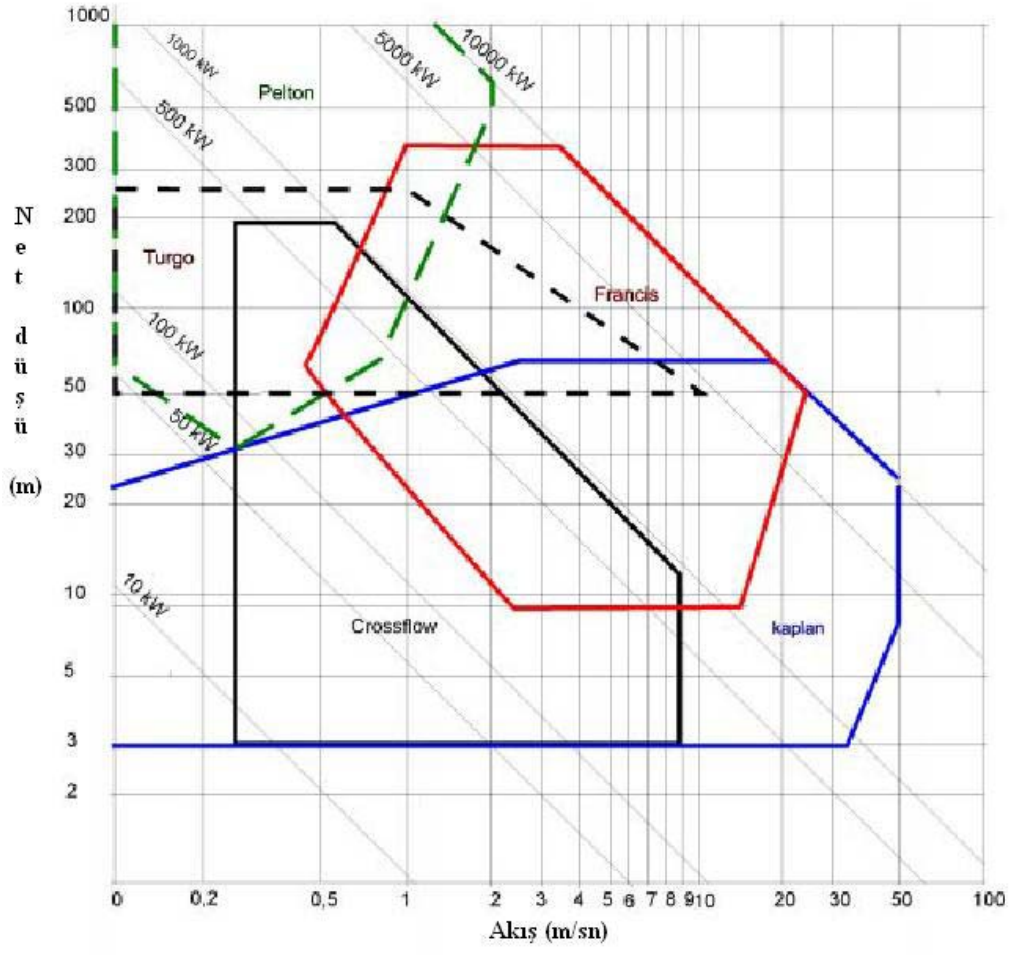
Şekil 2.16: Küçük HES yerleşim modeli [14]

Küçük HES'ler temelde, akarsu (düşük düşülü) kurulumu ve su depolama (yüksek düşülü) kurulumu olmak üzere iki farklı tipte kurulurlar. Doğrudan akarsu üzerine kurulan HES'ler suyun akışını bağlı olarak üretim yapar, hatta akarsu yatağında kuraklık olması durumunda üretimin tamamen durması söz konusudur. Ancak kurulumu kolay ve maliyet etkin olduğu için küçük HES'lerin çoğu bu tiptedir.

Suyu barajlarda olduğu gibi depolayan yüksek düşülü HES'ler de ise enerji üretim karakteristiği çok daha düzenlidir fakat suyu tutacak olan rezervuar alanının inşasının maliyeti yüksek olup özellikle şehir merkezlerinden uzak yerleşim yerleri için ekonomik yönden uygun olmamaktadır [14].

2.3.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri

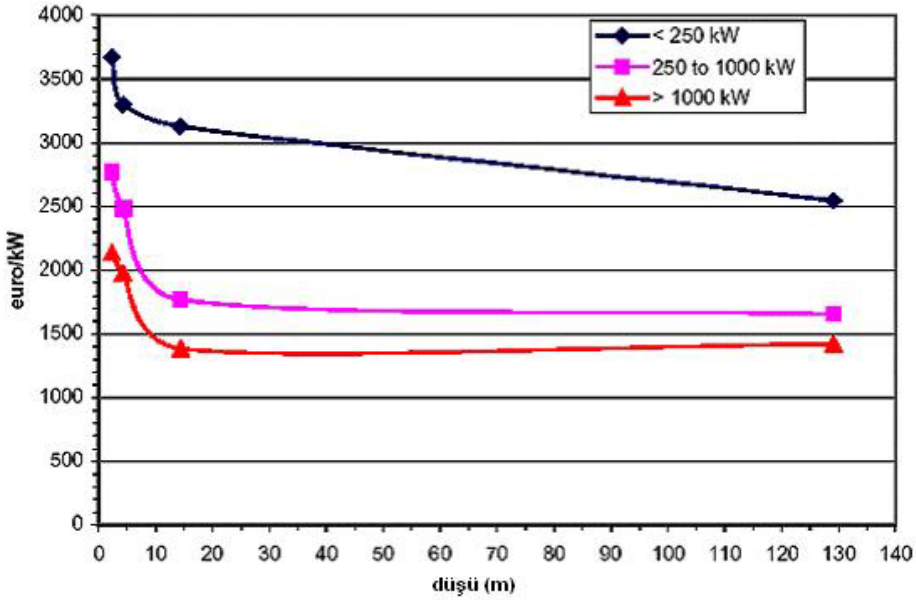
Küçük HES'ler için uluslar arası kabul gören standart bir kurulum gücü değeri limiti yoktur. Ülkeden ülkeye bu değer 2.5 ile 25 MW arasında değişse de, Avrupa Küçük-Hidroelektrik Birliği uyarınca bu değer 10 MW olarak belirlenmiştir. Küçük HES'ler de kullanılacak olan türbinler akarsu yatağının net düşüsü ve akış değerleri uyarınca Şekil 2.17'da belirtilen grafik uyarınca seçilmektedir.



Şekil 2.17: Düşü ve akış değerlerine göre kullanılan su türbinleri [14]

Küçük HES'ler de kullanılan su türbinleri barajlarda kullanılan türbinlerin küçültülmüş versiyonlarıdır. Bunlar da, temelde reaksiyon (reaction) ve darbe (impulse) türbinleri olarak iki gruba ayrılmaktadırlar. Reaksiyon türbinlerinde döner çarkların olduğu hazne tamamen suyla doludur ve haznenin girişindeki basınç çıkışında ki basınç değerinden daha yüksektir. Basınç farkına bağlı olarak suyun akış hızı değişir ve türbin kanatlarını döndürür. Bu etkiden dolayı bu türbinler reaksiyon türbinleri olarak adlandırılırlar. Tipik reaksiyon türbinleri arasında radyal türbinler, Francis türbini gibi radyal-eksenel türbinler ile Kaplan ve Propeller türbinler gibi eksenel türbinler yer almaktadır. Darbe türbinlerinde ise suyun kinetik enerjisi doğrudan kanatlara iletilir ve kanat haznesi içerisinde basınç düşümü olmaz. Suyun akış yönünün değişmesinin oluşturduğu darbe etkisi prensibi uyarınca türbin çalışmaktadır. Bu tip türbinlerde çark ile kuyruk suyu çıkışı arasındaki net düşü farkı sıfırlanır. Darbe türbinleri arasında Pelton türbinleri, eksenel türbinler, Turgo türbinleri ve Çapraz akış türbinleri yer almaktadır. Genellikle, düşük ve orta düşülü uygulamalarda reaksiyon tipi türbinler, yüksek düşülü uygulamalarda ise darbe tipi

su türbinleri kullanılmaktadır. Su türbinlerinde düşü 15m ve daha az ise maliyetler yüksek olup, düşü arttıkça birim maliyetlerin azaldığı Şekil 2.18'de belirtildiği gibi görülmektedir [14].



Şekil 2.18: Güç mertebeleri uyarınca türbin maliyetleri [14]

Yüksek düşülü ve düşük akışlı türbinler, düşük düşülü ve yüksek akışlı türbinlerden daha ucuz olmasına rağmen, kurulacak tesisin inşaat işleri göz önüne alındığında yüksek düşülü sistemlerin çok daha yüksek kurulum maliyetlerinin olduğu ortaya çıkmaktadır. Ortalama bakım maliyetleri 0.8-1.9 cent/kWh olarak değişen küçük HES'lerin verimli çalışma sürelerinin 50 yıl olduğu ESHA tarafından hazırlanan AB içerisinde küçük HES'lerin gelişimi ile ilgili teknik raporda yer almaktadır [14].

2.3.3. Verimlilik

Küçük HES'lerden elde edilebilecek elektrik enerjisi;

$$P = wQHE_o \qquad \textbf{(2.11)}$$

(P : elektriksel çıkış gücü (kW) ; w : suyun özgül ağırlığı (9.81 kN/m^3; Q : birim zamanda akan suyun hacmi (m^3/s) ;H : yükseklik (m) ; E_0 : üretim verimliliği)

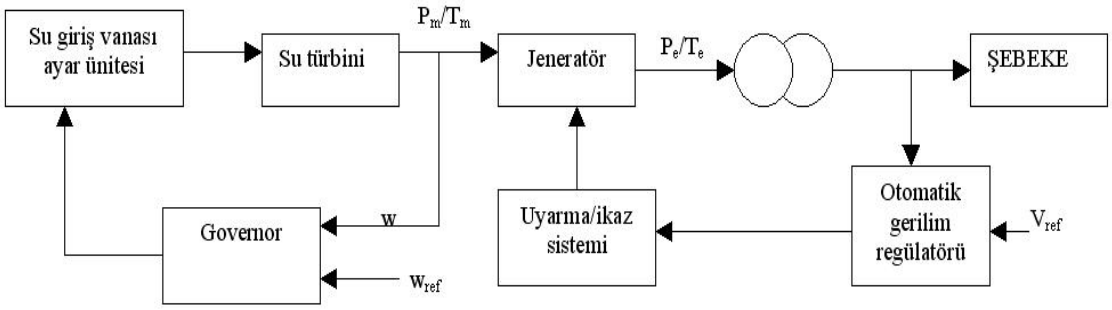
(2.11) de belirtildiği gibi tanımlanmaktadır. Küçük HES'lerin toplam verimi, E_0 (%65-80), türbin verimine (%80-90), dişli verimi (%95), generatör verimi (%93-97) ve cebri boru hattı iletim verimine (%90) bağlı olarak değişmektedir [15].

2.3.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme

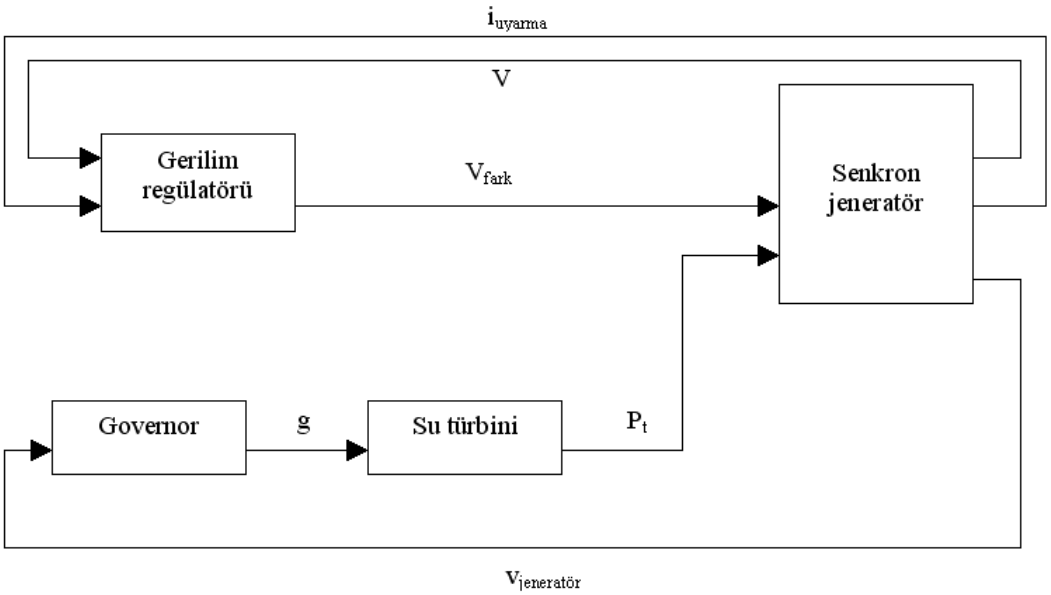
Genellikle senkron generatörler kullanılarak oluşturulan hidroelektrik sistemler bozucu etki durumunda şebekeye gerek reaktif güç kontrolü yaparak gerilimi sabitlemesi, gerekse yük alıp veya yük atarak aktif güç kontrolü yaparak sistem frekansını belirli limit değerler arasında tutması açısından en etkin kontrolü yapabilen sistemlerdir [15].

2.3.5. Küçük HES matematiksel ve benzetim modelleri

Genellikle senkron generatörler kullanılarak geliştirilen HES'ler de elektrik şebekesiyle tam uyumlu olarak çalışabilmesi için; gerilim ve devir sayısı regülatörleri ile uyarma/ikaz üniteleri mevcuttur. Pratik uygulamaların bir çoğunda HES'ler elektriksel blok şeması şekil 2.2.4'de verildiği gibi kurulmaktadırlar [16].

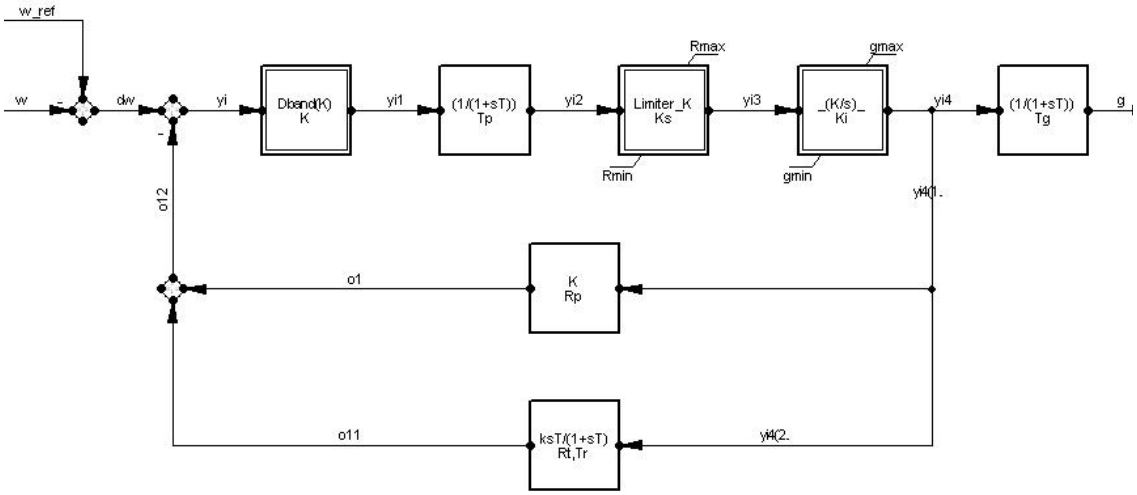


Şekil 2.19: Küçük HES sistemi genel blok şeması [16]



Şekil 2.2.8: Küçük HES benzetim modeli blok şeması [17]

Tezin benzetim çalışmalarında küçük HES'leri modellemek için kullanılan model Şekil 2.2.8'de ve bu modelde yer alan governor modeli Şekil 2.2. yer almaktadır.

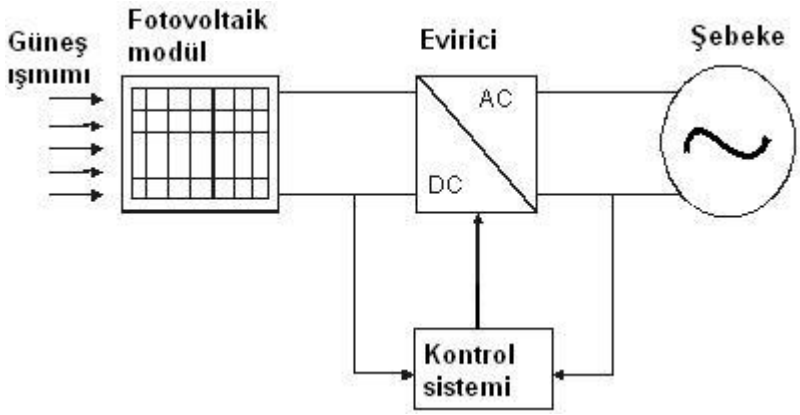


Şekil 2.21: Küçük güçlü hidroelektrik santrali governor modeli blok şeması [17]

2.4. Fotovoltaik piller

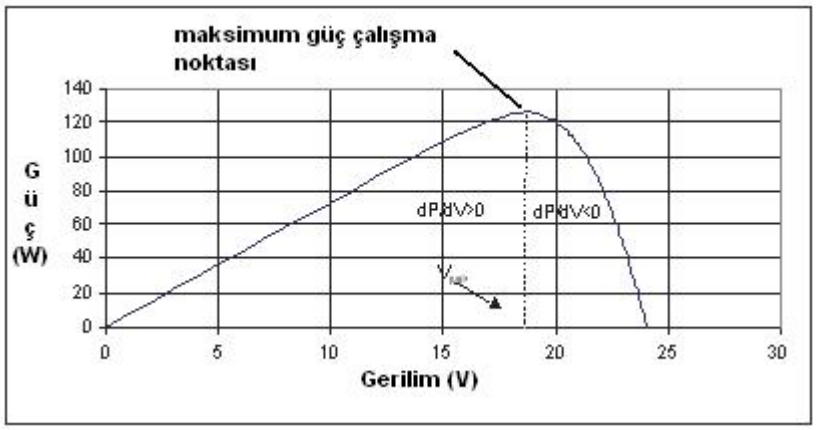
2.4.1. Fotovoltaik pillerin genel özellikleri

Güneş ışınımlarından elde edilen enerjiyi D.A elektrik enerjisine çeviren ve Şekil 2.22' de görüldüğü gibi evirici üzerinden şebekeye bağlanabilen sistemlerdir. Modüller fotovoltaik hücrelerin seri ve paralel olarak farklı kombinasyonlarda istenilen gerilim ve güç seviyesi uyarınca bağlanmasıyla oluşturulur. Şebekeye bağlanmak için evirici kullanan fotovoltaik sistemlerde gerilim ve frekans kontrolü ile koruma ve ada konuma geçme kontrolleri de evirici sistemler tarafından yapılmaktadır.



Şekil 2.22: Fotovoltaik sistem genel şeması [18]

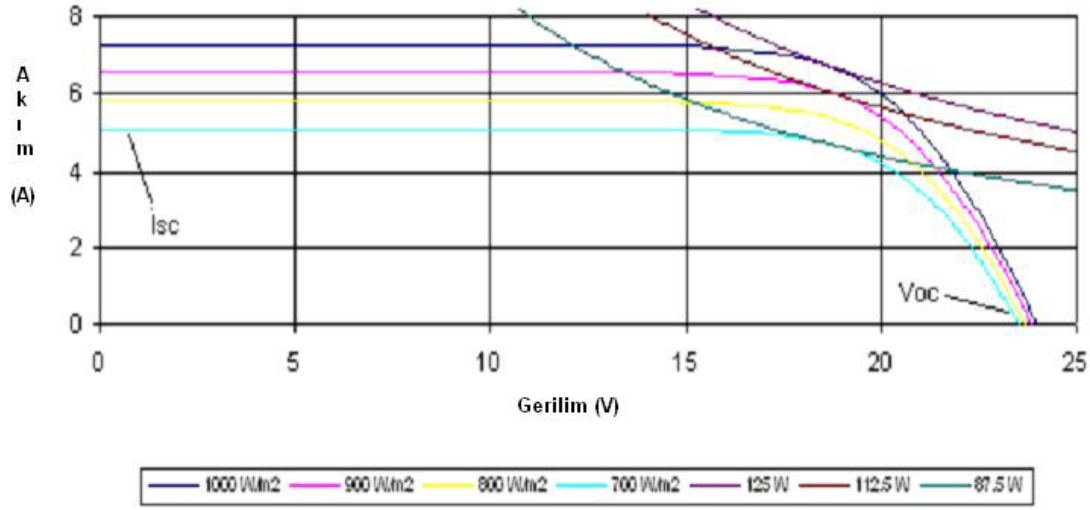
Fotovoltaik sistemler maksimum çıkış gücünü izleme metoduna göre kontrol edilirler. Bu prensipte hazırlanacak olan kontrol algoritması fotovoltaik modülün güç-gerilim eğrisi üzerindeki Şekil 2.23 ‘de belirtildiği üzere maksimum güç noktasına en yakın değerde sistemi sabit tutmaya çalışır [18].



Şekil 2.23: Fotovoltaik modül çıkış gücü-gerilim karakteristik eğrisi [18]

2.4.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri

Fotovoltaik sistem maliyetleri tesisin kurulum yeri, büyüklüğü, müşteri tipi, şebekeye bağlantı hususlarına bağlı olarak değişen teknik ve ekonomik faktörler uyarınca değişmektedir. Farklı güç seviyelerindeki fotovoltaik panellerin akım ve gerilim seviyesi değişimleri Şekil 2.24’de yer almaktadır. Birim maliyeti kurulum gücü arttıkça düşen fotovoltaik sistemlerin 10 kW üstündeki kurulum güçleri için birim maliyeti 3.5€/W ‘dır [18].



Şekil 2.24: Farklı güçlerdeki fotovoltaik paneller için akım-gerilim değişimi [18]

2.4.3. Verimlilik

Fotovoltaik sistemlerin verimliliği elde edilen net çıkış gücünün modül yüzeyine düşen toplam ışınıma oranlanmasıyla hesaplanır.

$$n_{maks} = \frac{P_{maks}}{P_{ışınım}} = \frac{I_{maks} V_{maks}}{AR_A} \quad \textbf{(2.12)}$$

Modüllerin verimliliği kullanılan malzeme ve üretim yöntemi uyarınca değişmektedir. Enerjinin büyük bir oranı modül yüzeyinde ısı olarak açığa çıkmakta, buna bağlı olarak artan modül sıcaklılığı fotovoltaik modülün verimliliğinin düşmesine neden olmaktadır [18].

Tablo 2.2: Fotovoltaik modül türlerine göre ortalama verimlilik değerleri [18]

Tür	Ortalama modül verimliliği (%)
Tek – kristalli silikon (mono c-Si)	12-15
Çok-kristalli silikon (multi c-Si)	11-14
Amorf silikon (a-Si)	5-7
Kadmiyum tellurid (cdTe)	6-7.5
CIS	9-9.5
a-SI/μ-Si	10

Tablo 2.2'de yer alan verim değerleri maksimum güç noktasında çalışmasına dayalı olarak yapılmıştır. Pratikteki uygulamalarda verimin hava sıcaklığına ve bulutluluk oranı uyarınca değiştiği gözlemlenmiş ve bu parametrelere bağlı olarak maksimum güç değeri için düzeltme değerleri Tablo 2.3'de verilmiştir.

Tablo 2.3: Güneşlilik uyarınca maksimum güç noktası takibi verimliliği [18]

Gün tipi	Maksimum güç noktası takibi verimlilik değerleri	
	Maksimum	**Minimum**
Güneşli	96%	86%
Bulutlu	94%	42%

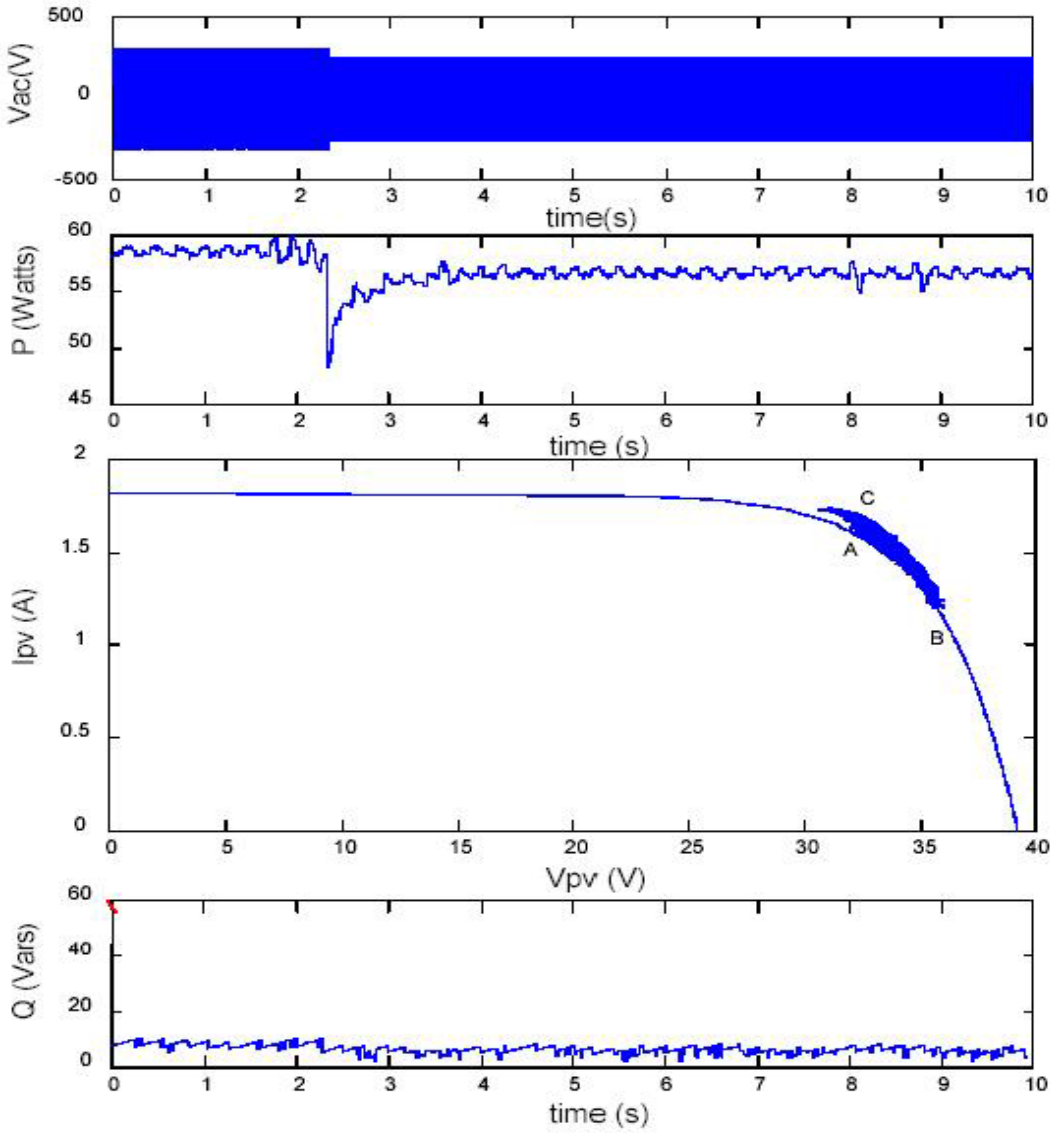
Evirici verimlilik değerleri ise kullanılan topoloji ve giriş güç değerinin eviricinin anma gücü değerine oranı Tablo 2.4'de görüldüğü üzere farklılık göstermektedir.

Tablo 2.4: Evirici tipine göre D.A-A.A evirici verimliliği [18]

A.A güç (% giriş/anma gücü)	**Evirici tipine göre D.A-A.A evirici verimliliği (%)**			
	Yüksek Frekans	**Düşük Frekans (eski teknoloji)**	**Düşük Frekans (yeni teknoloji)**	**Transformatör süz**
5	77.5	84.8	85.1	86.7
10	85.8	90.4	88.9	91.5
20	91.0	92.0	92.3	94.2
30	93.1	92.5	93.1	94.6
50	93.8	90.9	93.4	95.0
100	93.3	90.0	92.8	94.2

2.4.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özelliği

Fotovoltaik pillerin bozucu etki durumundaki performansını sisteme bağlandıkları evirici performansı belirler. Fotovoltaik piller anma akım değerlerinin 1.1-1.2 katı değerde kısa devre besleme akımına sahiptirler. Şekil 2.3.4 'de fotovoltaik pil sistemine ait sistemin t=2.3 sn anında %10 gerilim çökmesi durumunda cevabı görülmektedir [19].



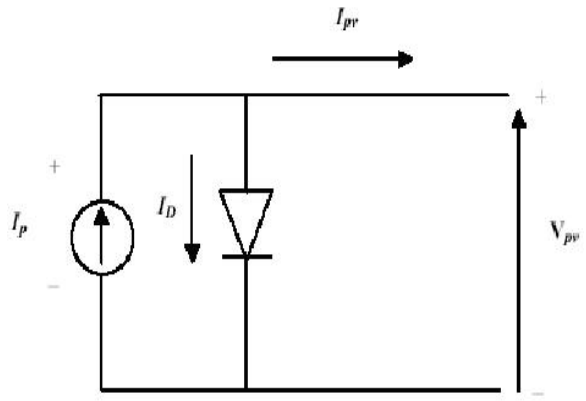
Şekil 2.25: Fotovoltaik modülün %10 luk gerilim çökmesi durumuna cevabı [19]

2.4.5. Fotovoltaik pil matematiksel modeli

Fotovoltaik sistemin elektriksel çıkış gücü karakteristiği;

$$I_{pv} = I_p - I_D = I_p - I_0(\exp(\frac{qV_{pv}}{nKT} - 1) \quad \textbf{(2.13)}$$

olarak tanımlanmaktadır. N diyot düzeltme katsayısı olup kristal hücreler için 1.3, amorf hücreler için 2 olarak alınmaktadır [20].



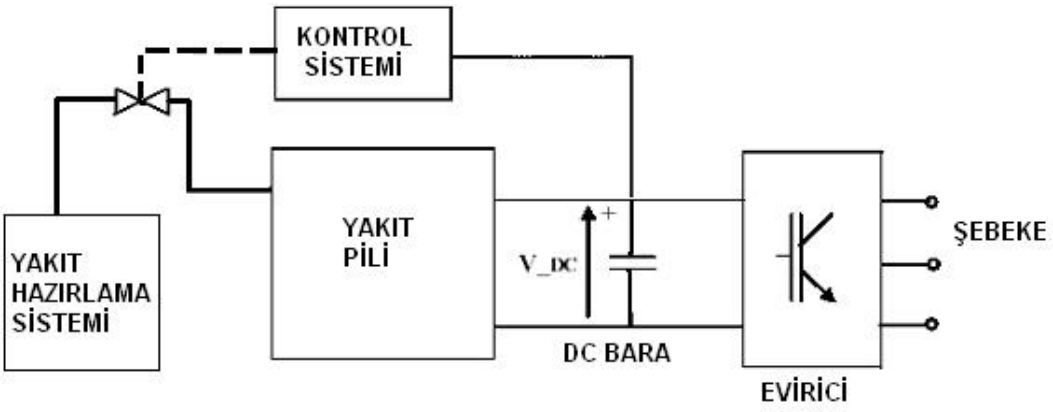
Şekil 2.26: Fotovoltaik pil basitleştirilmiş elektriksel modeli [20]

Bu tez çalışması kapsamında kullanılan fotovoltaik pil modeli sistemde yapılan yük akışları ve dinamik durum analizleri için yeterli sonuçları sağlayan PWM komütasyonlu evirici üzerinden şebekeye bağlanan Şekil 2.26'da yer alan kontrollü akım kaynağı olarak modellenmiştir. PWM eviriciler ile ilgili detaylı bilgiler tezin Ek-C bölümünde yer almaktadır.

2.5. Yakıt pilleri

2.5.1. Yakıt pillerinin genel özellikleri

Yakıt pili sistemleri ters oksidasyon reaksiyonuyla gaz fazında beslenen hidrojen ve oksijen atomlarının tepkimeye girip su oluşturarak doğru akım üreten sistemlerdir. Yakıt pili sistemleri yakıt hazırlama, yakıt pili ve güç koşullandırma sistemi olarak Şekil 2.27'de belirtildiği gibi üç temel alt sistemden oluşmaktadır. Yakıt hazırlama sistemi yakıt pili sistemine beslenecek olan hidrojenin oluşturulmasını sağlarken, yakıt pili sisteminde birbirine seri ve paralel bağlı yakıt pili hücrelerinden elektrik akımı elde edilmektedir [21].



Şekil 2.27: Yakıt pili sistemi blok şeması [21]

Güç koşullandırma sisteminde öncelikle üretilen enerjinin akım ve gerilim seviyesi düzenlenmekte ve evirici ünitesi üzerinden elektrik şebekesine bağlanabilmektedir. Tablo 2.5 ‘de verilen yakıt pili sistemleri genellikle kullandıkları elektrolitin türüne göre ve çalışma sıcaklıklarına göre sınıflandırılmaktadırlar [22] .

Tablo 2.5: Yakıt pili türleri [22]

Sıcaklık	Tip	Açıklama
Düşük sıcaklık yakıt pilleri (<200°C)	**Alkali yakıt pili**	Yakıt olarak saf hidrojen kullanan AYP ler elektrolit olarak potasyum hidroksit kullanırlar.
	Proton değişim membranlı yakıt pili	Elektrolit olarak polimer (nafyon) kullanan PDMYP ler ticari olarak en yaygın kullanımı olan yakıt pili sistemleridir.
	Doğrudan metanollü yakıt pilleri	Yakıt olarak hidrojen yerine metanol kullanan DMYP ler elektrolit olarak polimer membran içermektedirler. Özellikle, küçük taşınabilir uygulamalar için kartuş şeklinde geliştirilmişlerdir.
	Fosforik asit yakıt pilleri	Silikon karbit matris elektrodu içeren FAYP ler yakıt olarak fosforik asit kullanmaktadırlar. Çalışma sıcaklıkları 200 °C civarındadır.
Yüksek sıcaklık yakıt pilleri (>200°C)	**Ergimiş karbonatlı yakıt pilleri**	Alkali karbonat atomların yüksek iletkenlikli ergimiş karbonat iyonlarından oluşan tuzun oluşturduğu hat üzerinden iletimi yaparlar.Yüksek çalışma verimlilikleri, farklı yakıtlarla ve yüksek sıcaklıklarda (650°C) çalışabilme özellikleri EKYP ler kombine ısı-güç tesisleri için güçlü bir adaydır.
	Katı oksit yakıt pilleri	Farklı gaz türleriyle çalışabilen KOYP ler yüksek sıcaklıkta (800-1000°C) ve seramik elektrolit kullanırlar.

2.5.2. Güç aralığı ve kurulum maliyetleri

Yakıt pili sistemleri halen gelişmekte olan bir enerji üretim teknolojisi olduğu için birim enerji miktarına düşen kurulum maliyetleri açısından en yüksek sistemdir. Taşınabilir ve araç uygulamaları için düşük güç mertebelerinde üretilen türleri olduğu gibi (PDMYP-(1W-250 kW arası), kojenerasyon santrali olarak çalıştırılabilen yüksek güç mertebelerinde çalışan türleri (EKYP (250 Kw- 10MW), KOYP (1Kw-10 MW)) de mevcuttur.Yakıt pili türü uyarınca 2003 yılı verileri uyarınca ortalama kurulum kapasiteleri ve maliyetleri ile tahmini bakım maliyetleri Tablo 2.6 'da yer almaktadır [21].

