

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**SENTETİK ATALET DESTEKLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN FREKANS
TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN MODELLENMESİ, KONTROLÜ VE
DİNAMİK ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Mertcan ACAR

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

ŞUBAT 2025

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

**SENTETİK ATALET DESTEKLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN FREKANS
TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN MODELLENMESİ, KONTROLÜ VE
DİNAMİK ANALİZİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Mertcan ACAR
(504191079)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. V. M. İstemihan GENÇ

ŞUBAT 2025

ISTANBUL TECHNICAL UNIVERSITY ★ GRADUATE SCHOOL

**MODELLING, CONTROL AND DYNAMIC ANALYSIS OF SYNTHETIC
INERTIA-SUPPORTED WIND TURBINES' IMPACT ON FREQUENCY
RESPONSE**

M.Sc. THESIS

**Mertcan ACAR
(504191079)**

Department of Electrical Engineering

Electrical Engineering Programme

Thesis Advisor: Prof. Dr. V. M. İstemihan GENÇ

FEBRUARY 2025

İTÜ, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü'nün 504191079 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Mertcan ACAR, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “SENTETİK ATALET DESTEKLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN FREKANS TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN MODELLENMESİ, KONTROLÜ VE DİNAMİK ANALİZİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. V. M. İstemihan GENÇ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Ahmet CANSIZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Ercan İZGİ
Yıldız Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Şubat 2025**
Savunma Tarihi : **26 Şubat 2025**





Hayatıma değer katan Sevgili Kübra Kılıç'a,



ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının hazırlanmasında değerli rehberliğini esirgemeyen, yalnızca akademik bilgi birikimiyle değil, aynı zamanda sabrı, anlayışı ve teşvik edici yaklaşımıyla bu sürecin her aşamasında bana büyük bir destek olan danışmanım Sayın Prof. Dr. V. M. İstemihan GENÇ'e en derin teşekkürlerimi sunarım.

Bu tez çalışmasının her aşamasında bana büyük destek olan, sabır ve anlayış gösteren sevgili aileme ve değerli arkadaşlarıma içtenlikle teşekkür ederim.

Tez çalışması kapsamında kullanılan yazılımın eğitim lisansını sağlayarak bu araştırmanın gerçekleştirilmesine katkıda bulunan DİgSILENT GmbH Firması yetkililerine teşekkürü bir borç bilirim.

Son olarak, bu çalışmanın en büyük destekçisi olarak yanımda olan hayat arkadaşım sevgili Kübra Kılıç'a, her zaman sabırlı ve destekleyici yaklaşımıyla bana güç verdiği için özel olarak teşekkür ediyorum. Bu fırsatı, kendisine duyduğum minnettarlığı ifade etmek için kullanmak isterim.

Şubat 2025

Mertcan Acar
(Elektrik Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	ix
İÇİNDEKİLER.....	xi
KISALTMALAR	xiii
SEMBOLLER.....	xv
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xvii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xix
ÖZET.....	xxiii
SUMMARY	xxvii
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Organizasyonu.....	2
1.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi Kararlılığı Üzerindeki Etkileri	5
1.2.1 Düşük sistem ataleti.....	5
1.2.2 Aktif güç rezervi ve sistem esnekliği	7
1.2.3 Kısa devre gücü ve gerilim kararlılığı	9
1.2.4 Koruma konsepti	11
1.2.5 Salınımlar ve sönümlenmesi	13
1.3 Tezin Motivasyonu.....	14
2. SENKRON GENERATÖRÜN AKTİF VE REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ ..	17
2.1 Rotor Dinamiği ve Salınım Denklemi	17
2.2 Senkron Generatör Aktif ve Reaktif Güç Kontrolü.....	25
2.2.1 Otomatik gerilim regülatörü (AVR) ve uyarım sistemi.....	31
2.2.2 Güç sistemi stabilizatörü (PSS).....	35
2.2.3 Düşük/Aşırı uyarım ve stator akım sınırlayıcı	37
2.2.4 PF/Var kontrolcüsü.....	37
2.2.5 Türbin ve hız regülatörü (governor).....	38
2.2.5.1 IEEE1: Buhar türbini-governor modeli.....	40
2.2.5.2 GAST: Gaz türbini-governor modeli.....	41
2.2.5.3 HYDRO-PID: Hidrolik türbin-governor modeli	42
3. FREKANS KARARLILIĞI VE KONTROLÜ.....	47
3.1 Atalet Tepkisi	50
3.2 Primer Frekans Kontrolü (PFK).....	53
3.2.1 Governor (hız regülatörü) tepkisi ve kontrolü	54
3.2.2 Yük tepkisi ve yük atma kontrolü	59
3.2.2.1 Üstel (exponential) yük modeli	61
3.2.2.2 Polinomiyal yük modeli	62
3.2.3 Tümlşik EGS primer frekans tepkisi	64
3.3 Sekonder Frekans Kontrolü (SFK).....	68
3.3.1 AGC'nin devre dışı olduğu durumdaki primer frekans tepkisi.....	74

3.3.2 AGC'nin devrede olduğu durum için EGS primer ve sekonder frekans kontrolü	75
3.4 Tersiyer Frekans Kontrolü.....	80
4. ATALET DESTEĞİ SAĞLAYABİLEN RÜZGAR TÜRBİNİ MODELİ	81
4.1 Rüzgâr Enerjisinin Temelleri.....	81
4.2 Rüzgâr Türbini Modeli.....	85
4.2.1 Aerodinamik blok	87
4.2.2 İki kütleli mekanik model.....	89
4.2.3 Maksimum güç noktası takibi (MPPT).....	90
4.2.4 Kanat açısı kontrolcüsü.....	92
4.2.5 Tam ölçekli dönüştürücü ile aktif ve reaktif güç kontrolü	95
4.2.5.1 Kalıcı mıknatıslı senkron generatör matematiksel modeli	96
4.2.5.2 Generatör tarafındaki konvertörün (MSC) kontrolü	97
4.2.5.3 Şebeke tarafındaki konvertör (GSC) kontrolü	99
4.2.6 Değişken rüzgâr hızı için model test simülasyonu	102
4.2.7 Atalet tepkisi kontrolcüsü (ATK)	104
4.2.7.1 ATK Aşırı üretim (AU) modu	107
4.2.7.2 ATK Atalet emülatörü (AE) modu.....	112
4.2.8 Şebekeye bağlı kalabilme yeteneği (FRT)	113
5. RÜZGAR SANTRALLERİNİN ATALET DESTEĞİNİN ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİ PRİMER FREKANS TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ.....	117
5.1 Senaryo-01: %100 Konvansiyonel Üretim Durumu.....	120
5.2 Senaryo-02: SG02 Yerine RES02'nin Devrede Olduğu Durum	121
5.3 Senaryo-03: SG03 Yerine RES03'ün Devrede Olduğu Durum	124
5.4 Senaryo-04: SG02 Yerine RES02'nin, SG03 Yerine ise RES03'ün Devrede Olduğu Durum.....	129
5.5 AGC'nin Dahil Edildiği Durumdaki RES Atalet Desteğinin Etkisi.....	133
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	135
KAYNAKLAR.....	139
EKLER	147
ÖZGEÇMİŞ.....	159

KISALTMALAR

AC	: Alternatif Akım
ACE	: Bölge Kontrol Hatası (Area Control Error)
AE	: Atalet Emülatörü
AGC	: Otomatik Üretim Kontrolü (Automatic Generation Control)
ATK	: Atalet Tepki Kontrolü
AU	: Aşırı Üretim
AVR	: Otomatik Gerilim Regülatörü (Automatic Voltage Regulator)
DC	: Doğru Akım
DFIG	: Çift Beslemeli Asenkron Generatör (Doubly Fed Induction Gen.)
DOL	: Doğrudan Şebekeye Bağlı (Direct Online)
DSL	: Dinamik Simülasyon Dili (Dynamic Simulation Language)
EGS	: Elektrik Güç Sistemi
EMK	: Elektromotor Kuvvet
ENTSO-E	: European Network of Transmission System Operators for Electricity
FFR	: Hızlı Frekans Tepkisi (Fast Frequency Response)
FRT	: Arıza Anında Şebekeye Bağlı Kalabilme (Fault Ride Through)
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
GSC	: Şebeke Tarafındaki Konvertör (Grid Side Converter)
GW	: GigaWatt
HVRT	: Yüksek Gerilimde Şebekeye Bağlı Kalabilme (HV Ride Through)
Hz	: Hertz
IEC	: International Electrotechnical Commission
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	: İletim Sistemi Operatörü
KDS	: Kısa Devre Seviyesi
LVRT	: Düşük Gerilimde Şebekeye Bağlı Kalabilme (LV Ride Through)
MPPT	: Maksimum Güç Noktası Takibi (Maximum Power Point Tracking)
MSC	: Generatör Tarafındaki Konvertör (Machine Side Converter)
MVA	: MegaVolt Amper
MVar	: MegaVolt Amper Reaktif

MW	: MegaWatt
NERC	: North American Electric Reliability Corporation
PF	: Güç Faktörü (Power Factor)
PFK	: Primer Frekans Kontrolü
PID	: Oransal, İntegral, Türevsel (Proportional-Integral-Derivative)
PSS	: Güç Sistemi Stabilizatörü (Power System Stabilizer)
pu	: Per Unit
RES	: Rüzgâr Enerjisi Santrali
RoCoF	: Frekans Değişim Oranı (Rate of Change of Frequency)
RT	: Rüzgâr Türbini
SCIG	: Sincap Kafes Rotorlu Asenkron Generatör (Squirrel Cage Ind. Gen.)
SFK	: Sekonder Frekans Kontrolü
SG	: Senkron Generatör
TLC	: Bağlantı Hattı Kontrolü (Tie-Line Control)
VFD	: Değişken Frekanslı Sürücü (Variable Frequency Driver)
WECC	: Western Electricity Coordinating Council
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı

SEMBOLLER

J	: Atalet momenti
T	: Tork
ω	: Açısal hız
S	: Görünür güç
P	: Aktif güç
Q	: Reaktif güç
M	: Açısal momentum
A	: Alan
V	: Gerilim
f	: Frekans
H	: Atalet sabiti
t	: Zaman
τ	: Zaman sabiti
δ_{rm}	: Güç açısı
U_k	: Bağlı kısa devre empedansı
Z	: Empedans
R	: Direnç, Droop katsayısı, Türbin kanat uzunluğu
L	: Endüktans
D	: Sönümleme sabiti
$\cos\phi$	: Güç faktörü
X_d, X_q	: d ve q eksenli senkron reaktansları
X'_d, X'_q	: d ve q eksenli geçici hal reaktansları
X''_d, X''_q	: d ve q eksenli alt geçici hal (subtransient) reaktansları
T'_{d0}, T'_{q0}	: d ve q eksenli açık devre geçici hal zaman sabiti
T''_{d0}, T''_{q0}	: d ve q eksenli açık devre alt geçici hal zaman sabiti
k_{pv}, k_{qv}	: Aktif ve reaktif güç gerilim üssü katsayıları
k_{pf}, k_{qf}	: Aktif ve reaktif güç frekans katsayıları
β	: Sistem rijitlik indeksi, Türbin kanat açısı
α	: AGC Katılım faktörü
λ_R	: Frekans sapma (bias) katsayısı

ρ	: Hava yoğunluğu
v_r	: Rüzgâr hızı
C_p	: Güç katsayısı
λ	: Kanat uç hız oranı
k_{sh}	: Şaft rijitlik katsayısı
c_{sh}	: Şaft sönümleme sabiti
ψ	: Akı bağı



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Farklı üretim kaynaklarına ait atalet sabitleri.....	21
Çizelge 4.1 : Parametrik C_p fonksiyon modeli için kullanılan katsayılar [83].	88
Çizelge 4.2 : Model başlatma (initialization) tablosu.....	91
Çizelge 5.1 : İncelenen senaryolar için frekans metrikleri.	132
Çizelge A.1 : Başlangıç durumunda bara gerilimleri ve açıları.	148
Çizelge A.2 : Başlangıç durumunda baralardan enjekte edilen aktif ve reaktif güç	148
Çizelge A.3 : Senkron generatör verileri.	149
Çizelge A.4 : Transformatör verileri.	149
Çizelge A.5 : Havai iletken hat parametreleri.....	150
Çizelge A.6 : Yük verileri.....	150
Çizelge A.7 : Kapasitör verileri.	150
Çizelge A.8 : IEEEG1 Governor parametreleri.	150
Çizelge A.9 : DC1C Uyarım sistemi parametreleri.....	151
Çizelge A.10 : PSS1A Güç sistemi stabilizatörü (PSS) parametreleri.....	152
Çizelge A.11 : Otomatik üretim kontrolü (AGC) model parametreleri.	152
Çizelge B.1 : Başlangıç durumunda bara gerilimleri ve gerilim açıları.	153
Çizelge B.2 : Başlangıç durumunda baralardan enjekte edilen aktif ve reaktif güç.	153
Çizelge B.3 : Senkron generatör verileri.	154
Çizelge B.4 : Transformatör verileri.	154
Çizelge B.5 : Havai iletken hat parametreleri.	155
Çizelge B.6 : Yük verileri.....	155
Çizelge B.7 : IEEEG1 Governor parametreleri.....	155
Çizelge B.8 : IEEEG2 Governor parametreleri.....	156
Çizelge B.9 : DC1C Uyarım sistemi parametreleri.....	156



ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : 2024 yılına kadar gerçekleştirilen ve 2030 yılına kadar tesis edilmesi hedeflenen YEK kapasiteleri (hızlandırılmış senaryo), [4]'ten uyarlanmıştır.....	1
Şekil 2.1 : Salınım denklemi blok diyagramı.....	21
Şekil 2.2 : Senkron generatör-eşdeğer (sonsuz) şebeke test sistemi.	22
Şekil 2.3 : Senaryo-01 için senkron generatör (a) rotor açısının ve (b) terminal geriliminin zamana bağlı değişimleri.	24
Şekil 2.4 : Senaryo-02 için (a) frekans ve (b) frekans değişim oranı (RoCoF).	25
Şekil 2.5 : EGS'ye bağlı bir senkron generatör temsili ve fazör diyagramı.	26
Şekil 2.6 : Elektriksel güç-güç açısı karakteristiği.	28
Şekil 2.7 : Senkron generatör kontrol sistemi fonksiyonel blok diyagramı.....	31
Şekil 2.8 : Sonsuz güçlü şebekeye iki paralel iletim hattı ile bağlı senkron generatör test sistemi.	32
Şekil 2.9 : Farklı uyartım sistemlerinin kullanılması durumunda referans bozucu etki için SG'nin (a) terminal gerilimi, (b) rotor açısı, (c) uyartım gerilimi ve (d) rotor hızı.	34
Şekil 2.10 : Kundur'un revize edilmiş iki bölge test sisteminde, SG04'ün devre dışı kalmasıyla (a) rotor açıları ve (b) bağlantı hattı aktif gücünde gözlenen salınımlar.....	36
Şekil 2.11 : Örnek buhar türbini-senkron generatör ünitesine ait güç üretim süreci ve kontrol diyagramı.	38
Şekil 2.12 : Amerika Doğu Enterkonneksiyonu Dinamik Model Veritabanı'na göre (2017) sık kullanılan türbin-governor model tipleri [52].....	40
Şekil 2.13 : IEEE G1 türbin-governor blok diyagramı, [54]'ten uyarlanmıştır.	41
Şekil 2.14 : GAST türbin-governor blok diyagramı [55].	42
Şekil 2.15 : PID governor ve doğrusal hidro-türbin modeli, [50]'den uyarlanmıştır.	43
Şekil 2.16 : Farklı türbin-governor tipleri için (a) türbin mekanik gücü ve (b) sistem frekans tepkisi.....	44
Şekil 3.1 : EGS'de meydana gelen ani bir aktif güç dengesizliği durumunda tipik EGS frekansının (üstte) ve frekans kontrol mekanizmaları tepkilerinin (altta) zamana bağlı değişimleri.	48
Şekil 3.2 : Frekans metriklerinin (Δf , Δf_{max} , f_{min} ve RoCoF) gösterimi.....	51
Şekil 3.3 : Tipik SG atalet tepkisi ve rotor hızının zamana bağlı değişimi örneği. ...	52
Şekil 3.4 : Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde [61] tanımlanan droop kontrol eğrisi.	55
Şekil 3.5 : Farklı rezerv paylaşımları için referans bozucu etki karşısında (a) sistem frekansının ve (b) SG01 elektriksel ve mekanik güçlerinin zamana bağlı değişimleri.....	57
Şekil 3.6 : 9-Baralı test sisteminde, sistem ataletinin kademeli olarak azaltılmasıyla, referans bozucu etki karşısında gözlenen (a) EGS frekansının ve (b) EGS toplam türbin gücünün zaman bağlı değişimleri.	58

Şekil 3.7 : Aynı baraya doğrudan (DOL) ve VFD ile bağlı özdeş iki endüksiyon motorunun, frekanstaki birim basamak değişimi için (a) rotor hızı ve (b) aktif güç değişimi.	60
Şekil 3.8 : Farklı yük tiplerinin (a) frekans tepkisinin ve (b) sistem frekansının zamana bağlı değişimleri.....	63
Şekil 3.9 : EGS Eşdeğer droop karakteristiği.	65
Şekil 3.10 : Frekans değişimi karşısında üretim kaynaklarının ve yüklerin tipik tepkisi, [33,39]'dan uyarlanmıştır.	66
Şekil 3.11 : Farklı referans güç değerleri (P_{ref}) için örnek türbin-governor droop karakteristik eğrileri.	69
Şekil 3.12 : AGC blok diyagramı, [36]'dan uyarlanmıştır.....	70
Şekil 3.13 : AGC'nin destekleyici ΔP_{ref} sinyalinin governor modellerine entegrasyonu.	71
Şekil 3.14 : Kundur'un revize edilmiş 2-bölgeli test sistemi ve AGC entegrasyonu.....	72
Şekil 3.15 : SG'lere ait (a) açısal hız ve (b) rotor açısı ile (c) bölgeler arası aktif güç transferi ve (d) SG'lerin elektriksel ve mekanik tork değişimleri.	74
Şekil 3.16 : Aynı bozucu etki için AGC'nin devrede olduğu ve olmadığı durumlardaki frekansın zamana bağlı değişimi.....	75
Şekil 3.17 : $\Delta P_{L9}=236$ MW bozucu etki için (a) SG açısal hızı, (b) bağlantı hattı aktif güç transferi ve (c) SG torkunun zamana bağlı değişimi (AGC aktif, bağlantı hattı kontrolü (TLC) aktif).	76
Şekil 3.18 : Bağlantı hattı kontrolünün (TLC) devrede olduğu ve olmadığı durumlar için (a) SG rotor açısal hızının, (b) bağlantı hattı aktif güç transferinin, (c) SG mekanik torkunun ve (d) SG elektriksel torkunun zamana bağlı değişimleri.	77
Şekil 3.19 : Adalaşmanın gerçekleştiği senaryo için (a) A ve B bölgelerinin frekans tepkisi ve (b) bağlantı hatlarındaki aktif güç transferinin zamana bağlı değişimleri.	78
Şekil 3.20 : Bölgeler arası farklı frekans bias katsayıları (λ) için (a) SG elektriksel ve mekanik torku ile (b) frekansın zamana bağlı değişimi.	79
Şekil 3.21 : Farklı AGC parametreleri için (a) frekansın ve (b) AGC destekleyici sinyalinin (ΔP_{ref}) zamana bağlı değişimleri.....	79
Şekil 4.1 : Türbin kanatlarının önündeki ve arkasındaki hava akımı.	81
Şekil 4.2 : Kanat uç hız oranının (λ) fonksiyonu olarak tipik güç katsayısı (C_p) eğrisi.	82
Şekil 4.3 : Rüzgâr türbininin rüzgâr hızına bağlı tipik çalışma bölgeleri.	83
Şekil 4.4 : Rüzgâr türbini-şebeke bağlantı konfigürasyonları.	84
Şekil 4.5 : Rüzgâr türbini dinamik modeline ait kontrol blokları.....	87
Şekil 4.6 : Denklem 4.3 ile verilen C_p fonksiyonuna göre, farklı kanat açıları (β) ve kanat uç hız oranları (λ) için elde edilen güç katsayısı eğrileri.	88
Şekil 4.7 : İki kütleli mekanik model temsili ve blok diyagramı.....	89
Şekil 4.8 : MPPT Optimum referans güç eğrisi ve referans güç tablosu.	90
Şekil 4.9 : Kısıtlı güç üretimi için optimumdan saptırılmış referans güç eğrileri.	92
Şekil 4.10 : Kanat açısı kontrol elemanları ile kanatlara etki eden kuvvetler ([74]'ten uyarlanmıştır) ve kontrolcü blok diyagramı.	93
Şekil 4.11 : (a) Referans rüzgâr profili için (b) kanat açısı kontrolü ile primer frekans kontrolüne katkı sunabilen bir rüzgâr türbinin aktif güç çıkışı.....	94
Şekil 4.12 : Kalıcı mıknatıs senkron generatör (PMSG), makine tarafı dönüştürücüsü (MSC) ve şebeke tarafı dönüştürücüsü (GSC) konfigürasyonu.	95

Şekil 4.13 : Kalıcı mıknatıs senkron generatör (PMSG) için d ve q eksenini eşdeğer devre diyagramları.....	96
Şekil 4.14 : MSC kontrol blok diyagramı.....	99
Şekil 4.15 : GSC kontrol blok diyagramı.....	100
Şekil 4.16 : Akım kaynağı modeli.....	101
Şekil 4.17 : Eşdeğer RES test sistemi.....	102
Şekil 4.18 : (a) 7-14 m/s aralığındaki rüzgâr hızı profili için (b) rüzgâr türbini rotor açısal hızı, (c) kanat eğim açısı ve (d) güç katsayısı	103
Şekil 4.19 : Atalet tepki kontrolcüsü (ATK); atalet emülatörü (AE) blok diyagramı (üst kontrol döngüsü), aşırı üretim (AU) blok diyagramı (alt kontrol döngüsü).....	105
Şekil 4.20 : ATK'nın farklı çalışma modları için rüzgâr türbininin tipik aktif güç cevabı.....	106
Şekil 4.21 : Atalet tepkisi sırasındaki türbin açısal hızı ve aktif güç ilişkisi.....	108
Şekil 4.22 : Farklı aşırı üretim oranları için (a) RES aktif gücü, (b) türbin açısal hızı, (c) türbin şaft torku ve (d) frekansın zamana bağlı değişimleri.....	110
Şekil 4.23 : Düşük hız koruma fonksiyonunun devrede olduğu ve olmadığı durumlar için (a) RES aktif gücü, (b) türbin açısal hızı ve (c) türbin şaft torkunun zamana bağlı değişimleri	111
Şekil 4.24 : ATK (AE modu) için (a) türbin aktif gücü, (b) açısal hızı, (c) şaft torku, (d) aerodinamik güç, (e) kanat açısı ve (f) frekansın zamana bağlı değişimleri.....	113
Şekil 4.25 : Farklı ülkelere ait şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan LVRT ve HVRT eğrileri, [100-102]'den uyarlanmıştır.....	114
Şekil 4.26 : Şebeke bağlantı noktasında farklı artık gerilimler oluşturan kısa devre arızaları için rüzgâr türbini akımının (a) aktif ve (b) reaktif bileşenleri ile (c) RES terminal gerilimi ve (d) RES aktif gücü.....	115
Şekil 5.1 : P.M. Anderson ve A.A Fouad'ın revize edilmiş 9-baralı test sistemi.	117
Şekil 5.2 : Senaryo-01 için SG-Türbin ünitelerinin (a), (b), (c) elektriksel ve mekanik torklarının ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.....	120
Şekil 5.3 : Senaryo-02 için (a) frekansının ve (b) PFK rezervinin zamana bağlı değişimi.....	121
Şekil 5.4 : Senaryo-02IR için (a) SG01 ve (b) SG02'nin elektriksel ve mekanik torklarının, (c) RES02 aktif gücünün ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.....	122
Şekil 5.5 : Senaryo-02 ve 02IR için frekansın $t=4,5-7,5$ sn aralığındaki değişimi.	123
Şekil 5.6 : Senaryo-01, -02, ve -03 için (a) frekansın ve (b) SG01 elektriksel ve mekanik torkunun zamana bağlı değişimi.....	125
Şekil 5.7 : Senaryo-03IR için (a) SG01 ve (b) SG02'nin elektriksel ve mekanik torkları, (c) RES03 aktif gücü ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.	126
Şekil 5.8 : SG01 Governorun farklı kazanç katsayıları için (a) frekansın ve (b) $K=4$ için SG01 elektriksel ve mekanik torkunun zamana bağlı değişimi.	128
Şekil 5.9 : (a) 12 m/s ve 16 m/s hız ile esen rüzgâr hızları için RES atalet desteği sırasında (a) rüzgâr türbini açısal hızı, (b) kanat açısı (β), (c) aerodinamik ve elektriksel torku, (d) güç katsayısının (C_p) zamana bağlı değişimi.	128
Şekil 5.10 : Senaryo-03 ve -03IR'de 12 m/s ve 16 m/s'lik rüzgâr hızları için (a) frekansın, (b) Senaryo-03IR için SG01'in elektriksel ve mekanik torkunun zaman bağlı değişimi.....	129
Şekil 5.11 : İncelenen farklı senaryolar için EGS frekansının zamana bağlı değişimi.....	130

Şekil 5.12 : IEEE2 türbin-governor blok diyagramı, [53]'ten uyarlanmıştır. 133

Şekil 5.13 : Senaryo-03IR'de SG01 hız regülatörünün (governor) $\Delta Pref$ sinyali ile desteklenmesi durumunda (a), (b) governor sinyallerinin (c) SG01 elektriksel ve mekanik gücünün ve (d) frekansın zamana bağlı değişimleri. 134



SENTETİK ATALET DESTEKLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN FREKANS TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİNİN MODELLENMESİ, KONTROLÜ VE DİNAMİK ANALİZİ

ÖZET

Bu tez çalışmasında, Rüzgâr Enerjisi Santrallerinden (RES) sağlanan atalet desteğinin, Elektrik Güç Sistemlerinin (EGS) primer frekans tepkisi üzerindeki etkileri incelenmiştir. Çalışma için ihtiyaç duyulan kullanıcı tanımlı modeller, PowerFactory/DIgSILENT güç sistemi analiz yazılımının dinamik simülasyon dili (Dynamic Simulation Language-DSL) kullanılarak oluşturulmuş ve dinamik analizler de aynı yazılım ortamında gerçekleştirilmiştir. Dinamik analizler sonucunda elde edilen bulgular, RES'lerin EGS frekans tepkisi üzerindeki etkilerini karşılaştırmalı bir şekilde değerlendirmek amacıyla yorumlanmış ve gelecekteki çalışmalara yönelik öneriler sunulmuştur.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) dayalı üretim birimleri, teknolojik altyapıları ve enerji kaynaklarının karakteristik özellikleri bakımından Senkron Generatör (SG) temelli konvansiyonel üretim kaynaklarından belirgin farklılıklar göstermektedir. Bu farklılıklar, EGS'nin kararlı çalışma koşullarının sağlanması ve işletilmesi açısından birtakım zorlukları beraberinde getirmektedir. YEK'lere dayalı üretim artışının EGS kararlılığı üzerindeki en önemli ve belirgin etkisi, sistem ataletini azaltmasıdır. Sistem ataletindeki azalma, EGS'de meydana gelen aktif güç dengesizlikleri sırasında frekans salınımlarını arttırarak, frekans kararlılığının sağlanmasını zorlaştırmaktadır.

Bu tez çalışmasında, çalışma amacına uygun olarak seçilen test sistemleri ve literatürde yaygın olarak kullanılan Kundur'un iki bölgesi test sistemi üzerinden, EGS Primer Frekans Kontrolü (PFK) açısından kritik öneme sahip kavramlar detaylı bir şekilde incelenmiş ve etkili frekans kontrolü için gereksinimler belirlenmiştir. Yapılan incelemeler, etkili bir frekans kontrolü sağlamak için EGS'de yeterli PFK rezervine sahip olmanın tek başına yeterli olmadığını göstermektedir. Etkili bir frekans kontrolü, güç rezervinin kaynaklar arasında mümkün olduğunca dengeli bir şekilde dağıtılarak hızlı bir şekilde devreye alınmasını gerektirmektedir. YEK'lerin konvansiyonel üretim birimlerinin yerini alması, sistem ataletinde azalmaya yol açmanın yanı sıra, PFK rezervinin daha az sayıdaki SG arasında dağıtılmasına neden olmaktadır. Bu bağlamda, daha büyük kapasitelerde ve daha hızlı devreye alınabilir emre amade PFK rezervlerine duyulan ihtiyacın artacağı görüşü, simülasyon çalışmaları ile desteklenmiştir. Bu nedenle gelecekteki modern EGS'lerde, YEK'lerin sentetik atalet tepkisi sağlayarak PFK'ya destek olması gerektiği öngörülmektedir.

Bu tez çalışması kapsamında, EGS'deki RES oranının artması nedeniyle azalan sistem ataletinin, EGS frekans tepkisi üzerindeki olumsuz etkilerini azaltmak amacıyla uygulanabilecek stratejilerden biri olan sentetik atalet desteği ve bu desteğin EGS frekans tepkisi üzerindeki etkileri ayrıntılı bir şekilde incelenmiştir. Modern rüzgâr türbinleri, ek kontrol mekanizmaları ile desteklenmedikçe, SG'ler gibi atalet desteği sağlayabilme kapasitesine sahip değildir. IEC (International Electrotechnical

Commission), rüzgâr türbini modellerine ait üretici modellerinin fazla detaylı olması, verilere ulaşılabilirliğinin ve yönetilmesinin pratik olmaması nedeniyle kalıp türbin modelleri önermektedir. Bu kalıp modeller ise atalet desteği kontrolü fonksiyonuna sahip değildir. Bu nedenle çalışma kapsamında Tip-4 rüzgâr türbininin PFK'ya destek olabilmesi amacıyla Atalet Tepki Kontrolcüsü (ATK) geliştirilmiş ve bu kontrolcü IEC Tip-4 modeline entegre edilmiştir.

Geliştirilen ATK'nın aşırı üretim (AU) ve atalet emülatörü (AE) olmak üzere iki farklı fonksiyonel modu mevcuttur. Her iki ATK kontrol modunda, türbinin mevcut açısal hızına bağlı olarak ürettiği optimum referans güç sinyali saptırılarak, türbinin üretebileceği anlık güçten daha fazlasının kısıtlı bir süre boyunca üretilmesi hedeflenmiştir. AU kontrol modunda, aktif güç üretimi, bozucu etki öncesine kıyasla sabit bir oranda artacak şekilde ölçeklendirilmektedir (örneğin, $P_{gen} \times 1,10$ pu). AE modunda ise frekans değişim oranının bir fonksiyonu olarak şekillenen ve SG'lerin doğal atalet tepkisine benzer bir yanıt elde edilmektedir.

Rüzgâr türbinleri, mevcut rüzgâr enerjisinden maksimum gücü elde edecek şekilde tasarlanmakta ve kontrol edilmektedir. Bu da türbinlerin SG'ler gibi emre amade güç rezervi bulundurmamasına neden olmaktadır. Dolayısıyla rüzgâr türbinin atalet desteği, yalnızca türbinin rotorunda depolanan kinetik enerjinin kontrollü bir şekilde şebekeye aktarılması yöntemine dayanır. Kinetik enerjisinin bir kısmını kaybeden rotor, yavaşlama eğilimi gösterir. Atalet desteğinin sona ermesiyle birlikte türbin yeniden hızlanmaya başlar ve başlangıç hızına ulaşana kadar ilk durumuna kıyasla daha az aktif güç üretir. Bu süreç, türbinlerin atalet desteği sonrasında sergilediği karakteristik bir davranış olup toparlanma süreci olarak adlandırılmaktadır. Toparlanma sürecinin, görece küçük adalaşmış sistemlerde daha düşük frekans dip noktalarına yol açarak, frekans tepkisi üzerinde beklenenden farklı olarak olumsuz etkiler oluşturabildiği gözlemlenmiştir.

Türbinin atalet tepkisi sırasındaki aerodinamik etkileşimler ile EGS frekans tepkisi arasındaki ilişkinin incelenmesi için, ATK'nın yanı sıra aerodinamik blok, kanat açısı kontrolcüsü ve maksimum güç takip edici (MPPT) blokları da tasarlanmış ve IEC Tip-4 türbin modeline entegre edilmiştir. Geliştirilen rüzgâr türbini modelinin nominal gücü 5 MW olarak belirlenmiş, nominal rüzgâr hızı ise 12 m/s olarak alınmıştır. Aerodinamik blok, mevcut rüzgâr hızı ve kanat ucu hızına bağlı olarak, referans alınan parametrik güç katsayısı fonksiyonuna göre türbinin üretebileceği aerodinamik gücü hesaplamaktadır. Farklı rüzgâr hızlarında üretilen maksimum güç verilerinden türetilen referans güç eğrisi ise MPPT tarama tablosu olarak modele dahil edilmiştir. Kanat açısı kontrolcüsü ise nominalinden yüksek rüzgâr hızlarında, türbinin güç üretimini sınırlamak amacıyla kanat açılarının pozisyonunu otomatik olarak regüle eden bir kontrolcüdür. Bu ek bloklar sayesinde nominalinin üzerindeki farklı rüzgâr hızları için atalet tepkisi incelenebilmiştir.

Rüzgâr hızının nominal rüzgâr hızından yüksek olduğu durumlarda; RES'lerin toparlanma sürecinin EGS frekansı üzerindeki olumsuz etkilerinin, nominal rüzgâr hızının altındaki hızlara kıyasla önemli ölçüde azaldığı gözlemlenmiştir. Rüzgâr türbinlerinin atalet desteğinin, türbin shaftına uygulanan torkun nominal değerinin üzerine çıkmasına neden olabileceği gözlemlendiğinden, bu durumun mekanik açıdan da incelenmesi gereken bir konu olduğu değerlendirilmektedir.

ATK fonksiyonuna sahip rüzgâr türbinlerinden oluşan 33x5 MW kapasiteli RES02 ve 17x5 MW kapasiteli RES03 rüzgâr santralleri, P.M. Anderson ve A.A. Fouad'ın 9 baralı test sistemine entegre edilmiştir. İlgili test sistemindeki SG modelleri, frekans

kararlılığının incelenebilmesi amacıyla hız regülatörü (governor) ve uyarım sistemi dinamik modelleri eklenerek yeniden yapılandırılmıştır. Bu test sistemi aracılığıyla, RES atalet desteğinin etkileri, farklı senaryoların dinamik analizleri ile karşılaştırmalı bir şekilde incelenmiştir.

Analiz sonuçları, atalet desteği sağlayamayan RES'lerin SG'lerin yerini aldığı her senaryoda, sistem ataletinin azaldığını göstermektedir. Bu duruma bağlı olarak, aynı referans bozucu etki için daha yüksek frekans değişim oranı (Rate of Change of Frequency-RoCoF) ve daha düşük frekans dip noktaları gözlenmiştir.

İncelenen senaryolar, RES'lerin sağladığı atalet desteğinin RoCoF değerini önemli ölçüde azalttığını ortaya koymaktadır. Bu durum, RES'lerin frekansın dip noktasına ulaşma süresini geciktirerek konvansiyonel üretim kaynaklarının rezervlerinin devreye alınması için ek bir zaman aralığı sağladığını ve böylece PFK'yı destekleyebildiğini göstermektedir. Ancak, frekans dip noktasında beklenen iyileşmenin tüm senaryolarda gerçekleşmediği ve hatta bazı senaryolarda, atalet desteğine rağmen daha düşük frekans dip noktalarının olduğu tespit edilmiştir.

RES'lerin atalet desteği sağladığı durumda, RoCoF'un düşük olması sebebiyle, konvansiyonel droop kontrolü ile yönetilen hız regülatörlerinin birim zamanda daha az aktif gücü devreye almasına yol açmaktadır. Atalet desteğinin sona ermesiyle birlikte, rüzgâr türbinleri toparlanma sürecine girmektedir. EGS'deki üretim-tüketim dengesinin RES'lerin toparlanma sürecine girmeden önce hızlıca sağlanamadığı durumlarda, RES'lerin toparlanma süreci, PFK'dan sorumlu SG'ler tarafından yavaş gelişen ek bir aktif güç açığı olarak algılanmaktadır. Bu durumun, aktif güç üretim-tüketim dengesinin daha geç sağlanmasına ve dolayısıyla frekans dip noktasının, atalet desteği sağlanmadığı duruma göre daha düşük olmasına yol açarak, frekans cevabını olumsuz etkilediği görülmüştür.

PFK'nın görece yavaş tepki verdiği veya ada pozisyonundaki küçük güç sistemlerinde, RES'lerin atalet desteği sonrasındaki toparlanma sürecinin EGS frekans cevabı üzerindeki olumsuz etkilerini azaltmak amacıyla, yardımcı hata sinyalleri ile desteklenen SG türbin governorlarının, RES atalet desteğinin etkinliğini artırabileceği tespit edilmiştir.

Rüzgâr santrallerinin atalet desteğinin kontrolcü temelli olması nedeniyle frekansın ATK'nın tetikleneceği eşik değerine ulaşmaya kadar geçen bir süre söz konusudur. Bu durum, atalet desteğinin birkaç yüz milisaniyelik bir gecikmeyle başlamasına neden olmaktadır. ATK devreye girmeden önce frekans, sistem atalet sabitine bağlı olarak azalmaya başlayacak ve bu durum, RES atalet desteğinin olmadığı duruma benzer şekilde gelişecektir. ATK'nın devreye girmesiyle frekansın değişimi farklı bir davranış sergileyecektir. Bu nedenle, ATK desteği sağlandığı durumlarda düşük frekans (ANSI 81) ve frekans değişim oranını (ANSI 81R) baz alan koruma ve yük atma şemalarının yeniden değerlendirilmesi gerekecektir. Aksi takdirde, yüksek RoCoF nedeniyle gereksiz yük atma veya RoCoF rölelerinin tetiklenmemesi sonucu, yüklerin zamanında atılmaması gibi olumsuz durumlar meydana gelebilir.



MODELING, CONTROL AND DYNAMIC ANALYSIS OF SYNTHETIC INERTIA-SUPPORTED WIND TURBINES' IMPACT ON FREQUENCY RESPONSE

SUMMARY

In this thesis, the effects of inertia support provided by Wind Power Plants (WPPs) on the Primary Frequency Response (PFR) of Electrical Power Systems (EPS) are investigated. The user-defined models required for the study were developed using the Dynamic Simulation Language (DSL) of the PowerFactory/DIGSILENT power system analysis software, and dynamic analyses were also conducted within the same software environment. The findings obtained from the dynamic analyses were interpreted to comparatively evaluate the impact of WPPs on EPS frequency response, and recommendations for future studies were provided.

Generation units based on Renewable Energy Sources (RES) exhibit significant differences from conventional generation sources based on Synchronous Generators (SG) in terms of technological infrastructure and the characteristic properties of their energy sources. These differences introduce several challenges in ensuring and maintaining the stable operating conditions of EPSs. The most significant and noticeable impact of the increasing RES-based generation on EPS stability is the reduction of system inertia. The decrease in system inertia exacerbates frequency oscillations during active power imbalances in the EPS, thereby making it more challenging to maintain frequency stability.

In this thesis, critical concepts related to the Primary Frequency Control (PFC) of EPS were examined in detail using test systems selected in line with the study's objective, as well as Kundur's two-area test system, which is widely used in the literature. The requirements for effective frequency control were identified. The analyses indicate that maintaining adequate PFC reserves in the EPS alone is not sufficient to ensure effective frequency control. Effective frequency control requires the distributed power reserves among available sources to be activated as rapidly as possible. The replacement of conventional generation units with RES not only leads to a reduction in system inertia but also results in the PFC reserve being distributed among a smaller number of SGs. In this context, simulation studies support the view that the need for larger-capacity and faster-activated available PFC reserves will increase. Therefore, it is anticipated that in future modern EPSs, RESs will be required to provide support to PFC by offering synthetic inertia response.

In this thesis, synthetic inertia support, one of the strategies that can be applied to mitigate the adverse effects of reduced system inertia on the frequency response of EPSs due to the increasing share of WPPs, and its impact on EPS frequency response are examined in detail. Modern wind turbines, unless supported by additional controllers, do not have the capability to provide inertia support like SGs. The International Electrotechnical Commission (IEC) provides generic models for wind turbines because manufacturer-specific models are overly detailed, making data

accessibility and management impractical. However, these generic models do not include an inertia support control function. Therefore, within the scope of this study, an Inertia Response Controller (IRC) was developed to enable Type-4 wind turbines to support PFC, and this controller was integrated into the IEC Type-4 model.