Tablo 2.6: Yakıt pilleri ortalama kurulum kapasiteleri ve bakım maliyetleri [21]

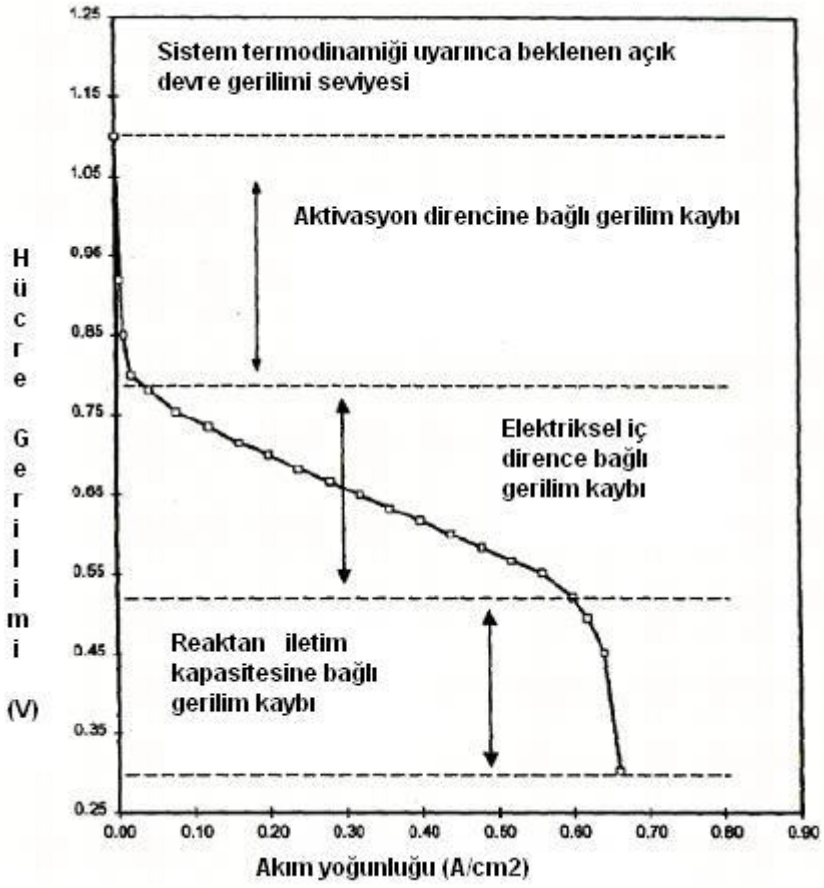
Yakıt pili türü	**PDMYP**	**PDMYP**	**EKYP**	**EKYP**	**KOYP**
Kurulum kapasitesi (kW)	10	200	250	2000	100
Toplam kurulum maliyeti (2003 $/kW)	5500	3800	5000	3250	3620
Bakım-onarım maliyeti (2003 $/kW)	0.033	0.023	0.043	0.033	0.024

2.5.3. Verimlilik

Yakıt pili sistemleri, özellikle de yüksek sıcaklık yakıt pili sistemleri, yakıt pili ünitesinin yanısıra yakıt dönüştürme sistemi, enerji koşullandırma sistemi, kontrol sistemi gibi bir çok alt sistemden oluşan büyük sistemlerdir. Bir yakıt pili sisteminin toplam verimi, üretilen elektrik enerjisinin, sisteme beslenen yakıtın ısıl değeri ile sistemdeki pompa, kompresör gibi yardımcı bileşenler için harcanan enerjinin toplamına olan oranına eşittir.

$$\eta_{toplam} = \frac{E_{elektrik}}{\lambda_{yakit} + E_{diger}} \qquad \textbf{(2.14)}$$

Burada λ, yakıtın alt ısıl değeridir. Isıl değer bir yakıtın tamamen yanması sonucu üretilen ısı miktarıdır. Bu ısı miktarı, yanma sonucunda oluşan suyun buhar veya gaz fazında olmasına göre değişir. Eğer üretilen su sıvı fazda ise, üst ısıl değer, su gaz fazda ise alt ısıl değer olarak tanımlanır. Eşitlikte $E_{elektrik}$ yakıt pilinde üretilen elektrik enerjisini, $E_{diğer}$ ise yakıt pili sisteminde, yardımcı ekipmanlara harcanan enerjiyi göstermektedir [22].



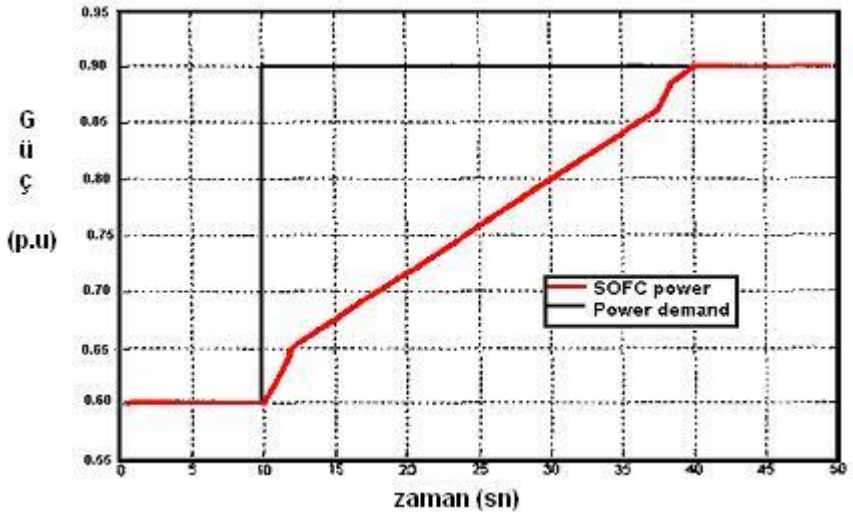
Şekil.2.28: Akım yoğunluğu artışına bağlı olarak yakıt pilini oluşturan hücrelerin gerilim değerlerinin değişimi [23]

Yakıt pillerinden çekilen akım miktarı arttıkça, yakıt pilinin kimyasal doğası gereği sistemin çıkış gerilimi Şekil 2.28'de görüldüğü gibi düşmektedir. Bu durum yakıt pili sistemlerinin hangi boyutlarda olursa olsun, çıkışında enerji koşullandırma sistemi kullanılmasını zorunlu kılmaktadır [23].

2.5.4. Bozucu etki durumunda çalışabilme özelliği

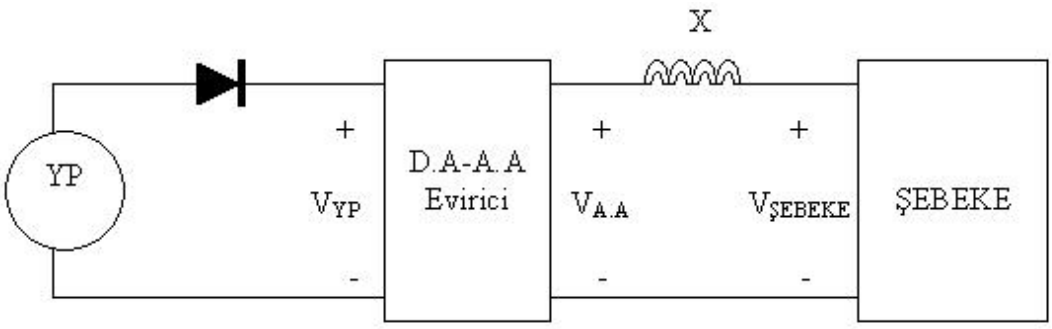
Yakıt pillerin bozucu etki durumundaki performansını fotovoltaik pillerde olduğu gibi sisteme bağlandıkları evirici performansı belirlemektedir.Yakıt pilleri kimyasal reaksiyon sonucu enerji üretimi yaptığı için sistem kesinlikle nominal çıkış değerlerinin üzerinde çalıştırılmamalıdır. Aksi durumda, özellikle reaksiyonun gerçekleştiği membranda düzeltilmesi oldukça zor olan bozulmalar meydana gelebilmektedir. Sistemin düşük kapasite çalıştırılıp, kapasite limitlerinin aşmayacağı şekilde yüklendiği durumlarda yakıt pillerinin klasik elektrik üretim tesislerine oranla

emre-amade işletilebilme özelliği açısından düşük performanslı oldukları Şekil 2.29'da görülmektedir [24].



Şekil 2.29: %40 yük artışına katı oksit yakıt pilinin cevabı [24]

2.5.5. Yakıt pili matematiksel modeli

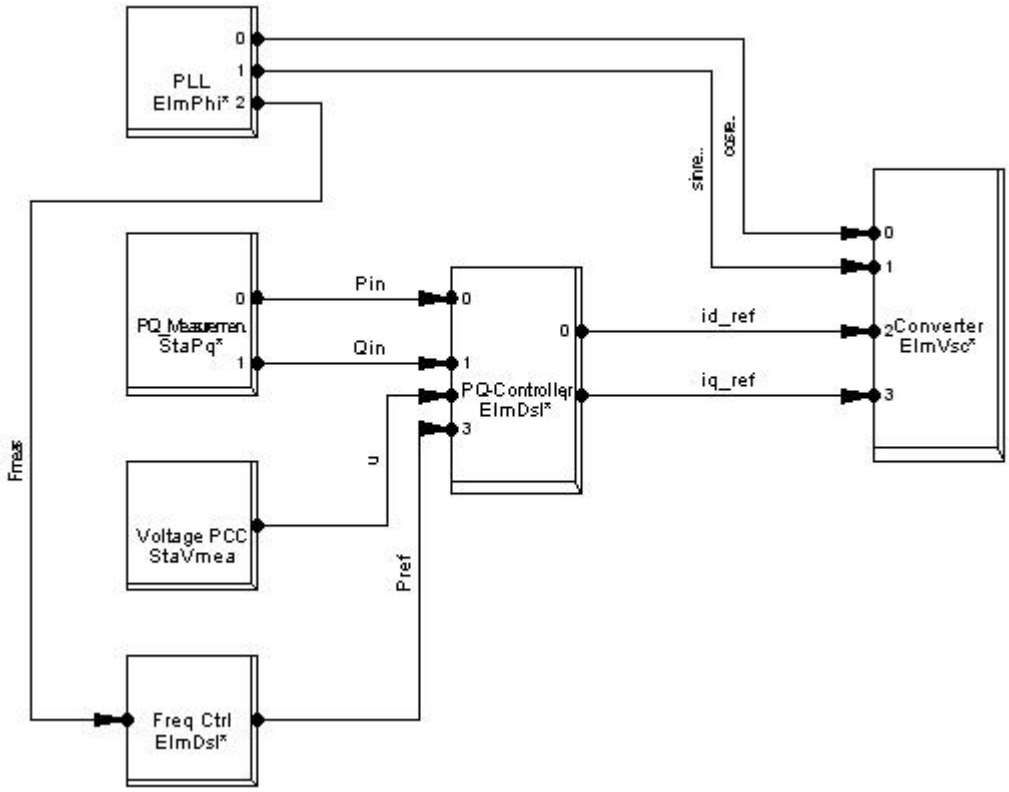


Şekil.2.30: Yakıt pili sistemi blok şeması

Yakıt pili sistemleri Şekil 2.30'da belirtildiği gibi evirici üzerinden şebekeye bağlanabilen sistemlerdir. Yakıt pili sistemine ait evirilmiş çıkış gerilimi ve sisteme iletilen aktif ve reaktif güç değerleri (2.17)'de verilmiştir [26].

$$V_{A.A} = mV_{YP}\angle\delta$$
$$P_{A.A} = \frac{mV_{YP}V_{ŞEBEKE}}{X}\sin(\delta) \qquad \textbf{(2.17)}$$
$$Q = \frac{(mV_{YP})^2 - mV_{YP}V_{ŞEBEKE}\cos(\delta)}{X}$$

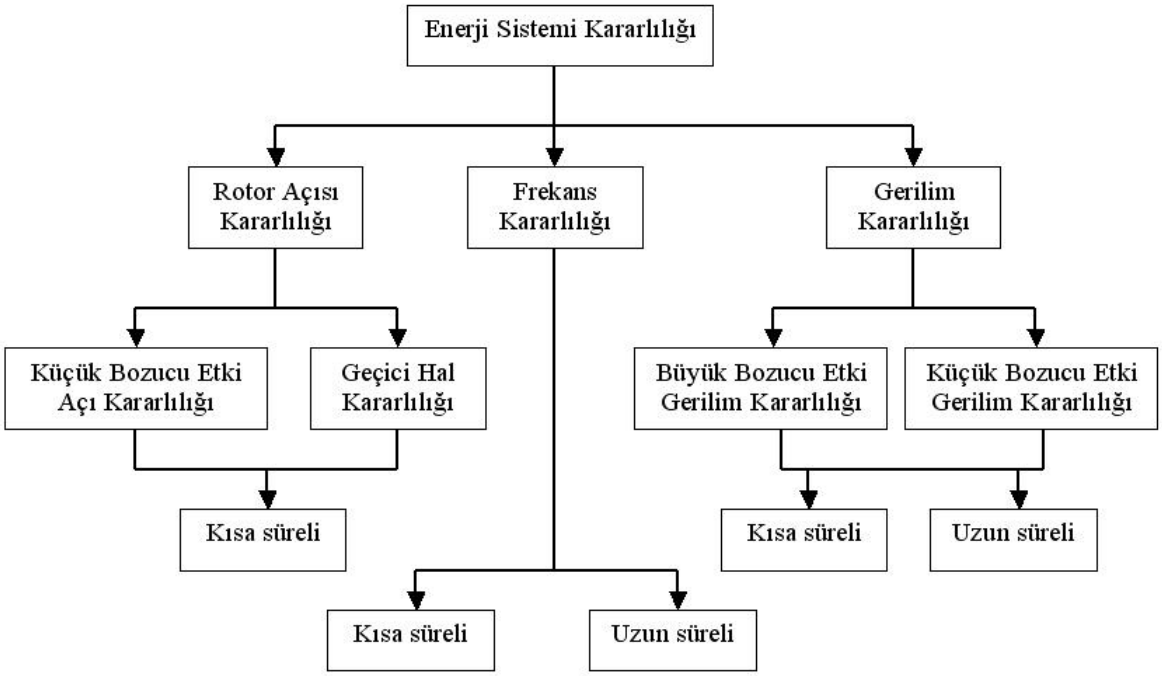
Tez çalışması kapsamında yakıt pili sistemleri modellenirken DigSilent Power Factory programının model kütüphanesinde yer alan Şekil 2.31'de verilen yakıt pili modeli kullanılmıştır.



Şekil.2.31: Yakıt pili sistemi benzetim modeli [26]

3. ENERJİ SİSTEMİ KARARLILIĞI

Enerji sistemi kararlılığı elektrik şebekesini oluşturan tüm elemanların normal çalışma koşulları altında dengeli çalışması ve sistemde herhangi bir bozucu etki oluştuktan sonra da makul bir denge durumunda da çalışmaya devam edebilmesi olarak tanımlanmaktadır. Günümüz elektrik şebekelerinde kararlılık olayı farklı karakteristik ve cevap süreleri olan çok geniş bir aralığa yayılmış elemanların oluşturduğu yüksek dereceden çok değişkenli bir süreçtir. Sistemde kararlılığın sağlanabilmesi için birbirine zıt etkilerin dengelenmesi söz konusudur. Temelde enerji sistemi kararlılığı tek bir problem olarak gözükse de, farklı türden kararsızlıkların birlikte oluşması durumunda çözümün zorluğu ve karmaşıklığı artmaktadır. Bu tip durumlar da çözüme ulaşmak için sistemi yeterli detaya sahip olacağı şekilde basitleştirmek, kararsızlılığa yol açan belli başlı etmenleri tespit etmek ve sınıflandırmak gerekmektedir.



Şekil 3.1: Enerji sistemlerinde kararlılığın sınıflandırılması [27]

Bu bağlamda enerji sistemi kararlılığı; kararsızlık durumunu oluşturan fiziksel etkinin türüne, sistemde oluşturduğu etkinin büyüklüğüne, etkilediği elemanların türüne ve etkinlik süresine göre Şekil 3.1'de yer aldığı gibi sınıflandırılmaktadırlar. Değişik kararlılık durumları arasındaki farkları bilmek sistemin en uygun tasarımını gerçekleştirmek ve çalıştırma yöntemini belirlemek adına oldukça önemlidir. Bu noktada kararlılık olayını incelerken oldukça geniş bir açıdan durum analizini yapmak ve bunu gerçekleştirirken özgün bir kararsızlık durumu için geliştirilen çözümünün bir başka probleme yol açmayacağına veya daha belirgin hale getirmeyeceğine dikkat edilmelidir.

Enerji sistemlerinin kararlılığı incelenirken göz ardı edilmemesi gereken önemli diğer iki husus ise sistem güvenilirliği ve güvenliğidir. Güvenilirlik enerji sistemlerinin tasarımda incelenen en genel hususlardan birisidir. Sistemin uzun vadede çalışmasının bir ölçüsü olan güvenilirlik, sistemin kesintiye uğramaksızın çalışabilme kabiliyetini göstermektedir. Sistem güvenliği ise en genel anlamıyla bozucu etkilerin neden olduğu tüm kısıtlılık durumlarında sistemin kullanıcılarına enerji vermeye devam edebilmesidir. Sistem güvenliği değerlendirildiğinde sistem tasarımı daha ön plana çıkarken, güvenilirlik incelendiğinde elemanların iyi tasarlanmış ve çalışıyor olması ön plana çıkmaktadır [27].

3.1. Rotor açısı kararlılığı

Normal çalışma koşullarında tüm üretim yapan makinelerin elektriksel çıkış momenti ve mekanik giriş momenti arasında hızın sabit kaldığı bir denge durumu mevcuttur. Herhangi bir nedenden dolayı denge bozulura makinaların rotorları hızlanır veya yavaşlar. Herhangi bir generatör birlikte çalıştığı diğer generatöre göre daha hızlı gidiyorsa yavaş gidene göre rotor açısı daha ileride olacaktır. Sonuçta ortaya çıkan açısal fark yükün bir kısmını yavaş makineden hızlı makineye verir. Otomatik yük paylaşımı olarak bilinen bu yönelim makineler arasındaki hız farkını ve açısal farkı azaltacaktır. Belirli sınırların ötesindeki açısal sapmadaki artış güç iletiminde azalmaya yol açacaktır. Bu açısal sapmanın daha da artması kararsızlığa neden olmaktadır. Herhangi bir durum için sistemin (rotor açısı) kararlılığı rotorların açısal durumlarındaki sapmaların yeterli düzeltme momenti oluşturup oluşturmadığına bağlıdır. Bu bozulmayı izleyen senkron makinenin elektriksel momentinde ki

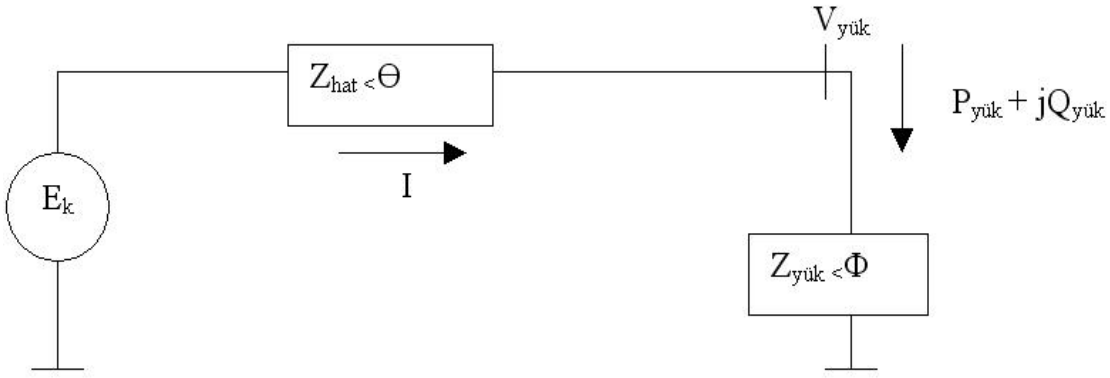
değişim senkronlama ve sönüm moment elemanları olarak iki ayrı elemana dönüştürülebilir.

$\Delta T_e = T_s \Delta\delta + T_d \Delta w$ (T_s : Senkronlama ; T_d: sönümleme) **(3.1)**

Sistemin rotor açısı kararlılığı her bir generatör için bu iki elemanın varlığına bağlıdır. İhtiyacın altında senkron moment eksikliği oluşursa, aperiyodik kayma sonucu kararsızlık olayı oluşmaktadır. Eğer yeterli sönüm momenti yoksa, salınımsal kararsızlık oluşmaktadır [28].

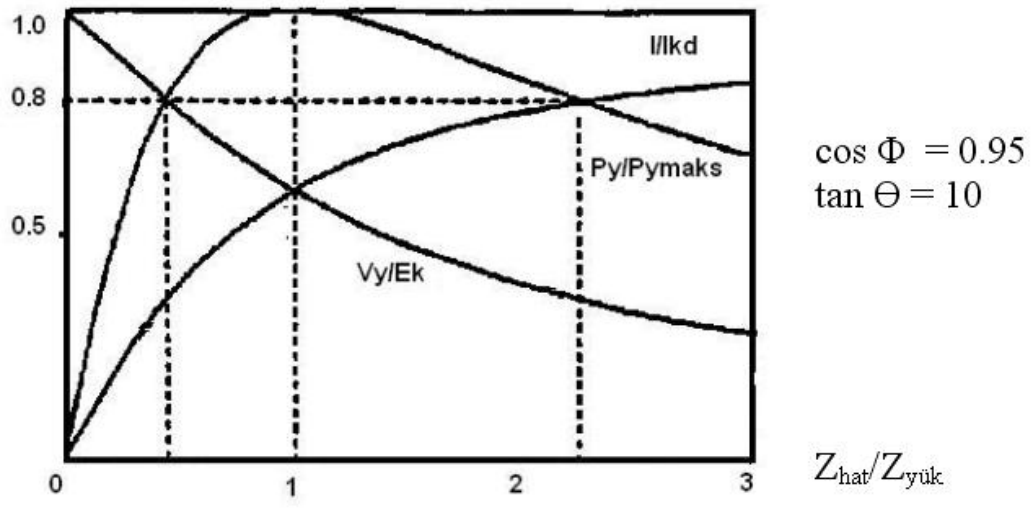
3.2. Gerilim kararlılığı

Genel olarak aşırı yüklenmiş sistemlerde oluşan kararsızlık durumlarının temeli, aslında şebekenin mevcut talepleri karşılamakta yetersiz kalmasından ileri gelmektedir. Özellikle yüksek endüktanslı şebekelerde aktif ve reaktif enerji transferi esnasında gerilim kararlılığını ilgilendiren durumlar gözlemlenmektedir. Bunun yanı sıra generatörün reaktif güç ve gerilim kontrolü kapasitesi, şebekeye bağlı yüklerin karakteristikleri, dağıtım sistemi gerilim regülatörleri ile indirme istasyonu trafo kademe değişim ayarları ve reaktif güç kompanzasyon cihaz karakteristikleri gerilim kararlılığını etkileyen önemli etmenler arasında gelmektedir.



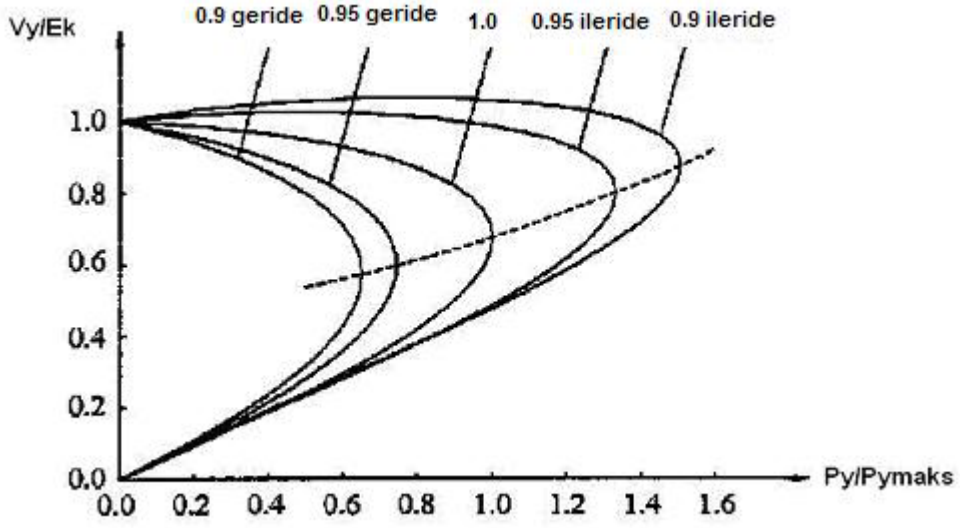
Şekil 3.2: Temel radyal sistem modeli [28]

Şekil 3.2'de verilen basitleştirilmiş radyal elektrik şebekesinin yük karakteristiklerine bağlı olarak gerilim, akım ve güç seviyelerindeki değişim Şekil 3.3'te yer alan grafikteki gibidir. Şekilden görüldüğü üzere yük talebi arttıkça ($Z_{yük}$ değeri azalırken) $I_{yük}$ değeri artar ve $V_{yük}$ değeri azalmaktadır. $P_{yük}$ değeri önce artar,fakat tepe değerine ulaştıktan sonra azalmaya başlamaktadır.



Şekil 3.3: Yüke bağlı olarak gerilim, akım ve güç değerlerinin değişimi [28]

$P_{yük}$ değeri hat ve yük empedansları birbirine eşit olduğu durumda maksimum değerini alır. Bu nokta kritik çalışma noktasını belirlemektedir. Örneğin yük talebi sistemi bu noktadan daha ileride bir çalışma noktasına taşırsa sistemde yükü değiştirerek gerilim kontrolü yapmak sistemi kararsızlık durumuna sokmaktadır. Bu tip bir durumda çalışma beslenen yükün karakteristiğine bağlıdır. Örneğin sabit-admitans tipi yük besleniyorsa, sistem nominal gerilimden daha düşük bir kararlı bir değere gelmektedir. Fakat, yük eğer düşük-yük kademe ayarlı bir trafo üzerinden besleniyorsa, kademe üzerinden gerilim kontrolü istenmeyen bir gerilim kararsızlığı durumuna yol açabilmektedir. Yük iletilecek gücün maksimum değerini değiştirmek için E_k değerini artırmak veya yükün açısını Φ değerini düşürmek gerekmektedir.



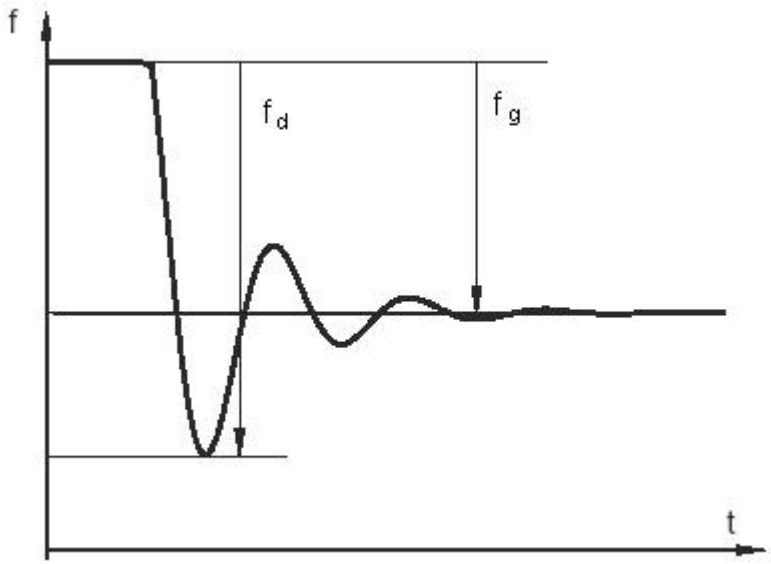
Şekil 3.4. Farklı güç faktörleri için P-V eğrileri [28]

Genellikle gerilim kararlığı durumu incelenirken yük gerilimine bağlı olarak değişen iletilen aktif gücün farklı güç faktörü değerlerinde değişimini veren şekil 3.4'de verilen birime indirgenmiş güç ve gerilim değerleri arasındaki değişimi belirten P-V eğrileri kullanılmaktadır [28].

3.3. Frekans kararlılığı

Elektrik şebekesinin herhangi bir noktasında meydana gelen birkaç saniyelik bir bozucu etkiden veya sistemin nominal çalışması durumunda meydana gelebilecek küçük bozucu etkilerden kaynaklanan değişimlere sistemin cevabı genel olarak frekans kararlılığı başlığı altında toplanmaktadır. Küçük bozulmaların etki süreleri ne olursa olsun sistem kararlı ise bir süre sonra işletme koşullarında çalışmayı sürdürmesi gereklidir. Sisteme ilişkin bütün parametrelerin bozulmadan önceki değerleri ile bozulma sonrası değerleri arasındaki fark çok küçük ise sistem başlangıç koşullarında çalışıyor olarak tanımlanabilmektedir.

UCTE frekans standardı uyarınca normal işletme koşullarında frekans seviyesindeki değişim 200 mHz (+/- 100 mHz) bandı içerisinde olmalıdır. Üretim ve talep dengesini bozan değişik arızalar ya da rasgele sapmalar, primer kontrol dahilinde bulunan üretim setlerinin primer kontrol edicilerin her zaman reaksiyonda bulunacağı bir frekans sapmasına sebep olmaktadırlar. Primer kontrol ile bütün enterkoneksiyon ortaklarının kolektif bağlılığı arasındaki oran, üretilen güç ile tüketilen güç arasındaki dengenin derhal geri yüklenmesini getirecek, böylece sistem frekansının izin verilen limitler içerisinde kalmasını sağlayacak şekilde olacaktır. Frekansın izin verilen limitleri aşması durumunda, primer kontrol kapsamı dışındaki, (otomatik) yük atma gibi önlemler gerekmektedir. Sistem frekansında meydana gelebilecek tüm sapmalar (f_d: dinamik frekans sapması, f_g: geçici kararlılık durumu sapması), primer kontrole tabi olan bütün generatörlerin primer kontrol edicilerinin en kısa süre (2-30 sn arasında) içerisinde tepki göstermesine sebep olacaktır. Kontrol edici üniteler, generatörlerin teslim ettiği gücü, güç çıkışı ile tüketim arasındaki denge yeniden kuruluncaya kadar ayarlamaya devam ederler. Denge kurulur kurulmaz, sistem frekansı stabilize olarak geçici kararlılık değerinde kalmaktadır ancak işlemin oransal tipini sağlayan generatörlerin yüzde eğimi yüzünden frekans nominal değerinden farklılık göstermektedir.



Şekil 3.5: Şebeke de oluşan bozucu etki sonrası tipik frekans cevabı [29]

Dinamik frekans sapmasının, f_d, büyüklüğü temel olarak aşağıdaki hususlarla belirlenmektedir:

- güç çıkışı ile tüketimi arasındaki dengeyi etkileyen arızanın etkileri ve zaman içinde gelişimi;
- sistemde ki döner makinelerin kinetik enerjisi;
- primer kontrol, primer kontrol rezervi ve onun bu generatörler arasındaki dağılımına tabi olan generatörlerin sayısı;
- makinelerin (kontrol ediciler dahil) dinamik karakteristikleri
- yüklerin dinamik karakteristikleri, özellikle yüklerin kendiliğinden regülasyon etkisi.

Geçici kararlılık durumu frekans sapması, f_g, arızanın uzanımı ve şebeke güç frekans karakteristiği tarafından belirlenmekte olup, temel olarak;

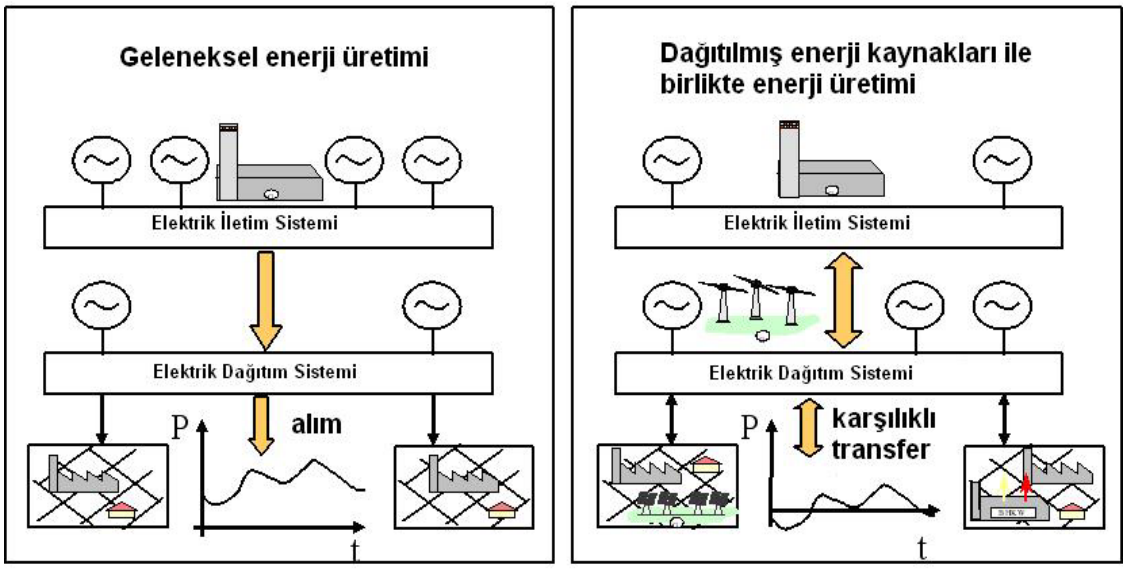
- senkron alanı içerisindeki primer kontrole tabi olan bütün generatörlerin yüzde eğimi;
- tüketimin sistem frekansı içindeki değişikliklere duyarlılığı,

özelliklerinden etkilenmektedir [29].

4. YES' LERİN MEVCUT ŞEBEKEYE BAĞLANTI ÖLÇÜTLERİ

Mevcut elektrik iletim ve dağıtım ağlarında enerji akışı tek yönlü olarak yüksek gerilim iletim sisteminden son kullanıcıların bağlı olduğu pasif dağıtım sistemine doğrudur. Genellikle dağıtım sistemlerinin bir çoğu dağıtım kısmında üretim olmaksızın radyal olarak çalıştırıldıkları için, aktif ve reaktif güç akışı her zaman yüksek gerilim seviyelerinden daha düşük gerilim seviyelerine doğru olmaktadır. Ancak, günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının artan kullanımı ile enerji akış yönü değişmeye başlamıştır. Bu durumun kaçınılmaz bir sonucu olarak dağıtım sistemlerinin iki yönlü enerji transferini sağlayabilen ve gerilim seviyesinin üretimle birlikte yükler tarafından belirlenebildiği aktif bir sistem haline dönüşmesi gerekmektedir.

Özellikle son yıllarda dünya genelinde enerji transferinin tüketim tarafından iletim sistemi havuzuna doğru olduğu merkezi üretime alternatif olarak geliştirilen dağıtılmış enerji üretimi olarak tanımlanan kavram oldukça yaygınlaşmaktadır. Dağıtılmış (merkezi olmayan) enerji üretiminin (DEÜ) enerji dağıtım sistemlerinde artması elektrik şebekelerinin durağan (normal çalışma) ve geçici hal durumlarını etkilemektedir. Özellikle gerilim seviyesinin kontrolü çok önem arz etmektedir.



Şekil 4.1: Dağıtılmış enerji kaynaklarıyla birlikte enerji üretimi [30]

Dağıtılmış enerji kaynaklarının uygun olmayan yerlere bağlantısı gerilim çökmelerine veya yükselmelerine sebep olabileceği gibi, kayıpların artmasına ve iletim hatlarında aşırı yüklenmelere neden olmaktadır. Bu noktada, DEÜ kaynaklarının mevcut elektrik sistemi ile en uygun şekilde çalıştırılabilmesi için bağlantı ölçütlerinin sisteme uygun olarak tanımlanmış olması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Herhangi bir DEÜ kaynağının şebekeye bağlantısı yapılmadan önce mutlaka sistem üzerinde yapacağı etkilerin teknik ve ekonomik değerlendirmesi yapılmalıdır. DEÜ kaynaklarının etkileri faydalı olabileceği gibi bazı durumlarda ise sistem kararlılığı ve enerji kalitesi ile ilgili olumsuz sonuçlara da neden olabilmektedirler. DEÜ kaynaklarının büyüklüğü ve çıkış gücü dağıtım sisteminde gerilim seviyesi değişim oranının artmasına sebep olmaktadır. Genellikle, tüketicilere yakın noktalarda şebekeye bağlantı yapan küçük güçlü DEÜ kaynakları iletimden kaynakları kayıpları azaltmakta ve dolayısıyla besleme hatlarının ucunda oluşan gerilim düşümlerini de azaltmaktadırlar. Üretilen enerji DEÜ kaynağına yakın tüketiciler tarafından kullanıldığı durumlarda sistem üzerinde en düşük etkiler oluşmaktadır. Fakat özellikle DEÜ kaynaklarının tüketicilerden uzak olduğu, üst gerilim seviyelerine doğru enerji transferinin gerektiği durumlarda iletim hatlarının aşırı yüklenmesine ve kayıpların artmasına sebep oldukları bilinmektedir. DEÜ kaynaklarının kurulum kapasiteleri bağlı oldukları dağıtım sistemi içerisinde kararlılığı bozmamak için genellikle ticari kaygılardan kaynaklanan sebeplerden dolayı sabitlenmiştir [30].