The developed IRC has two distinct functional modes: Overproduction (OP) and Inertia Emulator (IE). In both IRC control modes, the optimal reference power signal, which depends on the turbine's angular speed, is manipulated to allow the turbine to generate more power than its instantaneous capability for a limited duration. In the OP control mode, active power generation is scaled to increase at a constant rate compared to its pre-disturbance level (e.g., $P_{gen} \times 1.10$ pu). In the IE mode, a response similar to the inherent inertial response of SGs is achieved by shaping the power output as a function of the rate of change of frequency.

Wind turbines are designed and controlled to optimize the extraction of the maximum possible power from the available wind energy. Consequently, in contrast to SGs, they do not maintain a readily available power reserve. Therefore, inertia support in wind turbines relies solely on the controlled transfer of kinetic energy stored in the turbine rotor to the grid. As the rotor loses part of its kinetic energy, it tends to slow down. Once inertial support ends, the turbine begins to accelerate again and produces less active power compared to its initial state until it reaches its initial speed. This process is a characteristic behaviour of turbines following inertial support and is referred to as the recovery period. It has been observed that the recovery period can lead to lower frequency nadirs in relatively small islanded systems, thereby causing unexpectedly negative effects on the frequency response.

To analyse the relationship between aerodynamic interactions during the turbine's inertia response and the frequency response of the EPS, in addition to the IRC, aerodynamic block, blade pitch controller, and Maximum Power Point Tracking (MPPT) blocks were also designed and integrated into the IEC Type-4 turbine model. The nominal power of the developed wind turbine model was set at 5 MW, and the nominal wind speed was assumed to be 12 m/s. The aerodynamic block calculates the aerodynamic power that the turbine can generate based on the given wind speed and blade tip speed, following a reference parametric power coefficient function. The reference power curve, derived from the maximum power generation data at different wind speeds, was incorporated into the model as an MPPT look-up table. The blade pitch controller is an automated control system that regulates blade positions to limit turbine power output at wind speeds exceeding the nominal value. With these additional blocks, the inertial response has been analysed for different wind speeds above the nominal value.

In cases where the wind speed is higher than the nominal wind speed, it has been observed that the adverse impact of the recovery period of RES on the EGS frequency can be significantly mitigated compared to wind speeds below the nominal value. Since inertial support from wind turbines can lead to the torque applied to the turbine shaft exceeding its nominal value, this issue is also considered to be a subject that requires further mechanical investigation.

The WPP02 wind farm, consisting of 33 wind turbines with a capacity of 5 MW each, and the WPP03 wind farm, consisting of 17 wind turbines with the same capacity, were integrated into the 9-bus test system of P.M. Anderson and A.A. Fouad. The SG models in the test system were restructured by incorporating governor and excitation system dynamic models to enable the analysis of frequency stability. Through this test

system, the effects of RES inertial support have been examined in a comparative manner through dynamic analyses of different scenarios.

The analysis results show that in every scenario where WPPs, which are unable to provide inertia support, replace SGs, system inertia decreases. As a result, a higher Rate of Change of Frequency (RoCoF) and lower frequency nadirs were observed for the same reference disturbance.

The analysed scenarios reveal that the inertial support provided by WPPs significantly reduces the RoCoF value. This indicates that the inertia support from WPPs delays the time it takes for the frequency to reach its minimum point, thereby providing an additional time for the activation of reserves from conventional generation sources, and thus supporting PFC. However, it was found that the expected improvement in frequency nadir did not occur in all scenarios, and in some cases, lower frequency nadirs were observed despite the presence of inertial support.

When WPPs provide inertial support, the low RoCoF results in conventional droop-controlled speed governors activating less active power per unit of time. Once the inertia support ends, the wind turbines enter the recovery period. In cases where the generation-consumption balance in the EPS cannot be quickly restored before WPPs enter the recovery period, the recovery period of RESs is perceived as an additional active power deficit that develops gradually and must be managed by the SGs responsible for PFC. This results in a delayed restoration of the active power generation-consumption balance, causing the frequency nadir to be lower compared to the case where inertia support is not provided, thereby negatively affecting the frequency response.

In cases where PFC responds relatively slowly or in small EGS operating in island mode, it has been determined that SG turbine governors, supported by auxiliary error signals, can enhance the effectiveness of WPP inertial support in order to reduce the negative impacts of the recovery period on the EGS frequency response.

Due to the controller-based nature of inertial support in WPPs, there is a time delay of a few hundred milliseconds until the frequency reaches the threshold value at which the IRC is triggered. Before the IRC is activated, the frequency will begin to decrease based on the system inertia constant, and this behavior will be similar to the scenario without WPP's inertial support. Once the IRC is activated, the frequency change will exhibit a different behavior. Therefore, in cases where WPP's inertial support is provided, protection and load shedding schemes based on low frequency (ANSI 81) and RoCoF (ANSI 81R) will need to be reassessed. Otherwise, due to the high RoCoF, undesirable situations such as unnecessary load shedding or failure to trigger RoCoF relays, resulting in delays in load shedding, may occur.



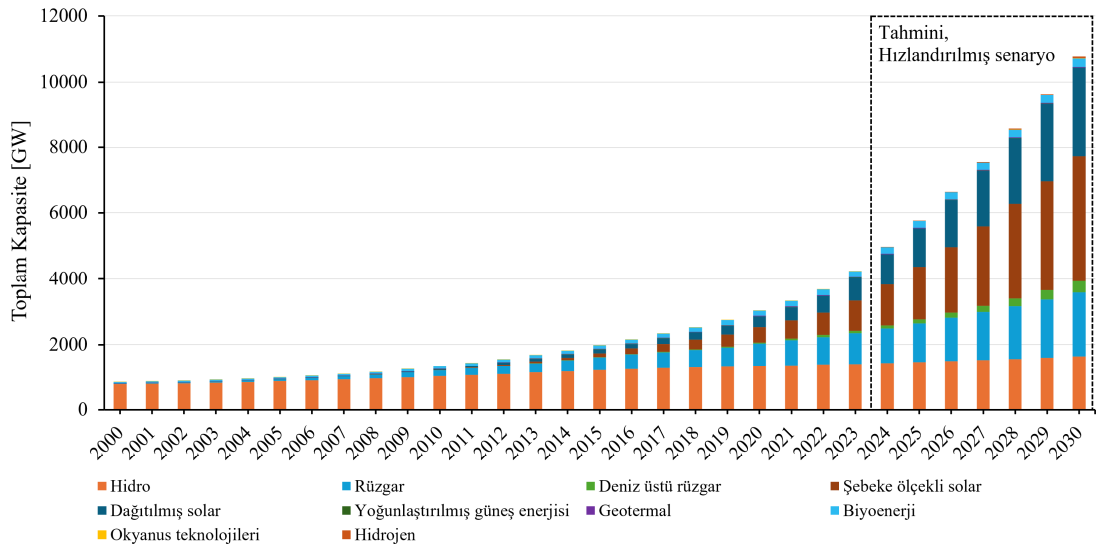
1. GİRİŞ

Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK), özellikle rüzgâr santralleri ve güneş enerji santralleri, küresel ölçekte sıfır karbon emisyonu hedeflerine ulaşmak amacıyla konvansiyonel üretim birimlerinin yerini almaktadır.

Kasım 2023'te Dubai'de düzenlenen 28. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Taraflar Konferansı'nda (COP28), toplam 138 ülke, 2030 yılına kadar küresel YEK kapasitesini üç katına çıkarma ve enerji verimliliğini iki katına artırma taahhüdünde bulunmuştur [1,2].

2023 yılında küresel ölçekte rekor düzeyde 473 GW YEK kapasitesi kurulmuş olup, bu rakam 2022'ye göre %54 daha yüksektir. YEK kapasitesinin üç katına çıkarılarak 11,2 TW'a ulaşılması için 2024-2030 yılları arasında yıllık ortalama 1044 GW kapasite eklenerek yıllık %16,4'lük büyüme hedeflenmektedir [3].

Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency-IEA) verilerine göre, 2030 yılı itibariyle ulaşılması hedeflenen küresel YEK kapasiteleri Şekil 1.1'de verilmiştir.



Şekil 1.1 : 2024 yılına kadar gerçekleştirilen ve 2030 yılına kadar tesis edilmesi hedeflenen YEK kapasiteleri (hızlandırılmış senaryo), [4]'ten uyarlanmıştır.

YEK'lerin elektrik enerjisi üretiminde artan kullanımı ve şebekeye entegrasyonlarını sağlayan enerji dönüştürme birimleri, mevcut Elektrik Güç Sisteminin (EGS) karakteristiğini ve bu sistemin bozucu etkilere karşı davranışını giderek daha fazla değiştirmektedir. Söz konusu enerji dönüştürme birimlerinin yoğun kullanımı, EGS'nin ataletini azaltmakta ve bunun sonucunda sistem frekansında istenmeyen salınımların artmasına neden olmaktadır. Bu olumsuz etkilerin telafi edilebilmesi amacıyla, bu çalışmada atalet tepkisi sağlayabilen bir rüzgâr türbini modellenmiş ve test sistemlerine entegre edilerek, EGS frekans tepkisi üzerindeki etkileri farklı senaryolarla incelenmiştir.

1.1 Tezin Organizasyonu

Tez çalışmasının organizasyonu şu şekilde yapılmıştır. Bölüm-1'de, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) dayalı üretimdeki artışın, Elektrik Güç Sistemlerinin (EGS) kararlı işletme koşullarının sağlanması üzerindeki etkileri ve bu durumun ortaya çıkardığı zorluklar ele alınmıştır. Söz konusu zorluklar, güç sistemi kararlılığını doğrudan etkileyen sistem ataleti, güç rezervi, işletme esnekliği, kısa devre gücü, salınımlar ve koruma konsepti gibi başlıklar altında sınıflandırılmıştır. Ayrıca, YEK'lerin artışıyla ilişkilendirilebilecek şebeke çöküşleri (blackout) ve işletmesel darboğazlar, son yıllarda yaşanan somut vakalar üzerinden tartışılarak okuyucunun dikkatine sunulmuştur.

Bölüm 2'de, EGS kararlılığının temelini oluşturan rotor dinamiği ve salınım denklemleriyle ilgili matematiksel ifadeler sunulmuştur. Bu tez çalışması, frekans kararlılığına odaklanmaktadır. Frekans kontrolü, EGS'de yer alan tüm üretim birimlerinin (ve kısmen dinamik yüklerin) ortak katılımıyla gerçekleştirilmektedir. Bu bağlamda, Bölüm 2'de frekans kontrolünün daha iyi anlaşılabilmesi amacıyla, öncelikle konvansiyonel bir üretim birimi olan Senkron Generatörün (SG) lokal kontrol mekanizmaları açıklanmıştır. Her ne kadar frekans kararlılığına odaklanılmış olsa da frekans, rotor açısı ve gerilim değişkenlerinin nihai olarak kararlılık açısından birbiriyle ilişkili olduğu ifade edilebilir. Bu nedenle, gerilim (ve reaktif güç) kontrolüne ilişkin temel kontrol mekanizmalarına da yer verilmesi uygun görülmüştür. SG kontrol konsepti, bozucu etkiler karşısında sergilediği tipik dinamik davranış ve kararlılığı, amaca uygun olarak modellenmiş test sistemlerinin simülasyonu yoluyla Bölüm 2'de incelenmiştir.

Bölüm 3'te, tez çalışmasının temel odak noktası olan EGS'nin frekans tepkisi ve frekans kontrolü ayrıntılı bir şekilde incelenmiştir. Bu bölümde, konvansiyonel üretim kaynaklarının atalet tepkisi, primer ve sekonder frekans kontrolüne ilişkin temel konseptler sunulmuştur. Çalışmanın son bölümünde ele alınan Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin (RES) atalet desteğinin primer frekans tepkisi üzerindeki etkisini değerlendirmek amacıyla, frekans değişim oranı (RoCoF), frekans dip noktası (nadir) ve sistem rijitliği gibi metrikler bu bölümde tanımlanmıştır. Frekans kontrolü genellikle üretim birimlerinin kontrolü ile ilişkilendirilse de olası bir aktif güç dengesizliği durumunda frekans bağımlılığı olan dinamik yükler de tepki göstereceğinden, literatürde yaygın olarak kullanılan yük modellerine de yer verilmiştir.

Bölüm 3'te, sekonder frekans kontrolünden sorumlu merkezi bir otomatik üretim kontrol sistemi (AGC) modellenmiş ve Kundur'un literatürde yaygın olarak kullanılan iki bölgeli test sistemine entegre edilmiştir. Bu test sistemi, frekans kararlılığının incelenmesi amacıyla bazı düzenlemelerle uygun bir yapıya kavuşturulmuştur. Teorik olarak ele alınan primer ve sekonder frekans kontrolüne dair temel konseptler, bu test sisteminde referans bozucu etkiler oluşturularak bir dizi simülasyon çalışmasıyla analiz edilmiştir. Merkezi kontrolcünün, daha hızlı tepki verebilecek şekilde parametrelendirilmesi yoluyla, RES'lerin de dahil olduğu sistemlerdeki etkinliğinin incelenmesi hedeflenmiştir.

Bölüm 3, frekans kararlılığı açısından etkili bir kontrol için temel gereklilikleri ortaya koymaktadır. Bu bölümde sunulan teorik çerçeve, tez çalışmasının son bölümünde yer alan ve RES'lerin de dahil edildiği test sisteminin frekans tepkisine ilişkin elde edilen çıktılar arasındaki sebep-sonuç ilişkisini daha anlaşılır hale getirmeyi amaçlamaktadır.

Tam ölçekli konvertör ile şebekeye bağlı modern rüzgâr türbinleri, ek kontrolcüler ile desteklenmedikçe SG'ler gibi doğal bir atalet tepkisi göstermez. Dolayısıyla rüzgâr türbinlerinin atalet tepkisinin frekans kararlılığı üzerindeki etkilerini inceleyebilmek için, bu fonksiyona sahip bir türbin modeline ihtiyaç duyulmaktadır. Bölüm 4'te, bu ihtiyaca yönelik çalışma kapsamında geliştirilen türbini modeline dair çalışmalar sunulmuştur.

Türbin modeli olarak, IEC (International Electrotechnical Commission) tarafından sağlanan tam ölçekli konvertör üzerinden şebekeye bağlanan kalıp (generic) Tip-4

rüzgâr türbini modeli baz alınmıştır. Önerilen bu kalıp model, kısa vadeli gerilim ve kısa vadeli frekans kararlılığının incelenebilmesi amacıyla, arıza anında şebekeye bağlı kalabilme (FRT) ve EGS’de meydana gelebilecek istenmeyen adalaşma gibi olayların dinamik analizleri için geliştirilmiştir. Ancak, atalet tepkisi sağlama fonksiyonuna sahip olmadığı için doğrudan tez çalışmasında kullanılmak için uygun değildir. Bu nedenle, ek olarak geliştirilen Atalet Tepki Kontrolcüsü (ATK) bloğu kalıp türbin modeline entegre edilerek tez çalışması için yeterli doğruluğu sağlayacak şekilde yapılandırılmıştır.

ATK’nın, Aşırı Üretim (AU) ve Atalet Emülatörü (AE) olmak üzere iki farklı işletme modu bulunmaktadır. Her iki kontrol modunda da rüzgâr türbini konvertörü, optimum güç eğrisinden saptırılarak kısa süreliğine mümkün olandan daha fazla aktif güç üretebilmektedir. AU modunun AE’ye göre daha basit bir kontrol yapısına sahip olması nedeniyle, AU modu, atalet tepkisi ve sonrasındaki elektromekanik davranışı incelemek amacıyla oluşturulmuş olup, pratik uygulama için eksiklikleri ve sistem açısından taşıdığı riskler açıklanmıştır. AE modu ile ise, SG’lerin atalet tepkisine benzer bir tepkinin kontrollü bir şekilde üretilmesi, diğer bir deyişle taklit edilmesi amaçlanmıştır.

Farklı rüzgâr hızlarındaki atalet tepkisinin incelenebilmesi, atalet tepkisi sırasında ve sonrasındaki türbinin elektromekanik etkileşiminin ayrıntılı bir şekilde analiz edilebilmesi amacıyla, aerodinamik blok, Maksimum Güç Noktası Takibi (Maximum Power Point Tracking–MPPT) bloğu ve kanat açısı kontrolüne yönelik yardımcı bloklar geliştirilmiş ve kalıp modele entegre edilmiştir. Nihai türbin modeli, örnek bir test sistemi kullanılarak 7 m/s ile 14 m/s arasında değişen 4500 saniyelik bir rüzgâr profili ile test edilmiş ve simülasyon sonuçları sunulmuştur. Rüzgâr türbinlerinin atalet desteği sırasındaki dinamik davranışı ve atalet tepkisinden hemen sonrasında gösterdikleri karakteristik toparlanma süreci gibi kavramlar, ara simülasyonlarla Bölüm 4’te açıklanmıştır.

Bölüm 5’te, bir önceki bölümde detayları verilen rüzgâr türbinlerinden oluşturulan RES’ler P.M. Anderson ve A.A. Fouad’ın 9 baralı test sistemine entegre edilmiştir. Test sistemindeki SG-türbin üniteleri, frekans kararlılığının incelenebilmesi için Bölüm-2’de detayları verilen governor (hız regülatörü) ve uyarım sistemi modelleri ile desteklenmiştir. Belirlenen amaca yönelik tanımlanan bir dizi senaryonun dinamik

simülasyonu ile, Bölüm 3'te ele alınan frekans dinamiklerinin incelenmesi ve RES'lerin atalet desteğinin etkinliği bu bölümde değerlendirilmiştir.

Son bölüm olan Bölüm 6'da ise, çalışma kapsamında elde edilen çıkarımlar özetlenmiş ve gelecekteki çalışmalara yönelik öneriler sunulmuştur.

Tez çalışmasında kullanılan test sistemleri, iletilmek istenen bilginin amacına uygun olarak literatürden titizlikle seçilmiş ve analizin amacına uygun ek kontrolcü modelleriyle desteklenmiştir. Bu test sistemleri ve kontrol mekanizmaları, frekans kararlılığı, frekans kontrolü ve türbin model fonksiyonlarının analiz edilebilmesi amacıyla PowerFactory/DIGSILENT yazılımı ortamında oluşturulmuştur. Bu sistemlere ait dinamik veri setleri, çalışmanın ilgili bölümlerinde ve Ek-A ile Ek-B'de sunulmuştur.

1.2 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi Kararlılığı Üzerindeki Etkileri

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) dayalı üretim birimleri, teknolojik altyapıları ve enerji kaynaklarının karakteristik özellikleri açısından Senkron Generatör (SG) tabanlı konvansiyonel üretim kaynaklarından belirgin şekilde farklılık göstermektedir. Bu farklılıklar, Elektrik Güç Sisteminin (EGS) kararlı çalışma koşullarının sağlanması ve işletilmesi açısından birtakım zorlukları beraberinde getirmektedir. Çalışmanın bu bölümünde, YEK'lerin EGS kararlılığı üzerindeki etkileri özetlenmiştir.

1.2.1 Düşük sistem ataleti

Döner kütleye sahip bir elektrik makinesinin EGS ataletine katkıda bulunabilmesi için, makine ile EGS arasında doğrudan bir elektromanyetik etkileşimin bulunması gerekmektedir. Bu etkileşim, EGS'de meydana gelen elektriksel bozucu etkilerin, makine rotoruna etki eden mekanik torka dönüşmesini sağlar [5].

YEK'ler arasında önemli bir paya sahip olan Güneş Enerjisi Sistemleri (GES), döner kütleye sahip olmayan sistemlerdir. Diğer yandan, modern rüzgâr türbinlerinin döner kütlesi, türbin generatörlerinin güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler aracılığıyla EGS'ye entegre edilmesi nedeniyle, EGS'den izole bir davranış sergiler. Bu nedenle, YEK'ler, harici kontrol sistemleri ve teknolojileri kullanılmadığı sürece, konvansiyonel üretim kaynakları gibi atalet tepkisi gösterememektedir. YEK'lerin

konvansiyonel üretim birimlerinin yerini almasıyla birlikte, EGS ataleti azalma eğilimi göstermektedir.