DEÜ kaynakları çok çeşitli ve farklı teknolojik sistemlerden oluşmaktadır. Pratikte, şebekeye doğrudan generatörler üzerinden veya güç elektroniği sistemleri üzerinden bağlanmaktadırlar. Enerji sistemine bağlantı açısından değerlendirildiğinde DEÜ kaynakları iki temel sınıfa ayrılmaktadırlar [31]:

1. senkron ve asenkron generatörlerin oluşturduğu rotatif (döner) makineler
    - senkron generatörler: içten yanmalı dizel generatörler ve gaz türbinleri, HES, RES
    - asenkron generatörler: RES ve küçük HES
2. evirici tabanlı DEÜ kaynakları: Yakıt pilleri, Fotovoltaik, Mikrotürbin ve RES

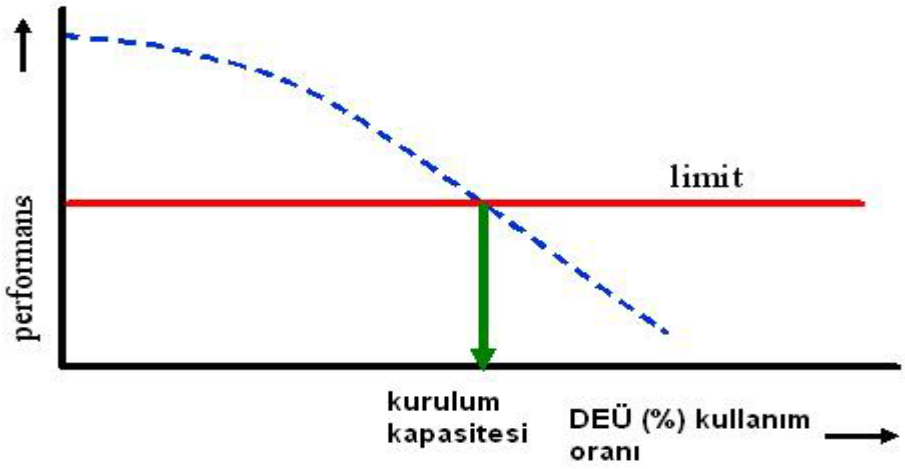
DEÜ kaynaklarının şebekeye bağlantı durumu incelendiğinde kararlı durağan durumlar için benzer etkilerinin olduğu ancak birbirlerinden oldukça farklı geçici hal durumları için dinamik etkileri olduğu bilinmektedir.

Döner makinelerde dönen kütle enerji depolama sistemi görevi görmektedir. Enerji sistemi ile yük arasında dengesizlik durumlarında generatör hızlanarak veya yavaşlayarak dengelemeyi ve sistem kararlılığının korunmasını sağlamaktadır. Senkron generatörlerde üretilen gerilimin frekansı doğrudan şaftın hızına bağlı olduğu için generatörün mekanik eylemsizlik momenti ani frekans değişimlerini engellemektedir. Bu sebeple enerji ağı içerisinde generatörlerin eylemsizliği ne kadar fazla ise, ani frekans değişimlerinin olması daha az beklenmektedir. Kısa devre hatası durumunda, rotatif makineler sabit gerilim kaynağı gibi davranmaktadırlar. Generatör indirgenmiş şebeke empedansını gördüğü için beslenen akım değeri nominal akımın 5–6 katına çıkabilmektedir. Asenkron generatörler şebeke üzerinden mıknatıslanıp, hata anında demagnetize oldukları için hata akımı sıfırlanmadan önce 20–50 ms arası yüksek hata akımı ile katkı yapabilmektedirler. Buna rağmen senkron generatörler yüksek hata akımları durumunda 3-5 sn arasında dayanabilmektedirler.

Evirici kullanan sistemlerde ise D.A. bağlantı hattında yer alan kondansatörler enerji depolama işlevini sağlarlar. Şebekeden alınan ve yüklere transfer edilen enerjinin dengesizliği durumunda kondansatör gerilimi azalıp artarak dengelemeyi sağlamaktadır. Eviricilerde frekans kontrolü hassas kontrolörler yardımıyla yapılmaktadır. Gerilim kaynağı eviriciler (VSC) dış kaynaklı bir kısa devre hatası durumunda kontrollü akım kaynağı gibi davranırlar ve anma akımı değerinin biraz üstünde bir akım değerini besleyebilirler. Yüksek hata akımı durumunda çeviricilerin çalışabilmesi için kullanılan yarı-iletken anahtarlama elemanlarının büyüklüklerinin dolayısıyla ısıl yüklenme kapasitelerinin artırılması gerekmektedir [32].

DEÜ kaynaklarının bağlandığı şebeke içerisinde etkilerinin analizi yapılırken sonuçları etkileyen en önemli etmenlerden birisi de DEÜ kaynaklarının şebeke içerisinde kullanım oranıdır. Bu oranlar literatürde çoğunlukla, DEÜ gücünün hata gücüne (kısa devre MVA) oranı, DEÜ gücünün transformatör gücüne oranı veya DEÜ gücünün toplam kurulu güce oranı olarak tanımlanmaktadır. DEÜ kaynaklarının kullanım oranı şebekeye bağlanabilecek DEÜ kaynaklarının kurulum gücünün üst limit değerinin belirlenmesinde oldukça önemlidir. Mevcut elektrik şebekesine tanımlı performans ölçütleri tarafından belirlenen sınır değerler

aşılmadığı sürece DEÜ kaynaklarını bağlamak mümkün olabilmektedir. Performans değerleri ise üretim kaynaklarına, şebekenin çalıştırılmasına ve yüklerin gereksinimlerine göre çeşitlilik arz etmektedir. DEÜ kaynaklarının kurulum kapasitesini güvenilirlik, enerji kalitesi, kısa devre hata katkısı, hata akım seviyeleri, geçici hal kararlılığı gibi çeşitli şebeke üzerinde etkileri yüksek olan farklı etmenler belirlemektedir [33].



Şekil 4.2: DEÜ kullanım oranının tanımı

Analiz çalışmalarında DEÜ kaynaklarının şebeke üzerindeki etkilerini incelemek için yenilenebilir enerji kaynaklarının bağlantı noktasının kısa devre gücünün tespiti, bu değer uyarınca gerilim değişimleri ve buna bağlı olarak kayıpların analizi, düşük ve yüksek oranda YEK kullanımına bağlı olarak kurulu gücün, bağlantı noktasının yerinin ve bu tip bir uygulama için YEK kaynaklı üretim kaybının tüm sistemin geçici hal kararlılığına etkileri incelenecektir. Bu kapsamda sistem kayıplarının farklı kullanım oranları uyarınca niceliksel değişimleri ile şebeke geriliminde ve güç akışında oluşan durağan ve geçici değişimler incelenecektir.

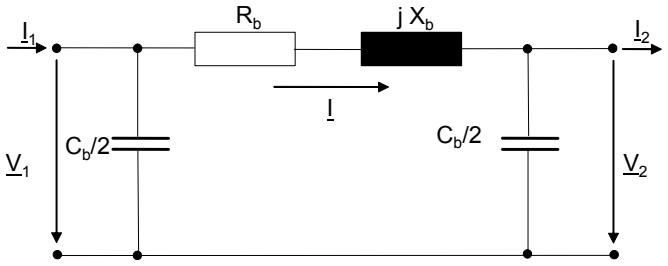
4.1. Bağlantı noktasının kısa devre gücü

Yenilenebilir enerji kaynakları (büyük hidrolik santraller hariç) klasik enerji santralleri ile güç açısından kıyaslandığında oldukça küçük enerji yoğunluğuna sahiptirler. Bu yüzden yatırım maliyetleri açısından değerlendirildiğinde bu tip küçük üretim kaynaklarını mevcut şebeke sistemi bağlantısının en tabi yolu mevcut dağıtım ve iletim sistemine ait trafo merkezleri üzerinden sisteme bağlanmalarıdır. Ülkemizde EPDK ve TEİAŞ tarafından uygulanmakta olan yenilenebilir enerji

santrallerinin bağlantı kriterleri uyarınca (özellikle rüzgar santralleri için) bağlantı yapılacak trafo kısa devre gücünün %5 değerini geçmeme kısıtlaması getirilmiştir [2]. Bu sınırlama değeri ise dünya genelinde uygulanmakta olan güçlü şebeke tanımı uyarınca esas alınarak hesaplanmıştır. Bu değer aslında pratikte uygulamalar için genel-geçer bir değer olup aslında her YES'in kurulum gücü bağlantı yapacağı şebekenin her hangi bir noktası uyarınca değişmektedir.

4.2. Gerilim değişimleri

Yenilenebilir enerji kaynaklarının çıkış gücündeki değişim uyarınca şebeke gerilimi seviyesinde azalma ve artma yönünde yavaş değişimler gözlemlenmektedir. Özellikle doğrudan şebekeye bağlı rüzgar türbinlerinde oldukça baskın olan bu özellik, evirici üzerinden bağlanan santrallerde nispeten daha az gözlemlenmektedir. EN50160 standardı uyarınca orta gerilim şebekesindeki gerilim değişimleri +/- %10 V_{rms} değerini geçmemelidir.



Şekil 4.3: İletim hattı π-eşdeğer devresi

Orta uzunlukta bir iletim sistemine ait havai hattın π-eşdeğer devresi şekildeki gibidir. Dielektrik kayıplarının sebebi olan kaçak direnci modele eklenmemiştir

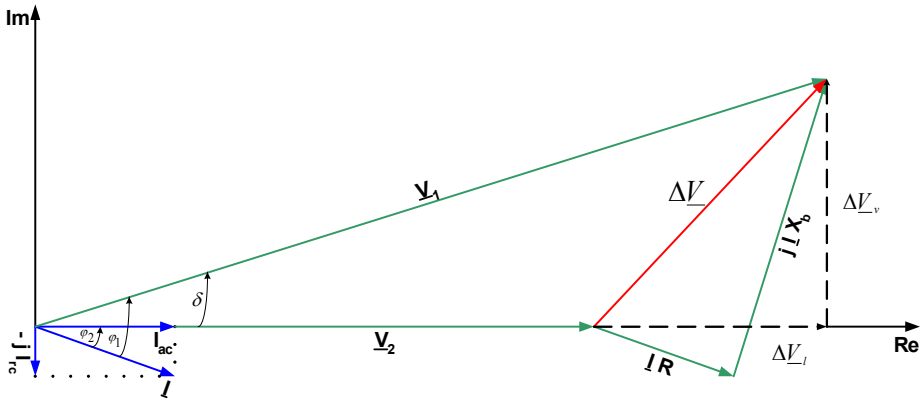
Hattın seri empedansı;

$$\underline{Z_b} = R_b + j \cdot X_b \qquad \textbf{(4.1)}$$

olarak tanımlanmaktadır. Hattın kapasitif etkisini gösteren paralel eleman ihmal edilirse hattın gerilim düşümü, ΔV, aşağıdaki gibi modellenmektedir;

$$\begin{aligned} \underline{\Delta V} &= \underline{I} \cdot \underline{Z_b} \\ &= (I_{ac} - j \cdot I_{rc}) \cdot (R + j \cdot X_b) \\ &= I_{ac} \cdot R + I_{rc} \cdot X_b + j \cdot (I_{ac} \cdot X_b - I_{rc} \cdot R) \end{aligned} \qquad \textbf{(4.2)}$$

ΔV için fazör grafiği ise aşağıdaki gibidir.



Şekil 4.4: Gerilim düşümü fazör diyagramı [34]

Gerilim düşümünün küçük olacağı kısa dağıtım hatları için ΔV ise,

$$\Delta V \approx \frac{R_b P + X_b Q}{V_2} = \frac{R_b (P_Y - P_{\dot{U}}) + X_b (Q_Y - Q_{\dot{U}})}{V_2} \qquad \textbf{(4.3)}$$

şeklinde elde edilmektedir. Dağıtım hat empedanslarının genellikle reaktif bileşeninin rezistif bileşene oranla daha büyük olmasından dolayı gerilimin genliğinin reaktif güç değişimlerinden aktif güç değişimlerine oranla daha fazla etkilendiği (4.3) de yer alan denklemde görülmektedir.

Kablolarda ise, kablo empedansı kablo uzunluğu ile doğru, kesiti ile ters orantılı olarak değişmektedir. Her ne kadar kablo direnci artan kesite bağlı olarak azalsa da, kablonun endüktans değerinde önemli değişiklik görülmemektedir. Örneğin yüksek ısıl (direnç) değeri olan kablolarda reaktif güç değişimlerinde gerilim seviyesi fazla değişmezken, kesiti yüksek kablolarda (düşük direnç, yüksek endüktans) reaktif güç değişimleri gerilim seviyesini önemli ölçüde kayıplara bağlı olarak etkilemektedir. Dağıtım sisteminde aktif ve reaktif güç akışının aynı yönde olması genellikle gerilim seviyesindeki düşüşü veya yükselmeyi daha da olumsuz şekilde etkilemektedir. Bazı durumlar da ise, reaktif güç ile aktif güç akış yönlerinin zıt oluşu sistem gerilim kararlılığını olumlu şekilde etkilemektedir. Bundan dolayı birçok elektrik dağıtım şirketi DEÜ kaynaklarının birim güç faktöründe çalışmasını zorunlu kılarak, akışlardan kaynaklanacak yüklenmeleri giderme yoluna gitmişlerdir. Diğer uygulanan alternatif çözüm yolu ise DEÜ kaynaklarını şebekeden reaktif güç alacak şekilde çalıştırıp, gerilim yükselmeleri durumunda gerilimi eski değerine çekecek şekilde kullanmaktadır.

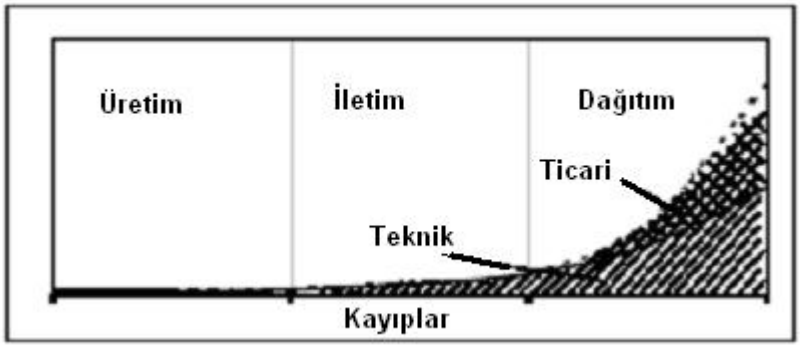
Tablo 4.1: EN50160 standardı - Dağıtım sistemleri için gerilim limit değerleri

Gerilim karakteristikleri	**Limit değerler**		**Ölçüm ve değerlendirme parametreleri**			
	Düşük-Gerilim (Vr<1kV)	**Orta-Gerilim (1kV<Vr<35kV)**	**değer**	**Ortalama aralığı**	**Ölçüm süresi**	**%**
Gerilim değişimleri	Vr ± 10% Vr +10 / -15%	U_c +/- 10%	RMS	10 dak.	1 hafta 1 hafta	95% 100%
Ani gerilim değişimleri	<5% Vr (gün içerisinde birkaç kez oluyorsa 10% Vr ye kadar)	<4% U_c (gün içerisinde birkaç kez oluyorsa 6% U_c 'ye kadar)	RMS		1 gün	100%
Fliker	Uzun dönem fliker yoğunluğu P_{lt}≤1				1 hafta	95%
Gerilim çökmeleri (10 ms-1 dak, U_{RMS} < 90% $Vr_{,c}$)	Gösterge: 10 - 1000 / yıl: genellikle 1s den daha kısa ve %60 dan daha az gerilim çökmesi Bazı bölgelerde %10-15' lere kadar gerilim çökmeleri normal karşılanmaktadır		RMS, süre		1 yıl	100%
Kısa süreli kesinti (< 3 dak, U_{RMS} < 1% $Vr_{,c}$)	Gösterge: 10 ile 300/ yıl. %70 'i 1 s'den daha kısa sürmektedir.		RMS, süre		1 yıl	100%
Uzun süreli kesinti (> 3 dak, U_{RMS} < 1% $Vr_{,c}$)	Gösterge: 10 -50 / yıl		RMS, süre		1 yıl	100%
Faz-toprak arası kalıcı aşırı gerilimler	Üst limit 1.5 kV	Üst limit 1.7 veya 2.0 U_c (nötr bağlantısına göre)	RMS			100%
Faz-toprak arası geçici aşırı gerilimler	Üst limit 6 kV Yükselme zamanı 1 µs ile 1 ms arası		Tepe değer			100%
Gerilim dengesizliği	negatif/pozitif sıra oranı <2% Bazı bölgelerde bu oran %3 e kadar		10 dakikada bir hesaplanmış RMS		1 hafta	95%

Dağıtım sistemi operatörleri müşterilerine sağladığı elektriğin gerilim seviyesini değişken yüklenme durumlarına rağmen tanımlı olan limit değerler içerisinde vermek zorundadır. Dağıtım sistemlerinde gerilim kontrolü genellikle en uçta yer alan kullanıcıya verilen gerilim seviyesinde kayıplara bağlı düşümleri telafi ederken yakında yer alan kullanıcıları aşırı gerilim sınır değerlerine getirmeden transformatör çıkış gerilim değerinin tapa ayarları değiştirilerek ayarlanması şeklinde yapılmaktadır. Belirlenecek gerilimin kontrol aralığına göre dağıtım sisteminin yatırım maliyeti önemli ölçüde değişmektedir. Pratikte dağıtım sistemlerinde; yükte ve yüksüz tapa değiştiriciler, hat reaktörleri, besleme hattının uzunluğunu kısıtlama, reaktif güç ilavesi (kondansatör grupları, Statik VAR, senkron makinalar), büyük enerji santrallerinin uyarma kontrolü yöntemleri gerilimi düzenlemek için kullanılmaktadır [34].

4.3. Kayıplar

Şebeke içerisindeki kayıplar sabit kayıplar ve yüke bağlı değişken kayıplar olmak üzere ikiye ayrılabilirler. İletkenlerdeki ısıl kayıplar ve transformatörlerdeki kısa devre hatası durumunda oluşan kayıplar değişken kayıplar olarak, makinaların ve cihazların açık devre kayıpları ile ölçüm ekipmanlarının (akım, gerilim trafolarının) iç tüketimi ise sabit kayıplar olarak tanımlanmaktadır.



Şekil 4.5: Kayıpların şebeke içerisinde dağılımı [35]

Genellikle elektrik şebekelerinde kayıpların çoğu dağıtım seviyesinde ağırlıklı olarak da teknik olmayan problemlerden (kaçak elektrik kullanımı) kaynaklanmaktadır.

Teknik kayıplar ise üç ana başlık altında özetlenmektedir [35]:

1. Hat kayıpları:

$$P_L = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad \textbf{(4.4)}$$

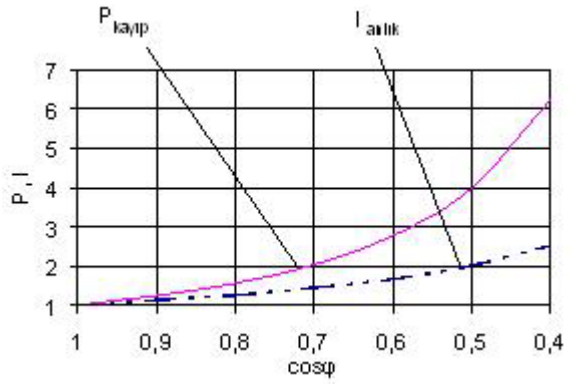
2. Dielektrik kayıpları: hatların kapasitif özelliğinden kaynaklanan ağırlıklı olarak gerilim seviyesinden etkilenmektedir.

$$P_{diel} = V^2 \cdot \omega . C_0 \cdot \tan \delta \quad \textbf{(4.5)}$$

(w:2πf, C_0: eşdeğer kapasitans, tanδ: dielektrik kayıp faktörü)

3. Transformatör kayıpları
    a. Yüke bağlı sarımlardaki kısa devre kayıpları
    b. Demir çekirdeklerinin mıknatıslanmasına bağlı açık devre kayıpları

Enerji kayıpları akımın etkin değerinin karesi ve azalan güç faktörü değerleri ile doğru orantılı olarak değişmektedir. Bunlara bağlı olarak gerilim düşümü yükün artan güç talebi ile artarak değişmektedir.



Şekil 4.6: Güç ve akım değerlerinin cosφ'ye bağlı olarak değişimi [35]

Ayrıca, şebeke içerisinde güç faktörü düzeltmesi kayıpları önemli ölçüde azaltmaktadır. Şekil 4.6 da verilen grafik uyarınca cosφ değerinin 0.7'den 0.9'a değişmesi ortalama %40 mertebesinde sistem kayıplarında azalmayı sağlayabilmektedir. Pratikte, teknik ve ekonomik sebeplerden dolayı reaktif güç kompanzasyonu şebekenin düşük gerilim tarafında yapılmaktadır. Bu sebepler, başlıca; servis kayıplarının maliyetlerini azaltmak, transformatörlerin yatırım maliyetlerini düşürmek, tüm düşük gerilim sistemi içerisinde gerilim kararlı seviyede tutmak olarak sıralanmaktadır. DEÜ kaynaklarının şebekenin uç noktalarına bağlantısı, merkezi üretimden uç noktalara taşınan enerjiyi azaltacağı için, sistemin iletim kayıplarının azaltılmasını sağlamaktadır [35].

4.4. Fliker

Gerilim seviyesindeki ani değişimler gerilim dalgalılığı olarak tanımlanmaktadır. Bu dalgalanmalar aydınlatma cihazlarında bazen yeterli süre ve frekansta olduğu zaman fliker adı verilen insan gözünü rahatsız eden etkiyi yapmaktadırlar. İnsan gözü genelde 8.8 Hz civarı dalgalanmalara hassas olsa bile, bunu tüm insanlar için genelleme yapmak doğru sonuç vermemektedir. Bu yüzden IEC 61000-4-15 standardında fliker ölçümü için belirli normlar belirlenmiştir. Anlık fliker seviyesi hesaplanamadığı için istatiksel hesaplama yöntemi geliştirilmiştir. Kısa dönem fliker rahatsızlığı olarak tanımlanan P_{st} indeksi 0 ile 1 arasında değişmektedir. Genellikle P_{st} değeri 0.7 değerini geçerse bazı insanların gözünde rahatsızlık hissedilmeye başlanırken, bu değer 1'e ulaştığında fliker seviyesi herkesi etkiler duruma gelmektedir. Kısa dönem fliker rahatsızlığı değerlerinin ağırlıklı ortalaması alınarak uzun dönem fliker rahatsızlığı değeri (4.6) da verilen denklem uyarınca hesaplanmaktadır.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{N} P_{st_i}^3}{N}} \qquad \textbf{(4.6)}$$

EN50160 standardı uyarınca P_{lt} değeri 1'in altında olmalıdır. Bu değer birçok ülkenin ulusal şebeke yönetmeliğinde yenilenebilir kaynaklardan kaynaklan fliker emisyonu değeri için 0.25'i geçmeme koşulu öngörülmektedir. Ülkemizde yürürlükte olan şebeke yönetmeliği uyarınca azami fliker şiddeti seviyesi aşağıdaki gibidir.

Tablo 4.2: Şebeke yönetmeliği uyarınca izin verilen azami fliker şiddeti [36]

Gerilim seviyesi (kV)	**Fliker şiddeti**			
	A_{st}	P_{st}	A_{lt}	Plt
V > 154	0,61	0,85	0,25	0,63
34.5 < V < 154	0,91	0,97	0,37	0,72
1 < V < 34.5	1,52	1,15	0,61	0,85
V < 1	1,52	1,15	0,61	0,85

YES bağlantıları neticesinde oluşabilecek Fliker olayı genellikle küçük kısa devre oranına sahip şebekenin zayıf olduğu uç noktalara yapılan bağlantılarda gözlemlenmektedir. Fliker etkisinin gözlemlenebilirliği fliker kaynağının

büyüklüğüne, şebekenin gücüne ve gerilim salınımlarının frekansına bağlı olarak değişmektedir. Özellikle rüzgar türbinlerinde, kanatların kule hizasında geçerken aerodinamik momentin azalması ve türbin kanatlarında salınım oluşturması, rüzgar hızındaki değişimler ve santralin devreye girip çıkması durumları şebekede fliker etkisinin hissedilmesini sağlayan en önemli etmenlerdir [36].

4.5. Harmonik etkiler

Harmonik etkiler akım ve gerilim dalga şekillerinin ideal sinüzoidal formdan uzaklaştığı durumlar için genel bir durumdur. Birçok elektriksel ekipman, özellikle anahtarlama elemanları kullananlar, tipik harmonik kaynaklarıdır. Harmonik kaynağı cihazlardan yayılan harmonikler farklı seviyeleri uyarınca sisteme bağlı diğer cihazlarda çeşitli hasarlar sebep olabilmektedirler. Genelde, harmonik akımın seviyesi arttıkça harmonik bileşenin etkisi azalmaktadır.

Tablo 4.2: Çeşitli harmonik kaynakları için harmonik seviyeleri

Harmonik kaynağı	Tipik harmonik seviyeleri
6 darbeli doğrultucu/sürücü	5, 7, 11, 13, 17, 19, ...
12 darbeli doğrultucu/sürücü	11, 13, 23, 25, ...
18 darbeli sürücü	17, 19, 35, 37, ...
Anahtarlamalı güç kaynağı	3, 5, 7, 9, 11, 13, ...
Flüoresan lamba	3, 5, 7, 9, 11, 13, ...
Ark oluşturan cihazlar	2, 3, 4, 5, 7, ...
Trafo enerjilendirilmesi	2, 3, 4

Tüm harmonik akım seviyeleri sonuç olarak akım seviyesinin artmasına ve artan frekans seviyesine bağlı olarak kondansatör empedansını düşürerek kondansatörlerin aşırı ısınmasına yol açabilmektedirler. 3 ve 3'ün katı olan harmonik akımların 3 faz dengeli şebekelerde aynı fazda olmaları durumunda ve birbirlerini dengeleyip harmonik etkileri azaltmalarının aksine trafoların yıldız bağlantılarında döner akımların oluşmasına ve sonuçta trafoların ısınmasına sebebiyet vermektedirler. Ayrıca, elektrik şebekelerinde artan harmoniklerin bir diğer olumsuz etkisi ise analog telefon devrelerinde gürültüye sebebiyet vermeleridir. Eski teknoloji ürünü olan

tristör anahtarlamalı ve harmonik filtresi olmayan yükler genelde şebekeye en fazla harmonik emisyonu yayan ekipmanlardır. Bu tip cihazlar her yarım anahtarlama periyodunda bir kere açma veya kapama yaptıkları için 40. dereceye kadar düşük seviyeli harmonik akımları üretmektedirler. Darbe genişlik modülasyonlu eviriciler her periyotta binler mertebesinde anahtarlama yapabiliyorlar olmalarından dolayı, genellikle tristörlü eski eviricilerin harmonik üretimlerinin bittiği seviyenin üzerinde etkin harmonik üretimi yapmaktadırlar. Genlikleri düşük olan PWM eviricilerden kaynaklanan harmonikleri filtrelemek tristör anahtarlamalı eviricilerden kaynaklanan harmoniklere oranla daha kolaydır. Harmonik seviyesini belirlemek için toplam harmonik bozunum aşağıdaki ifadede belirtilmiştir.

$$\mathrm{THD} = 100\sqrt{\sum_{n=2}^{50}\frac{U_n}{U_1}} \qquad \textbf{(4.7)}$$

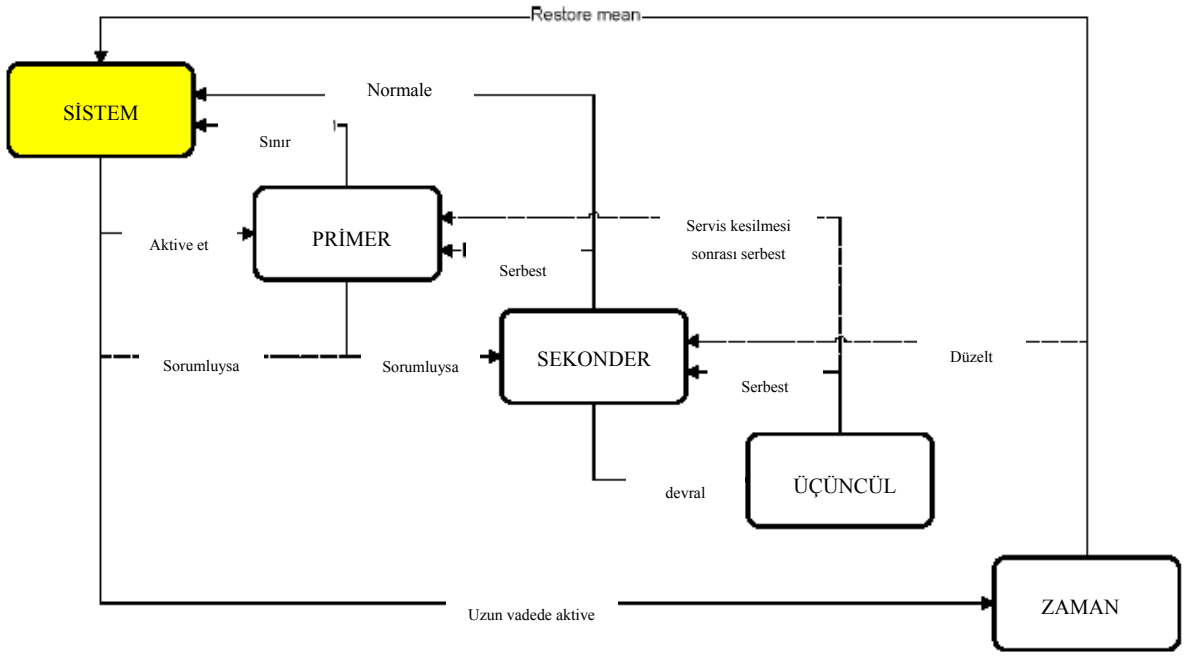
THD değeri aslında ölçülen anlık akım değeri uyarınca belirlenmektedir. IEEE 519 standardı uyarınca 69 kV'un altındaki elektrik şebekelerinde oluşan harmonik seviyeleri toplamda %5'i ve cihazlardan kaynaklanan münferit emisyon ise %3'ü geçmemelidir [36].

4.6. Frekans kontrolü

Herhangi bir elektrik sisteminde, aktif güç tüketildiği anda üretilmelidir. Üretilen güç tüketilen ve talep edilen güçle sürekli bir denge içinde olmalıdır, aksi halde bir güç sapması ortaya çıkmaktadır. Bu dengedeki arızalar, sistem frekansının nominal değerlerinden sapmasına sebep olarak, önce şebekeye bağlı olan döner üretim setlerinin ve motorların kinetik enerjisi tarafından kompanze edilecektir. Bu şekilde sadece çok sınırlı bir elektrik enerjisi depolama olasılığı vardır. Bu enerji, büyük güç sistemleri için bir rezervuar şeklinde (kömür, petrol, su) ve küçük sistemler için kimyasal enerji şeklinde (pil takımları) depolanmaktadır. Bu durum ise, güç dengesini gerçek zamanda korumaya yetmediği durumlarda üretim sisteminin kendi üretim seviyesini değiştirmek için yeterli esnekliğe sahip olması gerekmektedir. Elektrik sistemlerinde ideal frekans kontrolü için, üretim ve iletimin talep ve de hizmet kesintilerindeki değişiklikleri anında idare yeteneğinde olmaları gerekmektedir.

Şebekedeki elektrik frekansı, senkronize generatörlerin dönme hızının bir ölçümü olarak tanımlanmaktadır. Toplam talep artarken, sistem frekansı (generatörlerin hızı)

düşmekte ve toplam talep düşerken, sistem frekansının artması beklenmektedir. Ardından düzenleyici birimler otomatik primer kontrol işlemini yerine getirecek ve talep ile üretim arasındaki denge yeniden kurulacaktır. Frekans sapması hem sistem içindeki toplam mevcut atalet hem de primer kontrolün hızı tarafından etkilenmektedir. Arızasız koşullarda, sistem frekansı, bir arızaya cevap verirken kontrol olanaklarının tam ve hızlı bir şekilde konuşlandırılmasını temin etmek için, katı sınırlar içerisinde tutulmalıdır. Senkron zamanının düzeltilmesi periyotları dışında, nominal frekansı 50 Hz' dir.



Şekil 4.8: Frekans kontrolü [29]

Önemli bir frekans sapması durumunda bile, her bir kontrol alanı, kendi sisteminin güvenlikle işletilmesini tehlikeye sokmaksızın kendi enterkoneksiyonlarını komşu kontrol alanları ile bağlantılarını sürdüreceklerdir. Yenilenebilir enerji santrallerinden sadece doğrudan generatörü şebekeye bağlı santraller frekans kontrolüne katkı yapabilmekte olup, ki pratikte bu santraller sadece küçük HES lerdir, mevcut şebeke yönetmeliği uyarınca yenilenebilir enerji santrallerinin frekans kontrolüne katkı yapmaları zorunluluğu yoktur [36].

4.7. Reaktif güç kontrolü

Reaktif güç dengesi şebekede yer alan kapasitif ve endüktif bileşenler arasındaki alışverişe bağlı olarak değişmektedir. İletim hatları ve kondansatörler reaktif güç

üretimine katkıda bulunurlarken, transformatör ve motorlarda reaktif enerji tüketilmektedir. Yalnız, senkron generatörlerin reaktif güç dengelenmesi hususunda çok önemli işlevleri vardır. Senkron generatörler normal çalışma koşullarında (aşırı mıknatıslanma durumunda) reaktif enerji üretirlerken, düşük mıknatıslanma durumunda reaktif enerji tüketmeye başlarlar. Bu özellik sayesinde senkron generatörlerin mıknatıslanma seviyesinin kontrolü ile şebekenin gerilim seviyesinin kararlı seviyede tutulmasına önemli katkılar sağlamaktadır.

Reaktif enerji transferinde reaktif akım aktif akıma ve bağlantı noktası gerilimine dik olduğu için sistemde oluşan kayıplar hat ve cihazlarda oluşan ısıl kayıplardır. Kayıpların toplam akımın karesi ile doğru orantılı olarak değiştiği sistemde kayıpları azaltmak için reaktif akım seviyesini de azaltmak gereklidir. Pratikte reaktif güç dengesini sağlamak için tüketici endüktif yüklere yakın noktalara kompanzasyon sistemleri kurulmaktadır. Dünya genelinde çalışmakta olan özellikte eski rüzgar santrallerinin bir çoğunda asenkron generatörleri kullanılmaktadır. Temelde asenkron motor gibi davranan asenkron generatörler, senkron generatörlerin aksine reaktif enerji tüketmektedir. Yüksüz durumda %35–40 mertebelerinde olan reaktif enerji tüketimi, generatörün tam yükte çalışması durumda %60 seviyelerine kadar çıkabilmektedir. Bu tip generatör kullanan rüzgar santrallerinde kompanzasyon ünitesi ile birlikte tesis edilmesi genel bir uygulama olup, bir çok sistem operatörü tarafından güç faktörünün 0,96'nın altına düşmeme şartı uygulanmaktadır. Öte yandan darbe genişlik modülasyonlu evirici kullanan rüzgar santrallerinde reaktif güç kontrolü mümkün olmakla birlikte, evirici şebekeye reaktif güç verecek veya alacak şekilde işletilebilmektedir. Bu tip sistemlerin normal koşullarda güç faktörü 1,0 mertebelerinde tutulmaktadır [37].