Sistem ataleti bir EGS'nin frekans kararlılığı için hayati öneme sahiptir. Frekans kararlılığı, EGS'nin normal işletme koşullarında ve EGS'de meydana gelen ani aktif güç dengesizliği gibi bozucu etkiler karşısında üretim-tüketim dengesini koruma yeteneğini ifade eder. EGS ataleti azaldıkça aktif güç tüketim ve üretim dengesizliği gibi bozucu etkiler karşısında frekansın değişim hızı ve frekans salınımları artmaktadır.

Güç rezervine sahip üretim kaynakları, olası bir negatif frekans sapmasına müdahale ederek, frekansın belirli bir eşik değerinin altına düşmesini engellemek amacıyla bu rezerv gücü EGS'ye aktarır. Ancak, bu tepki, türbinlerin görece büyük mekanik zaman sabitleri nedeniyle ani olarak gerçekleşemez. Azalan sistem ataleti nedeniyle artan frekans değişim hızı, SG'lerin gerekli rezerv gücünü devreye alana kadar frekansın daha düşük bir dip noktasına ulaşmasına neden olmaktadır. Bu durum, istenmeyen yük atma, EGS'deki istenmeyen adalaşmalar (EGS'nin daha küçük senkron bölgelere ayrılması) veya SG'lerin düşük frekans koruması nedeniyle devre dışı kalmasına yol açarak, frekans kararlılığı açısından daha ciddi sonuçlar doğurabilir.

Yakın tarihte, Büyük Britanya İletim Sistemi'nde 1 milyondan fazla tüketicinin enerjisiz kalmasına yol açan kısmi çökme, düşük atalet ile ilişkilendirilebilir. 2019 yılında, Büyük Britanya'da yıkıcı hava koşulları nedeniyle, yaklaşık 800 MW'ı deniz üstü rüzgâr santrali olmak üzere toplam 1,4 GW'lık üretim birimleri devre dışı kalmıştır. Büyük Britanya'nın belirtilen tarih için referans üretim kaybı¹ 1 GW olup, bozucu etki öncesinde enerji talebinin %30'u RES'lerden karşılanmaktaydı. İki büyük üretim santralinin devre dışı kalması, frekansın çok hızlı bir şekilde düşmesine yol açmıştır [6]. Otomatik yük atma sistemi, frekans kararlılığını koruyabilmek amacıyla devreye girmiş, 1 milyondan fazla kullanıcıyı enerjisiz bırakmıştır. Bu olayın temel nedeni olarak, analiz edilenden (1 GW) daha büyük bir bozucu etkinin meydana gelmesi ve yeterli sistem ataletinin bulunmaması gösterilebilir [7].

¹ Referans üretim kaybı, EGS düşük frekans acil durum aksiyon planlarının hazırlanması için referans olarak alınan bozucu etkidir. Genellikle EGS'deki en büyük üretim birimi dikkate alınır. Örneğin Kıta Avrupası İletim Sistemi için referans bozucu etki; 2x1500 MW gücündeki en büyük iki nükleer ünitenin devre dışı kalmasıdır.

YEK'lere dayalı üretimin artmasıyla birlikte konvansiyonel üretim kaynaklarının devre dışı kalması, sistem ataletinin kritik seviyelerin altına düşmesi tehlikesini ortaya çıkarmaktadır. Azalan atalet tehdidine karşı en belirgin ve hızlı çözümlerden biri, her zaman korunması gereken minimum sistem atalet seviyesini sağlamak amacıyla gerekli konvansiyonel üretim kaynaklarını devrede tutmaktır [8]. Bu uygulama, devredeki SG'lerin düşük kapasite ile güç üretmesine veya YEK'lerin kısıtlı modda (kasıtlı olarak üretebileceğinden daha az güç üretmesi) çalışmasına yol açacağından ekonomik açıdan verimli değildir. Sistem ataleti, doğrudan ölçülebilir bir metrik olmadığından, minimum sistem ataletinin belirlenmesi, kapsamlı araştırma ve analizler gerektirmektedir. Çünkü EGS genelinde minimum ataletin sağlanabiliyor olması, frekans kararlılığının korunması için tek başına yeterli değildir. EGS'de meydana gelen arızalar sonucunda istenmeyen adalaşmalar oluşabilir. Adalaşan senkron bölgelerin tamamında, frekans değişim hızını sınırlayabilmek için yeterli atalet ve güç rezervinin sağlanması zorunludur. YEK'lere dayalı üretimin kestirilemez doğası nedeniyle, belirli dönemlerde yerlerine SG'lerin devreye alınması, ataletin hem bölgesel hem de zamansal olarak değişmesine yol açmaktadır. Bu durum, minimum atalet gerekliliği ve rezerv dağılımı için ek zorluklar yaratmaktadır.

Bozucu etki sonrası frekans salınımını sınırlamak amacıyla, güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler aracılığıyla EGS'ye bağlanan YEK'ler, SG'lerinkine benzer ancak yapay (sentetik) bir atalet tepkisi gösterebilmektedir. Bu sayede, YEK'lerin Primer Frekans Kontrolüne (PFK) destek olması mümkün hale gelebilmektedir. Söz konusu sentetik atalet tepkisi, ek kontrol teknikleri ile sağlanmaktadır. Ayrıca, YEK'lerin yapısal dayanım sınırları ve karakteristiği, atalet tepkisinin etkinliği üzerinde belirleyicidir. Konuyla ilgili ayrıntılar, Bölüm 3'te detaylı bir şekilde ele alınmıştır.

1.2.2 Aktif güç rezervi ve sistem esnekliği

YEK'ler, değişken ve kısmen tahmin edilemez bir üretim profiline sahiptir. Bu durum, YEK'lerin EGS'deki oranına bağlı olarak, enerji arz güvenliği açısından birtakım işletme zorluklarını beraberinde getirmektedir.

YEK'lerden elde edilebilecek maksimum güç, anlık rüzgâr hızı veya güneş radyasyonu gibi çevresel faktörlere bağlıdır. Başka bir deyişle, YEK'ler, konvansiyonel üretim kaynakları gibi emre amade güç rezervine sahip değildir. Bu

nedenle, normal işletme koşullarında güç sınırlamaları uygulanmadığı sürece, frekansın düşmesi durumunda, YEK'ler genellikle PFK'ya katkı sağlayamaz.

YEK'lerin artışıyla birlikte, konvansiyonel üretim kaynaklarının devre dışı kalması, emre amade PFK rezerv kapasitesini azaltabilir. EGS'de yeterli rezerv bulunsa dahi, bu durum, EGS frekans tepkisinin istenen performansı göstereceği anlamına gelmemektedir. Çünkü güç rezervinin, kısa süreler içinde devreye alınabilmesi için EGS'deki SG'ler arasında etkin bir şekilde paylaştırılması gerekmektedir. YEK'lerin artması ve SG'lerin azalmasıyla, PFK rezervinin kısıtlı sayıda SG arasında paylaştırılması, rezervin daha geç devreye alınmasına neden olacağı için EGS frekans tepkisini olumsuz yönde etkileyecektir.

YEK'lerin değişken üretim profili, net yükte beklenmedik ani değişimlere neden olabildiği için sistem esnekliği açısından zorluklar yaratabilmektedir. Sistem esnekliği, EGS'nin kaynaklarını, net yükteki değişikliklere yanıt verecek şekilde kullanabilme yeteneği olarak tanımlanmaktadır [9]. Bu değişimlere cevap verebilmek için konvansiyonel üretim kaynaklarının kısa sürede devreye alınabiliyor olması veya devredeki üretim kaynaklarının yüksek rampalama kabiliyetine sahip olması gerekmektedir.

EGS rampalama kabiliyeti, üretim kaynaklarının aktif güç çıkışını kısa süreler içinde artırabilme yeteneği ile ilişkilidir. Örneğin, GES oranının yüksek olduğu EGS'lerde kaz eğrisi (duck curve) fenomeni ortaya çıkmaktadır. Kaz eğrisi fenomeni, 2012 yılında CASIO (California Independent System Operator-CASIO) tarafından [10] ortaya konulan işletmesel bir darboğazdır.

Kaz eğrisi, temel olarak iki önemli sorunu gündeme getirir; bunlardan ilki aşırı üretim riski, diğeri ise yüksek rampalama gerekliliğidir. Gün ortasında, GES üretiminin artmasıyla birlikte konvansiyonel üretim kaynaklarına bağlı aşırı üretim riski de artmaktadır. Akşam saatlerinde GES üretiminin hızla düşmesi ve yük talebinin ani artışı, yeni üretim kaynaklarının devreye alınmasını ve/veya mevcut konvansiyonel üretim kaynaklarının hızlı rampalama yapmasını zorunlu kılar. Bu durum, sistemin hızlı yük değişimlerine uyum sağlamasını ve etkin talep yönetimi stratejilerinin geliştirilmesini gerektirir. CASIO, bu bağlamda raporlarında, yeşil-şebekenin (green-grid) güvenilir bir şekilde yönetilebilmesi için hızlı devreye alınabilecek ve hızlı

rampalama yapabilen esnek üretim kaynaklarına duyulacak ihtiyacı vurgulamıştır [11].

1.2.3 Kısa devre gücü ve gerilim kararlılığı

Sistem gücü, EGS’de meydana gelen kısa devre arızaları gibi bozucu etkilerin yarattığı gerilim değişimlerine karşı sistemin ne kadar dirençli olduğunu gösteren bir ölçüttür [12]. Sistem gücü, geleneksel olarak Kısa Devre Seviyesi (KDS) ile ölçülmektedir. KDS’nin düşmesi ile EGS’deki bozucu etki sırasında gerilim genliği ve açısında daha büyük değişimler meydana gelecektir. Düşük KDS’lere sahip baralarda, arıza temizlendikten sonra gerilimin toparlanması daha yavaş gerçekleşir ve hatta gerilim kararsızlığı yaşanabilir. Bu nedenle, KDS, aynı zamanda arıza sırasında ve arıza temizlendikten sonraki gerilim toparlanma sürecinde, EGS’nin dinamik gerilim kontrolü yeteneğine dair bir göstergedir [5].

SG’lerin fiziksel yapıları, kısa süreli aşırı yüklenebilmelerine olanak tanır. SG’ler, genellikle arıza anında nominal akımının 5-7 katı kadar reaktif karakteristikli arıza akımını EGS’ye enjekte edebilmektedir. Bu katkı, arıza süresince yakın konumdaki bara gerilim düşüşlerini sınırlayarak, gerilimin daha kısa sürelerde toparlanabilmesine olanak sağlar. Güç elektroniği tabanlı dönüştürücülerin, kısa süreli termal dayanımları ve dinamik kuvvetler karşısındaki dayanıklılığı, SG’ler kadar yüksek değildir. Dönüştürücülerin kısa devre katkısı, dönüştürücü teknolojisine ve kontrol yöntemine bağlı olarak genellikle nominal değerinin 2 katı kadar olabilmektedir [13]. Daha hassas teknolojilere sahip üretim birimleri için (örneğin, IGBT tabanlı Tip-4 rüzgâr türbini) bu katkı 1,15 ile 1,25 arasında değişebilmektedir.

YEK oranlarının artışıyla birlikte, SG’lerin devre dışı bırakıldığı bölgelerdeki KDS’de azalma eğilimi gösterecektir. Gerilim kararlılığı, frekans kararlılığından farklı olarak bölgesel bir fenomendir. Bununla birlikte, zayıf lokasyonlarda (düşük KDS) ortaya çıkabilecek bozucu etkiler, EGS genelinde etkili olabilecek potansiyele sahiptir. Örneğin, bir kısa devre arızası sırasında meydana gelen düşük artık gerilim, SG’nin arıza koşullarında çalışmaya devam etme kabiliyetini süre açısından sınırlayabilir. SG’lerin devre dışı kalmasıyla sonuçlanan ve lokal olarak nitelendirilen arıza, EGS’de çok daha geniş bölgeleri etkileyen frekans kararsızlığına yol açabilir.

İletim Sistemi Operatörü (ISO), reaktif güç akışlarını kontrol ederek, kararlı durumda EGS’deki tüm bara gerilimlerini izin verilen sınırlar içerisinde tutabilmelidir.

YEK'lerden sağlanan reaktif güç, genellikle konvansiyonel üretim kaynaklarının kapasitesine kıyasla daha düşüktür [8]. Bunun nedeni, santral içerisindeki rüzgâr türbinleri ve/veya PV invertörlerinin, kilometreleri bulan kolektör kabloları ve münferit trafolar aracılığıyla şebekeye bağlanıyor olmasıdır. Dönüştürücü tabanlı teknolojiler, arıza anında nominal değerine yakın ve hızlı reaktif güç desteği sağlasa da bu kablolardaki ve trafolardaki reaktif güç kayıpları, santralin şebeke bağlantı noktasından enjekte ettiği reaktif gücü sınırlandırmaktadır.

Büyük kurulu güce sahip YEK'ler, genellikle tüketim yoğunluğu olan bölgelere uzak konumlanmakta olup, uzun mesafeli iletim hatları aracılığıyla EGS'ye entegre edilmektedir [14]. Bu durum, YEK'ler tarafından görülen eşdeğer sistem empedansının artmasına, dolayısıyla şebeke bağlantı noktasındaki KDS'nin azalmasına yol açmaktadır. Düşük KDS nedeniyle şebeke bağlantı noktalarında meydana gelebilecek gerilim dalgalanmaları, YEK'lerin daha kolay bir şekilde devre dışı kalmasına yol açabilir. Çünkü, YEK'lerin EGS ile senkronizasyonunun sağlayan faz kilitleme döngüsü (phase locked loop-PLL) gibi kontrolcüler, kararlı bir şekilde çalışabilmek için yeterli gerilim referansı (artık gerilim) ve dengeli bir dalga formu referansına ihtiyaç duymaktadır [5]. Özetle, EGS güvenilirliği için YEK'lerin yüksek KDS'ye sahip bağlantı noktalarına entegre edilmesi önemlidir. Ancak, sistem genelinde YEK oranının artması, KDS'lerde azalmaya neden olacağından, bu gerekliliğin sağlanmasının giderek daha zor hale gelmesi beklenmektedir.

YEK'ler tarafından kısa devre arızası sırasında sağlanan reaktif güç desteği SG'lerin rotor açısı kararlılığı üzerinde etkili olabilmektedir. Rotor açısı kararlılığı, bir senkron makinenin elektromanyetik tork ile mekanik tork arasındaki dengeyi koruyabilmesi ile ilişkili olarak, bozucu etki sonrasında senkron kalabilme yeteneğini ifade eder [15]. Reaktif gücün bir kısmının YEK'lerden sağlanması, konvansiyonel SG'lerden sağlanması gereken reaktif güç ihtiyacını azaltarak geçici durumlarda uyartım gerilimindeki sapmaları azaltabilir. Bu durum, SG'lerin reaktif güç sınırlarına ulaşmadan reaktif güç sağlamasını mümkün kılar. Sonuç olarak, arıza anında terminal gerilimlerindeki artık gerilim seviyeleri daha yüksek olur. Terminal gerilimlerinin daha yüksek olması, elektriksel güç ile mekanik güç arasındaki dengenin korunmasını kolaylaştırarak rotor açısındaki sapmayı azaltır ve bu sayede açısal kararlılığın artırılmasına katkı sağlar. Fakat bu durum; SG'lerin uyartım sistemi, dinamik

performansı ve EGS'deki diğer üretim birimlerinin katkısı gibi birçok faktöre bağlı olduğundan, genelleme yapılması mümkün değildir.

Rüzgâr türbinlerinin arıza anında şebekeye bağlı kalma yeteneklerinin sınırlı olması, EGS geneline etki eden daha ciddi ve dramatik sonuçlara yol açabilir. Bu duruma, 2016 yılında Güney Avustralya (GA) İletim Sistemi'nde yaşanan şebeke çökmesi örnek olarak gösterilebilir. Avustralya enterkonnekte şebekesi, Amerika ve Avrupa iletim sistemlerinin aksine, birbirine uzun iletim hatlarıyla bağlanan bölgelerden oluşan bir zincir topolojisine sahiptir [16]. Şiddetli fırtına nedeniyle üç adet 275 kV iletim hattının devre dışı kalmasıyla 2 dakika içerisinde 6 kez gerilim çökmesi meydana gelmiştir. Bu durumun sonucunda, 9 RES arıza anında şebekeye bağlı kalamayıp devre dışı kaldığı için sistemde 456 MW'lık bir aktif güç açığı meydana gelmiştir. Bu açık, enterkonneksiyonu sağlayan bağlantı hattında aşırı yüklenmeye yol açmış ve hattın devre dışı kalarak sistemin adalaşmasına neden olmuştur. Ada içinde yeterli güç rezerv kapasitesinin bulunmaması ise adanın tamamen çökmesine neden olmuştur [17].

Sonuç olarak, SG'ler, EGS'de meydana gelen kısa devre arızaları sırasında gerilim kararlılığının sağlanmasında kritik bir rol oynamaktadır. Ancak, fosil yakıt tüketen konvansiyonel üretim kaynakları, çevresel düzenlemelerin sıkılaştırılması ve yenilenebilir enerjilerin düşük seviye maliyetleri nedeniyle dünya çapında birçok bölgede devre dışı bırakılmaktadır [13]. Bu durum, YEK ağırlıklı bir EGS'de yeterli KDS'nin korunmasını önemli bir zorluk haline getirecektir. Gerekli önlemler alınmadığı takdirde, düşük KDS'ler daha az şiddetli arızalarda dahi geniş çaplı enerji kesintilerine yol açabilir. Küresel olarak son 10 yıl içerisinde gerçekleşen şebeke çökmeleri, bu görüşü desteklemektedir.

1.2.4 Koruma konsepti

Bir EGS'nin kararlı işletme koşullarının sürdürülebilmesi için, arızalı bölge veya ekipmanın hızla tespit edilerek sistemden izole edilmesi gerekmektedir. Bu bağlamda, seçici ve güvenilir bir koruma sistemi büyük bir öneme sahiptir. Mevcut bir EGS'deki YEK oranının artması, şebekenin topolojisini, güç akışını ve özellikle arıza karakteristiklerini önemli ölçüde değiştirmektedir.

Mesafe (empedans) koruması, aşırı akım korumasına kıyasla daha selektif ve hızlı bir koruma sağladığından, iletim sistemindeki havai hatların korunmasında kullanılan

temel koruma yöntemlerinden biri olarak öne çıkmaktadır [18]. Mesafe koruması, bir arızadaki, akım ile gerilim arasındaki faz farkını ve bu faz farkına bağlı olarak belirli bir mesafe ölçümünü esas alır. Bu yöntem, arıza konumunu tespit ederek, arızalı bölgenin hızlı ve doğru bir şekilde izole edilmesini sağlar.

YEK'lerin arıza karakteristikleri, senkron generatörlerden farklı olarak kararsız arıza empedansı, sınırlı akım genliği ve kontrollü akım faz açısı gibi özellikler sergiler [19]. Bu da mevcut mesafe koruma sisteminin hatalı çalışmasına neden olabilmektedir. 2012 yılında Hindistan'da, mesafe koruma rölelerinin YEK kaynaklı yanlış operasyonları sonucunda 8 eyalette büyük bir çökme yaşanmıştır [19].

Aşırı akım koruması, iletim sistemlerinde genellikle uzun arıza temizleme süreleri (seçicilik amacıyla) nedeniyle yedek koruma olarak tercih edilmektedir. EGS'deki YEK oranının artmasıyla KDS'lerin düşmesi veya arıza akımlarının yön değiştiriyor olması, mevcut aşırı akım koruma sisteminin arızayı algılamasını zorlaştıracaktır. Bu durum, daha hassas, daha seçici ve farklı işletme koşullarına uyum sağlayabilen adaptif aşırı akım koruma filozofilerinin geliştirilmesini gerektirecektir.

Uzun süreli düşük frekans, türbin ünitelerinin hasar görmesine yol açabilir. Bu nedenle, frekansın belirli bir süre boyunca, eşik değerinin altında seyretmesi durumunda, SG'ler koruma amacıyla devre dışı bırakılmaktadır. Aktif güç üretiminin kısa sürede arttırılamadığı durumlarda, frekansın üretim birimlerinin düşük frekans koruma eşiğinin altına düşmesini engellemek için yük atma işlemi gerçekleştirilir. Böylece, talep tarafı kontrol edilerek aktif güç dengesi sağlanır. Aksi takdirde, üretim birimlerinin devre dışı kalması, frekans kararlılığı açısından daha dramatik sonuçlara yol açabilir. Yük atma, genellikle frekansa (ANSI 81) ve frekans değişim oranına (ANSI 81R) bağlı olarak, önceden tanımlanmış aksiyon planlarının uygulanmasıyla otomatik olarak gerçekleştirilir. Sistem ataletinin azalması, frekans değişim oranını (Rate of Change of Frequency-RoCoF) arttırdığı için frekans dip noktası SG koruma eşik değerinin üzerinde kalıyor olsa dahi, bazı yüklerin istemsiz olarak atılmasına neden olabilir. Örneğin, Birleşik Krallık İletim Sistemi'nde yaşanan çökme sonrasında, RoCoF set değerinin 0,125 Hz/sn'den 1 Hz/sn'ye (500 ms zaman gecikmesi ile) yükseltilmesi planlanmaktadır [12].

1.2.5 Salınımlar ve sönümlenmesi

Senkron bölgelerin birbirine bağlanarak enterkonnekte bir yapı oluşturulması, daha geniş bir coğrafyada farklı enerji kaynaklarından faydalanmayı mümkün kılar. Örneğin, bir bölgede güneş enerjisi üretimi düşükken, başka bir bölgedeki rüzgâr enerjisi üretimi, sisteme destek sağlayabilir. Enterkonneksiyon, EGS'lerin güvenilirliğini ve işletme esnekliğini artırmaktadır. Bunun yanı sıra, sistem kararlılığı açısından da önemli avantajlar sunar. Örneğin, Kıta Avrupası Enterkonnekte Sistemi'nin atalet sabitinin 5 saniyeden 1,15 saniyeye düşmesi durumunda dahi, referans bozucu etki (3 GW aktif güç kaybı) için düşük frekans yük atma sistemi tetiklenmeden kararlılığını koruyabildiği, ancak enterkonnekte sistemin bölgelere ayrılması durumunda sistem ataletinin çok daha kritik bir faktör haline geleceği, ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) raporlarında vurgulanmaktadır [20].

Enterkonneksiyonların sağladığı avantajların yanı sıra, YEK oranının artması, bölgeler arası salınımlar gibi istenmeyen dinamik davranışlara yol açabilmektedir. EGS'de YEK ve SG'lerin devrede olup olmamasına bağlı olarak düşük ve yüksek ataletli bölgeler oluşabilir. Olası bir bozucu etki durumunda, düşük ataletli bölgelerde salınımların artması ve bölgeler arası senkronizasyon torkunun yetersiz olması, özellikle yüksek empedanslı iletim hatları ile birbirine bağlı bölgeler arasında düşük frekanslı (0,1-1,0 Hz [21]) salınımların oluşmasına neden olabilir [8]. Bölgeler arası salınımlar, enterkonnekte sistemlerde adalaşmalara yol açabildiğinden, bağlantı hatlarındaki güç transferini kısıtlayan temel faktörlerden birisidir [22].

Literatürdeki bazı çalışmalar [23-25], EGS'deki RES oranının artmasının salınımların sönümlenmesine katkıda bulunduğunu göstermektedir. Fakat bağlantı hattının işletme sırasındaki güç, penetrasyon oranı, iletim hattı empedansı, şebeke bağlantı noktası [21, 23] rüzgâr türbini teknolojisi [26] vb. gibi faktörler bölgeler arası salınımlar üzerinde etkili olabilmektedir.

Düşük frekanslı elektromekanik güç salınımlarını sönümlemek için YEK'ler, sönümleme kabiliyetine sahip enerji depolama sistemleri, volan (flywheel) veya FACTS (Flexible AC Transmission Systems) cihazları ile desteklenebilmektedir [27]. Fakat bu çözümler ek yatırım maliyetleri gerektirmektedir. Dönüştürücü tabanlı üretim kaynakları SG'lere göre daha hızlı tepkiler sağlayabilmektedir. Ayrıca aktif ve reaktif

güç değişkenlerinin bağımsız olarak kontrol edilebiliyor olması, bu kaynakların salınımları başarılı bir şekilde sönümlenmesine yardımcı olacağı düşünülmektedir [28,29]. Ancak, dönüştürücü teknolojilerinin sönümleme kontrolü, incelenmesi gereken ek kontrol tekniklerini gerektirmektedir.

Özellikle düşük KDS'ye sahip bölgelerdeki RES'lerin, senkron altı (subsynchronous) salınım modu için negatif direnç etkisine yol açarak kararsız salınımlara neden olabileceği [30]'da ortaya koyulmuştur. Bu salınım frekansı, yakındaki bir turbo generatörün torsiyonel modu ile çakıştığında, generatör şaftında ciddi torsiyonel titreşimler meydana gelebilir [30]. Senkron altı rezonans fenomenini yalnızca YEK'ler ile ilişkilendirmek doğru olmasa da Çin ve Amerika'da rüzgâr türbinlerinin seri kompanzasyon sistemleriyle etkileşime girdiği ve bu etkileşim sonucunda türbinlerin hasar gördüğü vakaların olduğu bilinmektedir [31,32].

1.3 Tezin Motivasyonu

YEK'lere dayalı üretimin hızla artması, geçmişten günümüze dinamik karakteristiği iyi anlaşılmış EGS'lerde önemli değişikliklere yol açmaktadır. YEK'lerin EGS kararlılığı üzerindeki en önemli ve belirgin etkisi, sistem ataletinin azalmasıdır. Sistem ataletinin azalması, EGS'de meydana gelebilecek aktif güç dengesizlikleri gibi istenmeyen ancak olağan durumlar sonucunda frekansta daha büyük salınımlara yol açmaktadır. Oysaki, güvenilir bir güç sisteminin temel koşullarından biri, frekansın oldukça dar bir değer aralığı içerisinde tutulabilmesidir.

YEK'lerin, hali hazırda doğal atalet desteği sunabilen ve PFK gibi yan hizmetlerden sorumlu SG'lerin yerini almasıyla birlikte, bozucu etkiler karşısında EGS'yi desteklemek için YEK'lerden sağlanabilecek atalet desteğinin daha önemli hale gelmesi beklenmektedir. Literatürde rüzgâr türbinlerinin atalet tepki kontrolü ve optimizasyonuna yönelik birçok çalışma bulunmaktadır. Rüzgâr türbini atalet tepkisinin tamamen kontrolcü temelli olması, bu gayreti anlaşılır kılmaktadır. Bununla birlikte, atalet tepkisinin frekans kararlılığı üzerindeki etkilerinin incelendiği çalışmalar da mevcuttur. Bu çalışmalara ait ayrıntılar konu bütünlüğünü sağlamak amacıyla tez çalışmasının ilgili bölümlerinde sunulmuştur. Bu tez çalışmasında ise, RES'lerin farklı koşullar altındaki atalet desteğinin, PFK konsepti ile olan etkileşimi de dikkate alınarak, EGS frekans tepkisi üzerindeki etkileri kapsamlı bir şekilde incelenmiştir. Ayrıca, kritik hususlar belirlenerek, gelecekteki çalışmalara yönelik

öneriler sunulmuştur. Bu sayede, daha yüksek YEK oranına sahip, güvenilir bir EGS planlanmasına katkı sağlanması hedeflenmiştir.

Bir önceki bölümde ana hatlarıyla ele alınan YEK'lerin EGS kararlılığı üzerindeki etkileri, EGS'deki YEK oranını sınırlayabilecek unsurlardır. Bir EGS'deki maksimum ulaşılabilir YEK oranı belirlenirken, bir önceki bölümde açıklanan tüm etkilerin bütüncül bir yaklaşımla değerlendirilmesi gerekmektedir. Ayrıca, bu etkilerin EGS'lerin karakteristikleriyle doğrudan ilişkili olduğu ve YEK'lerin her sistemde kendine özgü darboğazlar yaratabileceği göz önünde bulundurulmalıdır. Yazar, gelecekteki çalışmalarında, YEK kapasitesinin artışıyla ortaya çıkabilecek darboğazları bütüncül bir bakış açısıyla ele alarak, örnek bir EGS için ulaşılabilir YEK penetrasyon oranının belirlenmesini hedeflemektedir.



2. SENKRON GENERATÖRÜN AKTİF VE REAKTİF GÜÇ KONTROLÜ

Her ne kadar günümüzde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının (YEK) enerji üretimindeki payı hızla artsa da Senkron Generatörler (SG), Elektrik Güç Sistemlerinin (EGS) temelini oluşturmaya devam etmektedir.

SG'ler, elektrik enerjisi üretiminde temel ekipmanlardan biri olarak uzun yıllardır çeşitli bilimsel ve teknik araştırmalara konu olarak literatürde geniş bir yer edinmiştir. SG'lerin dinamik modelleri, [33-36] gibi temel kaynak kitaplarda detaylı bir şekilde ele alınmaktadır. Gerçekleştirilen çalışmalar, bu makinelerin çalışma prensiplerinin yanı sıra geçici rejimlerdeki tepkilerinin de oldukça iyi bir şekilde anlaşılmasını sağlamıştır. Elde edilen bu bilgi birikimi hem teorik analizlerde hem de modern EGS'lerin modellemesi ve optimizasyonunda önemli bir referans niteliği taşımaktadır.

Hem gerilim hem de frekans değişkenlerinin, ulusal ve uluslararası standartlarla belirlenmiş olan tolerans aralıklarında işletilmesi, iletim sisteminin güvenilirliğini sağlamak ve enerji arzını kesintisiz şekilde sürdürmek için temel ön koşuldur. Bu nedenle SG'ler, modern enerji yönetim sistemlerinin gereksinimlerini karşılayacak şekilde ek kontrolcüler ile otomatize edilmektedir. Çalışmanın bu bölümünde, bir sonraki bölümde ele alınacak frekans kararlılığı ve frekans kontrol konseptlerinin anlaşılmasına katkı sağlamak amacıyla SG'lerin aktif güç üretim kontrol mekanizmaları detaylı şekilde açıklanmıştır. Bunun yanı sıra, gerilim ve reaktif güç kontrolüne ilişkin temel kavramlar özetlenmiştir. Güç sistemi kararlılığı kavramların daha iyi anlaşılabilmesi için öncelikle enerji üretim sistemlerinin kararlılığının temelini oluşturan rotor dinamiği ve salınım denklemi ele alınmıştır.

2.1 Rotor Dinamiği ve Salınım Denklemi

Rotor dinamiğini tanımlayan salınım denklemi, SG'nin ürettiği elektromanyetik tork ile şaftına uygulanan mekanik tork arasındaki ilişkiyi ortaya koymaktadır. EGS açısından incelendiğinde rotor dinamiği, güç sistemi kararlılığının temel unsurlarından biridir, çünkü;

1. Rotor açısı kararlılığı, bir SG'nin elektromanyetik tork ile mekanik tork arasındaki dengeyi koruyabilmesi ile ilişkili olarak, bozucu etki sonrasında senkron kalabilme yeteneğine bağlıdır [15].
2. Senkron sistem frekansı, EGS'deki SG rotorlarının elektriksel açısal hızlarını ifade etmektedir ($\omega=2\pi f$). Salınım denklemi ise rotor hızındaki değişim oranını ($d\Delta\omega/dt$) mekanik ve elektriksel güç ile ilişkilendirerek, aktif güç dengesizliği durumunda sistemin dinamik davranışını belirler. Frekans kararlılığı, EGS'de meydana gelen aktif güç dengesizliklerinde frekansın belirli bir aralıkta tutulabilmesine bağlı olduğundan, rotor dinamiği frekans kararlılığı açısından da kritik bir öneme sahiptir.
3. Gerilim kararlılığı, esasen sistemin reaktif güç kontrolü ile ilişkilidir. Ancak etkili dinamik reaktif güç desteğinin sağlanamadığı durumlarda, SG terminal gerilimlerinin aşırı düşmesi, EGS'ye enjekte edilen aktif gücün kısıtlanmasına neden olacaktır. Bu durum, elektromanyetik ve mekanik tork arasındaki dengenin sağlanamamasına ve buna bağlı olarak rotor açısı kararsızlığına neden olabilir [33].

Şebekeye bağlı bir SG şaftına mekanik bir tork uygulandığında, SG bu torka karşıt eş elektromanyetik tork üretir. Bu iki tork arasındaki fark ise net ivmelenme torkunu oluşturur. Newton'un 2. Yasası'na göre rotor rotor dinamiği denklem 2.1 ile açıklanabilir.

$$J \frac{d\omega_{rm}}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Burada J , aynı rotor şaftına bağlı döner kütlelerin toplam atalet momentini (kgm^2), ω_{rm} şaftın mekanik açısal dönme hızını (rad/sn), T_m ve T_e sırasıyla mekanik torku ve elektromanyetik torku (Nm) ifade eder. T_a ise mekanik ve elektromanyetik tork farkı olan net ivmelenme torkudur (Nm).

Kararlı hal durumunda sistem, mekanik tork ile karşıt elektromanyetik torkun birbirine eşit olduğu ($T_a = 0$) denge noktasındadır. Bu denge noktası korunduğu sürece rotor sabit hızda dönmeye devam eder. Aksi durumda, denklem 2.1'e göre, rotor şaftına uygulanan torkun elektromanyetik torktan büyük olduğunda ($T_a > 0$) rotor hızlanma eğilimi gösterirken; mekanik torkun elektromanyetik torktan küçük olduğu durumda ($T_a < 0$) ise yavaşlama eğilimi gösterir.

Denklem 2.1’de yer alan tork değişkenlerinin aktif güç cinsinden yeniden düzenlenmesi ($P = T\omega$) ve denklemin her iki tarafının senkron açısal hız ile çarpılması sonucunda, denklem 2.1, denklem 2.2 biçiminde ifade edilebilir.

$$J\omega_s \frac{d\omega_{rm}}{dt} = \frac{\omega_s}{\omega_{rm}} P_m - \frac{\omega_s}{\omega_{rm}} P_e \cong P_m - P_e \quad (2.2)$$

Pratik durumda SG rotorunun açısal hızı ω_{rm} , senkron açısal hıza (ω_s) çok yakın bir değerde olacağı için $\omega_s/\omega_{rm} \cong 1$ kabulü yapılabilir. Denklem 2.2’de $J\omega_s$ rotorun açısal momentumu olarak anılır ve birimi Joule-saniye’dir. Açısal momentum genellikle M sembolü ile gösterilmekle beraber, bazı kaynaklarda (örneğin; [37]), doğrudan makinenin atalet sabiti ($M = J\omega_s$) olarak da anılmaktadır.

Rotorun açısal momentumunu per-unit atalet sabiti H olarak ifade etmek yaygın bir uygulamadır [36]. Atalet sabiti H , rotorda depolanan kinetik enerjinin, makinenin nominal gücüne oranıdır ve birimi saniyedir. Fiziksel olarak ise senkron hızda dönen bir rotorun, yavaşlayarak durma noktasına gelinceye kadar şebekeye aktarabileceği enerjinin, kendi nominal gücüne oranıdır. H atalet sabiti ve M açısal momentumun, H cinsinden ifadesi denklem 2.3’te verilmiştir. Bu çalışmada da yalnızca H , atalet sabiti olarak anılacaktır.

$$H = \frac{J\omega_s^2}{2S_n}, \quad M = J\omega_s = \frac{2HS_n}{\omega_s} \quad (2.3)$$

Atalet sabiti H , ivmelenme zaman sabiti τ_m cinsinden de ifade edilebilmektedir. İvmelenme zaman sabiti, mekanik zaman sabiti olarak da bilinmektedir [38]. τ_m , durağan haldeki bir rotora nominal değerindeki tork uygulandığında senkron hıza ulaşma süresini ifade eder.

$$\tau_m = \frac{J\omega_s^2}{S_n} = 2H \quad (2.4)$$

Rotor açısal hızı ω_{rm} , senkron hız (ω_s) ve rotorun senkron hızda dönen referans eksen ile arasındaki açının zamana bağlı değişimi cinsinden, denklem 2.5’teki gibi ifade edilebilir.

$$\omega_{rm} = \omega_s + \Delta\omega_{rm} = \omega_s + \frac{d\delta_{rm}}{dt} \quad (2.5)$$

Burada δ_{rm} , rotor açısıdır (radyan). Denklem 2.5'teki ω_{rm} 'nin, denklem 2.2'de yerine konulmasıyla, salınım denklemi denklem 2.6'daki formu alır.

$$M \frac{d^2\delta_{rm}}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.6)$$

Genellikle, elektriksel tork (T_e)'dan ayrı olarak dikkate alınan sönümlenme torku bileşeni (T_d), denklem 2.1'deki tork bileşenlerine sonradan dahil edilir. Sönümlenme torku, denklem 2.6'ya hız sapmasıyla orantılı olarak sönümlenme gücü olarak eklenebilir [33]. Sönümlenme gücü, denklem 2.7'de verilmiştir.

$$P_d = D_m \Delta\omega_{rm} = D_m \frac{d\delta_{rm}}{dt} \quad (2.7)$$

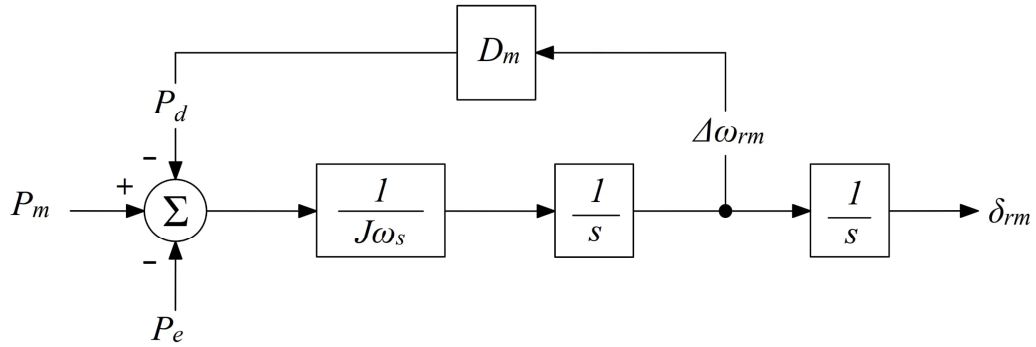
Burada, D_m sönümlenme sabitidir. P_d 'nin de denklem 2.6'ya dahil edilmesiyle salınım denklemi, denklem 2.8'deki nihai biçimine kavuşur.

$$M \frac{d^2\delta_{rm}}{dt^2} = P_a = P_m - P_e - D_m \frac{d\delta_{rm}}{dt} \quad (2.8)$$

Denklem 2.8'e göre, bir aktif güç dengesizliği durumunda ($P_a \neq 0$), rotor, P_a 'nın büyüklüğüne ve atalet sabitine bağlı olarak salınım yapar. Bu salınımlar sonrasında rotor yeniden tork dengesini sağlayabilirse, generatör açısal kararlılığını koruyabilir. Denklem 2.8'deki ikinci mertebeden diferansiyel denklem çözüldüğünde, rotor açısının zamana bağlı değişimini gösteren salınım eğrileri elde edilebilir. Sistemdeki tüm makinelerin salınım eğrilerinin incelenmesi, makinelerin bir arıza sonrası senkronizasyonlarını sürdürebilip sürdüremediklerini göstermektedir.

Özellikle EGS'de meydana gelen kısa devre arızalarında, SG rotorları, arıza sonrası atalet sabitlerine bağlı olarak hızlanma eğilimi gösterir. Bunun sonucunda sistemdeki tüm generatörlerin rotor açıları zamana bağlı değişim gösterecektir. Bu nedenle, geçici hal kararlılık analizlerinde, EGS'deki bir SG referans olarak belirlenir ve diğer generatörlerin, bu referans SG rotor açısı ile senkron kalıp kalmadığı incelenir. Atalet sabiti en yüksek olan SG'nin, en az salınım yapacak şekilde hareket edeceği varsayımı

doğrultusunda, bu SG referans olarak seçilmesi genel kabuldür [39]. Rotor salınım denkleminin blok diyagramı, Şekil 2.1’de sunulmuştur.



Şekil 2.1 : Salınım denklemi blok diyagramı.

Çoğu SG için atalet sabiti H, makinenin nominal gücünden bağımsız olarak dar bir aralıkta (2-10) farklılık gösterir [40]. Literatürdeki kaynaklarda, farklı üretim santral tipleri için belirtilen atalet sabiti aralıkları Çizelge 2.1’de verilmiştir.