4.8. Anahtarlama olayları

Elektriksel donanımların özellikle asenkron generatör veya motorlarının şebekeye bağlanması ve ayrılması geçici durum olarak adlandırılan olaylar, kısa süreli fakat yüksek devreye alma akımı oluşturarak şebekenin enerji kalitesinde bozulmalara ve şebekeye doğrudan bağlı generatörlerin mekanik sürüş sistemlerinde ani moment yükselmelerine sebebiyet vermektedirler. Bu kapsamda, yenilenebilir enerji santrallerini oluşturan generatörler incelendiğinde karşımıza generatörün kurulu gücüne eşdeğer seviyede evirici kullanan sistemler (yakıt pili, fotovoltaik piller,

evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santralleri, vb) ile sadece genellikle rotor devresinde kontrol amaçlı olarak güç elektroniği devreleri kullanan sistemler (çift beslemeli asenkron generatörlü rüzgar santralleri) ve doğrudan şebekeye bağlanabilen santraller (asenkron generatörlü RES, küçük HES) çıkmaktadır. İlk gruba giren evirici üzerinden şebekeye bağlanan sistemlerde devreye alma akımı ve benzeri türden ani akım artışları akımın sıfır değeri ile anma akımı değerleri arasında kontrol edilebildiklerinden anahtarlama olayları sonucunda şebekeye etkileri en düşük seviyededir. Ancak, ikinci gruba giren sistemlerde ise nominal akımın 5 ile 7 katı arasında 100 ms altında süren ani akım artışları (bazı durumlarda ani akımın tepe değerinin nominal akımın 18 katına kadar ulaştığı) görülebilmektedir. Bu tip hata akımlarına sebebiyet verecek tipte olan generatörlerden oluşan santrallerde akım sınırlayıcı devreler veya devreye alma akımını nominal akımın iki katına kadar artmasını sağlayacak tristör anahtarlamalı yumuşak kalkış devrelerinin kullanımı zorunluluğu getirilmiştir. Yumuşak kalkış devreleri genellikle düşük ısıl dayanım kapasiteleri olduğu için sistem şebekeyle senkronize olarak çalışmaya başladıktan sonra kontaktör yardımıyla transfer edilerek devrenin korunması sağlanmaktadır. Yumuşak kalkış devreleri santralin şebeke üzerine yapacağı etkileri azaltmanın yanı sıra, generatörün hava aralığında oluşabilecek moment değişimlerinin de etkisini azaltarak mekanik sürüş sisteminde oluşabilecek (özellikle dişli kutusunda) mekanik yüklenmeleri de azaltmaktadır [37].

4.9. Hat iletim kapasitesi

Şebekenin herhangi bir noktasına yenilenebilir enerji kaynağı bağlamadan önce o noktayı şebekeye bağlayan hatlarda aşırı yüklenme olmayacağından kesinlikle emin olunmalıdır. Hattın tipi ve dağıtım trafosunun kurulu gücü yenilenebilir enerji kaynağından şebekenin diğer noktalarına iletilecek gücün limit değerini belirlemektedir. Ayrıca, şebekenin sahip olduğu iletim kapasitesi, şebekedeki yük akışı ve iletim hatları üzerinden taşınan aktif ve reaktif güç değerleri ise yenilenebilir enerji santralin kurulum gücünün belirlenmesinde önemli rol oynamaktadır [37].

4.10. Koruma koordinasyonu

Yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye bağlantısı durumunda 2 farklı durum için koruma söz konusu olmaktadır. Bunlardan ilki, yenilenebilir enerji kaynağının

oluşturduğu santral ve alt bileşenlerinin koruması olup, diğeri ise santralden kaynaklanabilecek problemlere karşı şebekenin korunmasıdır. Santral bünyesinde oluşabilecek problemler içinde; üretime katılan ünitede veya üniteler arası kısa devre arızası, aşırı üretime bağlı olarak oluşabilecek termal zorlanmalar ve aşırı gerilim problemleri en etkin olarak gözlemlenen problemler arasındadır. Yenilenebilir enerji santralinden kaynaklanabilecek şebekede oluşabilecek problemler gerilim ve frekans seviyesinde oluşabilecek değişikliklerle ilgilidir. Bu tip durumlar genellikle santralin açma kumandasının devreye girmesi veya üretimi kesmesi durumunda oluşabilecek geçici durumlardır. Bu durumlara örnek olarak aşırı ve yüksek frekans seviyeleri, aşırı ve yüksek gerilim seviyeleri, ana şebekede kesinti, yüksek kısa devre akımları, aşırı termal zorlanma, toprak hatası ve nötr gerilimi değişmesi durumları sıralanabilmektedir.

Sistem tasarımına bağlı olarak ada konumunda çalışabilen yenilenebilir enerji santrallerinde frekans değişim rölesi santralin ada konumunda çalışıp çalışmadığını tespit etmekte kullanılabilmektedir. Pratik uygulamaların genelinde yenilenebilir enerji santrali operatörleri sistem operatörleri tarafından koruma için belirlenen limit değerleri sağlamak zorundadırlar. Özellikle rüzgar santrallerinin şebekeye bağlantısı konusunda oldukça tecrübeli olan Almanya'da farklı test hata durumları için gerilim ve frekans değerlerinin alt ve üst limit değerler içinde kalıp kalmadığı test edilmektedir. Ayrıca, santrallerin değişimlere cevap verme süresi ve biçimleri de kaydedilip, tüm sistemin koruma gereksinimleri sağladığı test sonuçları neticesinde tespit edilmektedir [38].

Dağıtım sistemlerinde DEÜ kaynaklarından kaynaklanabilecek işletme problemleri ve pratik uygulanan çözümlerden bazıları aşağıda sıralanmıştır [39]:

1. Radyal sistemlerde enerji akışı tek yönlü olduğu için hata tek kesici ile temizlenebilmektedir, ancak gözlü yapıdaki sistemlerde iletim hattındaki hatayı temizlemek için hattın iki ucunda kesicinin yer alması gereklidir.
2. Radyal sisteme DEÜ bağlantısı durumunda enerji akış yönü değişebilmektedir. DEÜ bağlı iken koruma yapabiliyor olması için sisteme ilave kesici eklemek gerekmektedir. Maliyet etkin bağlantı yapabilmek için hata durumunda DEÜ devre dışı bırakılarak, koruma sisteminin tasarlandığı şekilde çalışması temin edilmektedir.

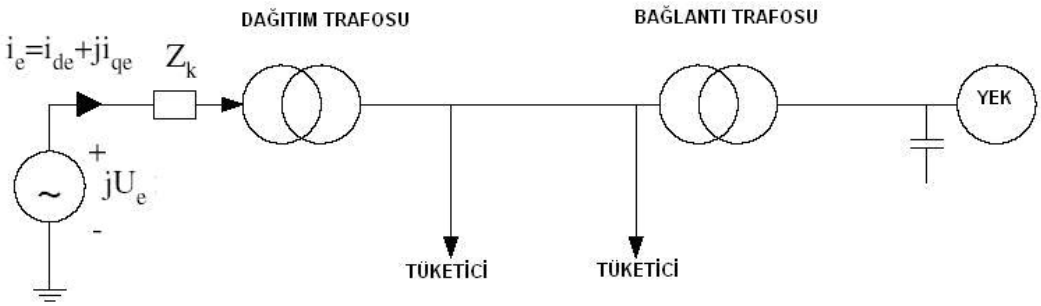
3. Dağıtım sistemlerindeki kesiciler ve ayırıcılar belirli bir mesafeden hatayı (koruma cihazının algılayacağı minimum hata akımı) algılayacak şekilde tasarlanırlar. DEÜ' nün radyal sistemde hata noktası ve kaynak arasında olması durumunda, eğer hata direncinin yüksek ise zayıf hata akımlarını tespit etmek güçleşmektedir. Bu durum bu tip hataların daha büyük hata akımlarına dönüştükten sonra koruma sisteminin devreye girmesini sağlamaktadır.
4. Bazı uygulamalarda DEÜ kaynakları hata durumunda sistemden 5 dakika süre ile ayrılıp tekrar bağlanmaktadır. Ancak DEÜ kaynaklarının devre dışı kalmaları durumunda DEÜ'yü sisteme bağlayan trafodan beslenen yüklerde ferro-rezonans oluşabilmektedir. Bu durum sisteme bağlı yüklerin +/-3 p.u V_n arası değişen gerilimleri görmesini sağlamaktadır. Bu durumu engellemek için trafolar her zaman az da olsa bir yüke bağlı olarak çalıştırılırlar yada trafonun diğer tarafında 3 faz kesici kullanılmaktadır.
5. DEÜ kaynaklarının sistemden hata durumunda ayrılığını kesinleştirmek için kesicilerin en az 1 sn süre ve üstü açıldıktan sonra tekrar kapanacak şekilde tasarlanmaktadır.

5. ÖRNEK ŞEBEKE ÜZERİNDE BENZETİM VE ANALİZ ÇALIŞMALARI

Yenilenebilir enerji kaynaklarından kaynaklanan enerji kalitesi problemlerini belirleyebilmek için şebekeyi oluşturan bileşenlerin matematiksel modellerine ve yenilenebilir enerji santralinin şebekeye bağlandığı noktaya ait elektriksel parametrelerin bilinmesine ihtiyaç vardır. Her ulusal şebekenin kendine has işletim koşulları ve enerji kalitesi limitleri tanımlıdır. Ülkemizin elektrik şebekesinin Avrupa'nın en büyük elektrik şebekesi birliğinden birisi olan UCTE ile 2007 yılına kadar bağlantı hedefi olduğu için yürürlükte olan mevcut şebeke yönetmeliği UCTE standartları uyarınca revize edilmektedir.

5.1. Şebeke eşdeğer devre ve matematiksel modelleri

Elektrik şebekesine bağlanacak her hangi bir enerji santralinin sistemin enerji kalitesi üzerine yapacağı etkinin belirlenebilmesi için sistemin matematiksel modeller uyarınca eş değer devresinin tanımlanması gereklidir. Şekil 5.1' de bir yenilenebilir enerji kaynağının bağlı olduğu şebekenin basite indirgenmiş modeli yer almaktadır.



Şekil 5.1: Yenilenebilir enerji kaynağının bağlı olduğu tipik sistem modeli [40]

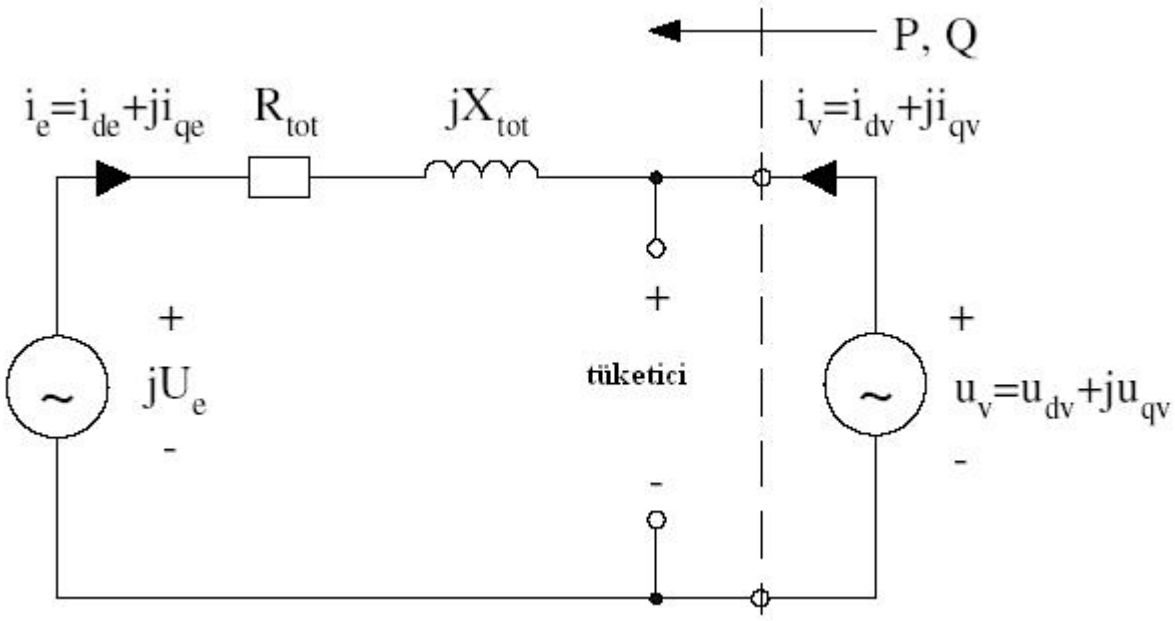
Sistemin kısa devre gücü ve kısa devre açısı bilgileri kullanılarak şebekeye ait R_k ve X_k parametreleri hesaplanabilmektedir. U_e' nin sonsuz güçlü şebekenin faz arası sabit gerilim değeri olarak alındığı hesaplamada şebeke parametrelerinin belirlenmesi için aşağıda verilen denklemler kullanılmaktadır:

Kısa devre gücü, $S_k = |U_e|^2 / |Z_k|$

Kısa devre açısı, $\varphi_k = \arg(Z_k)$

Kısa devre empedansı, $Z_k = R_k + jX_k$

Şekil 5.1'de tanımlanan genel sistem uyarınca hesaplamaları yapabilmek için eşdeğer devre modelinde ana şebeke ve yenilenebilir enerji kaynağı arasında yer alan tüm ara bağlantı elemanlarının eşdeğer devre modellerinin YEK veya şebeke tarafından birisine indirgenmiş olması gerekmektedir. Tüm eşdeğer modelleri uç uca eklediğimizde Şekil 5.2'de belirtilen bağlantı noktası üzerinden YEK şebekeye bağlandığı için bu noktadaki aktif ve reaktif güç akışı değerleri YEK kaynaklı enerji kalitesi problemlerin tespitinde oldukça önemlidir.



Şekil 5.2: İndirgenmiş eşdeğer sistem modeli [40]

Şekil 5.2'de yer alan indirgenmiş eşdeğer devre modelinde görüldüğü üzere YEK'e en yakın noktadan beslenen tüketicinin sahip olduğu enerji kalitesi sistemin enerji kalitesinin limit değerini belirlemektedir [40].

5.2. Matematiksel gerilim seviyesi hesaplama yöntemi:

Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekenin gerilim seviyeleri üzerinde yapacağı etkileri incelemek için gerilim değerlerini reaktif ve aktif güç değerleri cinsinden ifade etmek gereklidir.

Sistemde üretilen toplam gücü aşağıdaki gibi ifade edilmektedir.

$$S = P + jQ = u_v \overline{i_v} = u_v \frac{\overline{u_v - jU_e}}{R_{top} - jX_{top}} \tag{5.1}$$

$$u_v = u_{dv} + ju_{qv}$$
$$i_v = i_{dv} + ji_{qv} \tag{5.2}$$

(5.2) de yer alan u_v ve i_v değerlerini (5.1) de tanımlı denklemde yerine koyup reel ve imajiner kısımları karşılıklı olarak eşitlersek gerilimin d ve q bileşen değerleri elde edilmektedir.

$$\mathrm{u}_{\mathrm{dv}} = \frac{QR_{top} - PX_{top}}{U_e} \tag{5.3}$$

$$\mathrm{u}_{\mathrm{qv}} = \frac{U_e}{2} + \sqrt{\frac{U_e^2}{4} + PR_{top} + QX_{top} - \left(\frac{QR_{top} - PX_{top}}{U_e}\right)^2} \tag{5.4}$$
$$= \frac{U_e}{2} + \sqrt{\frac{U_e^2}{4} - u_{dv}^2 + PR_{top} + QX_{top}}$$

Enerji kalitesini belirlemek için generatör çıkış gerilimi değerinin hesaplanması gerekmektedir;

$$\left|\mathrm{u}_{\mathrm{v}}\right|^2 = \mathrm{u}_{\mathrm{dv}}^2 + \mathrm{u}_{\mathrm{qv}}^2 = \frac{U_e^2}{2} + PR_{top} + QX_{top} + \sqrt{\left(\frac{U_e^2}{2} + PR_{top} + QX_{top}\right)^2 - \left(P^2 + Q^2\right)\left(R_{top}^2 + X_{top}^2\right)^2}$$

$$\left|u_v\right|^2 = \frac{U_e^2}{2} + PR_{top} + QX_{top} + \sqrt{\left(\frac{U_e^2}{2} + PR_{top} + QX_{top}\right)^2 - \left|S\right|^2\left|Z_{top}\right|^2} \tag{5.5}$$

Şebekenin kısa devre gücünün S_{sk} olarak ifade edildiği denklemde, P_{maks} generatörün maksimum çıkış gücü ve K_{sk} ise kısa devre gücünün generatörün maksimum çıkış gücüne oranından elde edilmektedir. Ayrıca, şebekenin kısa devre açısı olarak da tanımlanan reaktans-direnç oranı ($XR_{oranı}$) şebeke reaktans değerinin direnç değerine oranından elde edilmektedir.

$$\left|Z_{top}\right| = \sqrt{R_{top}^2 + X_{top}^2} = \frac{U_e^2}{S_k} = \frac{U_e^2}{K_{sk} P_{maks}} \quad ; \quad \mathrm{K}_{\mathrm{Sk}} = \frac{S_k}{P_{maks}} \tag{5.6}$$

$$R_{top} = \frac{|Z_{top}|}{\sqrt{1+(X_{top}/R_{top})^2}} \;;\; X_{top} = \frac{|Z_{top}|X_{top}/R_{top}}{\sqrt{1+(X_{top}/R_{top})^2}} \quad \textbf{(5.7)}$$

(5.5) denklemini sadeleştirmek için (5.6) ve (5.7)'de verilen düzenlemeler yapılırsa;

$$|u_v|^2 = U_e^2\left[\frac{1}{2}+\frac{P_{pu}+Q_{pu}X_{top}/R_{top}}{K_{sk}\sqrt{1+(X_{top}/R_{top})^2}}+\sqrt{\left(\frac{1}{2}+\frac{P_{pu}+Q_{pu}X_{top}/R_{top}}{K_{sk}\sqrt{1+(X_{top}/R_{top})^2}}\right)^2-\frac{P_{pu}^2+Q_{pu}^2}{K_{Sk}^2}}\right] \quad \textbf{(5.8)}$$

(5.8) denklemi yenilenebilir enerji kaynağının çıkışındaki gerilimin genlik değeri şebekenin empedans değerleri için P_{pu} ve Q_{pu} (birime indirgenmiş aktif ve reaktif gücün nominal değerleri) cinsinden elde edilir. Elde edilen denklem incelendiğinde şebekenin rezistif özellikte olduğu durumlarda ($XR_{oranı}$ küçük) gerilim aktif güç değeri değişimlerinden daha fazla etkilenirken, şebekenin endüktif özellikte olduğu durumlarda ise gerilim reaktif güç değişimlerinden daha etkin olarak etkilenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynağının bağlandığı şebekenin güçlü olması durumunda (K_{sk} büyük) bağlantı noktasındaki gerilim seviyesinin aktif ve reaktif güç değişimlerinden fazla etkilenmeyeceği de görülmektedir. Ayrıca, aktif güç üretimine bağlı olarak oluşan gerilim yükselmesinin reaktif güç tüketimiyle dengelenebileceği de görülmektedir.

$$\Delta P = -\frac{X_{top}}{R_{top}}\Delta Q \quad \textbf{(5.9)}$$

Bu durum küçük aktif ve reaktif güç değerleri için geçerli olup, gerilim seviyesini dengelemek için üretilen fazla aktif güce karşılık gelen tüketilmesi tavsiye edilen reaktif enerji seviyesini belirlemektedir [40].

5.3. Analiz edilen şebekenin genel tanımı ve oluşturulan model sistemler

Tez çalışması içerisinde Adana-Mersin bölgesine ait 66 kV iletim sistemi analiz için seçilmiş ve 2002 yılına ait mevcut iletim hatları, trafo, generatör ve yük karakteristik verileri kullanılmıştır. Genel olarak incelendiğinde tez çalışmasına referans oluşturan 66 kV'luk iletim sistemi, ulusal şebekeye tek bir noktadan bağlı olup, bünyesinde 70 MW'lık iç üretim ve 100 MW'lık tüketime sahiptir. 30 MW'lık ek fark ulusal

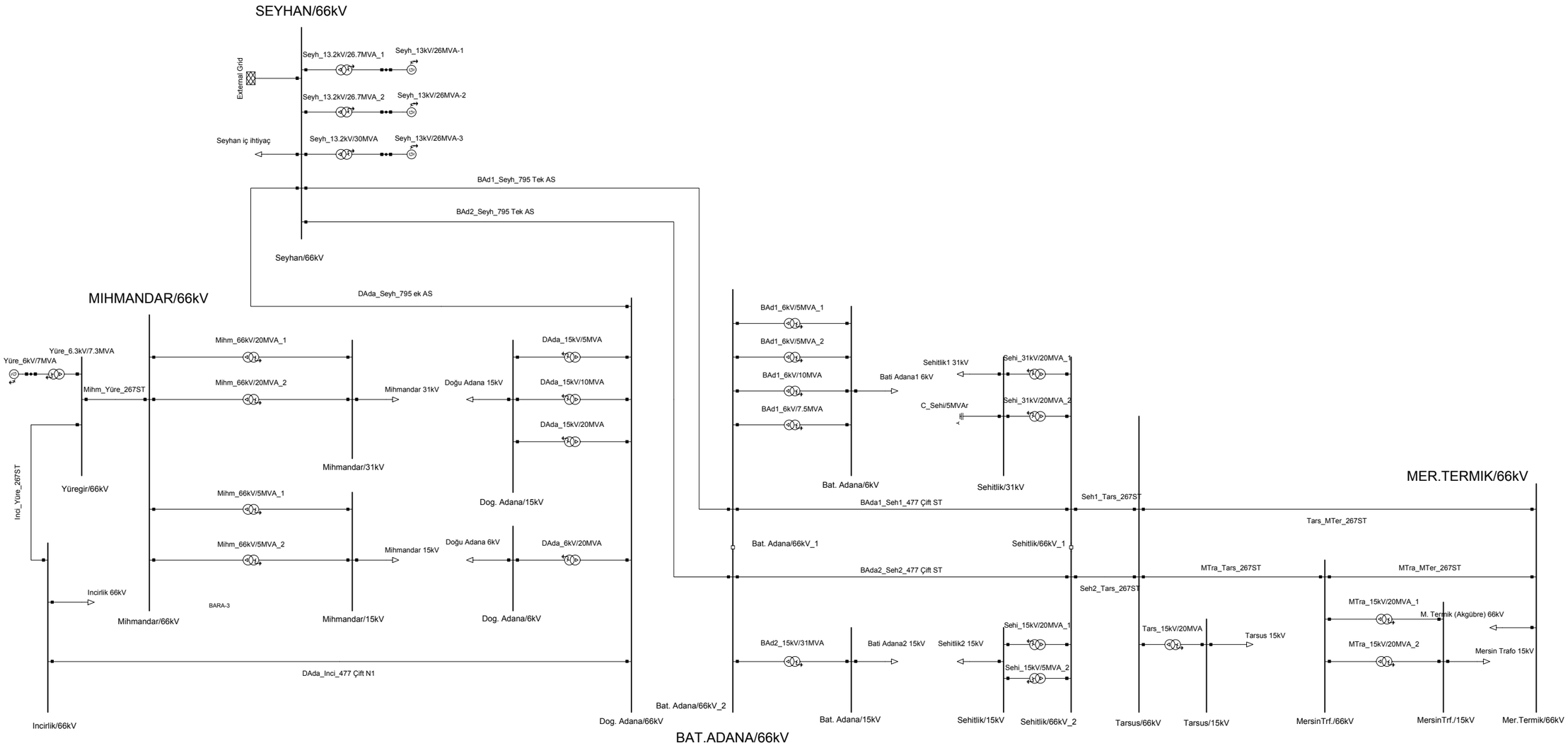
şebekeden besleniyor olup, bu seviye farklı güçlerde yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme bağlantısıyla değişmektedir.

Analiz çalışmalarında kullanılmak üzere 3 adet rüzgar türbini modeli (ASM, DFIG, CDSG) ile küçük hidroelektrik (HES), yakıt pili (FC) ve fotovoltaik sistem (PV-BAT) modelleri kullanılmıştır. Sırasıyla bu modellerin şebekeye 4 farklı noktadan 3 farklı güç seviyesinde (5, 10, 25 MW) bağlanmaları durumunda sistemin gerilim ve kısa devre akımı seviyeleri ile toplam sistem kayıpları üzerinde yapacağı etkiler incelenmiştir.

TEİAŞ'ın mevcut bağlantı uygulaması uyarınca yenilenebilir enerji kaynaklarının (özellikle rüzgar santralleri) kurulum güçleri bağlantı yapacakları baranın kısa devre gücünün % 5 değerini geçememektedir. Bu bağlamda, analiz çalışmalarına başlamadan önce örnek sistemde yer alan tüm baralarda 3-faz kısa devre hatası modellenmiş ve kısa devre kapasiteleri benzetim programı uyarınca hesaplanmıştır.

Tablo 5.1: 66 kV iletim sisteminde yer alan baraların kısa devre akım güçleri ve çeşitli yüzdesel değerler için dağılımları

trafo merkezleri	Sk" (MVA)	5%
mersin trf	*240.54*	12.027
mersin termik	*244.26*	12.213
mihmandar	*332.73*	16.6365
tarsus	*399.71*	19.9855
incirlik	*489.59*	24.4795
şehitlik	*850.3*	42.515
doğu adana	*1309.31*	65.4655
batı adana	*1386.12*	69.306
seyhan	*3266.2*	163.31



Şekil 5.7: 66kV Adana- Mersin bölgesine ait iletim sisteminin tek hat şeması

Alman rüzgar türbini bağlantı standardı uyarınca da tanımlanan güçlü şebeke tanımı gereği, şebekenin toplam gücünün bağlanacak yenilenebilir enerji kaynağının 20-25 katı olması durumunda şebeke üzerinde YEK kaynaklı problemlerin en düşük seviyede görüleceği beklenmektedir [37]. Bu bağlamda, şebekenin güçlü olduğu noktalarda yapılacak bağlantıların şebeke üzerinde etkilerinin çok fazla hissedilmeyeceği, aksine bağlantı noktası gücünün zayıf olduğu noktalarda ise etkilerin daha ciddi düzeyde olması beklenmektedir. Bu durumun geçerliliğini analiz etmek için şebekenin en güçlü ve en zayıf olduğu ikişer bağlantı noktaları seçilmiş ve sırasıyla farklı güç ve 6 farklı tipte üretim yapan generatörlerden oluşan santraller benzetim programı üzerinden sisteme bağlanmıştır. Güç seviyeleri belirlenirken etkilerin en çok hissedileceği nokta olan en düşük kısa devre gücüne sahip olan noktanın kısa devre gücünün %5 değeri (12 MVA yaklaşık 10 MW) ile bu değerin yaklaşık yarısına ve iki katına denk gelen 5 MW ve 25 MW değerleri seçilmiştir. Her generatörün kendine has reaktif güç kontrolü ve buna bağlı olarak katkısı olacağı için generatör güçleri boyutlandırılırken aktif güç üzerinden boyutlandırılmıştır. Generatörlerin hepsinin aynı MVA gücüne sahip olmaları onları elektriksel yönden benzer kılacağı için, farklı generatör türlerinin etkilerini incelemek için generatörler aktif güçleri uyarınca şebekeye bağlanmışlardır.

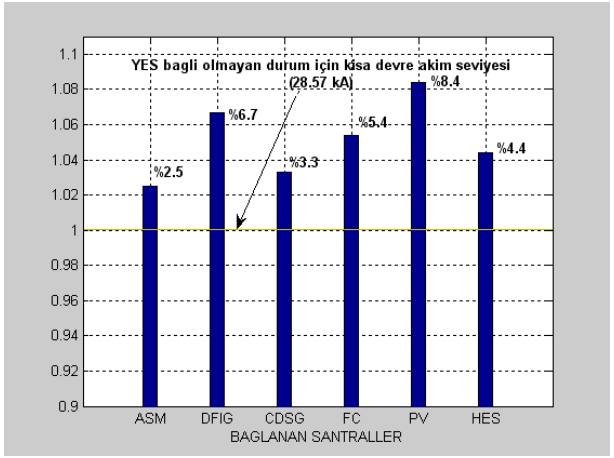
5.3.1. Farklı güçlerdeki yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye 4 farklı noktadan bağlantısının gerilim ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkilerinin incelenmesi

Tez kapsamında yapılan benzetim çalışmalarının ilk kısmında 5, 10 ve 25 MW güçlerindeki asenkron generatörlü, çifte beslemeli asenkron generatörlü ve evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santralleri ile fotovoltaik pil-batarya sistemi, yakıt pili ve küçük hidroelektrik santrallerin şebekeye farklı kısa devre güçlerine sahip 4 farklı noktadan (66 kV'luk Seyhan, Batı Adana, Mihmandar ve Mersin Termik baraları) bağlantısının sistemin gerilim seviyeleri, kısa devre akım seviyeleri ile aktif ve reaktif enerji iletim kayıpları üzerine yapacağı etkiler incelenmiştir. Yük akışı ve kısa devre analizleriyle ilgili benzetim çalışmalarının detaylı sonuçları Ek-D' de yer alan yük akışı tablosunda verilmiştir.

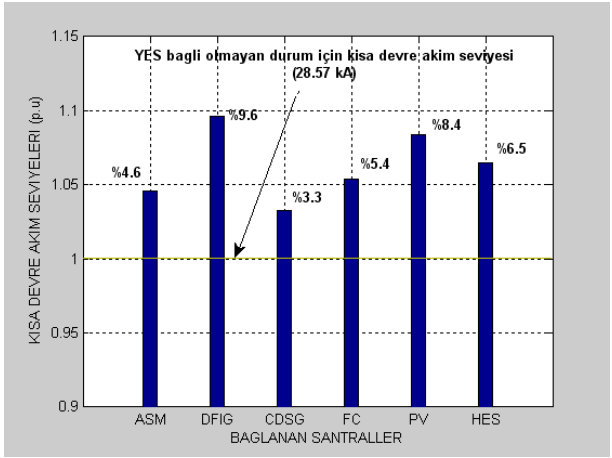
5.3.1.1. Seyhan/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları

1. YES'lerin Seyhan/66 kV barasına tüm bağlantılarında yapılan yük akışı analizlerinde 66 kV iletim sistemi genelindeki tüm baraların gerilim seviyelerinde artış gözlemlenmemiştir. Ayrıca, 25 MW'lık bağlantı gücü Seyhan/66kV barasının 3266,2 MVA'lık kısa devre gücü yanında %0,76'lık oldukça düşük bir orana denk geldiği için bu baranın gerilim seviyesinin yükselmesi beklenmemekteydi.

2. Ancak bağlanan santralin gücü nispetinde Seyhan/66 kV barasının kısa devre akım seviyesinde %9.6'ya(25 MW DFIG) varan artışlar gözlemlenmiştir. Ayrıca, santrallerin generatör ve kontrol ünitelerinin topolojileri farklı olduğu için aynı aktif güçteki santrallerin farklı seviyelerde kısa devre hata akımına katkı yaptıkları gözlemlenmiştir. Şebekeye tamamıyla evirici üniteler üzerinden bağlanan YES'lerin (CDSG, FC, PV) kısa devre akımına katkılarının evirici üniteler tarafından sınırlandırıldığı, Şekil 5.8'de verilen grafiklerde 10 ve 25 MW'lık farklı bağlantı güçlerinde dahi bu santrallerin aynı seviyede hata akımına katkı yapmasından anlaşılmaktadır.



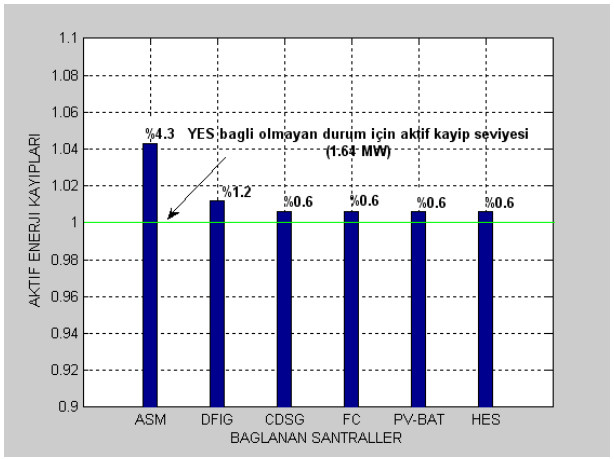
a)10 MW YES bağlı durum



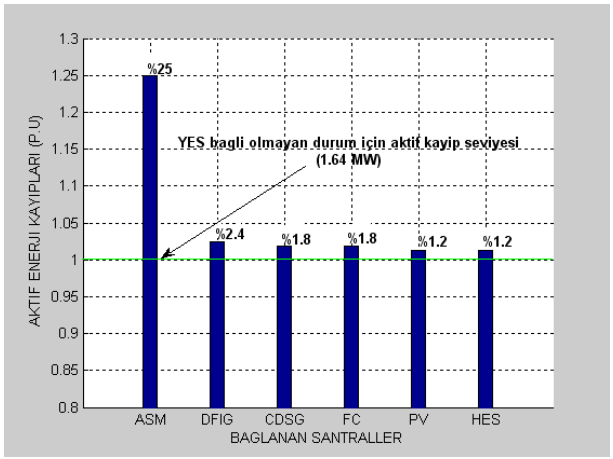
b) 25 MW YES bağlı durum

Şekil 5.8: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının kısa devre akım seviyesine etkileri

3. Seyhan/66 kV barasına yapılan YES bağlantıları aktif enerji kayıpları açısından incelendiğinde, kayıpların iletim sisteminin merkezinden uç noktalara iletilen enerjiyle doğru orantılı olarak değiştiğinden, santral türü ne olursa olsun sistemin toplam aktif güç kayıplarında artan santral bağlantı gücüyle yükselen, %25'lere (25 MW ASM bağlı) varan artışlar Şekil 5.9 gözlemlenmektedir.