Türbin ve generatör döner kütleleri yapısal olarak aynı şafta irtibatlıdır. Dolayısıyla dinamik analiz çalışmalarında kullanılan atalet sabiti, aynı şafta bağlı generatör ve türbin ünitelerinin toplam atalet sabitini temsil eder.

Çizelge 2.1 : Farklı üretim kaynaklarına ait atalet sabitleri.

Üretim birimi atalet sabiti (saniye)						Ref.
Termal Santral	Hidro Santral	Nükleer Santral	Senkron Kondenser	Güneş Santrali	Rüzgâr Santrali	
2,50 – 10,00	2,00 – 4,00	-	-	-	-	[33]
3,50 – 4,25	3,00 – 6,35	7,00	-	0,00	0,00	[36]
3,00 – 9,00	2,00 – 4,00	-	1,00 – 1,25	-	-	[37]
2,00 – 10,00	1,75 – 4,75	4,00	-	-	-	[41]
4,00 – 8,00	3,00 – 3,50	-	-	0,00	0,00	[42]
2,32 – 6,19	2,61 – 7,32	3,10 – 4,63	1,01 – 3,00	-	-	[43]
3,80 – 4,30	2,70 – 3,50	5,90	-	0,00	0,00	[44]

Tek bir SG dikkate alındığında, ΔP_L aktif güç dengesizliği için rotor döner kütlelerinin hızındaki değişim denklem 2.8 ile verilmiştir. Birden fazla SG’nin devrede olduğu çok makineli bir sistemde ise bu ΔP_L , başlangıç durumunda devrede olan tüm SG’ler tarafından karşılanacaktır. Çok makineli bir EGS’de, tüm üretim birimleri, atalet sabiti

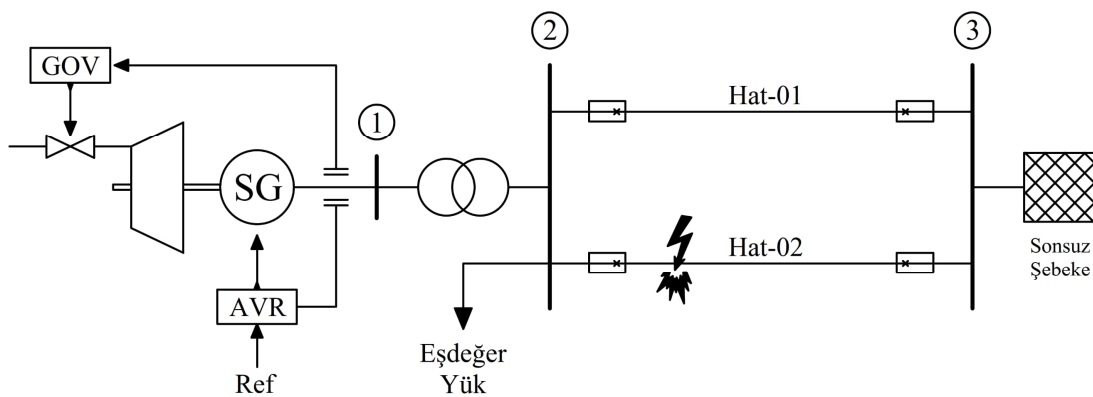
H_{sis} olan tek bir eşdeğer üretim birimi olarak kabul edilebilir. Bu durumda, eşdeğer üretim kaynağının ortalama açılma hızda döndüğü varsayılmaktadır [36]. Bu kabul ve varsayım doğrultusunda, EGS'ye ait eşdeğer atalet sabiti H_{sis} , denklem 2.9'a göre hesaplanabilir.

$$H_{sis} = \frac{\sum_k^N S_{nk} H_k}{S_{nsis}} \quad (2.9)$$

Burada S_{nk} , k. üretim biriminin nominal gücü (MVA), H_k ise atalet sabitidir (sn). S_{nsis} ise, devrede olan tüm üretim kaynaklarının toplam nominal gücüdür (MVA).

Çizelge 2.1'de dikkat çeken nokta, Rüzgâr (RES) ve Güneş Santrallerinin (GES) atalet sabitlerinin sıfır olarak kabul edilmesidir. Bu yaklaşımın nedeni, GES'lerde döner bir kütle bulunmaması ve modern rüzgâr türbini dönüştürücülerinin, türbinin elektromekanik dinamiklerini şebekeden izole etmesidir. Dolayısıyla bu üretim kaynaklarının sıfır atalet sabiti ile denklem 2.9'a dahil edilmesi EGS eşdeğer atalet sabitinin azalmasına neden olacaktır.

Sistem ataleti, elektromekanik salınımların frekansını ve dolaylı olarak genliklerini etkileyebilmektedir. Düşük atalet seviyeleri, sistem frekansının ani güç değişimlerine karşı daha hassas hale gelmesine ve kararlılık sınırlarının daralmasına neden olabilir. Bu durum, Şekil 2.2'de gösterilen ve sonsuz baraya bağlı bir senkron generatör ile eşdeğer şebekeden oluşan test sistemi üzerinden açıklanmıştır. Sistem verileri için, Kundur'un 13.1 numaralı örneği [33] baz alınmıştır. [33]'de verilmediğinden SG dinamik verileri için IEEE RMPS (Rotating Machinery Protection Subcommittee) çalışma grubunun hazırladığı rapor [45] referans alınmıştır.



Şekil 2.2 : Senkron generatör-eşdeğer (sonsuz) şebeke test sistemi.

SG dinamik verileri aşağıda verilmiştir.

$$\begin{array}{llll}
 S_{Gn} = 2220 \text{ MVA} & V_{Gn} = 24 \text{ kV} & \cos\varphi_{Gn} = 0,8 & H = 3,5 \text{ sn} \\
 X_d = 1,81 \text{ pu} & X_q = 1,76 \text{ pu} & X_\ell = 0,163 \text{ pu} & R_a = 0,00125 \text{ pu} \\
 X'_d = 0,30 \text{ pu} & X'_q = 0,65 \text{ pu} & X''_d = 0,23 \text{ pu} & X''_q = 0,23 \text{ pu} \\
 T'_{d0} = 8,00 \text{ sn} & T'_{q0} = 1,00 \text{ sn} & T''_{d0} = 0,03 \text{ sn} & T''_{q0} = 0,07 \text{ sn}
 \end{array}$$

Şekil 2.2’de verilen SG, aslında 4 adet 555 MVA gücündeki SG’nin eşdeğer temsilidir. SG, dönüştürme oranı 24/230 kV, kısa devre bağıl empedansı %U_k=15 (S_{baz}=2220 MVA) olan bir güç transformatörü ve birbirine paralel iki iletim hattıyla sonsuz güçlü kabul edilen iletim sistemine bağlıdır. Hat-01 ve Hat-02’nin reaktansları 2220 MVA baz güç için sırasıyla 0,50 pu ve 0,93 pu’dur. Transformatör ve hat empedanslarının rezistif bileşenleri ihmal edilmiştir.

Orijinal test sisteminde [33] SG, %100’e yakın yüklenmektedir. Bu örnekle, sistem ataletinin rotor açısal salınımları üzerindeki etkisinin yanı sıra, EGS frekans tepkisinin de gösterilmek istendiği için güç rezervi oluşturabilmek amacıyla SG’nin aktif gücü %30 oranında azaltılmıştır. Bozucu etki öncesinde, SG %65 (P=1400 MW, Q=305 MVar) oranında yüklüdür ve terminal gerilimini 1,02 pu’da regüle edecek şekilde ayarlanmıştır. SG hız regülatörü (governor) için IEEEG1, uyarım sistemi için ise IEEE DC1A modeli kullanılmıştır. Modellere ait detaylar bir sonraki bölümde verilmiştir.

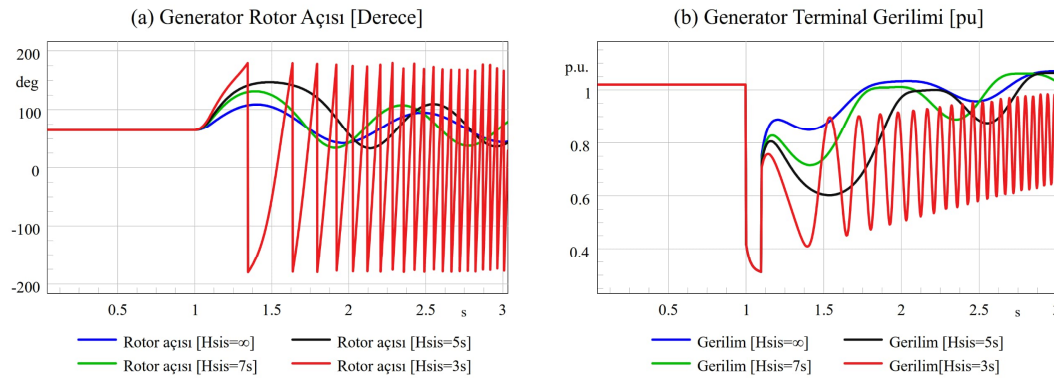
Test sisteminde SG’nin rotor açısı ve EGS frekans tepkisi, birbirinden bağımsız olarak iki farklı senaryo ile incelenmiştir. Senaryolarda dikkate alınan bozucu etkiler aşağıda verilmiştir.

- Senaryo-01: Hat-02’nin Bara-02’ye yakın bir konumda meydana gelen ve Bara-02’de 0,00 pu artık gerilim yaratan 3 faz kısa devre arızasının, Hat-02’nin 100. milisaniyede² devre dışı bırakılarak temizlendiği durum.

² İncelenen test sistemi Kundur’un test sisteminin uyarlanmış versiyonudur. Orijinal sistemde senkron generatör %100’e yakın bir oranda yüklüdür. Uyarlanan sistemde ise başlangıç koşulu olarak generatör yüklenmesi %60 oranındadır. Bu da rotor açısı kararlılığı açısından kritik arıza temizleme süresinin daha yüksek olmasına imkân tanır. Dolayısıyla doğrudan karşılaştırma yapılırken göz önünde bulundurulması önerilir.

- Senaryo-02: Bara-02'ye bağlı olduğu varsayılan eşdeğer yükte, %30 oranında birim basamak artışının gerçekleştiği durum.

Senaryo-01'de SG'nin rotor açısındaki değişim, farklı şebeke eşdeğer atalet sabitleri için tekrarlanmıştır. Buna göre rotor açısındaki ve generatör terminal geriliminin zamana bağlı değişimi Şekil 2.3'te gösterilmiştir.

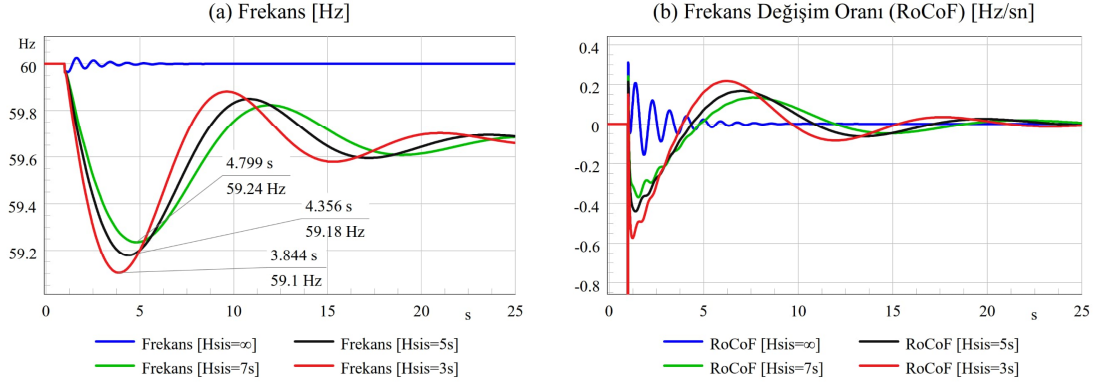


Şekil 2.3 : Senaryo-01 için senkron generatör (a) rotor açısının ve (b) terminal geriliminin zamana bağlı değişimleri.

Şekil 2.3(a)'dan görüleceği üzere sistem eşdeğer ataletinin düşmesiyle SG rotor açısındaki salınımlar da artmaktadır. $H_{sis}=3$ sn değeri için rotor açısı kararsızlığı yaşanmaktadır. Şekil 2.3(b)'de ise sistem ataletinin düşmesiyle, rotor açısındaki salınımlara bağlı olarak terminal gerilimlerinin toparlanma süreleri de artmaktadır. $H_{sis}=3$ sn için rotor açısı kararsızlığına bağlı gerilim kararsızlığı da yaşanmıştır. Kısa devre arıza durumlarında geçici hal kararlılığını değerlendirmek için kritik arıza temizleme süresi metriği kullanılmaktadır [46]. Atalet sabitinin azalmasıyla rotor açısı ve gerilim kararlılığının korunabilmesi için kritik arıza temizleme süreleri de kısalmaktadır.

Generatörün rotor açısı kararlılığının korunabilmesi için yalnızca atalet sabiti belirleyici bir faktör değildir. Generatör modeli ve uyarım sisteminin dinamik performansı da önemli bir rol oynamaktadır. Uyarım sistemine ilişkin ayrıntılar, çalışmanın bir sonraki bölümünde sunulmuştur.

Senaryo-02'de EGS frekans tepkisi, farklı şebeke eşdeğer atalet sabitleri için tekrarlanmıştır. Buna göre frekansın ve frekans değişim oranının (Rate of Change of Frequency-RoCoF) zamana bağlı değişimi Şekil 2.4'te gösterilmiştir.



Şekil 2.4 : Senaryo-02 için (a) frekans ve (b) frekans değişim oranı (RoCoF).

Sistem eşdeğer ataletinin azalması, salınım denkleminde (bkz. denklem 2.8) göre RoCoF'un artmasına neden olmuş ve bunun sonucunda frekansın dip noktasına (nadir) daha kısa sürelerde ulaşıldığı gözlenmiştir.

Düşük ataletli sistemlerde, EGS kararlılığının iyileştirilebilmesi amacıyla YEK'lere sentetik atalet sağlama yeteneği kazandıran teknolojiler geliştirilmektedir. Sentetik atalet kontrolü, güç elektroniği tabanlı dönüştürücülerin kontrolü sayesinde, bu kaynakların kısa süreli güç desteği sağlayarak SG'lerin atalet tepkisini taklit etmesini mümkün kılmaktadır.

EGS'de sentetik atalet desteği sunabilen kaynakların bulunması, sistemin eşdeğer ataletinin iki bileşenden oluşacağı anlamına gelmektedir. Bu nedenle, sistemin eşdeğer ataleti için kullanılan ve denklem 2.9'da verilen geleneksel denklem, sentetik ataleti içerecek şekilde yeniden düzenlenerek denklem 2.10'daki gibi ifade edilebilir [47].

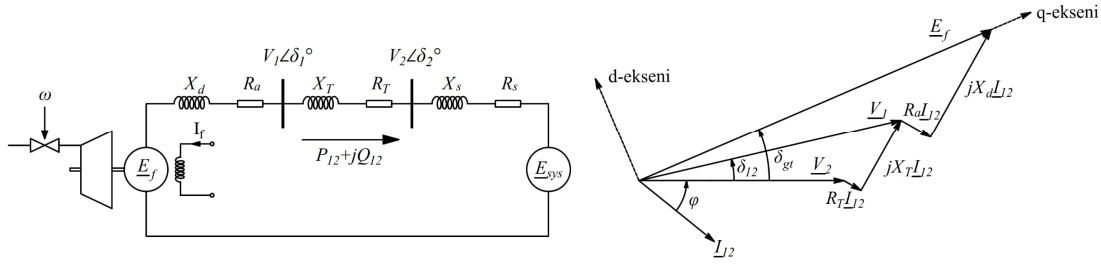
$$H_{sis} = \frac{\sum_k^N S_{nk} H_k + \sum_k^M S_{nAE} H_{AE}}{S_{nsis}} \quad (2.10)$$

Burada S_{nAE} ve H_{AE} , ek kontrol mekanizmaları aracılığıyla atalet tepkisi sağlayabilen (Atalet Emülasyonu) üretim birimlerinin nominal gücü ve atalet sabitini ifade etmektedir.

2.2 Senkron Generatör Aktif ve Reaktif Güç Kontrolü

İletim sisteminde, iki düğüm noktası (bara) arasındaki aktif ve reaktif güç iletimi, bara gerilimi genlikleri ile bu gerilimlerin açıları arasındaki ilişkiye bağlıdır. Bu durumu matematiksel olarak ifade edebilmek için, Şekil 2.5'te sunulan örnek bir sistem kesiti ele alınmıştır. Burada $V_1 \angle \delta_1$ ve $V_2 \angle \delta_2$ sırasıyla SG terminal gerilimi ve SG'nin

şebekeye bağlandığı baranın gerilimini, $Z_T \angle \gamma$ ($R_T + jX_T$) ise bu iki bara arasındaki eşdeğer empedansı temsil etmektedir.



Şekil 2.5 : EGS'ye bağlı bir senkron generatör temsili ve fazör diyagramı.

SG terminalinden enjekte edilen I_{12} akımının bara gerilimleri ve empedans cinsinden ifadesi, denklem 2.11'de verilmiştir.

$$I_{12} = \frac{|V_1| \angle \delta_1 - |V_2| \angle \delta_2}{|Z_T| \angle \gamma} = \left[\frac{|V_1|}{|Z_T|} \angle (\delta_1 - \gamma) \right] - \left[\frac{|V_2|}{|Z_T|} \angle (\delta_2 - \gamma) \right] \quad (2.11)$$

Buna göre, görünür güç, aktif güç ve reaktif güç, aşağıdaki denklem takımlarında ifade edilmiştir.

$$S_{12} = V_1 I_{12}^* = \left[\frac{|V_1|}{|Z_T|} \angle (\gamma - \delta_1) \right] - \left[\frac{|V_2|}{|Z_T|} \angle (\gamma - \delta_2) \right] \quad (2.12)$$

$$P_{12} = \frac{|V_1|^2}{|Z_T|} \angle \cos(\gamma) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z_T|} \cos(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad (2.13)$$

$$Q_{12} = \frac{|V_1|^2}{|Z_T|} \angle \sin(\gamma) - \frac{|V_1||V_2|}{|Z_T|} \sin(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad (2.14)$$

Yüksek gerilim iletim hatlarında direnç, genellikle reaktans değerine kıyasla daha düşük olduğu için güç sistemi analizlerinde çoğu durumda ihmal edilebilir. Ancak, bazı iletim hatlarında R/X oranı önemli bir düzeye ulaşabilmektedir. Bununla birlikte, R/X oranının 0 olarak kabul edilmesi, denklem 2.13 ve denklem 2.14 üzerinden önemli analitik çıkarımlar yapılmasını mümkün kılar. Rezistansın ihmal edilmesi durumunda ($R = 0 \Omega$), söz konusu denklemler aşağıdaki şekli alır.

$$P_{12} \cong \frac{|V_1||V_2|}{X_T} \sin(\delta_{12}) \quad (2.15)$$

$$Q_{12} \cong \frac{|V_1|^2}{X_T} - \frac{|V_1||V_2|}{X_T} \cos(\delta_{12}) \quad (2.16)$$

Burada, $\delta_1 - \delta_2 = \delta_{12}$ olarak verilmiştir. Fazör diyagramda gösterilen δ_{gt} ise SG rotorunda üretilen manyetik alanın, referans kabul edilen senkron döner manyetik alan ile arasındaki açıdır. δ_{gt} güç açısı ya da yük açısı olarak da bilinmektedir.

EGS, bara gerilimleri nominal değerine yakın olacak şekilde işletilmektedir ($V_1 \cong V_2 \cong 1,00 \text{ pu}$). Bu nedenle denklem 2.15'te verilen aktif güç fonksiyonu δ_{12} değişkenine daha fazla bağlıdır; δ_{12} açısındaki değişim, aktif güç iletimini reaktif güce göre daha fazla etkilemektedir.

$$P \propto \sin(\delta_{12}) \quad (2.17)$$

SG'ler, kararlılık marjını yükselterek, kararlılığı iyileştirmek amacıyla düşük güç açısıyla işletilmektedir. Bu nedenle, $\cos(\delta_{12}) \cong 1$ varsayımı yapılabilir. Denklem 2.16, enjekte edilen veya absorbe edilen reaktif gücün, iki düğüm geriliminin genliğiyle ilişkili olduğunu göstermektedir.

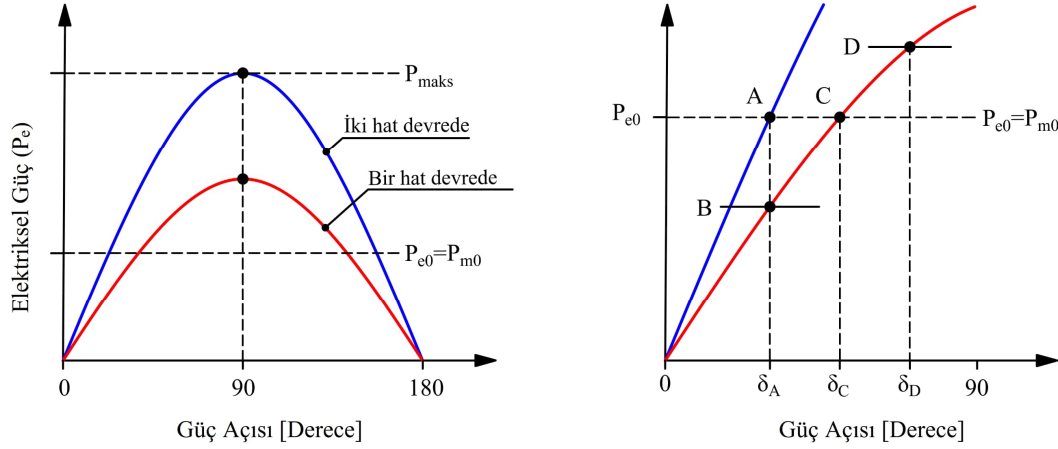
$$Q \propto \frac{|V_1|(|V_1| - |V_2|)}{X_T} \quad (2.18)$$

Terminal gerilimi ve güç açısı büyüklüklerinin kontrolü, EGS'nin kararlı işletilmesi açısından büyük bir öneme sahiptir. EGS'de bu iki büyüklüğün büyük ölçüde birbirinden bağımsız olması, ayrı ayrı analiz edilebilmelerine olanak sağlar.

Bir SG, genellikle kendisinden çok daha büyük güçlü bir EGS'ye bağlıdır. Bu durumda $V_2 \angle \delta_2$ geriliminin ve açısının sabit (sonsuz bara) olduğu kabulü yapılabilir. Bu durumda denklem 2.15'te verilen aktif güç, yalnızca rotor referans düzlemi (d-q) ile senkron referans düzlem arasındaki açığa ($\delta_1 \propto \delta_{gt}$) bağlı olacaktır. Rotor manyetik alanı ile EGS referans döner manyetik alanı arasındaki δ_{gt} güç açısı, türbin tarafından SG şaftına uygulanan tork ile rotorun mekanik pozisyonuna göre değişmektedir.

Şekil 2.6'da, Şekil 2.2'de verilen ve sonsuz baraya iki paralel iletim hattı ile bağlı bir SG için güç-açı karakteristiği eğrisi verilmiştir. İletim hatlarından birinin $t=0,00$ sn anında devre dışı kaldığı varsayılmaktadır. SG güç-açı karakteristiği, $t=0,00$ anında

her iki hattın da devrede olduğu durum için mavi, $t=0,00^+$ anında tek bir hattın devre dışı kaldığı durum için ise kırmızı eğri ile gösterilmiştir.



Şekil 2.6 : Elektriksel güç-güç açısı karakteristiği.

Ele alınan referans bozucu etki için rotorun zamana bağlı beklenen dinamik davranışı şu şekilde sıralanabilir:

1. Bozucu etki (bir hattın devre dışı kalması) meydana gelmeden önce SG, mekanik gücün (P_{m0}), elektriksel güç (P_{e0}) ile birbirine eşit olduğu denge pozisyonunda (A noktası) işletilmektedir. A denge noktasında rotor, senkron hızda dönmektedir. Generatör şaftına uygulanan mekanik gücün ise bozucu etkiden bağımsız, sabit olduğu kabul edilsin. $t=0,00$ sn anında hatlardan birinin devre dışı kalması, bağlantı hattının eşdeğer empedansının artmasına neden olmaktadır. Bu durum, denklem 2.15'e göre senkron SG güç-açı karakteristik eğrisinin tepe noktasının azalmasına yol açmaktadır. Söz konusu değişim, kırmızı eğri ile gösterildiği şekilde meydana gelmektedir.
2. Bozucu etkinin meydana gelmesinin hemen ardından ($t=0,00^+$), SG ve türbin ünitesinin atalet momenti nedeniyle rotor hızı ve dolayısıyla rotor açısı ani bir değişime uğramaz. $t=0,00^+$ anındaki rotor açısının da δ_A olduğu göz önünde bulundurulursa, kırmızı güç-açı eğrisine göre bu açığa karşılık gelen elektriksel torkta bir azalma meydana gelir. Bu durum, A noktasında denge pozisyonunda bulunan elektriksel gücün B noktasına kaymasına neden olmaktadır.
3. B noktasında mekanik gücün elektriksel güçten büyük olması nedeniyle, rotor dinamiği bölümünde verilen denklem 2.8 doğrultusunda rotor, hızlanarak senkron hızın üzerine çıkma eğilimi gösterecektir. Rotorun hızlanmaya

başlamasıyla $t=0,00^+$ anındaki rotor manyetik alanı ile EGS referans döner alanı arasındaki δ_A açısı da artmaya başlayacaktır.

4. Bu noktada rotora uygulanan net ivmelenme gücü sıfır ($P_{m0} = P_{e0}$) olmasına rağmen, rotor hızı senkron hızdan büyük olduğu için rotor açısı bir süre daha artmaya devam eder. Bu süreçte, elektriksel güç kırmızı eğri yörüngesini takip ederek D noktasına doğru kaymaya başlar.
5. C noktasından sonra elektriksel gücün mekanik güçten büyük olması nedeniyle rotor tekrar yavaşlamaya başlar. Bu sürede rotor açısı D noktasındaki δ_D değerine ulaşır. Eğer rotorda yeterli senkronizasyon torku üretilemez ise rotor açısı, aperiodyik olarak sürekli artma eğilimi gösterir ve rotor senkronizmadan çıkar (ilk salınım kararsızlığı). D noktasında rotor tekrar senkron hıza ulaşmıştır.
6. Yeterli senkronizasyon torkunun üretilmediğinde, D noktasında elektriksel gücün mekanik güçten büyük olması nedeniyle rotor bu kez yavaşlamaya başlar. Rotorun yavaşlamaya başlamasıyla rotor açısı da azalmaya ve bunun sonucunda elektriksel güç de tekrar C noktasına doğru hareket etmeye başlar. İlk salınım kararlılığının korunması durumunda, rotor açısı, rotorun ataleti nedeniyle D ve B noktaları arasında salınımlar yapar. Bu salınımların sönümlenebilmesi ise rotorda yeterli sönümleme torkunun üretilip üretilmediği ile ilişkilidir.

Meydana gelen salınımlar sönümlenmediği takdirde, rotor sonsuza kadar salınım yapacaktır. Bu senaryoda, SG ile sistem arasındaki senkronizasyon korunuyor olsa dahi, aktif güçteki salınımlar, koruma amaçlı SG'nin devre dışı kalmasına ya da iletim hattındaki mesafe rölelerinin tetiklenmesiyle SG'nin sistemden ayrılmasına neden olabilir. Bu nedenle, bu salınımların kısa süreler içerisinde sönümlenmesi gerekmektedir.

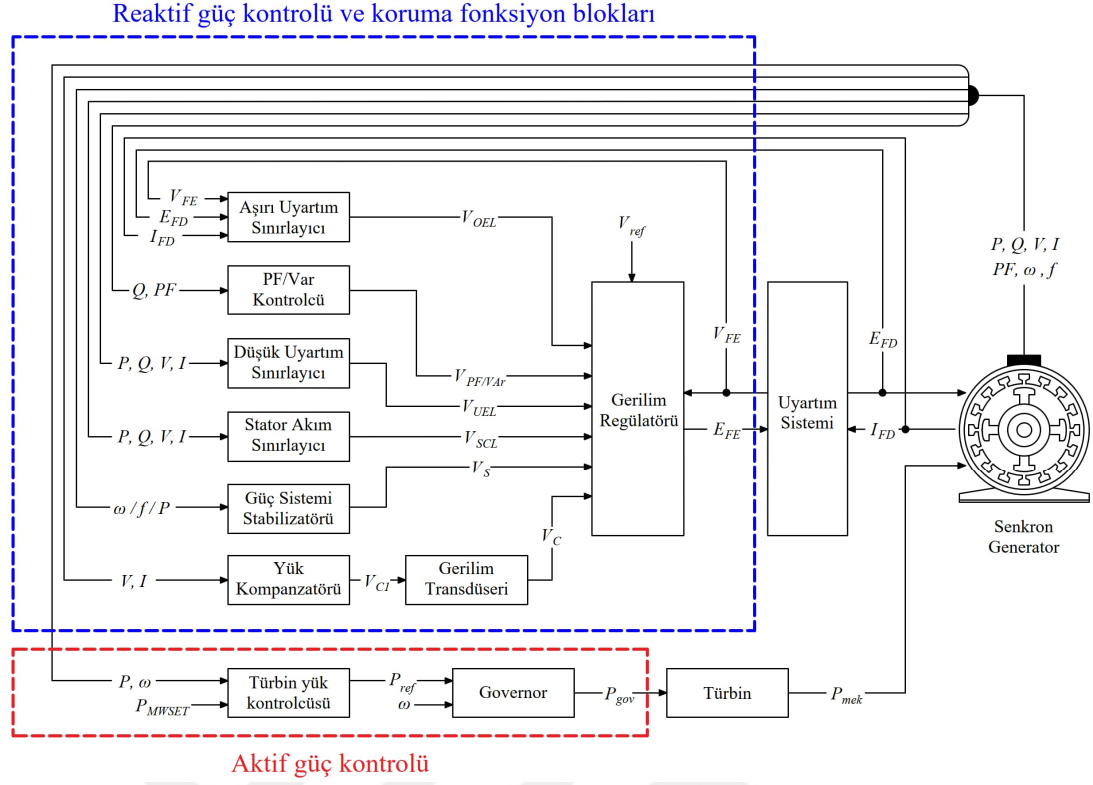
Temel olarak, SG'nin EGS ile senkron kalabilmesi, rotorun yeterli pozitif senkronizasyon torku ve pozitif sönümleme torku üretebilme kapasitesine bağlıdır. Senkronizasyon torku, şebekede meydana gelen bir olay sonrasında SG'nin rotor hızının başlangıçtaki davranışını belirlemede önemli bir rol oynarken [48], sönümleme torku ise, meydana gelen salınımların sönümlenerek kararlı işletme koşullarının devam edebilmesi için önemlidir.

Salınımların sönümlenebilmesi için rotorda bir sönümleme torkunun oluşturulması gerekir. SG damper ve uyarım sargıları, hız sapmalarından ötürü doğal bir sönümleme torku oluşur. Ek olarak güç sistemi stabilizatörü (Power System Stabilizer–PSS) ile bu sönümleme torkunun geliştirilmesi sağlanabilmektedir.

Denklem 2.15'ten de anlaşılacağı üzere, SG tarafından üretilen aktif güç, aynı zamanda SG'nin terminal gerilimiyle de ilişkilidir. Şekil 2.6'da verilen karakteristik eğri, geçici hal süresi boyunca SG Elektromotor Kuvvetinin (EMK) sabit kabul edildiği klasik makine modeli teorisine dayanmaktadır. Ayrıca, bu karakteristik eğri, türbinin mekanik torkunun da sabit olduğu varsayımına dayanır. Dinamik analizlerde, tıpkı kararlı durum analizlerinde olduğu gibi, uyarım geriliminin ve türbin torkunun sabit kabul edilmesi, SG'nin herhangi bir kontrol mekanizması tarafından kontrol edilmediği anlamını taşır. Şekil 2.6'da verilen karakteristik eğri, rotorun dinamik davranışının anlaşılmasına yönelik önemli bir konsept sunsa da pratik durumda SG'nin EMK'sı ve türbin torku, kontrol sistemleri tarafından sürekli ve otomatik olarak düzenlenmektedir.

Türbinin aktif gücünü kontrol eden sistem governor (hız regülatörü) olarak adlandırılırken, SG'nin uyarım gerilimini düzenleyen sistem ise otomatik gerilim regülatörü (Automatic Voltage Regulator–AVR) olarak bilinmektedir. Uyarım geriliminin kontrolü, işletme anında üretilen reaktif gücün, generatör terminal geriliminin ve güç faktörünün ayarlanmasına olanak tanırken, aynı zamanda armatür akımının sınırlandırılabilmesini de sağlamaktadır. Bu iki ana kontrolcü, üretim biriminin güvenli bir şekilde işletilmesi için ek kontrolcülerle (düşük ve aşırı uyarım sınırlayıcı, akım sınırlayıcı, PSS vb.) desteklenmektedir. Bu kontrolcüler, geçici hal durumlarında generatörün dinamik performansı için kısıtlayıcı olabilmektedir.

Konvansiyonel türbin-SG üretim birimi ve kontrol sistemlerine ait tümleşik blok diyagram Şekil 2.7'de gösterilmektedir. Blok diyagram, IEEE 421 [49] standardı ve IEEE PES komitesi tarafından hazırlanan teknik rapora [50] uygun olarak oluşturulmuştur. Bu tümleşik yapı analiz çalışmalarında kullanılmış, ilgili alt kontrolcü bloklarına dair detaylar çalışmanın ilgili alt başlıklarında sunulmuştur.



Şekil 2.7 : Senkron generatör kontrol sistemi fonksiyonel blok diyagramı.

Tez çalışması kapsamında, rüzgâr türbinlerinden sağlanan atalet desteğinin EGS frekans tepkisi üzerindeki etkilerinin analiz edilmesi hedeflenmiştir. Frekans kararlılığı üzerinde governor yapısı ve kontrolünün, uyarım kontrolüne kıyasla daha belirleyici bir etkisi olduğu için, aktif güç kontrolü detaylı bir şekilde ele alınmış; uyarım sistemi ve diğer kontrol bloklarına ise genel hatlarıyla değinilmiştir.

2.2.1 Otomatik gerilim regülatörü (AVR) ve uyarım sistemi

SG rotorunun döner manyetik alan oluşturabilmesi için uyarım sargılarına DC akım enjekte edilmesi gerekmektedir. Bu DC akımı enjekte eden sistem, uyarım sistemi olarak adlandırılır. SG'nin uyarım sargılarına enjekte edilen DC akımın genliğini kontrol ederek, SG terminal gerilimini otomatik olan regüle eden yapı ise otomatik gerilim regülatörüdür (Automatic Voltage Regulator–AVR).

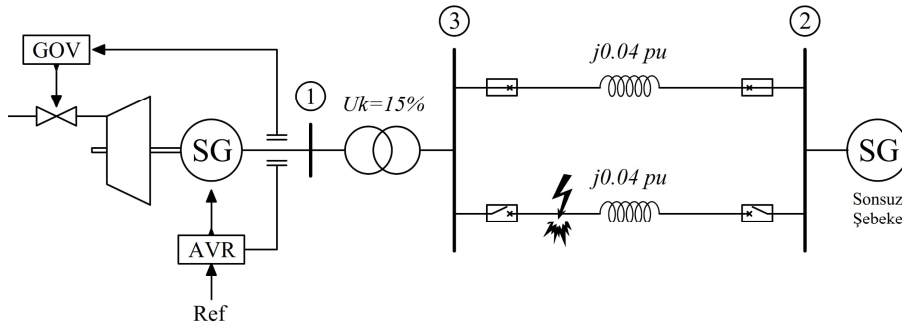
AVR'nin gerilim regülasyonu, governor kontrolüne kıyasla çok daha hızlıdır ve özellikle kısa devre arızaları gibi bozucu etkilerde, sistem kararlılığı üzerinde hız regülasyonuna (governor) göre çok daha belirgin bir etkiye sahiptir [40]. SG'ler konstrüksiyonları gereği kısa süreler için aşırı yüklenebilmektedir. Bu aşırı yüklenebilme özelliği, EGS'de meydana gelen kısa devre arızalarında EGS'ye reaktif

güç desteği sağlayarak geçici hal kararlılığını iyileştirebilmektedir. Fakat bunun sağlanabilmesi için uyartım sisteminin, uyartım gerilimini kısa süre içerisinde arttırarak kontrol edebiliyor olması gerekmektedir.

Uyartım sistemleri temel olarak statik uyartım sistemleri ve döner yapıdaki uyartım sistemleri olmak üzere iki grupta incelenmektedir. IEEE [49] ise uyartım güç kaynağına dayalı olarak üç farklı uyartım sistemi türü tanımlanmaktadır. Bunlar;

- DC uyartım sistemleri: Uyartım sistemi güç kaynağı olarak komütatörlü bir doğru akım generatörü kullanır.
- AC uyartım sistemleri: Manyetik alanı için gerekli DC akımı üretmek için alternatör ve sabit ya da döner doğrultucular kullanır.
- ST uyartım sistemleri: Uyartım sistemi gücü, transformatörler veya yardımcı generatör sargıları ve doğrultucular aracılığıyla sağlanır.

Her üç uyartım sistemi tipine ilişkin tepkiler, Chow ve Sanchez-Gasca'nın 8.4 numaralı örneğinde yer alan test sistemi kullanılarak örneklenmiştir [39]. DC, AC ve statik uyartım sistemleri için sırasıyla IEEE DC2A, AC4C ve ST3A modelleri kullanılmıştır. Modeldeki elemanlara ait veriler için [39] ve [49] referans alınmıştır. Test sistemine ait diyagram Şekil 2.8'de gösterilmiştir.



Şekil 2.8 : Sonsuz güçlü şebekeye iki paralel iletim hattı ile bağlı senkron generatör test sistemi.

SG dinamik verileri aşağıda verilmiştir.

$S_{Gn} = 991 \text{ MVA}$	$H = 2,88 \text{ sn}$	$D = 0,00 \text{ pu}$	
$X_d = 2,00 \text{ pu}$	$X_q = 1,91 \text{ pu}$	$X_\ell = 1,91 \text{ pu}$	$R_a = 0,00 \text{ pu}$
$X'_d = 0,245 \text{ pu}$	$X'_q = 0,42 \text{ pu}$	$X''_d = 0,200 \text{ pu}$	$X''_q = 0,200 \text{ pu}$
$T'_{d0} = 5,00 \text{ sn}$	$T'_{q0} = 0,66 \text{ sn}$	$T''_{d0} = 0,031 \text{ sn}$	$T''_{q0} = 0,061 \text{ sn}$

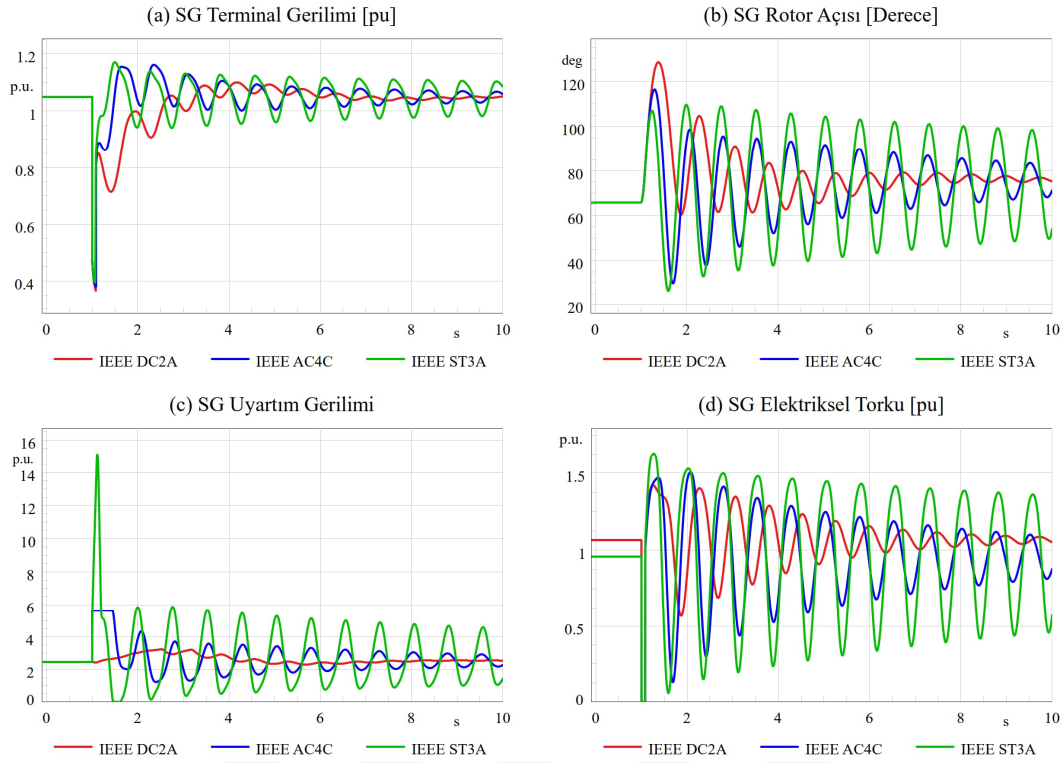
SG, kısa devre empedansı $U_k=\%15$ ($S_{baz}=991$ MVA) olan bir güç transformatörü ve her birinin reaktansı $0,04$ pu ($S_{baz}=100$ MVA) olan iletim hatları üzerinden sonsuz baraya bağlıdır. Sonsuz bara ise nominal gücü 100000 MVA, eşdeğer atalet sabiti $H=3,00$ sn olan klasik SG modeli ile temsil edilmiştir. İletim sisteminin nominal geriliminin 230 kV olduğu kabul edilmiştir. Sonsuz barada 950 MW, sabit empedans eşdeğer yük modellenmiştir.