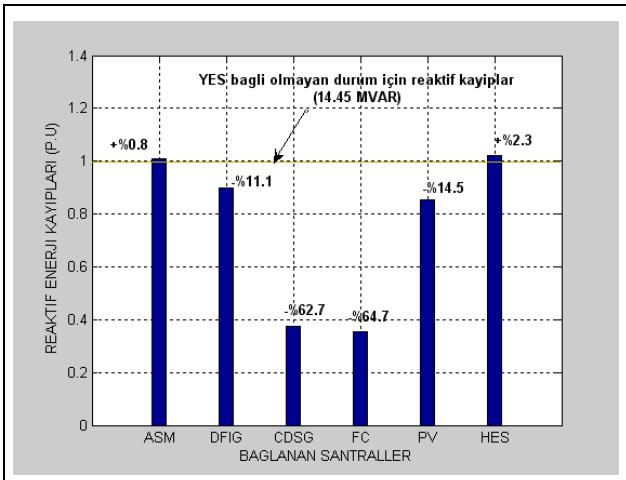
a) 10 MW YES bağlı durum



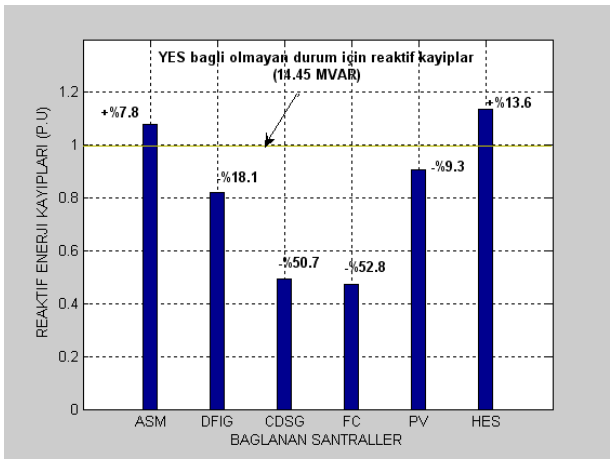
b) 25 MW YES bağlı durum

Şekil 5.9: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif enerji iletim kayıplarına etkileri

4. Seyhan/66 kV barasına yapılan YES bağlantıları reaktif enerji kayıpları açısından incelendiğinde etkin reaktif güç kontrolü yapabilen YES generatörlerinin sisteme gerektiğinde reaktif enerji sağlayarak şebekenin toplam reaktif enerji kayıplarını % 64.7'lere varan oranda düşürdüğü gözlemlenmiştir. Ancak, sadece aktif güç verecek şekilde şebekeye bağlanan asenkron generatörlü rüzgar santrali ile senkron generatörlü küçük HES santralleri reaktif güç kontrolüne katılamadıkları gibi, özellikle kısa devre hatası durumunda şebekeden fazla reaktif enerji çekmelerinin şebekenin reaktif güç kayıplarını % 7,8 ve %13,6'ya varan oranlarda artırdığı Şekil 5.10'da gözlemlenmektedir.



a) 10 MW YES bağlı durum



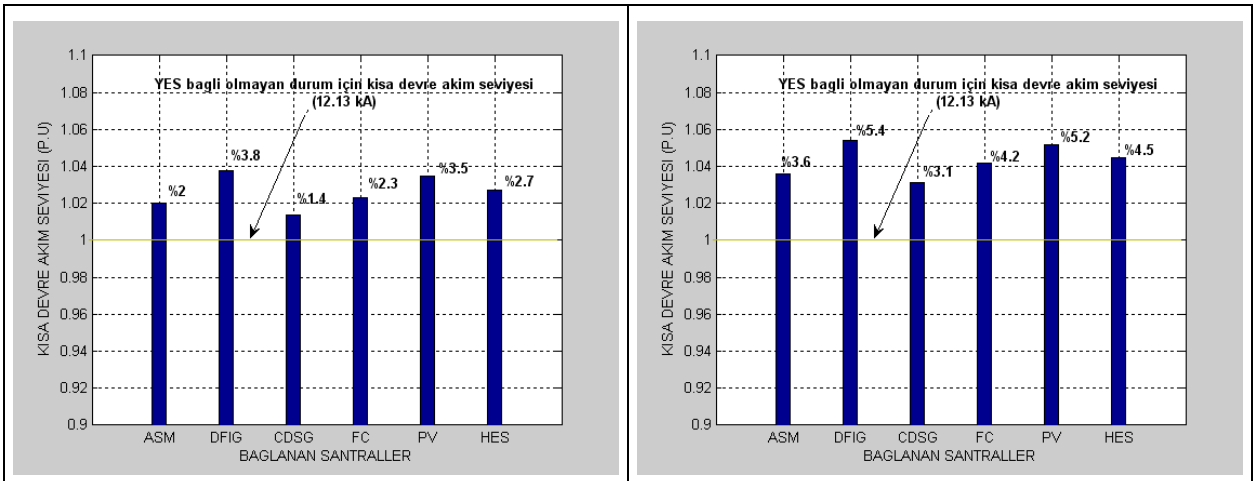
b) 25 MW YES bağlı durum

Şekil 5.10: Seyhan/66kV barasına 10 ve 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri

5.3.1.2. Batı Adana/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları

1. YES'lerin Batı Adana/66 kV barasına doğrudan yaptığı tüm bağlantılarında yapılan yük akışı analizlerinde bu baranın gerilim seviyesinde artış gözlemlenmemiştir. Yalnızca, bu bara üzerinden beslenen Mersin Termik/66 kV barasına yapılacak (5, 10 veya 25 MW'lık) herhangi bir bağlantının Batı Adana/66 kV barasının gerilim seviyesini %0,3 seviyesine kadar artırabildiği gözlemlenmiştir.

2. Kısa devre akım seviyelerinde ise doğrudan Bat.Adana/66 kV barasına yapılan bağlantılarda artan santral gücü ile doğru orantılı şekilde % 3,8'e varan artışlar, dolaylı olarak Mersin Termik/66 kV barasına yapılan bağlantılar neticesinde %5,4 'e varan artışlar Şekil 5.11'de gözlemlenmektedir.

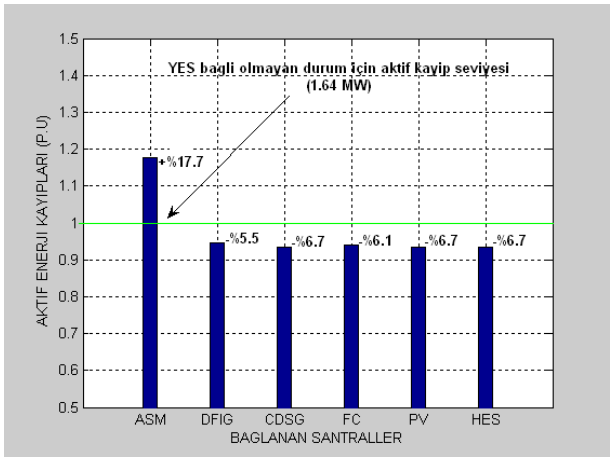


a) 25 MW YES Batı Adana/66 kV'a bağlı durum

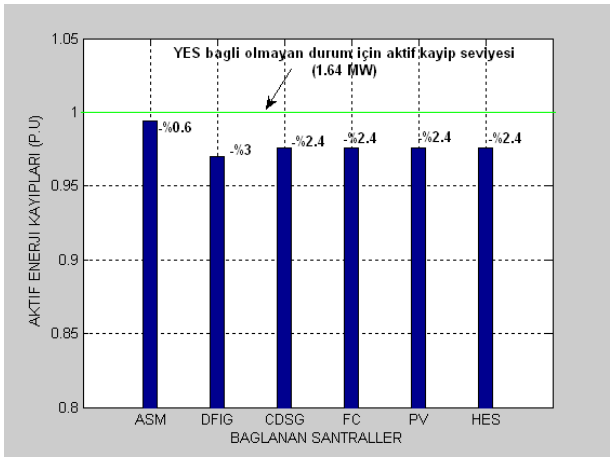
b) 25 MW YES Mersin Termik/66kV'a bağlı durum

Şekil 5.11: Batı.Adana/66kV ve Mersin Termik/66kV baralarına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının kısa devre akım seviyesine etkileri

3. Batı Adana/66 kV yapılan bağlantılar Seyhan/66 kV barasından gelen enerji miktarını düşürdüğü için şebekenin toplam aktif enerji kayıplarında azalmalar beklenmekteydi. Ancak, asenkron generatörlü rüzgar santralinin 10 ve 25 MW gücünde bağlantısı durumunda YES bağlı olmayan referans duruma oranla kayıplarda artış gözlemlenmiştir. Sadece 5 MW gücündeki Batı Adana/66 kV barasına yapılan YES bağlantılarında aktif enerji kayıpları tüm santral tipleri için düşüş gösterdiği Şekil 5.12 'de yer alan grafiklerde görülmektedir.



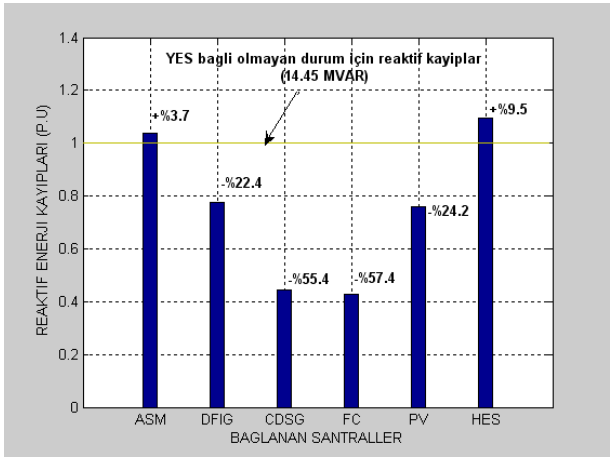
a) 25 MW YES bağlı durum



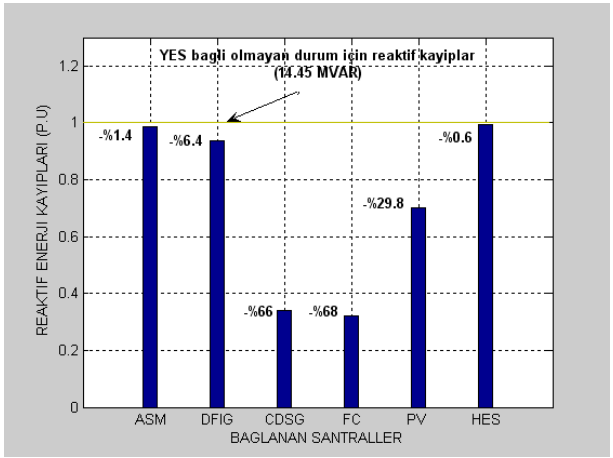
b) 5 MW YES bağlı durum

Şekil 5.12: Batı Adana/66kV barasına 25 ve 5 MW aktif güçlerde ki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif enerji iletim kayıplarına etkileri

4. Batı Adana/66 kV barasına yapılan bağlantıların şebekenin toplam reaktif enerji iletim kayıpları incelendiğinde Seyhan/66 kV barasında ki duruma benzer olarak evirici üzerinden bağlanan santrallerin %57,4'e varan oranlarda reaktif enerji kayıplarını azalttığını, reaktif enerji kontrolünün sınırlı olduğu santrallerde (ASM, HES) ise reaktif güç kayıplarının azaltılmasına önemli katkı yapılmadığı Şekil 5.13'de görülmektedir.



a) 25 MW YES bağlı durum

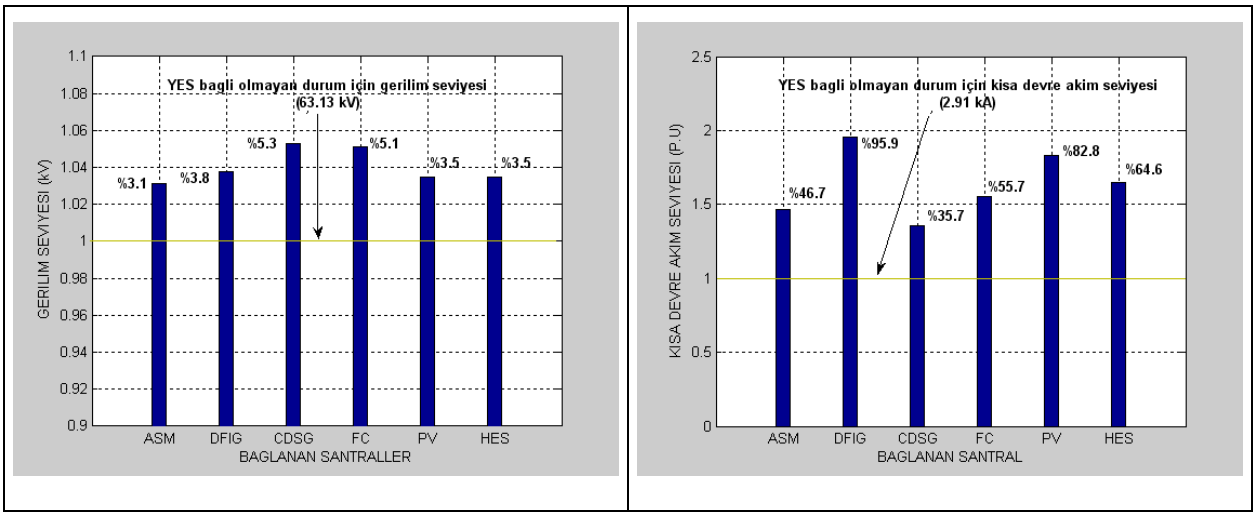


b) 5 MW YES bağlı durum

Şekil 5.13: Batı Adana/66kV barasına 25 ve 5 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri

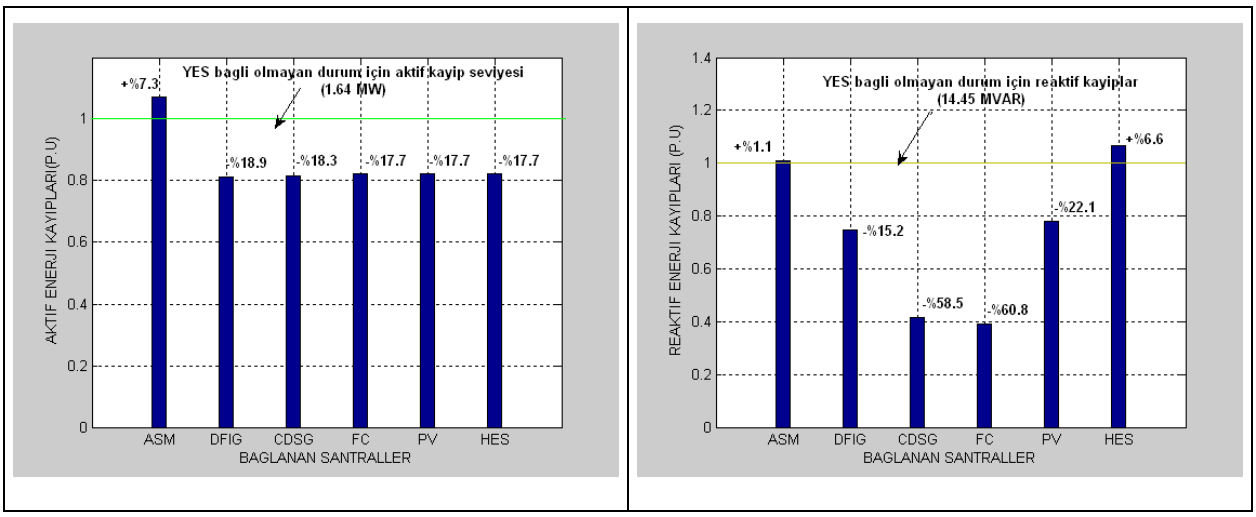
5.3.1.3. Mihmandar/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları

1. Mihmandar/66 kV barasına yapılan tüm YES bağlantılarının bu baranın gerilim seviyesini olumlu yönde artırdığını Şekil 5.14'de görmekteyiz. Ancak, sistemin genelinde yer alan diğer baraların gerilim seviyelerinde önemli bir artış gözlemlenmemiştir.



Şekil 5.14: Mihmandar/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilim ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri

Yapılan bağlantılar kısa devre akım seviyeleri açısından incelendiğinde gerilim seviyesinin yükselmesine paralel olarak kısa devre akımlarının da yükseldiği Şekil 5.14'de görülmektedir.



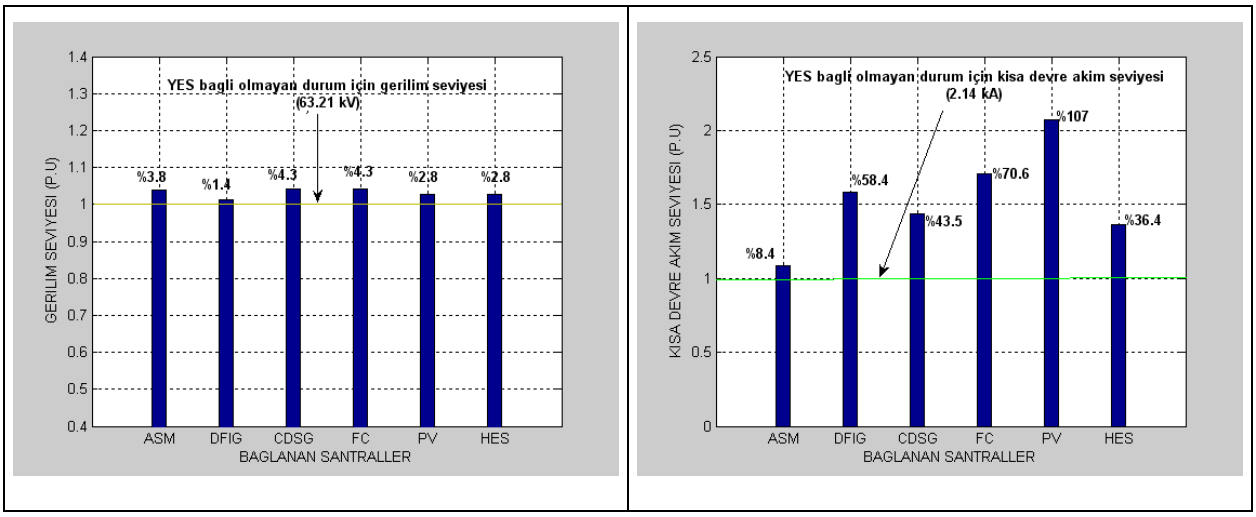
Şekil 5.15: Mihmandar/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının şebekenin toplam aktif ve reaktif enerji iletim kayıplarına etkileri

2. Analiz sonuçları açısından evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santralinin gerilim seviyesini nominal değerine yaklaştırarak ve kısa devre

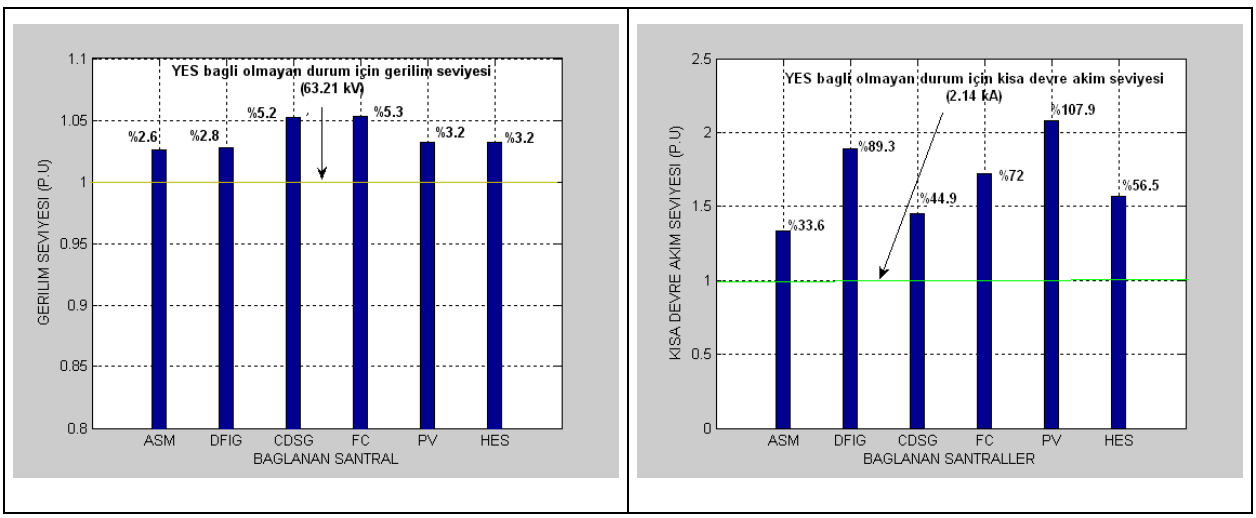
akımını sınırlayarak en düşük seviyede artırması, ayrıca aktif ve reaktif enerji kayıplarını Şekil 5.15'de yer alan grafiklerde görüldüğü üzere önemli ölçüde düşürmesinden dolayı 6 farklı santral tipi içerisinde Mihmandar/66 kV barasının enerji kalitesinin iyileştirilmesinde en iyi sonucunu verdiği ortaya çıkmaktadır.

5.3.1.4. Mersin Termik/66 kV barası yük akışı ve kısa devre sonuçları

1. Mersin Termik/66 kV barasına yapılan tüm YES bağlantılarının bu baranın gerilim seviyesini olumlu yönde artırdığını Şekil 5.16, Şekil 5.17 ve Şekil 5.18'de sırasıyla 5, 10 ve 25 MW gücünde farklı santrallerin bağlı olduğu durumlar için görmekteyiz.

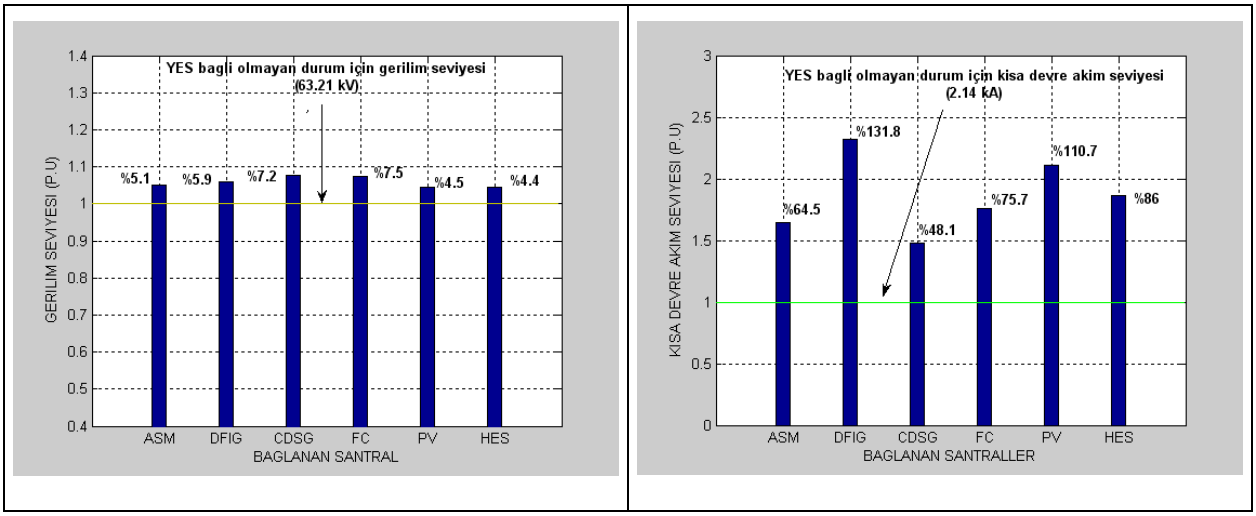


Şekil 5.16: Mersin Termik/66kV barasına 5 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri



Şekil 5.17: Mersin Termik/66kV barasına 10 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri

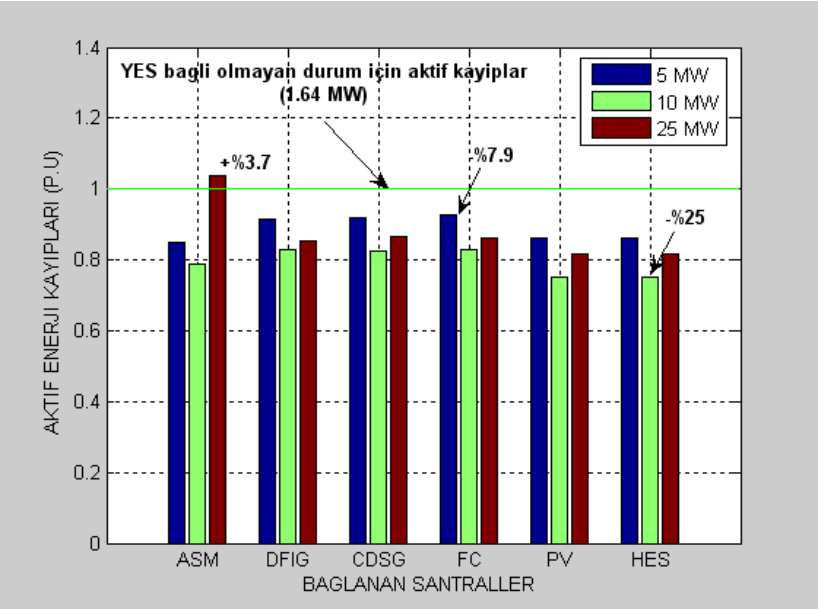
Ancak, sistemde yer alan diğer baralarda, Batı Adana/66 kV barasında ki %0,3'lere varan artışlar dışında, Seyhan/66 kV ve Mihmandar 66 kV baralarının gerilim seviyelerinde herhangi bir artış gözlemlenmemiştir.



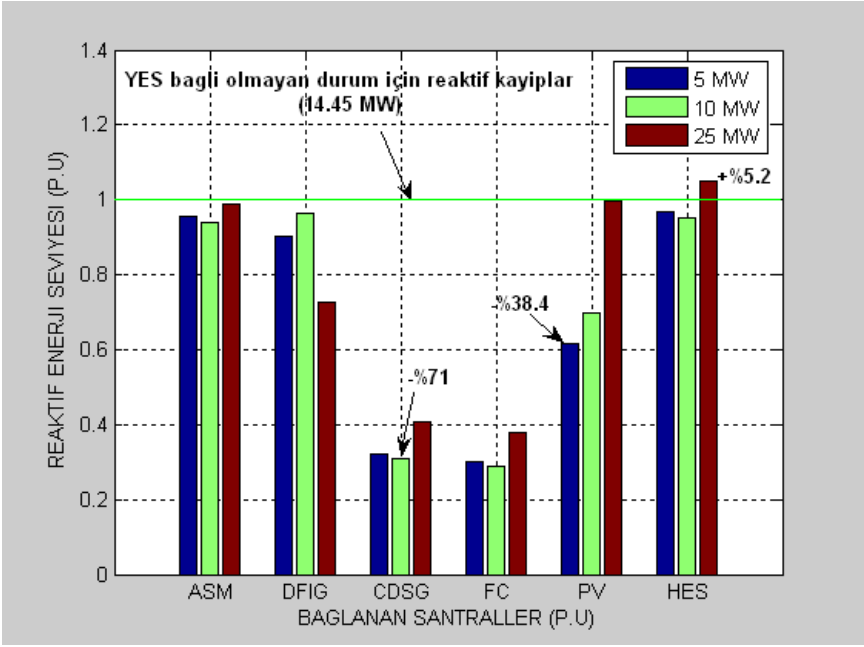
Şekil 5.18: Mersin Termik/66kV barasına 25 MW aktif güçteki YES'lerin bağlantısının bara gerilimi ve kısa devre akım seviyeleri üzerine etkileri

Benzer şekilde yapılan bağlantılar kısa devre akım seviyeleri açısından incelendiğinde gerilim seviyesinin yükselmesine paralel olarak kısa devre akımlarının da yükseldiği Şekil 5.16, Şekil 5.17 ve 5.18'de görülmektedir.

2. Mersin Termik/66 kV barasına yapılan tüm bağlantılar incelendiğinde şebekenin toplam aktif ve reaktif enerji iletim kayıplarının azaltılması yönünde önemli katkılar yaptığı Şekil 5.19 ve Şekil 5.20'de görülmektedir. Sadece kısa devre gücünün % 10 'u seviyelerinde yapılan asenkron generatörlü rüzgar santrallerinin aktif enerji kayıplarını %3,7 oranında ve küçük HES bağlantısının reaktif enerji kayıplarını %5,2 oranında artırdığı gözlemlenmiştir.



Şekil 5.19: Farklı aktif güçlerdeki (5, 10, 25 MW) YES'lerin Mersin Termik/66kV barasına bağlantısının şebekenin toplam aktif iletim kayıpları üzerine etkileri



Şekil 5.20: Farklı aktif güçlerdeki (5, 10, 25 MW) YES'lerin Mersin Termik/66kV barasına bağlantısının şebekenin toplam reaktif iletim kayıpları üzerine etkileri

Baranın kısa devre gücünün %10,5 oranında (25 MW) yapılan YES bağlantıların analiz sonuçları incelendiğinde evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü rüzgar santralinin gerilim seviyesini %7,2 oranında artırarak nominal değerine yaklaştırması ve kısa devre akımını sınırlayarak kısa devre akımı katkısını %48,1 oranıyla en düşük seviyede artırması, ayrıca aktif kayıpları %18 oranında ve reaktif enerji kayıplarını %60 oranlarında düşürmesinden dolayı 6 farklı santral tipi içerisinde Mersin

Termik/66 kV barasının enerji kalitesinin iyileştirilmesinde en iyi sonucunu verdiği ortaya çıkmaktadır.

5.3.2. Yenilenebilir enerji santrali bağlantısının şebekenin dinamik cevabı üzerine etkilerinin incelenmesi

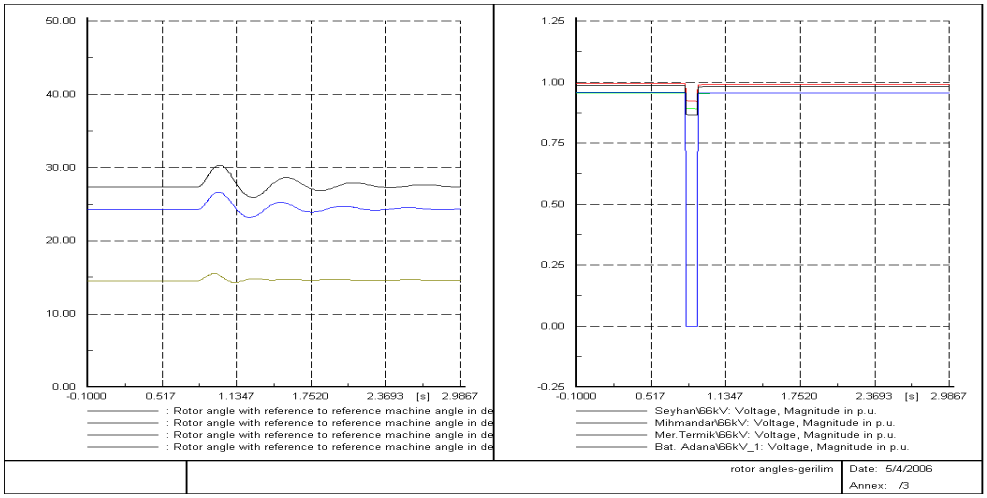
Benzetim çalışmalarına esas oluşturan Mersin Adana bölgesi 66 kV'luk iletim sisteminde yer almakta olan farklı kısa devre güçlerinde toplam 9 adet 66 kV bara bağlantı noktası yer almaktadır. YES'lerin şebekeye bağlantısının yapacağı etkiler açısından değerlendirildiğinde en düşük kısa devre gücüne sahip olan barada hata durumları daha etkin hissedilecektir. Bu durum detayı Ek-E'de verilmiş olan referans sistemdeki Seyhan/66kV, Batı Adana/66kV, Mihmandar/66 kV ve Mersin Termik/66kV baralarında yapılan 3-faz kısa devre hatası analizlerinde, sistemin nominal çalışma koşullarında olduğunu gösterir şekilde belirtilmiştir. Yapılan kısa devre analizlerinde referans sistemin normal limit değerler içerisinde kalarak işletildiği ve sistemin kararlı olduğu anlaşılmaktadır. Bu yüzden tezin bu bölümünde 240.54 MVA'lık kısa devre gücündeki Mersin Termik barası analiz çalışmalarında YES'lerin bağlantı noktası olarak seçilmiştir. Bu noktadan sonra farklı yenilenebilir enerji santralleri doğrudan şebekeye bağlanan ve evirici üzerinden bağlanan santraller olarak iki gruba ayrılmıştır. Her iki grubun etkilerini incelemek için asenkron generatörlü ve evirici üzerinden bağlı yakıt pili santralleri seçilmiş ve şebekeye Mersin Termik/66 kV barasından yapacakları bağlantıların şebekenin gerilim, frekans ve rotor açısı kararlılığı üzerine yapacağı etkiler incelenmiştir.

Öncelikli olarak TEİAŞ'ın rüzgar santralleri bağlantısı için öngördüğü bağlantı noktasının kısa devre gücünün %5'i değerinde (12 MVA) kurulum gücü seçilmiştir. Şebekeye Mersin Termik barasından bağlanarak iletim sistemine 11,9 MW aktif ve 0.3 MVAR reaktif enerji veren asenkron generatörlü rüzgar santralinin;

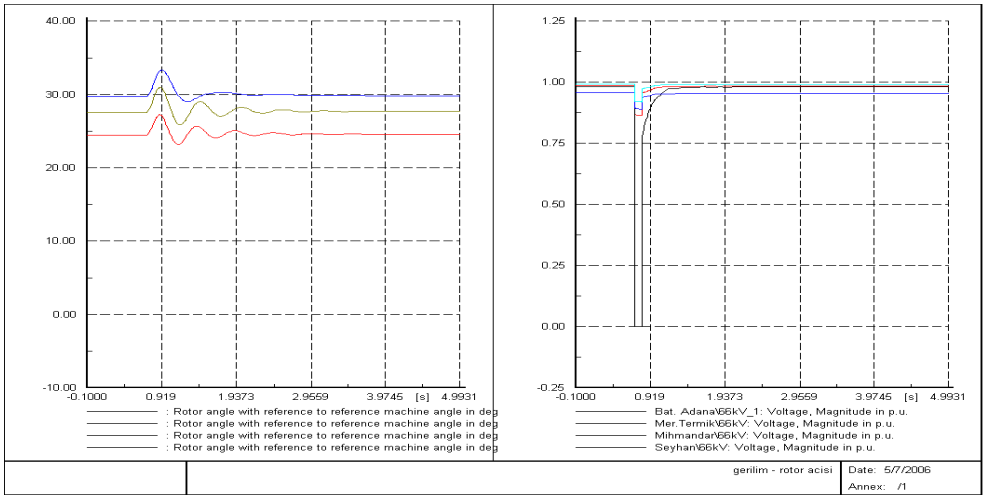
- 3 faz kısa devre arızası (0.1 sn),
- santralin kısa ve uzun süreli devre dışı kalması,
- ilave yük devreye girmesi ve çıkması,

durumları gibi çeşitli bozucu etki anlarındaki dinamik cevapları incelenmiştir. Ayrıca P-V eğrisi analizi yapılarak bara gerilimi 0.9 p.u değerine ulaşması durumundaki aktif güç değeri belirlenerek sisteme gerilim kalitesi limit değeri aşılmadan bağlanabilecek santralin kurulum gücü değeri tespiti yapılmıştır.

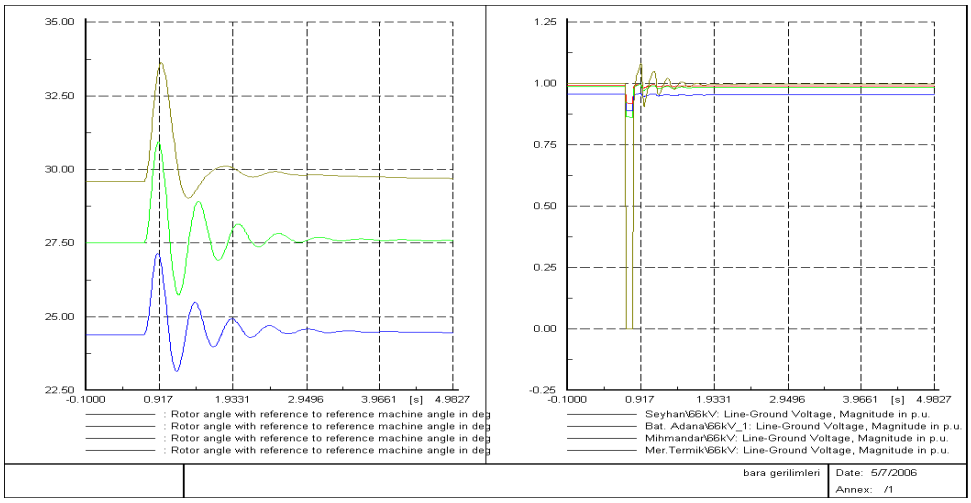
5.3.2.1. Santral barasında 0.1 sn süreli 3 faz kısa devre hatasının etkileri



a) YES bağlı olmayan durum



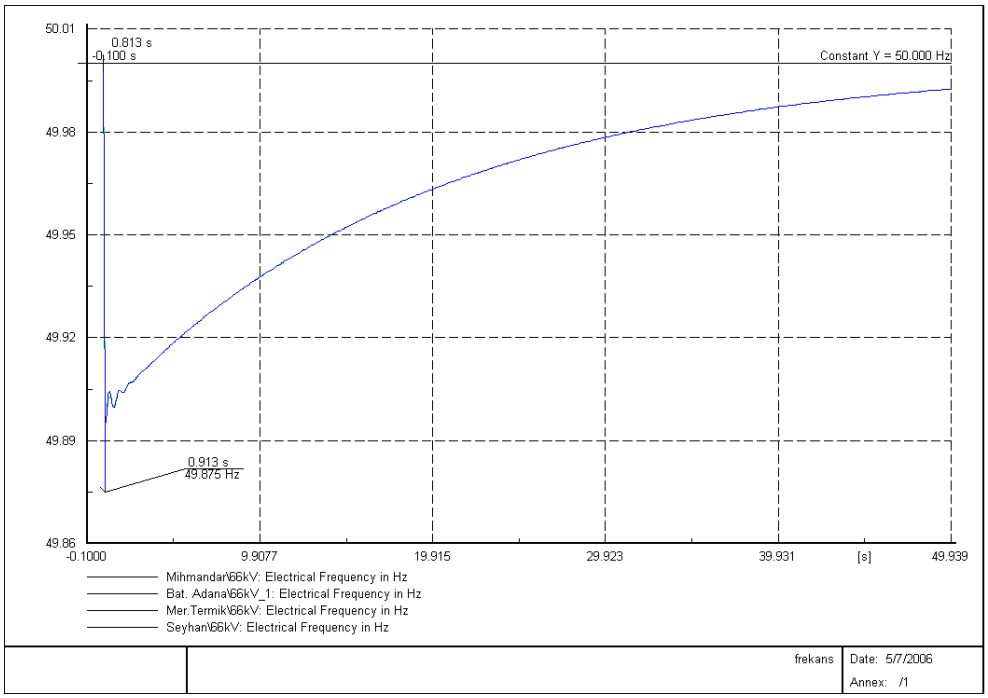
b) 12 MVA'lık asenkron generatörlü rüzgar santrali bağlı



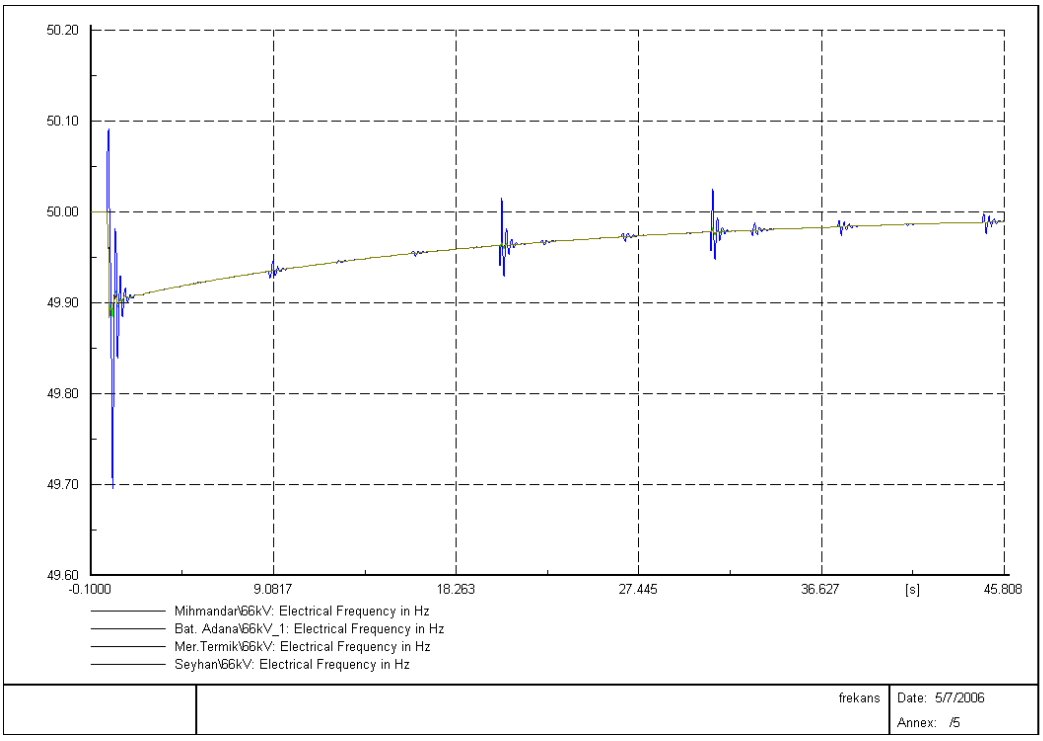
c) 12 MVA'lık yakıt pili santrali bağlı

Şekil 5.21. Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralarda ki gerilim seviyelerinin değişimi

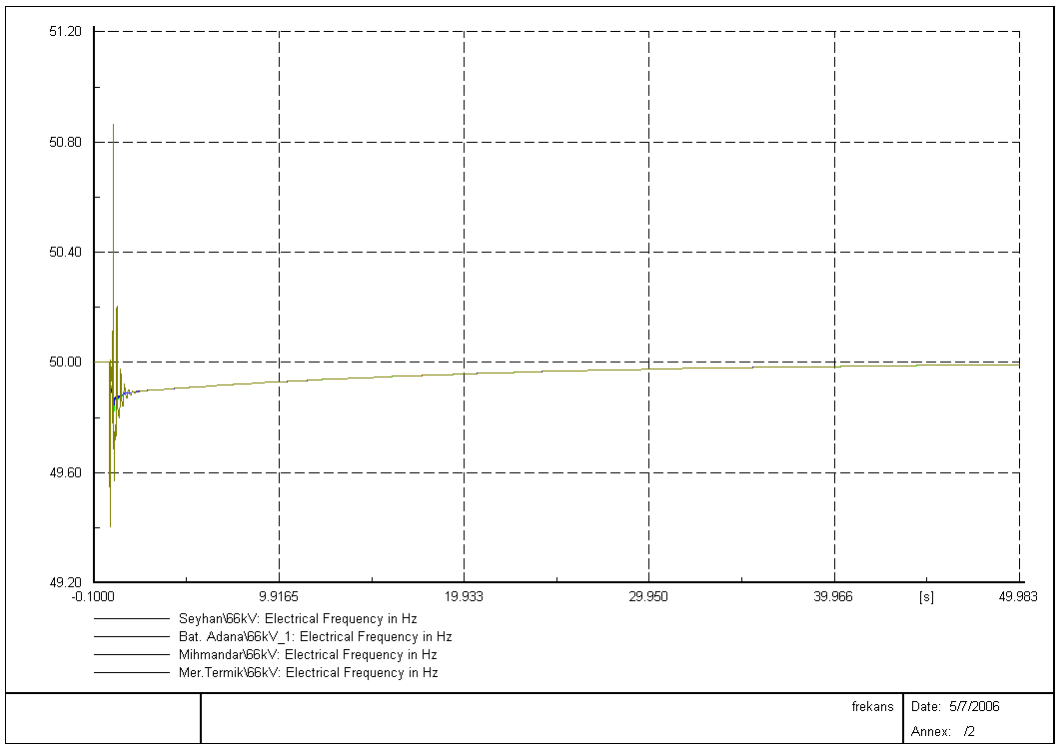
Şekil 5.21'de yer alan grafiklerde gerilim seviyelerindeki düşüş tüm durumlar için yaklaşık aynı kalmakla birlikte YES bağlı durumlar da gerilim seviyelerinde %2 dolaylarında iyileşme gözlemlenmiştir. Ancak, Mersin Termik barasının hata temizlendikten sonra ki gerilim değeri nominal değerin %75'ine ulaştıktan sonra yaklaşık 310 ms sonra eski değerine ulaştığı görülmektedir. Rotor açıları ise referans durumdaki salınımlara benzer şekilde değişmekte, fakat yeni kararlı değerlere ulaşmıştır.



a) YES bağlı olmayan durum



b) 12 MVA'lık asenkron generatörlü rüzgar santrali bağlı



c) 12 MVA'lık yakıt pili santrali bağlı

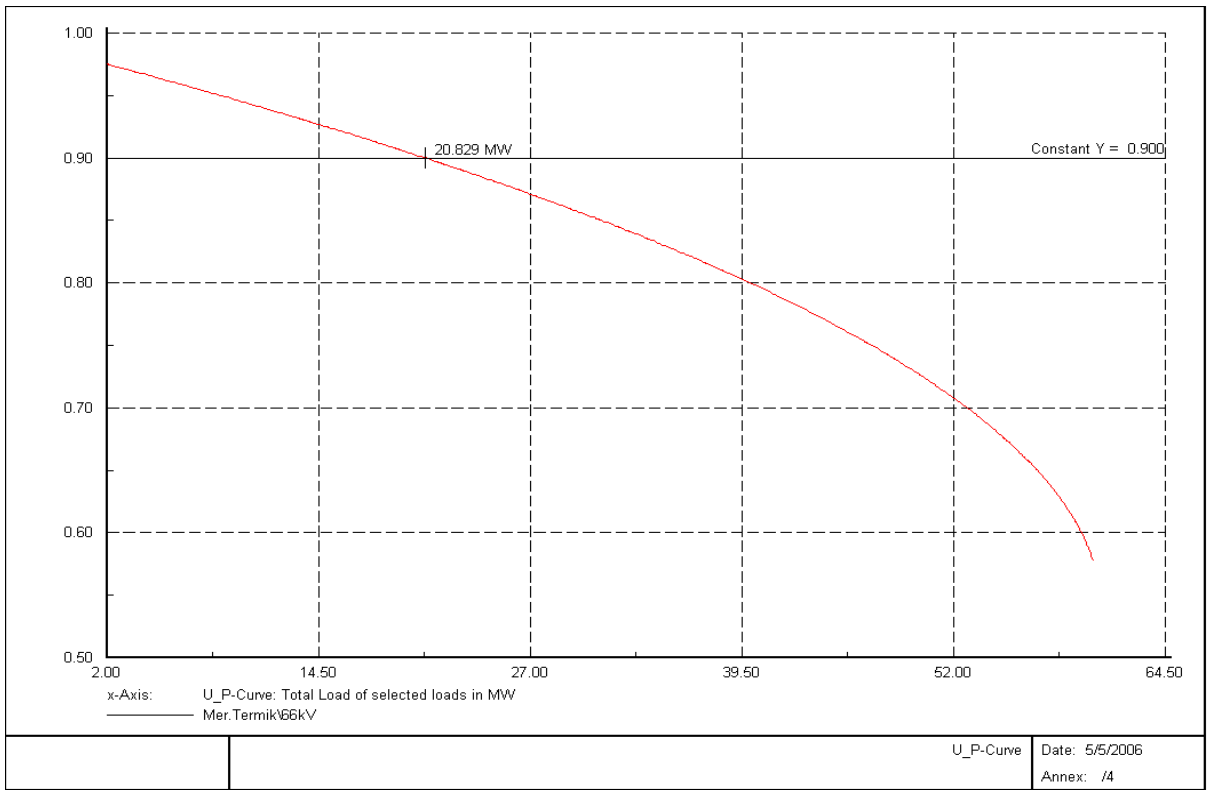
Şekil 5.22: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralarda ki frekans seviyelerinin değişimi

Şekil 5.22'de yer alan grafiklerde Mersin Termik/66 kV barasının frekans seviyesi referans duruma oranla daha hızlı bir şekilde eski değerine yaklaşmasına rağmen, 30. sn'ye kadar frekans değerinde zamanla azalan 100 mHz genlikli anlık frekans değişimleri gözlemlenmektedir. Diğer komşu baraların frekans seviyeleri ise referans durum değerine anlık frekans değişimleri olmaksızın yaklaşmaktadır.

Benzetim çalışmasında 12 MVA'lık asenkron generatörlü rüzgar santralinin şebekenin yeni gerilim, frekans ve rotor açısı değişim cevaplarını bozmadığı, dolayısıyla şebekenin kararlılığını sürdürdüğü görülmüştür.

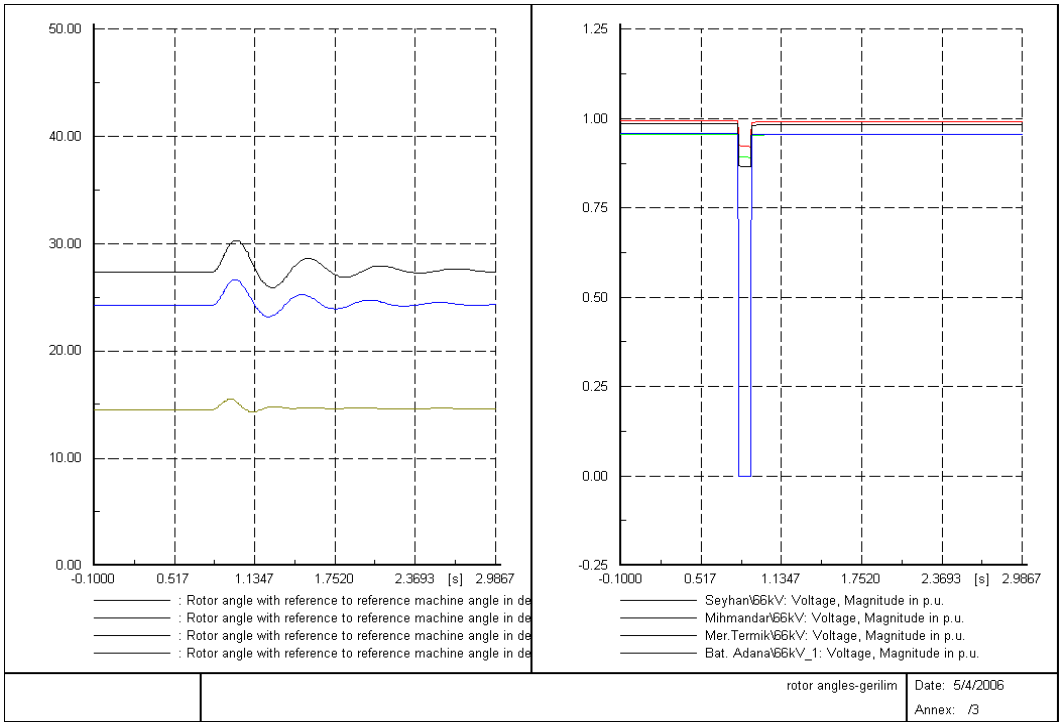
5.3.2.2. Santralin şebekeye verebileceği gücün limit değerinin tespiti

Bu noktada şebekeye enerji kalitesi limit değerlerini zorlamadan bağlanabilecek santralin optimum kurulum gücünü belirlemek için P-V eğrisi analizi yapılarak incelenen gerilim kararlılığı durumu Şekil 5.23'de yer almaktadır.

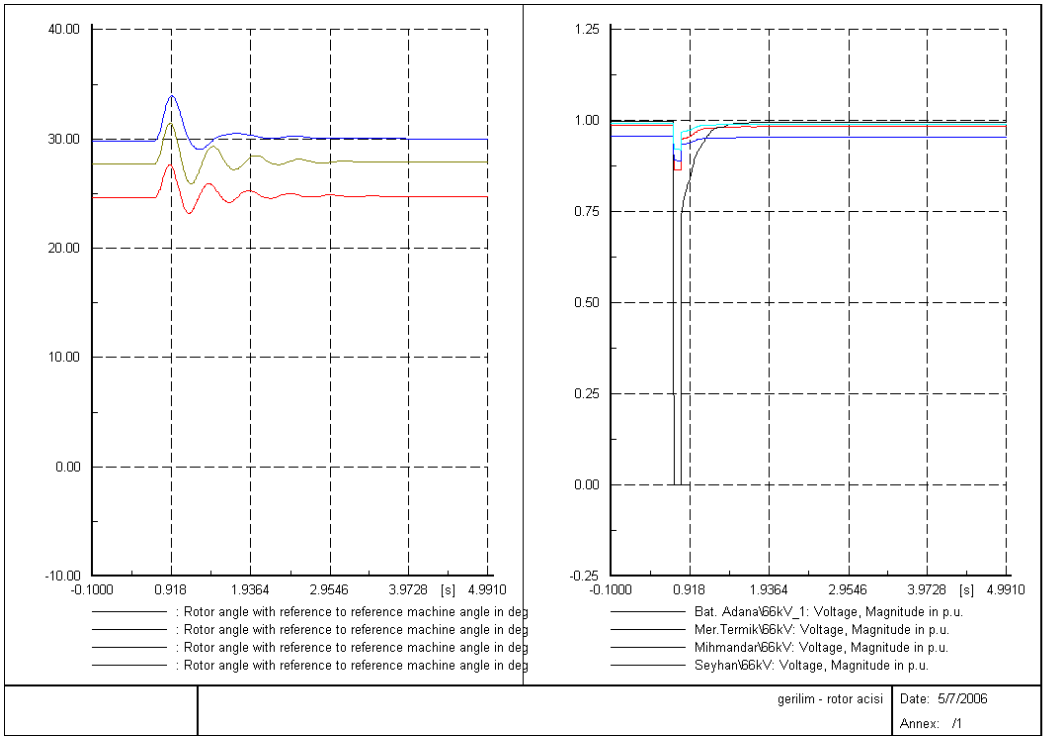


Şekil 5.23: Mersin Termik barasına bağlanacak santralin maksimum kurulum gücü tespiti için yapılan P-V analizi sonuç eğrisi

Yapılan analiz sonucunda gerilim değeri için enerji kalitesi limit değerlerinde alt sınır seviyesi olan 0.9 p.u değerine 20.829 MW değerinde ulaştığı gözlemlenmiştir. Bu noktada santralin kurulucu gücü yaklaşık olarak 21 MVA değerine (rüzgar santralini oluşturan generatörlerin sayısı artırılarak) çıkartıldığında Şekil 5.24 ve Şekil 5.25'de yer alan grafikler elde edilmiştir.

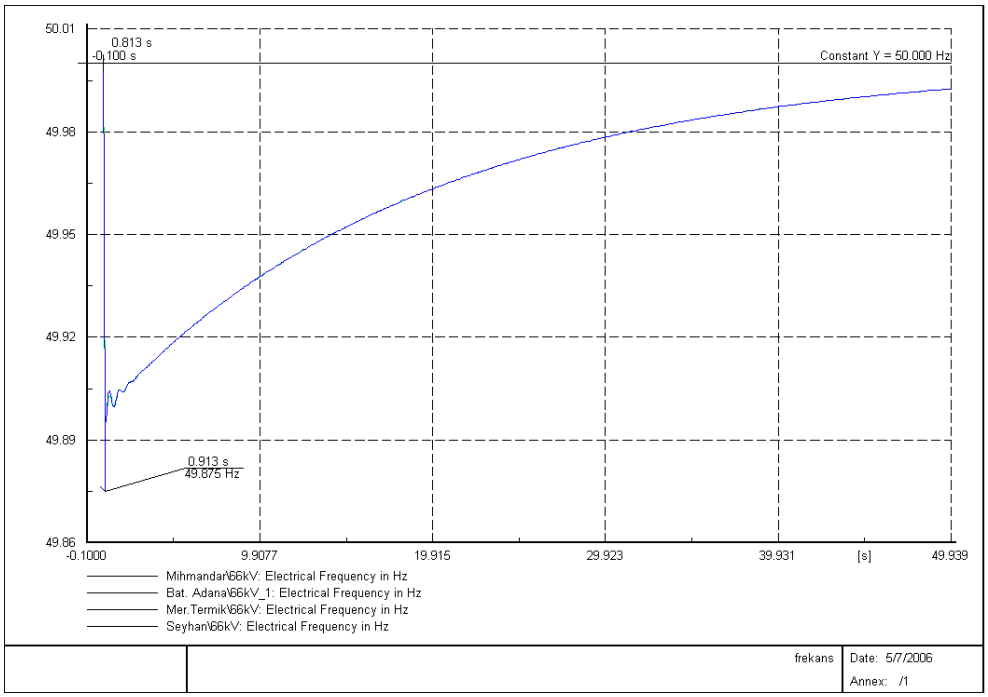


a) YES bağlı olmayan durum

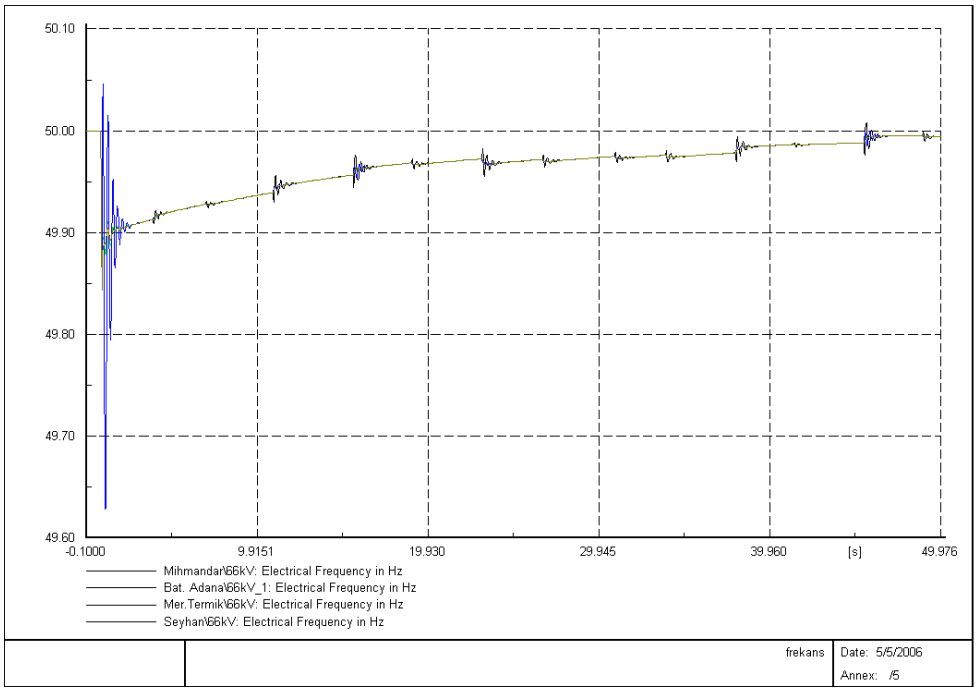


b) 21 MVA YES (ASM) bağlı durum

Şekil 5.24: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda generatör rotor açılarının ve seçilen baralardaki gerilim seviyelerinin değişimi



a) YES bağlı olmayan durum



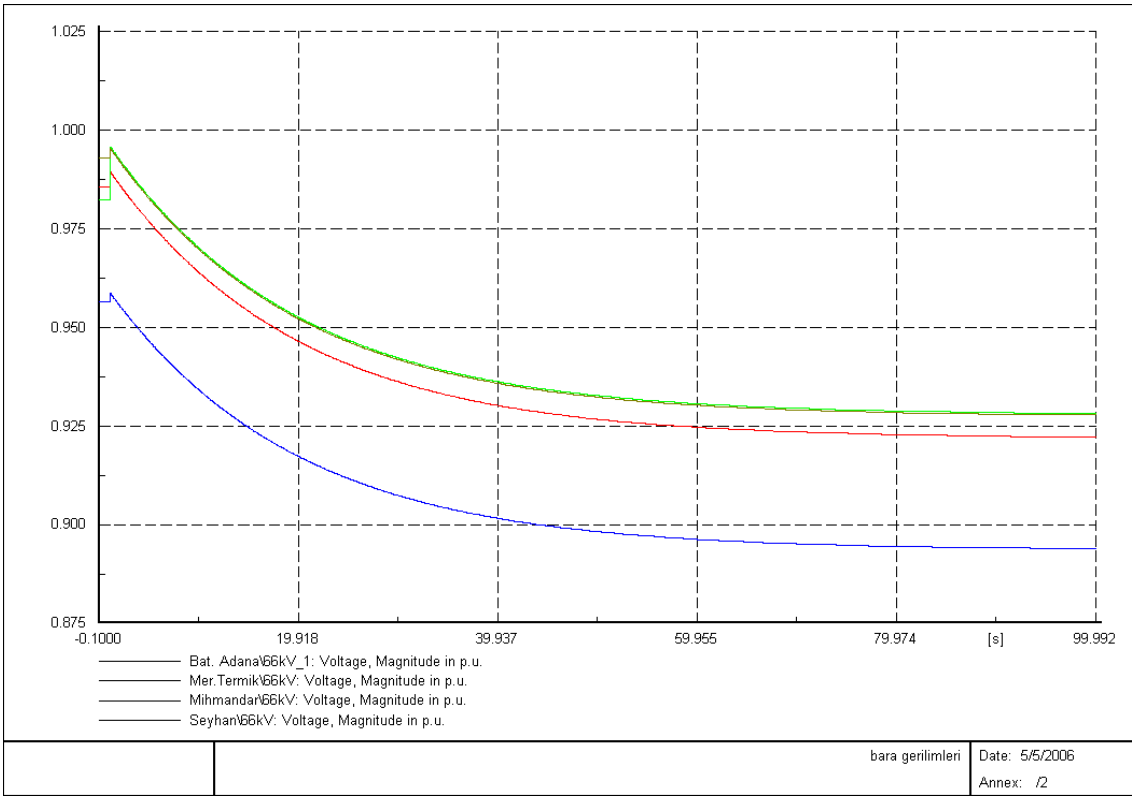
b) 21 MVA YES (ASM) bağlı durum

Şekil 5.25: Mersin Termik/66 kV barasında 3 faz kısa devre arızası durumunda bağlantı baralarındaki frekans değişimleri

Yukarıdaki şekillerde santralin %8.75 kısa devre gücü değerinde (21 MVA) şebekenin Mer. Termik barasına bağlanırsa enerji kalitesi limit değerleri içerisinde ve sistemin kararlılığı bozulmadan bağlanabileceği tespit edilmiştir.

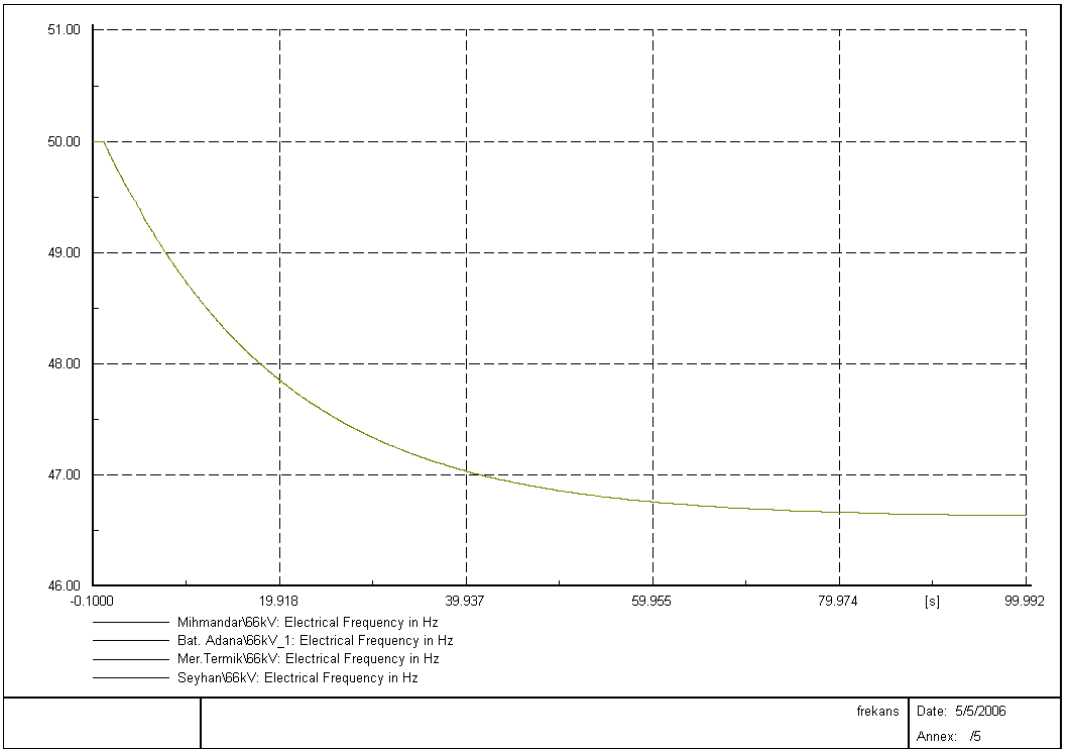
5.3.2.3. Santrali şebekeye bağlayan kesicinin açılmasının etkileri

YES santrali generatörünü şebekeye bağlayan kesicinin hata durumunda açması ile YES santralinden enerji üretiminin sıfırlanması durumunda şebeke gerilim seviyesi üzerine yapacağı etkiler Şekil 5.26'da ve frekans üzerine yapacağı etkiler Şekil 5.27'de yer almaktadır.



Şekil 5.26: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken açılmasının bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki değişimleri

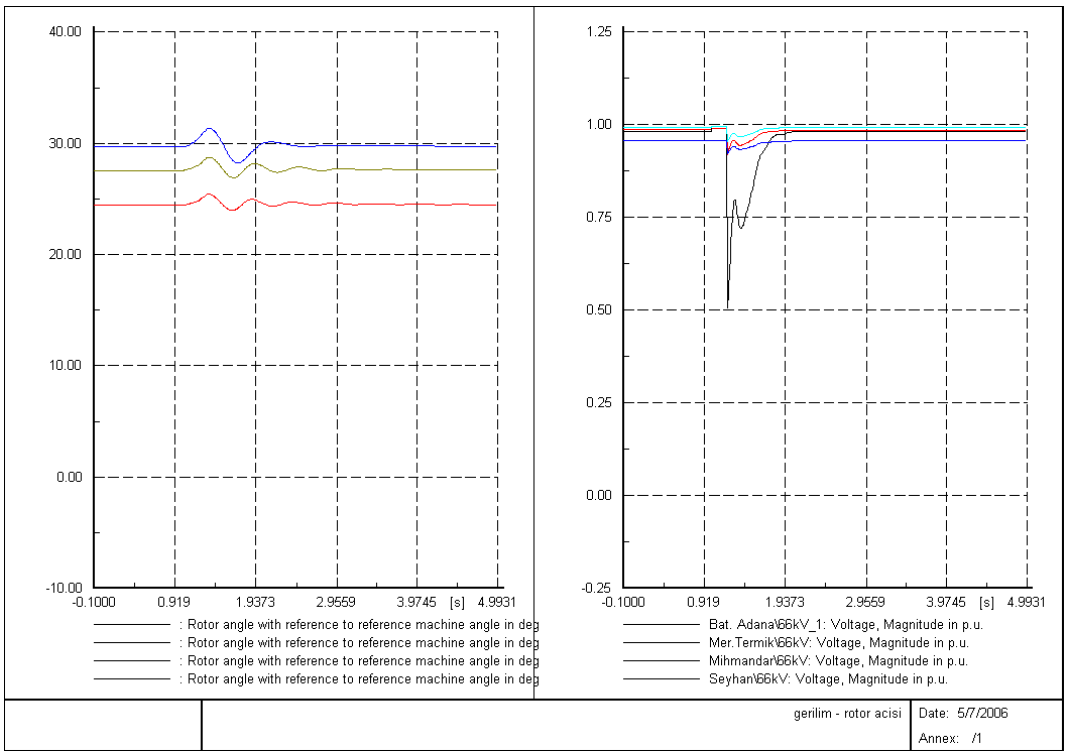
Bu benzetim çalışmasında sistemin gerilim ve frekans seviyelerinde önemli ölçüde limit değerleri aşacak şekilde azalma olduğu ve sistemde ki mevcut generatörlerin kapasitesi yeterli olmadığı için, sistemin nominal değerlerine ulaşabilmesi için yük atma olayının gerçekleşmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır.



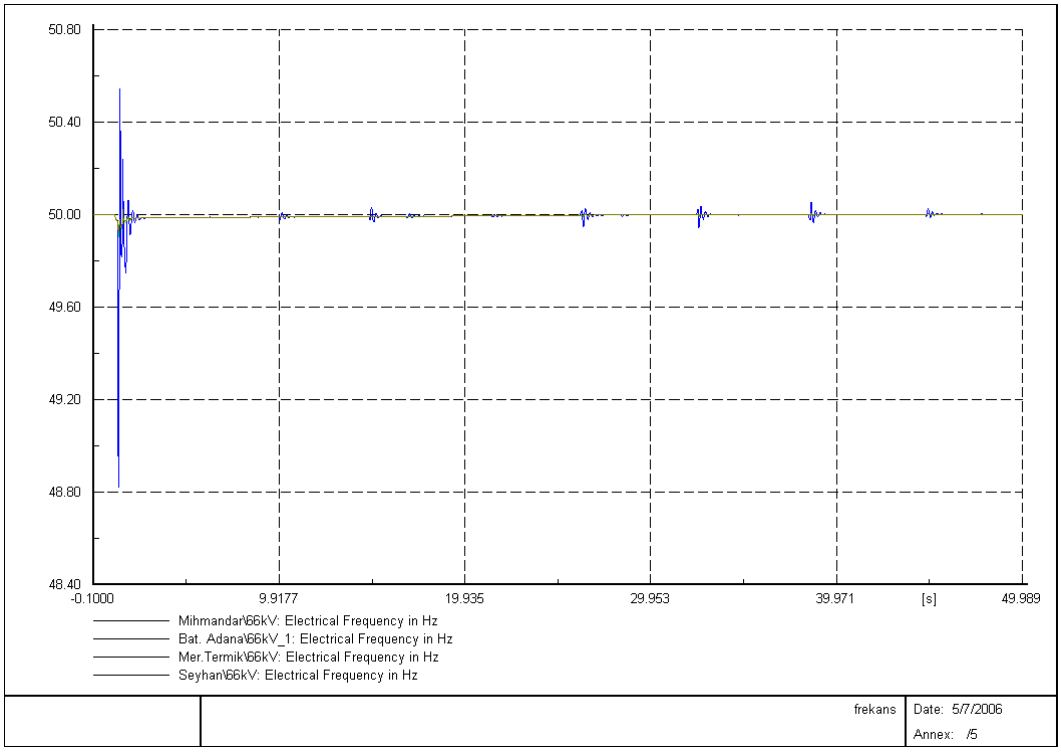
Şekil 5.27: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken açılmasının bağlantı baralarının frekans seviyesindeki değişimler

5.3.2.4. Santral kesicisinin açılıp 0.2 sn sonra tekrar kapanmasının etkileri

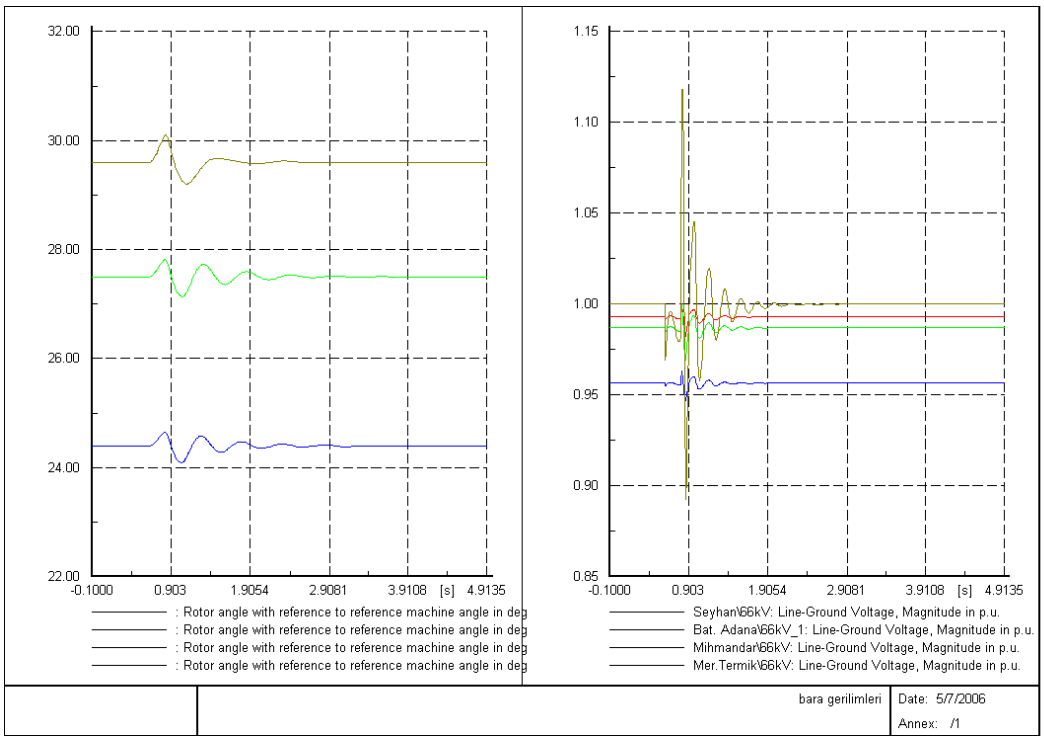
YES(ASM) generatörünü bağlayan kesicinin 0.2 sn süreli olarak trip etmesi sonucunda ise sistemin gerilim, rotor açısı ve frekans seviyeleri ile ilgili dinamik cevapları incelenmiştir. Yapılan benzetim çalışmalarından görüldüğü üzere generatör kesicisinin açması durumunda bağlantı noktası barasının gerilim seviyesinde anlık olarak 0.5 p.u'lik düşüş olsa bile tekrar gerilim değerinin eski seviyesine oturduğu ve frekansın değerinin yine anlık olarak 48.6 değerine ulaşıp sonrasında ise 200 mHz bandında kaldığı tespit edilmiştir. Şekil 5.28 ve Şekil 5.29'da asenkron generatörlü rüzgar santrali ile Şekil 5.30 ve Şekil 5.31 'de yakıt pili santralinin Mersin Termik barasına bağlıyken santral kesicilerinin 0.2 sn süreli açılıp tekrar kapanmasının gerilim ve frekans seviyeleri üzerine etkileri görülmektedir.



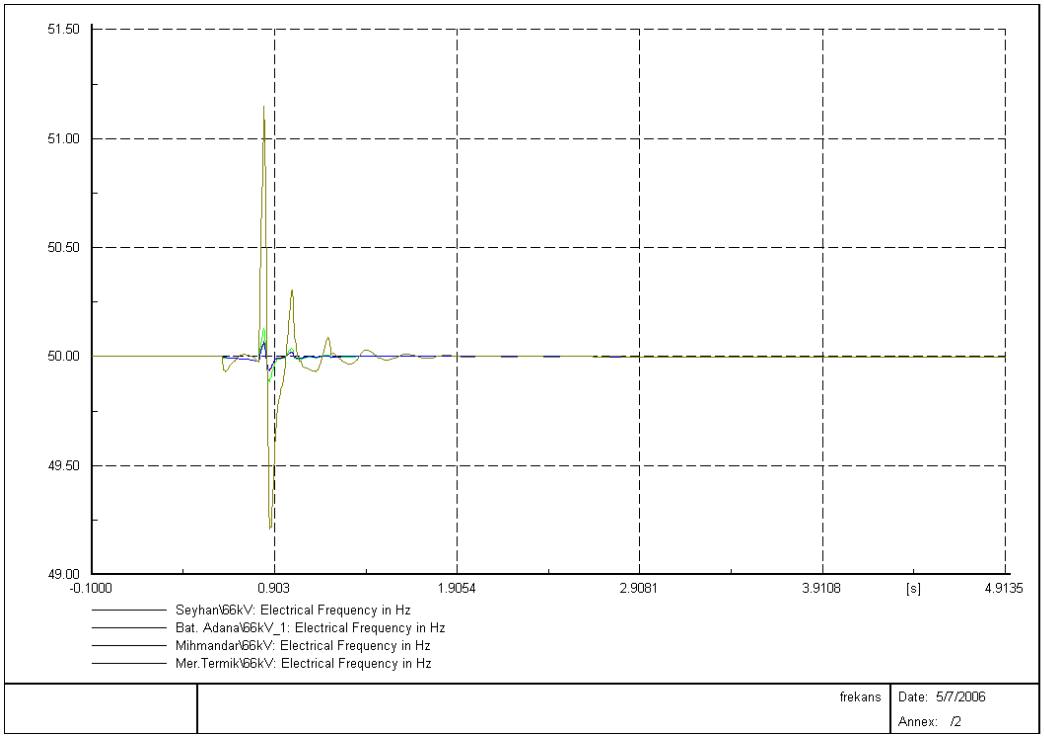
Şekil 5.28: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki ve sistemdeki generatörlerin rotor açısı değişimleri



Şekil 5.29: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri



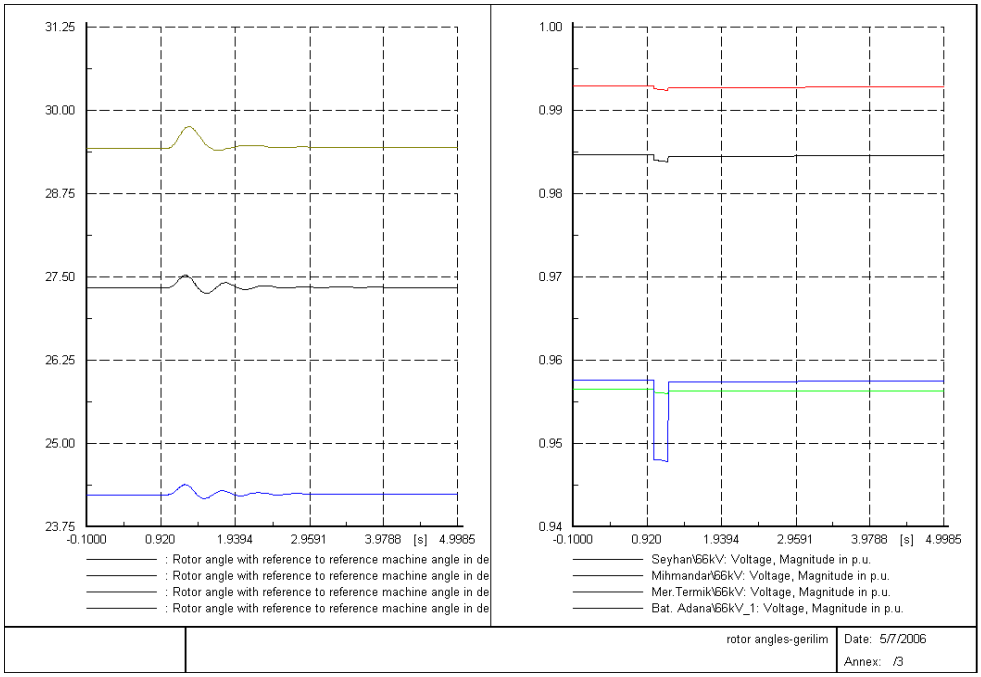
Şekil 5.30: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının gerilim seviyesindeki ve sistemdeki generatörlerin rotor açısı değişimleri



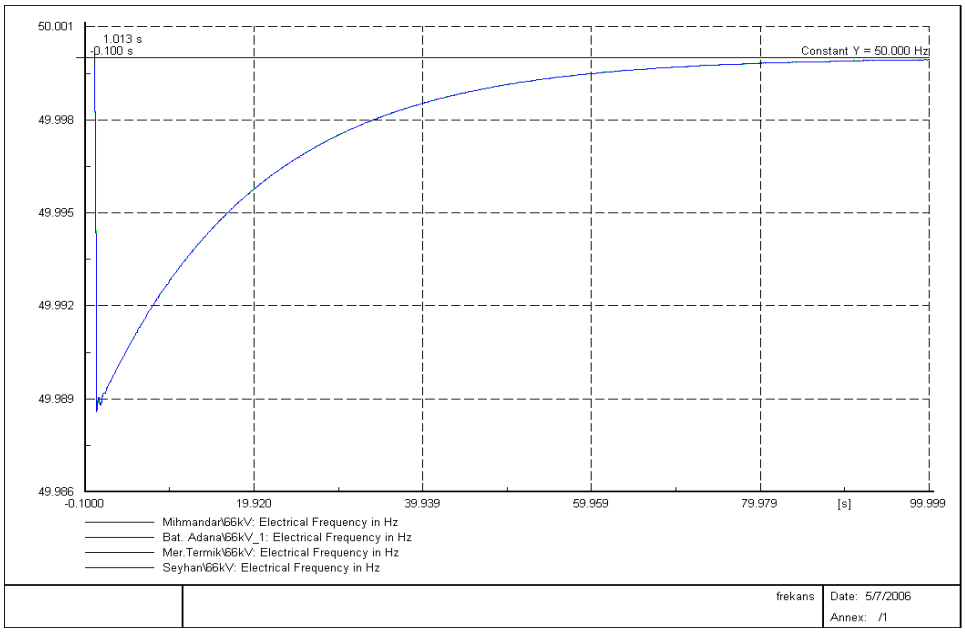
Şekil 5.31: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 0.2 sn'lik açma-kapama yapması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri

5.3.2.5. Bağlantı noktasında ilave 5 MW yükün 0.2 sn süre ile devreye girip çıkmasının etkileri

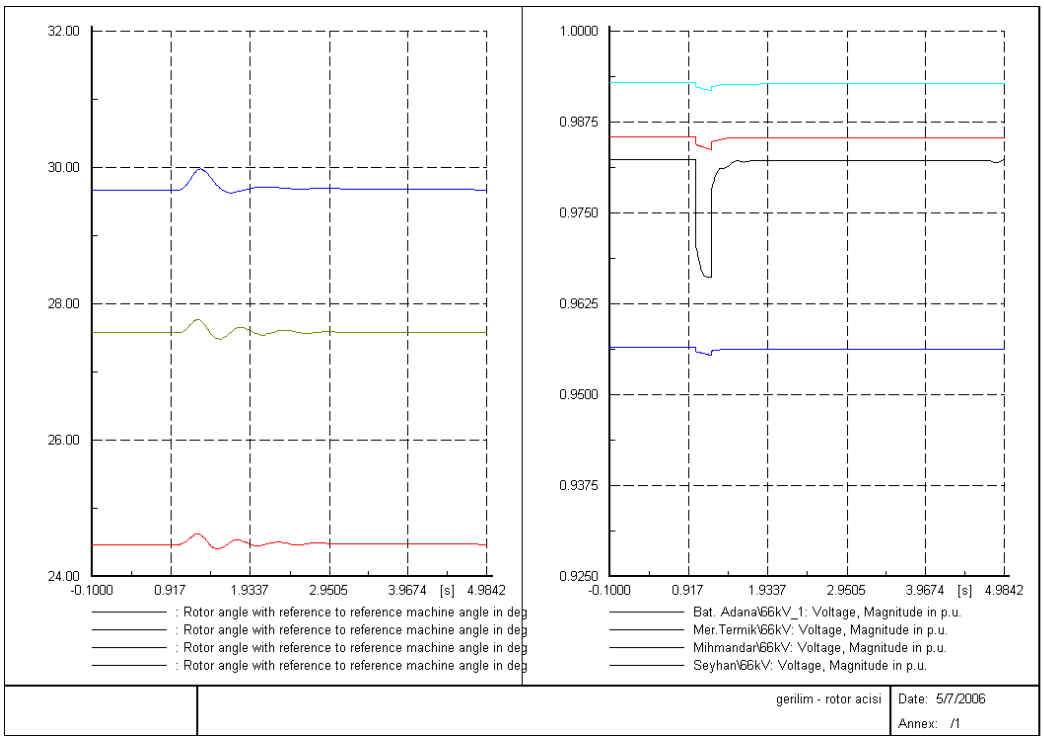
Bu benzetim çalışmasında Mersin Termik/66 kV barasına %25'lik ilave yükün devreye girip çıkması incelenerek sistemin küçük bozucu etki kararlılığı YES'ler bağlanmadan önceki durumlar Şekil 5.32 ve Şekil 5.33'de, asenkron generatörlü rüzgar santrali bağlı durumlar Şekil 5.34 ve Şekil 5.35'de ve yakıt pili santrali bağlı durumlar Şekil 5.36 ve Şekil 5.37'de incelenmiştir.



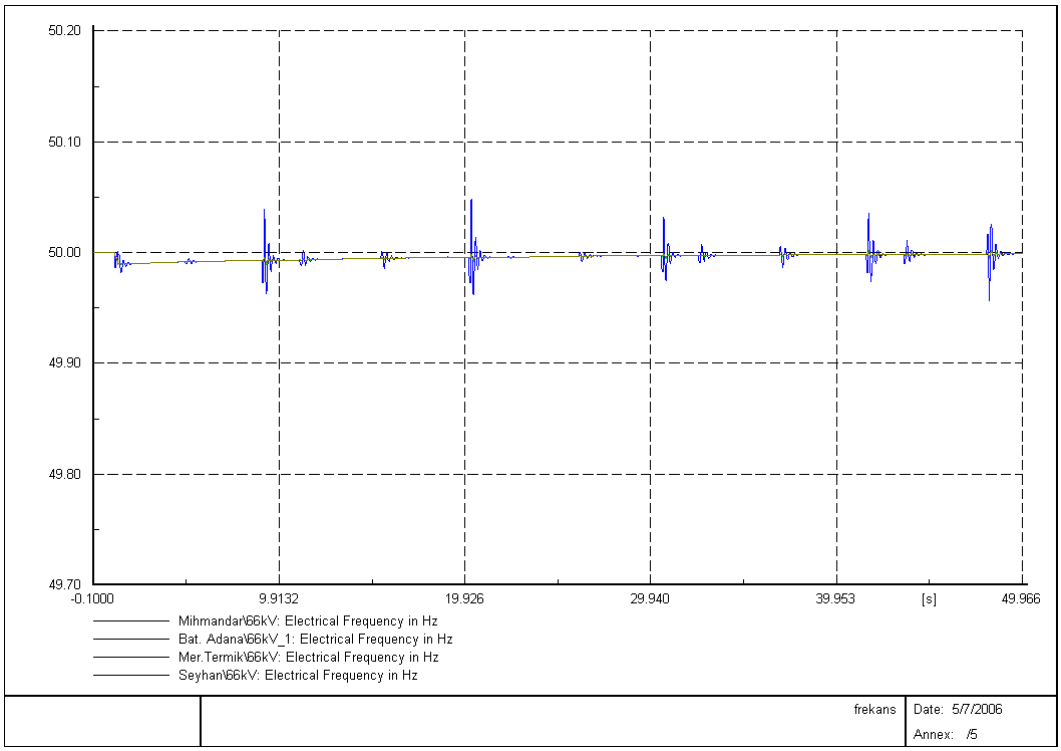
Şekil 5.32: Mersin Termik/66 kV barasına 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının gerilim ve generatör rotor açıları değişimleri



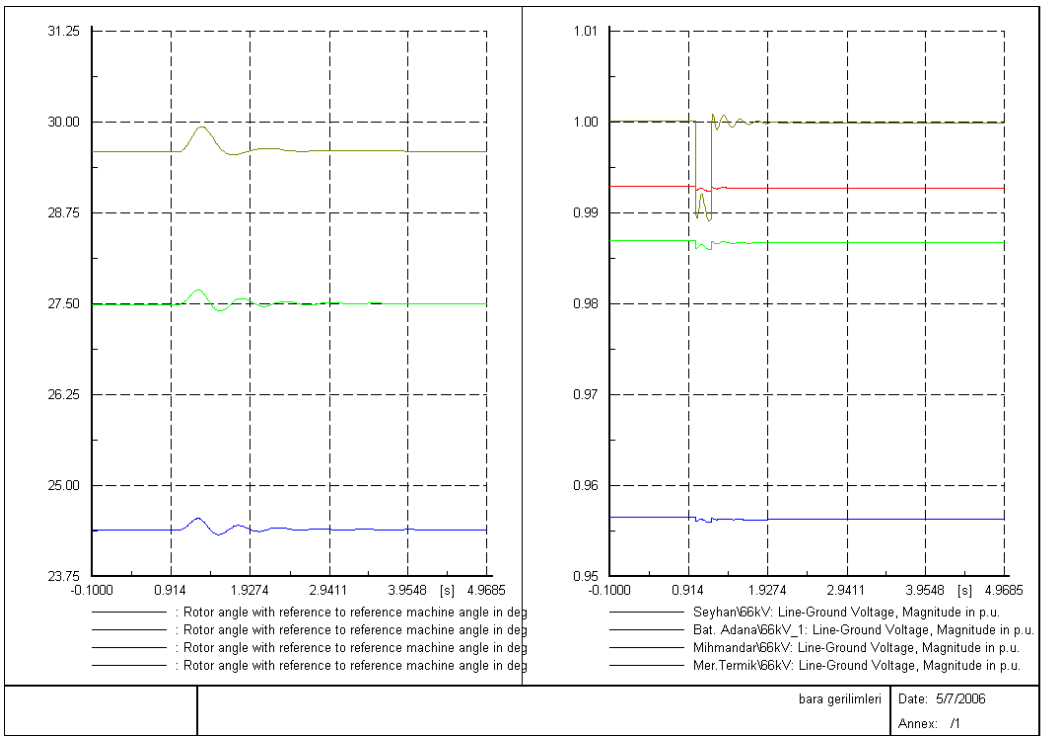
Şekil 5.33: Mersin Termik/66 kV barasına 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri



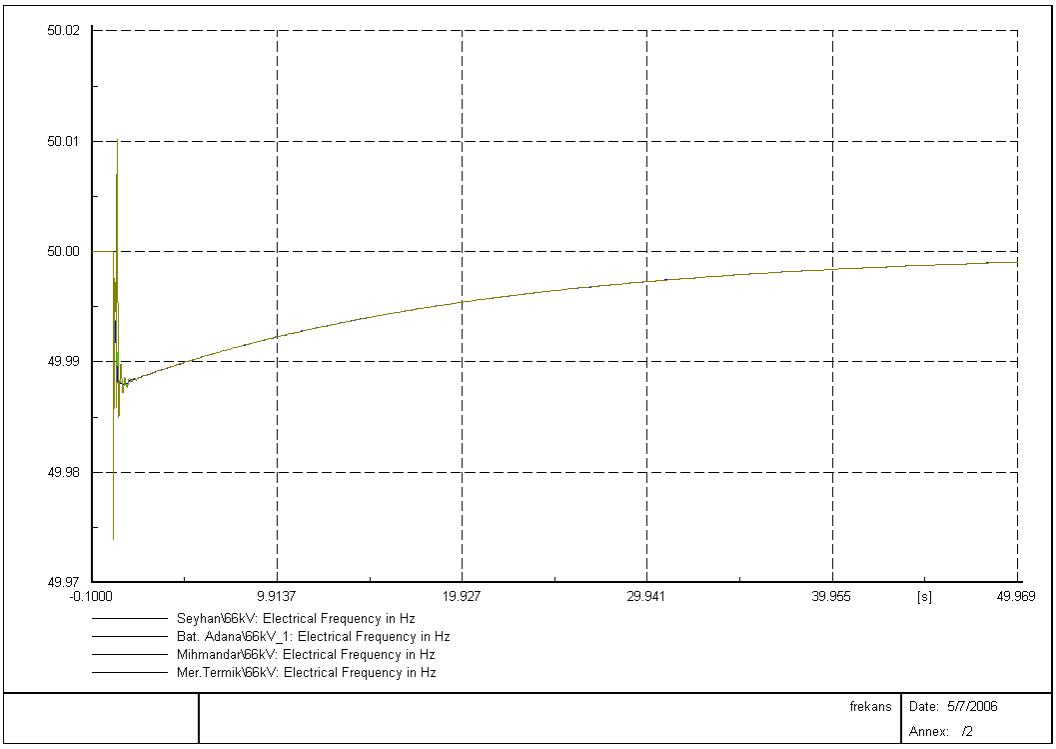
Şekil 5.34: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının gerilim ve generatör rotor açıları değişimleri



Şekil 5.35: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (ASM) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri



Şekil 5.36: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının gerilim ve generatör rotor açıları değişimleri



Şekil 5.37: Mersin Termik/66 kV barasına 12 MVA'lık YES (FC) bağlı iken 5MW ilave yük devreye girip çıkması durumunda bağlantı baralarının frekans değişimleri

6. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada, öncelikle farklı yenilenebilir enerji santralleri (YES) incelenmiş ve literatürden faydalanılarak DigSilent Power Factory programında benzetim modelleri oluşturulmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke ile senkron çalışabilmesi için gerekli olan enerji sistemi kararlılığı ve enerji kalitesi kriterleri tanımlanmış ve sistemin durağan durumu ve dinamik cevap karakteristikleri üzerine yapacakları etkiler detaylı olarak incelenmiştir. Benzetim çalışmalarında; rüzgar, güneş, hidrolik ve hidrojen enerjilerini kullanan farklı yenilenebilir enerji santrallerin sırasıyla gerçek bir iletim sistemine farklı kurulum güçlerinde ve farklı kısa devre güçlerinde ki bağlantı noktalarından bağlanması durumu DigSilent Power Factory programı kullanılarak analiz edilmiştir. Sonuçlar incelendiğinde TEİAŞ tarafından uygulanmakta olan yenilenebilir santrallerin kurulum güçlerini kısıtlayan bağlantı noktasının kısa devre gücünün %5'ini aşmama uygulamasının yetersiz olduğu, bu oranının her bağlantı noktasının karakteristiğine bağlı olarak artabileceği değerlendirilmiştir.

Tez kapsamında yapılan benzetim çalışmalarının ilk bölümünde 5, 10 ve 25 MW güçlerindeki asenkron generatörlü (ASM), çift beslemeli asenkron generatörlü (DFIG) ve evirici üzerinden bağlı senkron generatörlü (CDSG) rüzgar santralleri ile fotovoltaik pil-batarya sistemi (PV-BAT), yakıt pili (FC) ve küçük hidroelektrik santrallerin (HES) şebekenin farklı kısa devre güçlerine sahip 4 farklı noktasına bağlanmış ve sistemin gerilim seviyeleri ile kısa devre akım seviyeleri üzerine yaptığı etkiler yük akışı ve kısa devre analizleri yapılarak incelenmiştir. Bu analizler neticesinde genel olarak, YEK santrallerinin bağlantı barasının gerilim seviyesini özellikle şebekenin uç noktalarına yapılan bağlantılarda nominal bara gerilimi değerine yükselttiği görülmüştür. Ancak, gerilim seviyesinde ki artışlara paralel olarak baraların kısa devre akım seviyelerinin de, santrallerin reaktif güç kontrol mekanizmaları uyarınca arttığı gözlemlenmiştir.

Yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeyle senkronize çalışmaları durumunda, şebekeye sistemin güçlü oldukları noktalardan bağlanmaları (Seyhan/66kV ve Batı

Adana/66kV,YEK oranı % 0,7 ile %1,8 arası) sistemin gerilim ve kısa devre akım seviyeleri üzerinde önemli etkilerinin olmadığı gözlemlenmiştir. Buna nazaran şebekenin kısmen zayıf olduğu uç noktalara yapılan bağlantılar sonucunda sistemin genelinde gerilim seviyelerinde önemli ölçüde iyileşmeler gözlemlenmiştir. Sistemin uç noktalarına iletilen gücün azalması merkeze yakın olan baralarda ki gerilim seviyelerinin de nominal değere daha yakın olmalarına ve iletim kayıplarının azalmasına sebebiyet vermektedir. Sistemin uç noktalarına yapılacak bağlantıyı kısıtlayan faktör ise kısa devre akım seviyesi olduğu ortaya çıkmıştır. Çünkü mevcut sisteme yapılacak üretim amaçlı tüm bağlantılar mevcut hatları ve koruma elemanlarını kullanacakları için bu donanımların kısa devre akım seviyelerinin bağlantıyı kısıtladığı ortaya çıkmaktadır. Uç noktalara yapılacak bağlantıların kısa devre akımını %25 ile % 80 arası artırabileceği tespit edilmiş olup, sistemin kısa devre rezervi uyarınca bağlanacak yenilenebilir enerji santralinin optimum kurulum gücünün belirlenebileceği ortaya çıkmaktadır.

Sadece aktif güç verecek şekilde tesis edilen yenilenebilir enerji kaynaklı üretim santrallerinin şebekeye artan güçlerde bağlantısı, bağlantı noktasının gerilim seviyesini kurulum gücüne oranla yükseltmektedir. Ancak, farklı güç faktörlerinde şebekeye bağlanan YES santrallerinin farklı güçlerde ki bağlantısı sistemin hem aktif hem de reaktif güç akış yönlerini değiştirebilmektedir. Bu değişim ise iletim hatları üzerinden iletilen reaktif güç değerlerini etkileyerek hatta bağlı iletim baralarının gerilim seviyesini değiştirmektedir. Yapılan benzetim çalışmalarında santrallerin şebekeye reaktif güç verecek şekilde bağlantısı durumumda bağlantı yapılan baraya bağlı yüklerin miktarı kadar bir güç mertebesinde bağlandığında gerilim seviyesinin arttığını, fakat ihtiyaç duyulan güçten daha fazla bir üretim yapıldığında sistemdeki güç akışları değiştiğinden dolayı bazı bara gerilim seviyelerinde azalma gözlemlenmiştir.

Şebekeye tamamıyla evirici üniteler üzerinden bağlanan YES'lerin kısa devre akımına katkıları evirici ünitelerde tarafından sınırlandırıldığı gözlemlenmiştir. Bu nedenle bu tip santrallerin (CDSG, FC, PV-BAT) kurulu gücü ne olursa olsun aynı kısa devre akım seviyesinde hata akımına katkı yaptıkları gözlemlenmiştir.

Sistem toplam aktif güç kayıpları açısında incelendiğinde merkezi üretime yakın olan dolayısıyla şebekenin güçlü olduğu noktalarda yapılan tüm bağlantılarında transfer edilen güç miktarına bağlı olarak artan akım seviyesinden dolayı aktif güç

kayıplarında bağlanan santralin kurulu gücü oranınca artış gözlemlenmiştir. Ancak, sistemin uç noktalarına yapılan tüm YES bağlantılarının, aktif ve reaktif enerji transfer yönlerini ve miktarlarını değiştirmedikleri müddetçe, merkezi iletimden kaynaklanan aktif ve reaktif enerji iletim kayıplarını azalttığı görülmektedir.

Reaktif güç kontrolü açısında sınırlı olan asenkron generatörlerin reaktif güç kontrolüne önemli etki yapmazlarken şebekeye evirici üniteler üzerinden bağlanan santrallerin reaktif güç kontrolüne gerekli durumlarda üretim yaparak katkıda bulunmalarından dolayı sistemin reaktif güç kayıplarında özellikle senkron generatörlü rüzgar, yakıt pili ve fotovoltaik pil – batarya sistemlerinde önemli ölçüde azalmalar gözlemlenmiştir. Asenkron generatör ve küçük HES santralleri güç faktörleri 1,0 olacak şekilde çalıştırıldıkları için reaktif güç kayıpları üzerinde etkileri pek olmamıştır. Her ne kadar evirici üzerinden bağlanan santraller şebekenin gerilim seviyesi kontrolüne önemli ölçüde katkı yapsalar bile, bu tip generatör bağlantıları şebekenin toplam döner momenti oranını azaltacağı için sistemin frekans kararlılığı (frekans toparlanma süresi uzayarak) olumsuz olarak etkilenmektedir.

YES santrallerinin kurulum gücü tespit edilirken; YES generatörü kontrol mekanizmaı şebekenin bağlantı noktasının kısa devre gücü, şebekenin hat karakteristikleri (rezistif, endüktif), mevcut koruma elemanlarının kısa devre akım kapasiteleri temel belirleyici etken olmaktadırlar. Kısaca, yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye en uygun seviyede bağlanabilmesi için;

- Değişen aktif ve reaktif enerji üretimlerinden dolayı şebeke de istenmeyen gerilim değişimlerinin önlenmesi,
- Mevcut şebeke elemanların kısa devre akım limitleri ile ısıl dayanım kapasiteleri zorlanmaması,
- Fliker ve harmonik üretiminin kabul edilebilir sınırlar içinde olması,
- Anahtarlama olaylarından ve anlık devreye girme olayları gibi geçici durumlarda şebeke kararlılığının limit değerleri içerisinde olması,

gerekmektedir. Bu koşullar dikkate alındığında YES bağlantısı yapılacak şebekenin YES kaynaklı kısıtlılık durumlarını sorunsuz aşabilmesi için rezerv kapasite yedeğinin olması, şebekede sürdürülebilir arz güvenliğinin temini için kaçınılmaz olduğu ortaya çıkmaktadır.

KAYNAKLAR

[1] **Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun** (18.05.2005 tarih ve 25819 sayılı resmi gazete, Kanun no: 5346)

[2] **TEİAŞ-APK,** 2005. Yenilenebilir kaynaklardan değişken üretim yapan santrallerin elektrik üretim-iletim sistemine teknik ve ekonomik etkileri ve AB uygulamaları, *değerlendirme raporu*, Mart, Ankara

[3] **Poller, M., Achilles, A., Moodley, G.,** 2003. Variable-speed wind generator models for power system stability analysis, *DigSilent GmbH technical reference.*

[4] **TEİAŞ-APK,** 2003. *Üretim Planlaması Eylül çalışması*, Ankara

[5] **Türkiye 1. Enerji Şurası,** 1998. *Alt Komisyon Raporları-Cilt I*, 7-9 Aralık, İstanbul

[6] **Grauers, A.,** 1996. Efficiency of Three Wind Energy Generator Systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.11, No.3*, September, pp. 650-657.

[7] **Slootweg, J.G., De Vries, E.,** 2003. Inside Wind Turbines- Fixed vs. Variable Speed, *Renewable Energy World, Jan-Feb* .

[8] **Digsilent GmbH,** 2006. Dynamic Modelling of Wind-Generators, *technical documentation.*

[9] **Slootweg, J.G.,** 2003. Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics, *PhD Thesis*, Technical University of Delft

[10] **Slootweg, J. G., Polinder, H., Kling, W. I.,** 2001. Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamic Simulations, *IEEE Porto Power Tech Conference*, 10-13 September, Porto, Portugal.

[11] **Digsilent GmbH**, 2005. Doc. TR-001, Induction Machine*, technical documentation,* Gomaringen, Germany

[12] **Poller, M.**, 2003, Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assesment of Wind Farms, *Proceedings of the 2003 IEEE PowerTech Conference,* June 23-26, Bologna

[13] **Achilles, S., Poller, M.**, 2003, Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms, *Proceedings of the 2003 IEEE PowerTech Conference,* June 23-26, Bologna

[14] **ESHA Energy for A Green Europe***,* 2000*,* Stategic Study for the Development of Small Hydro Power in the European Union, *technical report*, Blueage.

[15] **Dragu, C., Sels, T., Belmans, R.,** 2000. Small Hydro Power- State of the Art and Applications, *technical report*, Catholic University of Lueven, Belgium.

[16] **Engineering work Group of the thematic Network on small hydropower**, 2001."European Strategy Document for Research, Technological Development and Demonstration in Small Hydropower*, technical report.*

[17] **Digsilent GmbH**, 2005. Synchronous Machine*, technical documentation*, Gomaringen, Germany

[18] **Y. T. Tan**, February 2004, *"Impact on the Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation"*, PhD Thesis, University of Manchester

[19] **Wasynczuk, O., Anwah**, **N. A.,** 1989. Modeling and Dynamic Performance of a Self-Commutated Photovoltaic Inverter System, *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.4, No.3,* September.

[20] **CIGRE Task Force 38.01.10**, 2000, Modeling New Forms of Generation and Storage, *CIGRE Technical Brochure*, November.

[21] **Office of Energy Efficiency and Renewable**, 2002, Gas-Fired Distributed Energy Resource Technology Characterizations, *technical report.*

[22] **Baranak M.**, 2004. Ergimiş karbonatlı yakıt pilinin modellenmesi, *Yüksek lisans tezi*, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul

[23] **Corrêa, J. M., Farret, F.A., Popov, V. B., Parizzi, J.B.,** 2003, Influence of the Modeling Parameters on the Simulation Accuracy of Proton Exchange Membrane Fuel Cells, *IEEE Power Tech Conference,* Bologna.

[24] **Jurado,F., Valverde, M., Carpio**, J., 2004, Effect of the Fuel Cell on the Distribution System Stability, *IEEE Conference on Electrical and Computer Engineering,* Canada.

[25] **Zhu Y., Tomsovic, K.,** 2002, Development of Models for Analyzing the Load-Following Performance of Microturbines and Fuel Cells, *Electric Power Systems Research 62 (2002) 1-11.*

[26] **Digsilent GmbH**, 2005, Power Factory 13.1 manual*, technical documentation,* Gomaringen, Germany

[27] **Prabha Kundur, John Paserba, Sylvain Vitet**, Overview on definition and classification of power system stability, *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*

[28] **Prabha Kundur,** 1994. Power system stability and control, *Electric Power Research Institute, Mc Graw Hill*.

[29] **UCTE**, 2004. Union for the co-ordination of transmission of electricity, *Operation Handbook*.

[30] **Foote, C.E.T., Ault, G.W., McDonald, J.R., Silvestro**, **F.,** 2005. Information requirements and methods for characterising distributed generation, *CIRED 18th International Conference on Electricity Distribution*, Turin

[31] **ETSU**, 2001. Embedded Generation on Actively Managed Distribution Networks, t*echnical report,* ETSU.

[32] **Miller, N., Ye,Z.,** 2003. Report on Distributed Penetration Study, *technical report,* National Renewable Energy Laboratory, USA.

[33] **Dr. Hartmut Kiank, Christa Grau,** 1998. Planning Guide for Power Distribution Systems – Industry- Part 2: Low Voltage, *technical report*, Erlangen, Siemens AG, PTD.

[34] **P. P. Barker and B. K. Johnson**, 2002. Power system modelling requirements for rotating machine interfaced distributed resources, IEEE *Power Engineering Society Summer Meeting,* Chicago, USA, Vol. 1, 21-25 July 2002, pp. 161-166

[35] **L. Hemhold,** 1990, Power cables and their applications-Part 1, *technical documentation,* Siemens AG, Erlangen.

[36] **EPDK,** 2003. Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği (22/01/2003 tarih 25001 sayılı resmi gazete de yayımlanmıştır)

[37] **Deutches Wind Energie Institut, Tech-wise A/S, DM Energy**, 2001. Wind turbine grid connection and interaction, *technical report,* Germany.

[38] **Dugan R.C., McDermott T.E.,** 2001. Operating Conflicts for Distributed Generation on Distribution Systems, *IEEE Rural Electric Power Conference*, Arkamsas.

[39] **Smith, J.W., Brooks D.L., Taylor, J.A., Dugan, C.R.,** 2004. Interconnection Studies for Wind Generation, *IEEE Rural Electric Power Conference*, USA.

[40] **Stefan Lundberg,** 2000, Electrical limiting factors for wind energy installations, Msc Thesis, Chalmers University of Technology, Sweden.

EKLER

Ek-A

Asenkron generatör denklemleri: [11]

v_{sd}, v_{sq}, v_{rd}, v_{rq}: stator ve rotor d-q gerilim bileşenleri

i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}: ve rotor d-q akım bileşenleri

R_s, R_r: stator ve rotor faz dirençleri

L_s, L_r: stator ve rotor öz endüktansı

L_{ss}, L_{rr}: stator ve rotor kaçak endüktansı

L_m: mıknatıslama endüktansı

ω_s: şebeke frekansı

ω_m: generatör mekanik hızı

p: generatör kutup sayısı

s: kayma

$$v_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s(-L_s i_{sq} + L_m i_{rq})$$
$$v_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s(-L_s i_{sd} + L_m i_{rd})$$
$$v_{rd} = R_r i_{rd} - s\omega_s(L_r i_{rq} - L_m i_{sq})$$
$$v_{rq} = R_r i_{rq} + s\omega_s((L_r i_{rd} - L_m i_{sd})$$

$$s = \frac{\omega_s - \frac{p}{2}\omega_m}{\omega_s} \quad ; \ \overline{F} = f_d + jf_q$$

$$\overline{V}_s = -R_s \bar{I}_s - j\omega_s L_s \bar{I}_s + j\omega_s X_m(\bar{I}_r - \bar{I}_s)$$
$$\frac{\overline{V}_r}{s} = R_r \bar{I}_r + j\omega_r L_r \bar{I}_r + j\omega_s X_m(\bar{I}_r - \bar{I}_s)$$

Asenkron generatörünün stator ve rotor d-q diferansiyel denklemleri aşağıdaki gibidir:

$$v_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt}$$
$$v_{sd} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt}$$
$$v_{rd} = R_r i_{rd} - s\omega_s \psi_{rq} + \frac{d\psi_{rd}}{dt}$$
$$v_{rq} = R_r i_{rq} + s\omega_s \psi_{rd} + \frac{d\psi_{rq}}{dt}$$

Ek-B

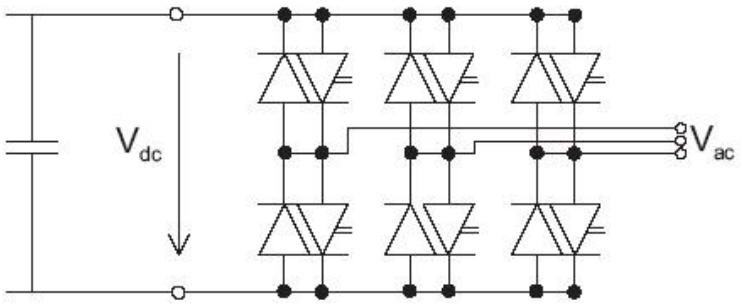
Senkron generatör matematiksel denklemleri: [12]

Birime indirgenmiş gerilim denklemleri	Birime indirgenmiş rotor gerilim denklemleri
$v_d = \frac{d}{dt}\psi_d - \psi_q \cdot \omega_r - r_a \cdot i_d$ $v_q = \frac{d}{dt}\psi_q + \psi_d \cdot \omega_r - r_a \cdot i_q$ $v_0 = \frac{d}{dt}\psi_0 - r_a \cdot i_0$	$v_{fd} = \frac{d}{dt}\psi_{fd} + r_{fd} \cdot i_{fd}$ $0 = \frac{d}{dt}\psi_{1d} + r_{1d} \cdot i_{1d}$ $0 = \frac{d}{dt}\psi_{1q} + r_{1q} \cdot i_{1q}$ $0 = \frac{d}{dt}\psi_{2q} + r_{2q} \cdot i_{2q}$
Birime indirgenmiş stator akı denklemleri	Birime indirgenmiş rotor akı denklemleri
$\psi_d = -(l_{ad} + l_l) \cdot i_d + l_{ad} \cdot i_{fd} + l_{ad} \cdot i_{1d}$ $\psi_q = -(l_{aq} + l_l) \cdot i_q + l_{aq} \cdot i_{1q} + l_{aq} \cdot i_{2q}$ $\psi_0 = -l_0 \cdot i_0$	$\psi_{fd} = l_{fd} \cdot i_{fd} + l_{ad} \cdot i_{1d} - l_{ad} \cdot i_d$ $\psi_{1d} = l_{ad} \cdot i_{fd} + l_{1d} \cdot i_{1d} - l_{ad} \cdot i_d$ $\psi_{1q} = l_{1q} \cdot i_{1q} + l_{aq} \cdot i_{2q} - l_{aq} \cdot i_q$ $\psi_{2q} = l_{aq} \cdot i_{1q} + l_{2q} \cdot i_{2q} - l_{aq} \cdot i_q$
Birime indirgenmiş hava aralığı momenti	Elektromekaniksel transfer denklemi
$T_e = \psi_d \cdot i_q - \psi_q \cdot i_d$	$\frac{2 \cdot H}{\omega_0} \cdot \frac{d}{dt}\omega_r = T_e - T_m$

Ek-C

PWM çevirici modeli: [8]

Değişken hızlarda çalışabilen rüzgar türbinlerinde kullanılan darbe genişlik modülasyonlu (PWM) çeviriciler genellikle 6 yarı-iletken anahtar ve bunlarla ters paralel bağlı olarak çalışan diyotlardan oluşmaktadır. Günümüz pratik uygulamaların bir çoğunda daha yüksek frekanslarsa çalışabildiği için GTO'ların yerine IGBT ler tercih edilmektedir.

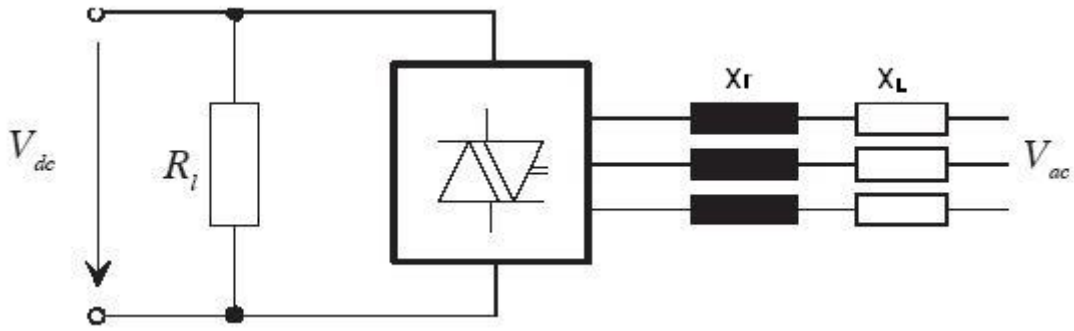


Şekil C.1: İdeal PWM çevirici modeli

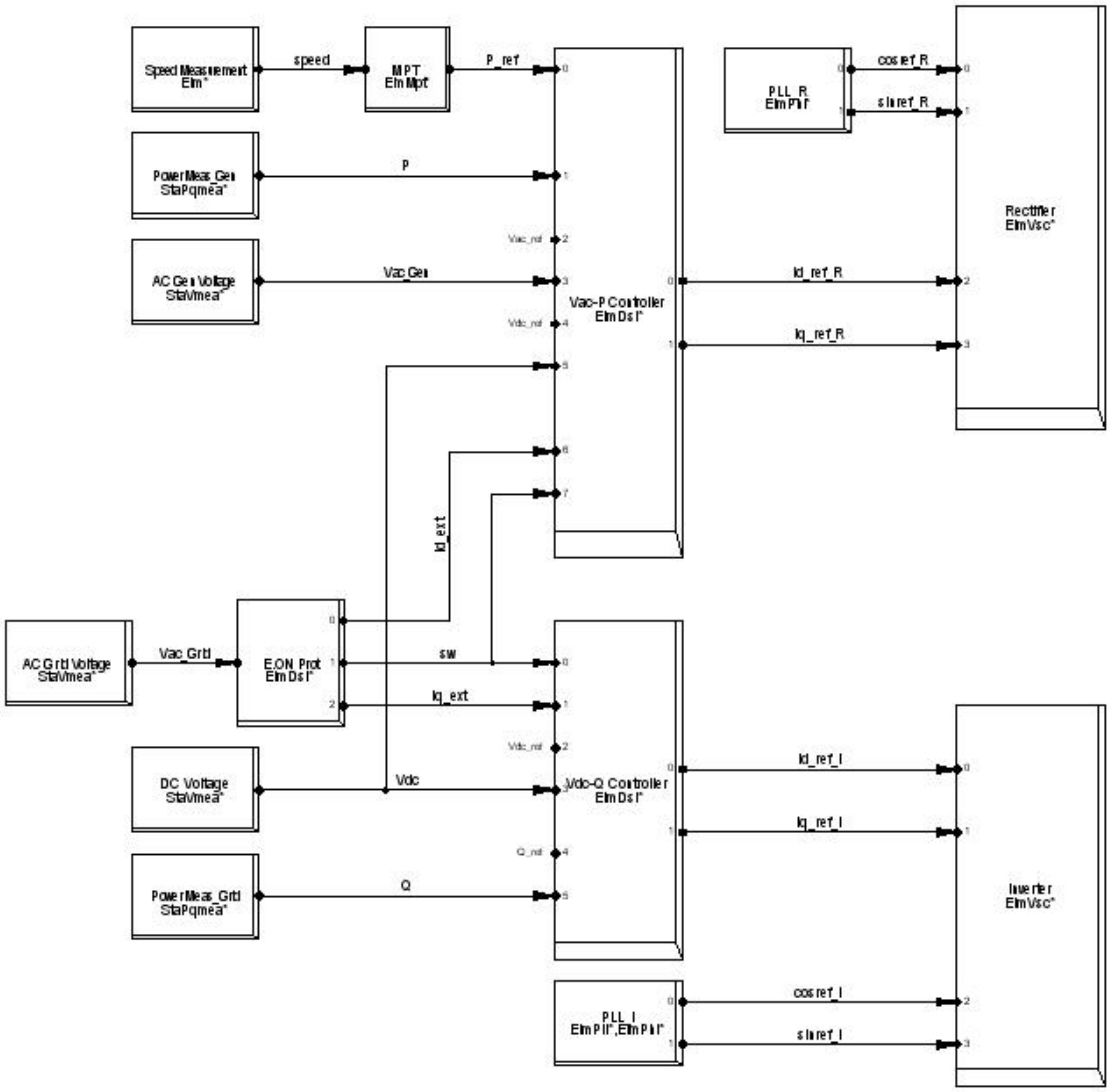
Düz D.A bara gerilimi ve ideal(sonsuz modülasyon frekansı) PWM modülasyonu kabullenmesi yapılırsa fazlar arası A.A gerilim ile D.A bara gerilimi arasındaki bağıntı aşağıdaki gibi ifade edilebilmektedir:

$$V_{a.a} = \frac{1}{2}\sqrt{\frac{3}{2}} m V_{d.a} \qquad \textbf{(7.1)}$$

PWM çevirici modülasyon indeksi(m) ve gerilim açısı değişkenleri uyarınca kontrol edilirler. Modülasyon indeksinin 1'den büyük değerde tanımlanması durumunda PWM çevirici doyuma gireceği için, benzetim çalışmaları için m değeri genellikle 1.1 en yüksek değer olarak sınırlandırılmıştır. Pratikte, PWM çeviricilerde oluşan iç kayıplar anahtarlama kayıpları (V^2_{dc} ile doğru orantılı) ve yük kayıpları (hat kuplaj reaktansına bağlı bakır kayıpları) benzetim modelinin doğruluğuna artırmak için eklenmiştir.



Şekil C.2: Kayıplar ekli PWM çevirici modeli [8]



Şekil C.3: PWM çevirici DigSilent modeli [8]

Ek-D

Yük akışı sonuçları :

Toplam aktif kayıplar: 1.64 MW

Toplam reaktif kayıplar: 14.45 MVAR

Tablo D.1: Bağlantı baraları YES bağlı olmayan durum için gerilim ve kısa devre akım seviyeleri

	SEYHAN /66kV	BATI ADANA /66kV	MİHMANDAR /66kV	MERSİN TERMİK/66kV
GERİLİM (kV)	65,54	65,29	63,13	63,21
KISA DEVRE AKIM (kA)	28,57	12,13	2,91	2,14

Tablo D.2: Yük akışı analiz sonuçları

			Gerilim seviyeleri				Kısa devre akım seviyeleri				Kayıplar	
Güç	Bağ. Nokta.	YES tipi	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	$P_{kayıp}$	$Q_{kayıp}$
5 MW	Mer. Ter	ASM	1.000	1.002	1.000	1.038	1.004	1.006	1.000	1.084	0.848	0.956
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.014	1.027	1.035	1.003	1.584	0.915	0.904
		CDSG	1.000	1.002	1.000	1.043	1.022	1.031	1.003	1.435	0.921	0.321
		FC	1.000	1.002	1.000	1.043	1.032	1.042	1.003	1.706	0.927	0.301
		PV	1.000	1.001	1.000	1.028	1.041	1.052	1.003	2.070	0.860	0.616
		HES	1.000	1.001	1.000	1.028	1.020	1.026	1.003	1.364	0.860	0.967
	Mihm.	ASM	1.000	1.000	1.028	1.000	1.003	1.001	1.065	1.000	0.902	0.963
		DFIG	1.000	1.000	1.009	1.000	1.027	1.011	1.436	1.000	0.866	0.913
		CDSG	1.000	1.000	1.033	1.000	1.022	1.009	1.330	1.000	0.878	0.313
		FC	1.000	1.000	1.033	1.000	1.032	1.013	1.533	1.000	0.878	0.294
		PV	1.000	1.000	1.024	1.000	1.042	1.017	1.808	1.000	0.866	0.520
		HES	1.000	1.000	1.024	1.000	1.020	1.007	1.282	1.000	0.866	0.972

			Gerilim seviyeleri				Kısa devre akım seviyeleri				kayıplar	
Güç	Bağ. Nokta.	YES tipi	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	$P_{kayıp}$	$Q_{kayıp}$
5 MW	Bat. Adana	ASM	1.000	1.000	1.000	1.002	1.004	1.002	1.000	1.000	0.994	0.986
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.041	1.019	1.003	1.005	0.970	0.937
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.002	1.030	1.014	1.003	1.009	0.976	0.340
		FC	1.000	1.000	1.000	1.003	1.049	1.023	1.003	1.009	0.976	0.320
		PV	1.000	1.000	1.000	1.001	1.074	1.035	1.007	1.014	0.976	0.702
		HES	1.000	1.000	1.000	0.998	1.027	1.012	1.003	1.005	0.976	0.994
	Seyhan	ASM	1.000	1.000	1.000	1.000	1.004	1.002	1.0000	1.000	1.012	0.998
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.044	1.018	1.003	1.000	1.006	0.950
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.033	1.013	1.003	1.000	1.006	0.356
		FC	1.000	1.000	1.000	1.000	1.054	1.021	1.003	1.000	1.006	0.336
		PV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.084	1.034	1.007	1.005	1.000	0.851
		HES	1.000	1.000	1.000	1.000	1.028	1.012	1.003	1.000	1.000	1.006
10 MW	Mer. Term.	ASM	1.000	1.001	1.000	1.026	1.018	1.023	1.003	1.336	0.787	0.938
		DFIG	1.000	1.001	1.000	1.028	1.035	1.045	1.003	1.893	0.829	0.964
		CDSG	1.000	1.003	1.000	1.052	1.022	1.031	1.003	1.449	0.823	0.309
		FC	1.000	1.003	1.000	1.053	1.032	1.042	1.003	1.720	0.829	0.290
		PV	1.000	1.001	1.000	1.032	1.041	1.052	1.003	2.079	0.750	0.700
		HES	1.000	1.001	1.000	1.032	1.028	1.035	1.003	1.565	0.750	0.952
	Mihm.	ASM	1.000	1.000	1.016	1.000	1.018	1.007	1.251	1.000	0.872	0.952
		DFIG	1.000	1.000	1.018	1.000	1.036	1.015	1.660	1.000	0.817	0.837
		CDSG	1.000	1.000	1.038	1.000	1.022	1.009	1.337	1.000	0.811	0.308
		FC	1.000	1.000	1.039	1.000	1.032	1.013	1.540	1.000	0.811	0.289
		PV	1.000	1.000	1.027	1.000	1.042	1.017	1.814	1.000	0.805	0.587
		HES	1.000	1.000	1.027	1.000	1.027	1.011	1.430	1.000	0.805	0.963

			Gerilim seviyeleri				Kısa devre akım seviyeleri				kayıplar	
Güç	Bağ. Nokta.	YES tipi	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	$P_{kayıp}$	$Q_{kayıp}$
10 MW	Bat. Adana	ASM	1.000	1.000	1.000	1.001	1.024	1.011	1.003	1.005	1.006	0.987
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.001	1.061	1.028	1.007	1.009	0.963	0.875
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.003	1.030	1.014	1.003	1.009	0.957	0.347
		FC	1.000	1.000	1.000	1.003	1.049	1.023	1.003	1.009	0.957	0.327
		PV	1.000	1.000	1.000	1.001	1.074	1.035	1.007	1.014	0.963	0.722
		HES	1.000	1.000	1.000	1.001	1.041	1.019	1.003	1.009	0.963	1.001
	Seyhan	ASM	1.000	1.000	1.000	1.000	1.025	1.010	1.003	1.000	1.043	1.008
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.067	1.027	1.007	1.005	1.012	0.899
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.033	1.013	1.003	1.000	1.006	0.373
		FC	1.000	1.000	1.000	1.000	1.054	1.021	1.003	1.000	1.006	0.353
		PV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.084	1.034	1.007	1.005	1.006	0.855
		HES	1.000	1.000	1.000	1.000	1.044	1.017	1.003	1.000	1.006	1.023
25 MW	Mer. Term.	ASM	1.000	1.002	1.000	1.051	1.028	1.036	1.003	1.645	1.037	0.990
		DFIG	1.000	1.002	1.000	1.059	1.042	1.054	1.003	2.318	0.854	0.728
		CDSG	1.000	1.003	1.000	1.077	1.022	1.031	1.003	1.481	0.866	0.407
		FC	1.000	1.003	1.032	1.075	1.032	1.042	1.003	1.757	0.860	0.379
		PV	1.000	1.001	1.000	1.045	1.041	1.052	1.003	2.107	0.817	0.997
		HES	1.000	1.001	1.000	1.044	1.035	1.045	1.003	1.860	0.817	1.052
	Mihm.	ASM	1.000	1.000	1.031	1.000	1.028	1.012	1.467	1.000	1.073	1.011
		DFIG	1.000	1.000	1.038	1.000	1.045	1.018	1.959	1.000	0.811	0.748
		CDSG	1.000	1.000	1.053	1.000	1.022	1.009	1.357	1.000	0.817	0.415
		FC	1.000	1.000	1.051	1.000	1.032	1.013	1.557	1.000	0.823	0.392
		PV	1.000	1.000	1.035	1.000	1.042	1.017	1.828	1.000	0.823	0.779
		HES	1.000	1.000	1.035	1.000	1.036	1.015	1.646	1.000	0.823	1.066

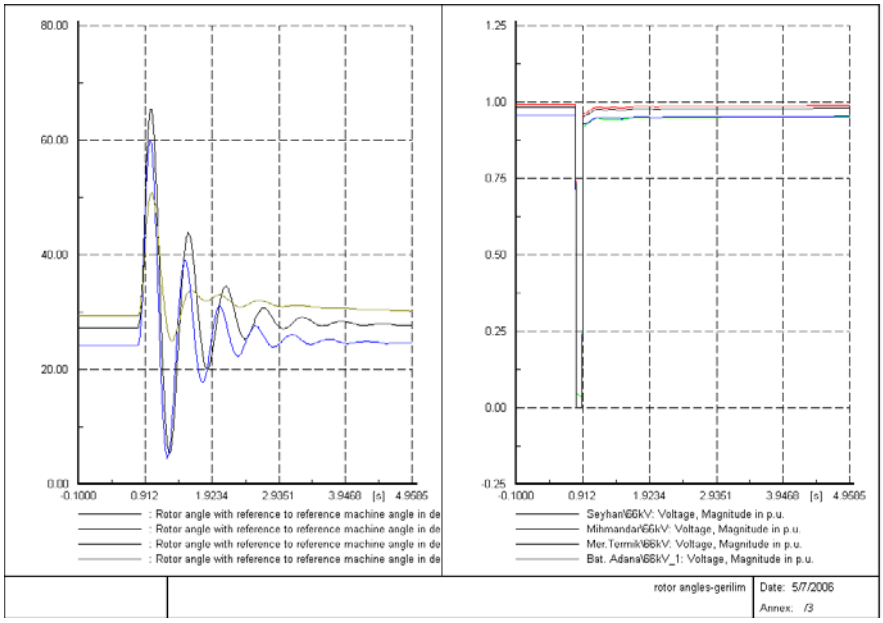
			Gerilim seviyeleri				Kısa devre akım seviyeleri				kayıplar	
Güç	Bağ. Nokta.	YES tipi	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	Seyhan	B.adana	Mihm.	Mer.T.	$P_{kayıp}$	$Q_{kayıp}$
25 MW	Bat. Adana	ASM	1.000	1.000	1.000	1.001	1.043	1.020	1.003	1.009	1.177	1.037
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.002	1.084	1.038	1.007	1.019	0.945	0.776
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.003	1.030	1.014	1.003	1.009	0.933	0.446
		FC	1.000	1.000	1.000	1.003	1.049	1.023	1.003	1.009	0.939	0.426
		PV	1.000	1.000	1.000	1.002	1.074	1.035	1.007	1.014	0.933	0.758
		HES	1.000	1.000	1.000	1.002	1.059	1.027	1.007	1.014	0.933	1.095
	Seyhan	ASM	1.000	1.000	1.000	1.000	1.046	1.018	1.003	1.000	1.250	1.078
		DFIG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.096	1.038	1.007	1.005	1.024	0.819
		CDSG	1.000	1.000	1.000	1.000	1.033	1.013	1.003	1.000	1.018	0.493
		FC	1.000	1.000	1.000	1.000	1.054	1.021	1.003	1.000	1.018	0.472
		PV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.084	1.034	1.007	1.005	1.012	0.907
		HES	1.000	1.000	1.000	1.000	1.065	1.026	1.007	1.005	1.012	1.136

Ek-E

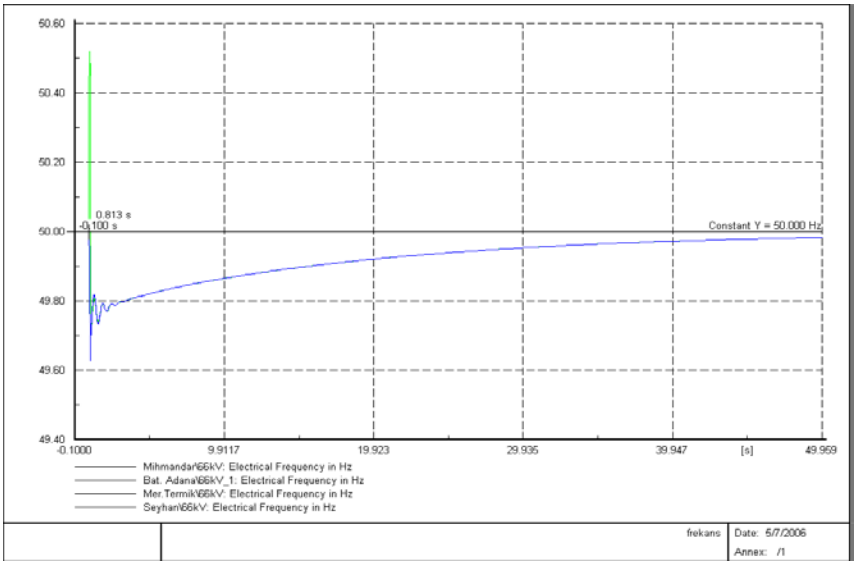
Referans sistem 3-faz kısa devre hata analiz sonuçları

Referans sistemde oluşabilecek kısa devre hatası sonucunda bara gerilimleri ve frekans seviyelerindeki değişimler ile sisteme hali hazırda bağlı olan senkron generatörlerin rotor açısı değişimleri aşağıda yer almakta olan grafiklerde sunulmuştur.

Referans sistem - Seyhan barasında 3 faz kısa devre hatası:

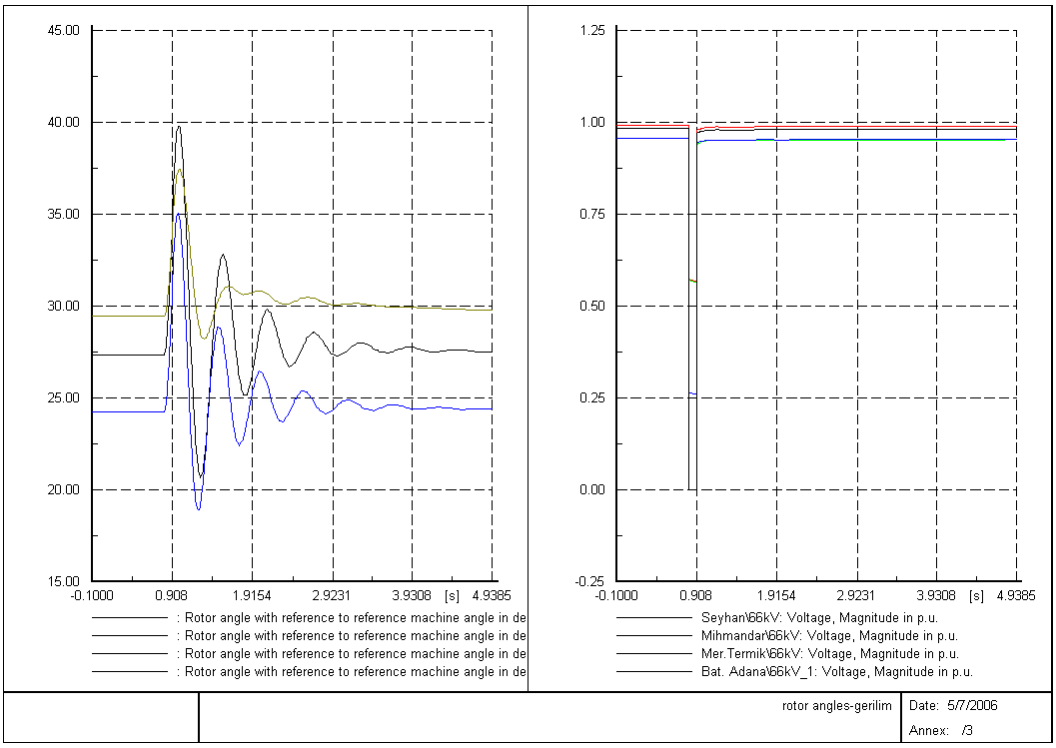


Şekil E.1: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi

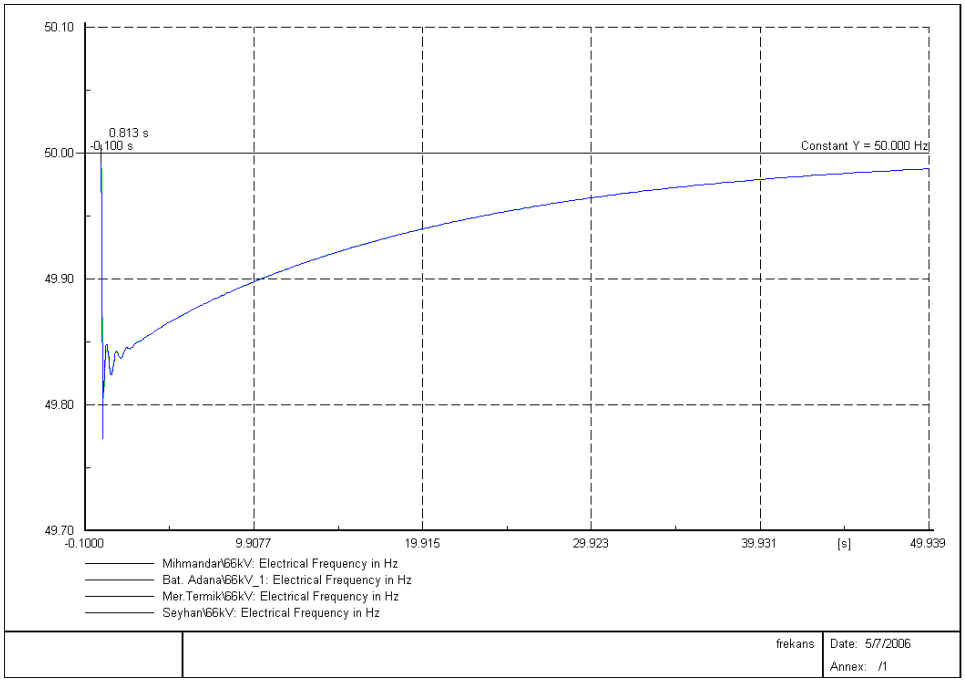


Şekil E.2: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler

Referans sistem - Bat.adana barası 3 faz kısa devre hatası:

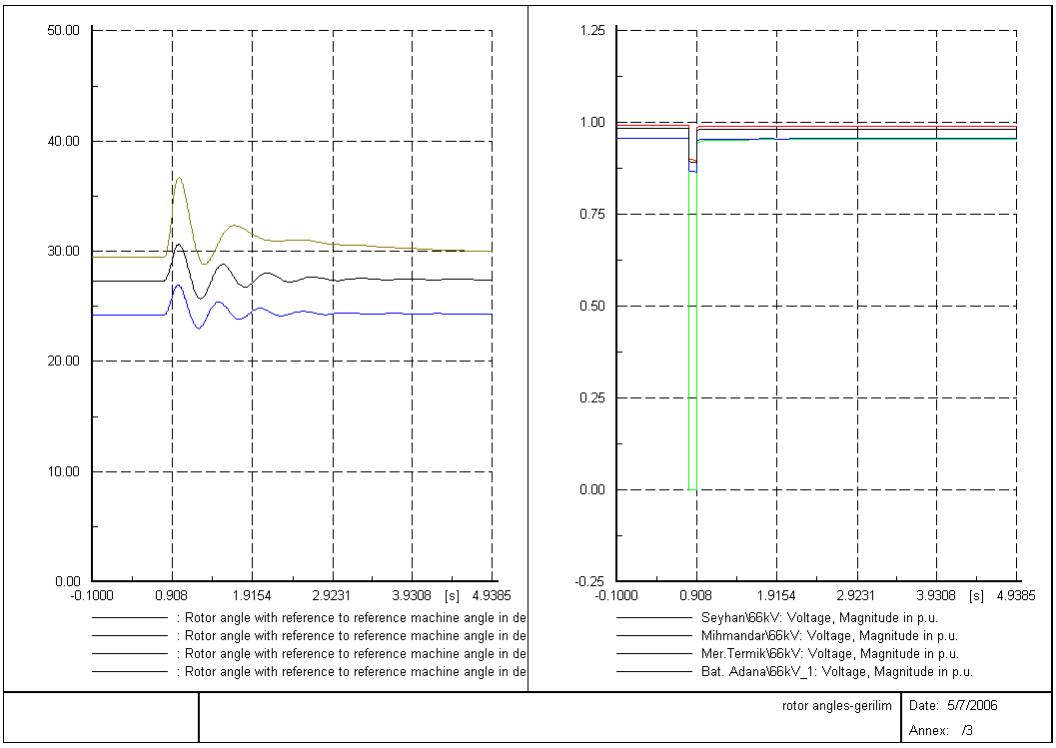


Şekil E.3: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi

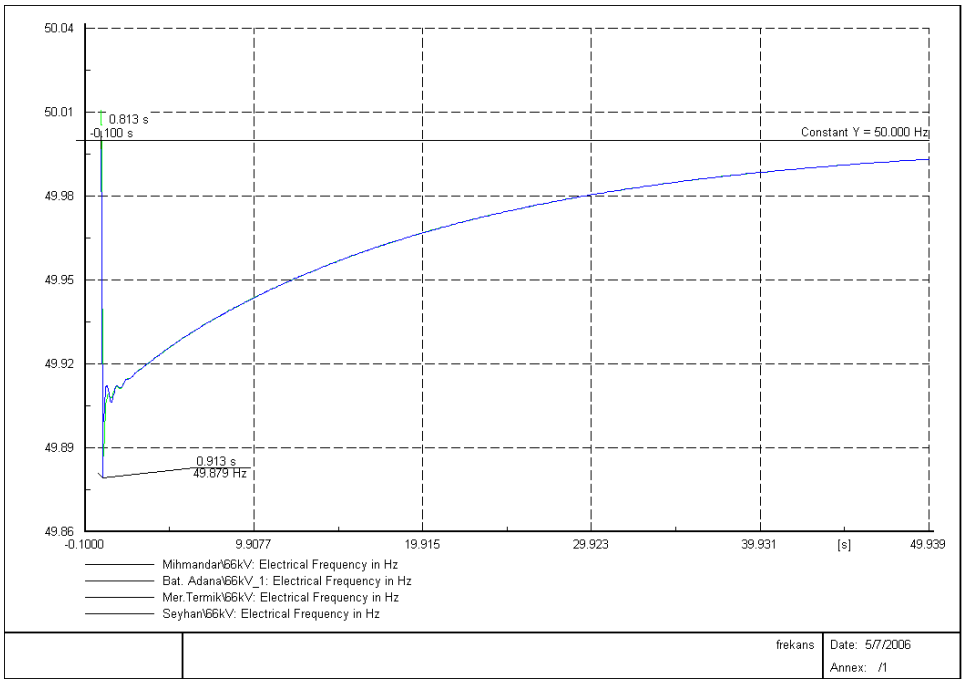


Şekil E.4: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler

Referans sistem – Mihmandar barasında 3 faz kısa devre hatası:

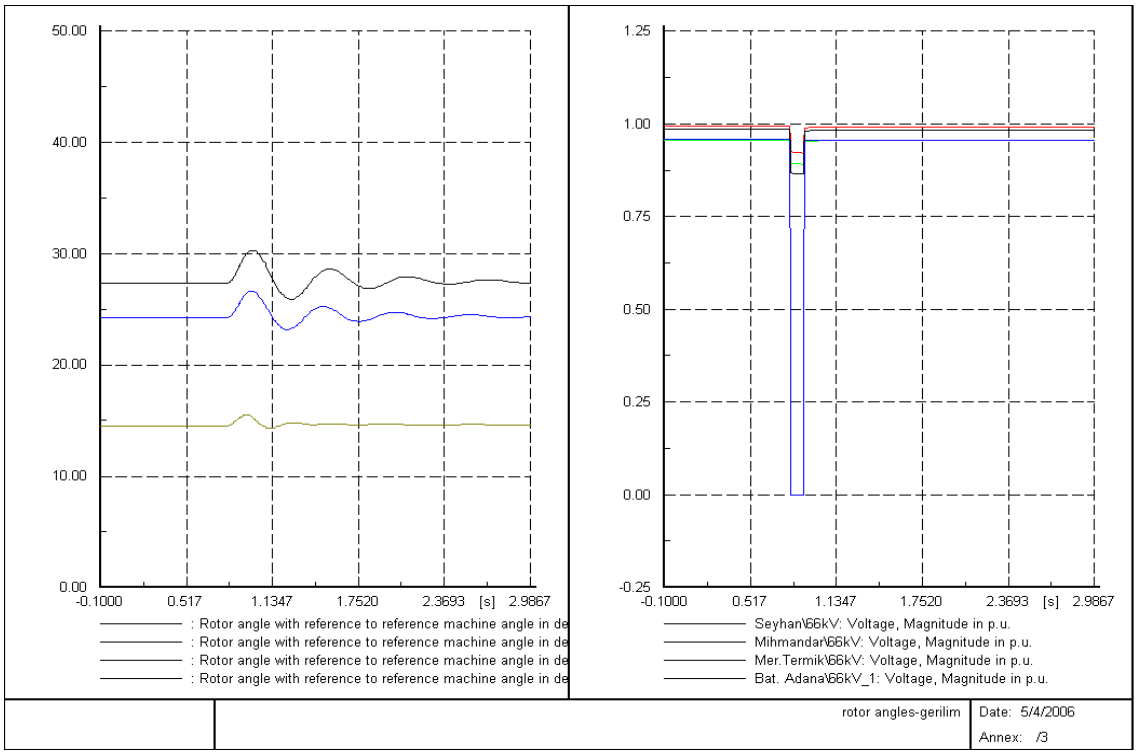


Şekil E.5: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi

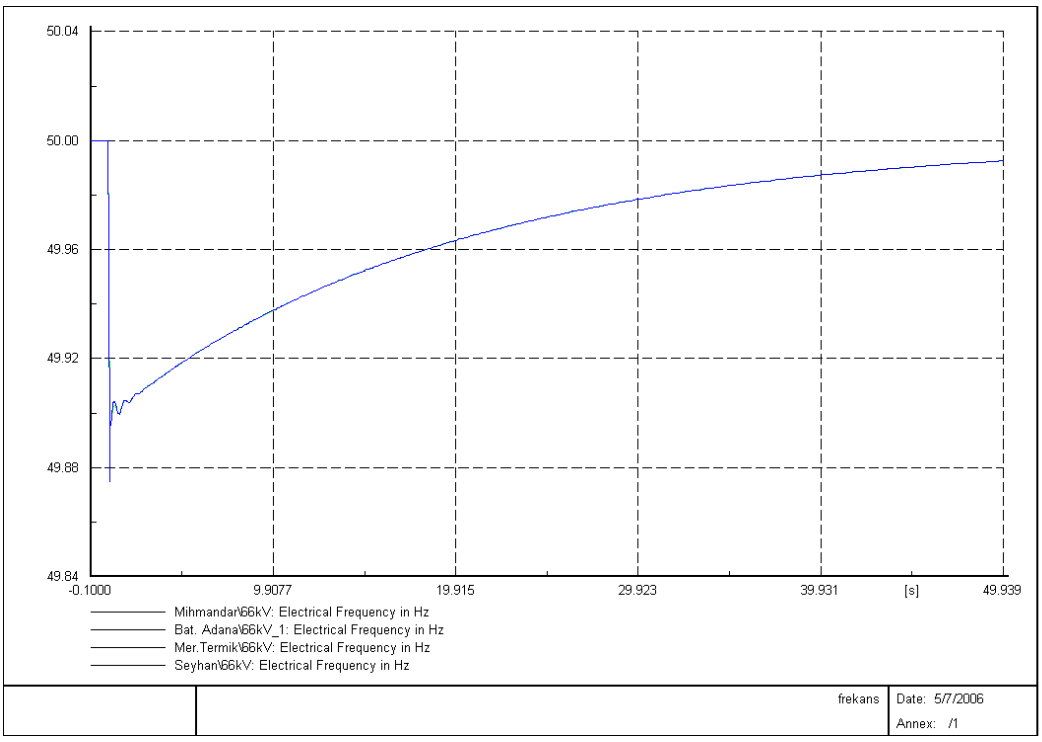


Şekil E.6: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler

Referans sistem – Mersin termik barasında 3 faz kısa devre hatası:



Şekil E.7: Generatör rotor açılarının ve bağlantı baralarındaki gerilim seviyelerinin 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimi



Şekil E.8: Bağlantı baralarının frekans seviyesindeki 3 faz kısa devre hatası sonrası değişimler

ÖZGEÇMİŞ

Ersen Akdeniz, aslen Ordu'lu olup, 26 Ağustos 1979 yılında Balıkesir'de doğdu. İlk orta ve lise eğitimini Giresun'da sırasıyla Yeşilgiresun İlkokulu ve Hamdi Bozbağ Anadolu Lisesi'nde tamamladıktan sonra 1998 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü'ne girdi. 2002 yılında Elektrik-Elektronik Mühendisi unvanı ile mezun oldu ve 2003-2004 eğitim yılı güz döneminde İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Bölümü'nde yüksek lisans programına başladı. 2003 yılı Nisan ayından itibaren TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi Enerji Enstitüsü'nde Araştırmacı olarak görev yapmaktadır.