Başlangıç koşulunda SG, 950 MW aktif güç üretmektedir. Terminal gerilimini ise $1,05$ pu'da tutabilmek için $304,4$ MVar reaktif güç enjekte (aşırı uyartım modu) etmektedir. Başlangıç durumunda SG terminal geriliminin açısı $18,54^\circ$ 'dir ($1,05\angle 18,54^\circ$ pu).

Uyartım sistemi tepkilerini inceleyebilmek için, paralel iletim hatlarının birinin Bara-03'e yakın bir konumunda, $0,00\ \Omega$ empedanslı 3-faz kısa devre arızası meydana geldiği varsayılmıştır. Arızanın, orijinal test sisteminde olduğu gibi $0,083$ sn (5 çevrim) içerisinde, arızanın meydana geldiği hattın açmasıyla temizlendiği varsayılmıştır.

İlk aşamada, orijinal test sisteminde kullanılan IEEE DC2A uyartım modeli test edilmiş ve model ile parametrelerinin doğruluğu, [39]'da sunulan sonuçlarla karşılaştırılarak doğrulanmıştır. Ardından, DC2A modeli AC4C ve statik ST3A modelleri ile değiştirilerek simülasyonlar tekrarlanmıştır. Her 3 senaryo için SG terminal gerilimi, rotor açısı, uyartım gerilimi ve rotor hızının zamana bağlı değişimleri Şekil 2.9'da gösterilmiştir.

Şekil 2.9(c)'den görüleceği üzere en hızlı tepkiyi ve en yüksek tavan (ceiling) uyartım gerilimini statik DC2A, en yavaş en düşük tavan uyartım gerilimini ise DC2A modeli sağlamıştır. Şekil 2.9(c)'de dikkat çeken nokta; ST3A modelinin uyartım gerilimi arızanın meydana geldiği ilk anda 15 pu'ya kadar yükselmiştir. Statik uyartım sistemlerinin tavan gerilimleri çok yüksek olabilmektedir [49]. Bu nedenle SG uyartım sargılarını ve uyartım sistemini korumak amacıyla, generatör dinamik performansını etkileyebilecek ek uyartım akımı sınırlayıcılarının kullanılması gerekmektedir.



Şekil 2.9 : Farklı uyarım sistemlerinin kullanılması durumunda referans bozucu etki için SG'nin (a) terminal gerilimi, (b) rotor açısı, (c) uyarım gerilimi ve (d) rotor hızı.

ST3A'nın sağladığı hızlı ve yüksek uyarım tepkisi, arıza temizlendikten hemen sonraki toparlanma sürecinde gerilimin kısa sürede nominal değerine ulaşmasını sağlamıştır (bkz. Şekil 2.9(a)). ST3A'ya göre daha yavaş ve daha düşük tavan gerilimi sağlayan AC4C ile DC2A ise, gerilimin görece daha yavaş toparlanabilmesini sağlamıştır.

DC2A'nın görece yavaş tepkisi, ilk salınımda rotor açısının diğer uyarım sistemlerine göre daha fazla olmasına neden olmuştur. DC2A, AC4C ve ST3A modelleri için ilk salınımdaki ulaşılan maksimum rotor açıları sırasıyla 128° , 116° ve 107° 'dir. Uyarım geriliminin kontrolü, Şekil 2.6'da verilen güç-açı karakteristiğini önemli ölçüde değiştirmektedir. Dikkat edilirse, ilk salınımdaki rotor açılarının, Şekil 2.6'da sinüzoidal formda verilen güç-açı karakteristiğindeki maksimum 90° sınırını geçtiği halde, ilk salınımda rotor senkronizasyonunun korunabildiği görülecektir. Bunun sebebi, uyarım sisteminin bozucu etki anında SG terminal gerilimini referans değerde tutmak amacıyla uyarım gerilimini kontrol etmeye çalışmasıyla ilişkilidir.

Her üç modelde de arıza temizlendikten sonraki ilk rotor salınımlarının ardından devam eden elektromekanik salınımlar gözlenmiştir. DC2A görece daha yavaş bir uyarım

sistemi olmasına karşın, ilk salınımdan sonra rotor açısındaki salınımları daha düşük genlikli olup daha kısa süreler içerisinde sönümlenebilmiştir. Arıza temizlendikten 10 saniye sonra salınımlar tamamıyla sönümlenebilmiş ve SG kararlı işletme koşullarını sürdürebilmiştir. AC4C modeli ise salınımları çok daha geç sönümleyebilmiştir. ST3A statik uyarım sistemi, yüksek ve hızlı uyarım tepkisi ile arıza temizlendikten hemen sonra generatörün mümkün olan en yüksek elektriksel torku üreterek rotorun hızındaki değişimi sınırlamaya çalışmıştır. Ancak, ST3A modeli kullanıldığında salınımlar sönümlenemediğinden (simülasyon süresinin 10 sn'den daha uzun olması durumunda dahi) kararsızlık yaşanmaktadır.

Bu örnek ile dikkat çekilmek istenen nokta; uyarım sisteminin rotor açısı kararlılığı ve gerilim kararlılığı için belirleyici olmasıdır. Hızlı uyarım sistemlerinin (ST3A gibi), daha yüksek senkronizasyon torku üreterek geçici hal kararlılığı açısından avantaj sağlasa da bozucu etki sonrasındaki sönümleme torkuna etki ederek, salınımların çok daha geç sönümlenebilmesine ve hatta sönümlenemeyerek kararsızlık yaratma riski taşımaktadır. Bunun yanı sıra kullanılan uyarım model parametreleri için standart değerler kullanılmıştır. Bu parametrelerin optimizasyonu (AVR tuning) ile uyarım sisteminin kararlılık açısından daha iyi tepkiler sağlaması mümkündür. Ayrıca, uyarım sistemleri, PSS ile desteklenerek SG'nin salınımları sönümleme kabiliyeti artırılabilir.

2.2.2 Güç sistemi stabilizatörü (PSS)

Uyarım sistemi ve kontrolü, temel olarak SG terminal geriliminin regüle edilmesini sağlar. Hızlı tepki vererek uyarım gerilimini kısa süreler içerisinde sağlayabilen uyarım sistemleri geçici hal kararlılığının sağlanmasına yardımcı olabilir. Fakat damper ve uyarım sargıları tarafından üretilen sönümleme torkunu zayıflatabileceği için, özellikle generatörün ürettiği gücün arttığı, ya da zayıf bağlantı hatları ile sisteme bağlandığı durumlarda salınımların oluşmasına neden olabilmektedir. Yeterli sönümleme torkunun bulunmadığı durumda ise bu salınımlar kısa sürelerde sönümlenemez. Sönümlenemeyen salınımlar nedeniyle, aktif güç, gerilim ve akım gibi büyüklüklerde meydana gelen büyük salınımlar, koruma sisteminin SG'yi devre dışı bırakmasına veya bağlantı hatlarının devre dışı kalmasına yol açabilir.

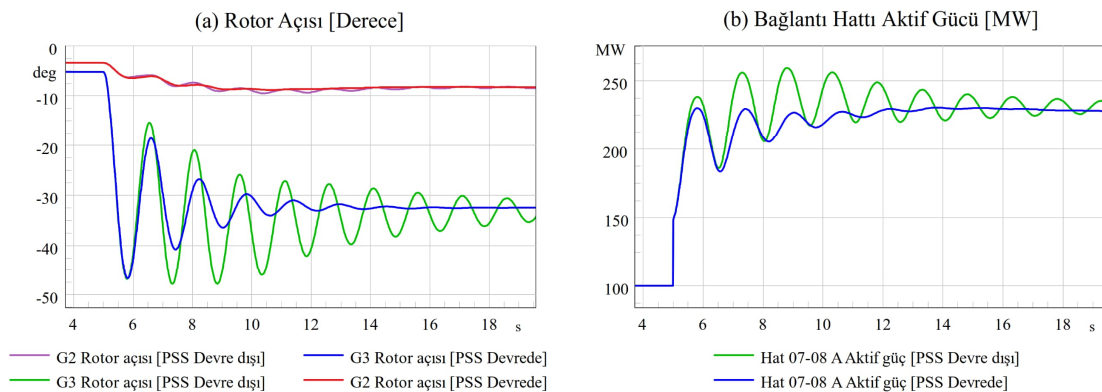
Bu salınımları sönümleme açısından en etkili ve ekonomik çözüm güç sistemi stabilizatörleri (Power System Stabilizer-PSS) kullanmaktır [33]. PSS, meydana gelen

salınımları sönümlemek amacıyla, SG'nin salınımlarla aynı fazda sönümleme torku üretebilmesini sağlamak için uyarım sistemine harici ve destekleyici bir kontrol döngüsü olarak entegre edilmektedir. PSS ile aynı zamanda, yukarıdaki örnek ile ele alınan ve hızlı tepkiler verebilen uyarım sistemlerinin kullanılabilmesine olanak sağlar.

EGS'de meydana gelen düşük frekanslı salınımlar lokal salınımlar (1-2 Hz) veya bölgeler arası salınımlar (0,1-1,0 Hz) olarak gözlenebilmektedir. Şekil 2.9'da görülen salınımlar, tek bir SG'nin kendisinden çok daha büyük senkron bir sistem karşısındaki lokal mod salınımlardır.

PSS'in etkisini örneklemek amacıyla, tez çalışmasının 3. Bölümünde detayları verilen Kundur'un iki bölgeli test sistemi kullanılmıştır. Bu test sistemi ile asıl olarak frekans kararlılığının incelenmesi amaçlanmıştır. Bu nedenle sistem modelinde ve işletme koşullarında birtakım değişiklikler yapılmıştır. Primer Frekans Kontrolü (PFK) rezervi sağlamak amacıyla bölgelerdeki yük tüketimlerinin azaltılması bunlardan birisidir. Yük tüketiminin azalmasıyla bağlantı hatlarının da yüklenmesi yarı yarıya azalmıştır. Bunun sonucunda her ne kadar orijinal test sistemindekine kıyasla rotor açısındaki salınımlar azaltılmış olsa da hala daha varlığını sürdürmektedir. Salınımları optimize edebilmek için tüm SG modellerine IEEE PSS1A tipi PSS dahil edilmiştir.

PSS'nin devrede ve devre dışı olduğu durumlarda, ele alınan bozucu etki (SG04'ün devre dışı kalması) için rotor açısındaki ve bağlantı hattı güç akışındaki salınımlar karşılaştırmalı olarak Şekil 2.10'da gösterilmiştir.



Şekil 2.10 : Kundur'un revize edilmiş iki bölgeli test sisteminde, SG04'ün devre dışı kalmasıyla (a) rotor açılarında ve (b) bağlantı hattı aktif gücünde gözlenen salınımlar.

Gözlenen salınımlar, uyarım sistemi modeline, SG yüklenmesine, SG modeline ve iletim hatlarının empedansına gibi faktörlere bağlı olabildiği için, PSS'ler geniş bir aralıktaki değişken işletme koşullarında salınımları sönümleyebilecek şekilde parametrelendirilmelidir. Bu amaçla frekans domeninde küçük işaret kararlılığı analiz çalışmaları ile PSS'ler optimize edilmektedir. Tez çalışmasının ana odağı frekans kararlılığı olduğundan; PSS parametreleri için, IEEE [49] tarafından verilen örnek değerler kullanılmıştır ve optimizasyona açıktır.

2.2.3 Düşük/Aşırı uyarım ve stator akım sınırlayıcı

AVR alt sistemi, uyarım sistemini ve SG'yi aşırı gerilim ve akımlardan korumak amacıyla koruma fonksiyonuna sahip birtakım sınırlayıcılar ile donatılmaktadır. Bunlar; aşırı ve düşük uyarım sınırlayıcı ile stator akım sınırlayıcılarıdır.

Denklem 2.15'e göre, SG dahili EMK'sının aşırı düşmesi, aynı aktif gücün iletebilmesi için rotor açısının artmasına neden olur. Artan rotor açısı nedeniyle, generatörün statik kararlılık marjı azalır ve bu da olası bozucu etkiler için rotor açısı kararsızlığına yol açabilir. Düşük uyarım sınırlayıcı, SG'nin kararlı işletme koşulları için tehlikeli olabilecek işletme durumlarını sınırlandırır. Aşırı uyarım sınırlayıcı ise, uzun süreli aşırı uyarım akımından kaynaklanan termal hasarı önlemek amacıyla generatörün korunmasını sağlar.

Stator akım sınırlayıcı ile stator sargılarının uzun süreli aşırı yüklenmesi engellenmesi hedeflenir. AVR, stator akımının reaktif bileşenini kontrol ederek akımı sınırlar.

SG mekanik konstrüksiyonu, kısa süreli aşırı yüklenmelere izin verebilmektedir. Geçici hal kararlılık analizlerinde, bozucu etkiler genellikle çok daha kısa sürelerde gerçekleşir. Bu nedenle, söz konusu sınırlayıcılar genellikle SG'nin uzun süre boyunca çok yüksek veya çok düşük uyarım seviyelerinde çalışmasına neden olabilecek işletme koşullarını incelemek için modele dahil edilmektedir.

2.2.4 PF/Var kontrolcüsü

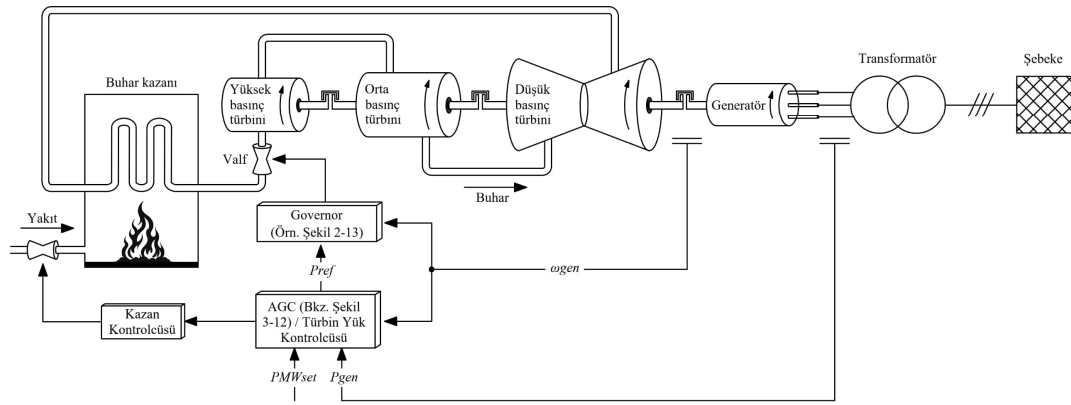
Otoproduktör endüstriyel tesislerde, şebeke ile paralel çalışırken SG'ler terminallerindeki güç faktörünü sabit tutacak şekilde işletilebilmektedir. Bu durumda tesisin reaktif güç ihtiyacının belli bir kısmı SG'lerden karşılanırken, tesis içerisinde ilave olarak ihtiyaç duyulan reaktif güç (örneğin motor kalkışı vb.) şebeke tarafından karşılanmaktadır. PF/Var kontrolcüsü, SG terminali için önceden tanımlanan reaktif

güç veya güç faktörüne göre, SG tarafından enjekte edilen reaktif gücü uyartım gerilimini (dolayısıyla uyartım akımını) düzenleyerek kontrol etmektedir.

EGS'de ise SG'lerin terminal gerilimini regüle ederek gerilim kontrolüne katkı sunması beklenmektedir. Bu nedenle EGS'ye bağlı üretim santrallerinde SG'ler gerilim-kontrolü modunda işletilmektedir ve şebeke yönetmeliklerinde PF ya da VAR kontrol modunda işletilmesine izin verilmemektedir [50].

2.2.5 Türbin ve hız regülatörü (governor)

Denklem 2.8'de verilen salınım denklemindeki mekanik tork, türbin tarafından sağlanmaktadır. EGS'de yaygın olarak kullanılan türbinler, tahrik mekanizmalarına göre buhar, gaz ve hidrolik türbinler olarak üç ana gruba ayrılmaktadır.



Şekil 2.11 : Örnek buhar türbini-senkron generatör ünitesine ait güç üretim süreci ve kontrol diyagramı.

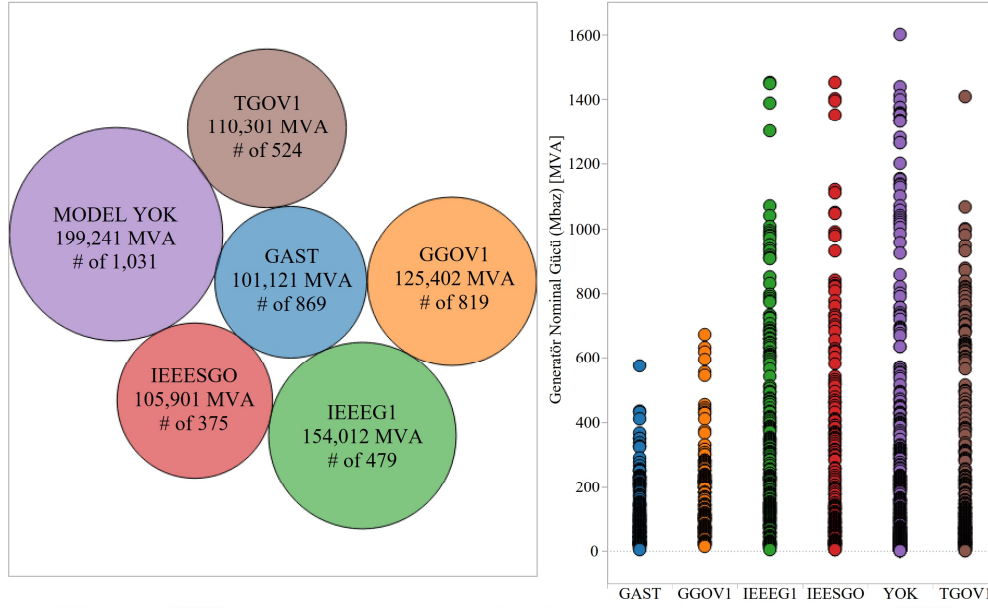
EGS'de frekans kontrolü, bu görevden sorumlu tüm SG-türbin birimlerinin ortak katılımıyla gerçekleştirilmektedir. Bir EGS'de, yük tarafından talep edilen aktif güç anlık olarak karşılanabilmelidir. Aksi takdirde, talep edilen güç üretimden fazla olduğunda sistem frekansında bir düşüş, aksi durumda ise artış gözlemlenir. Senkron bir sistem frekanstaki değişimler doğrudan SG'lerin rotor hızlarına yansır. Türbin-SG üniteleri, bu hız değişimlerini algılayarak aktif güç çıkışlarını kontrol etmek suretiyle EGS'nin üretim-tüketim dengesini yeniden sağlar. Rotor hızındaki sapmayı algılayan veya merkezi bir kontrolcüden gelen referans güç sinyaline göre türbin tahriğinden sorumlu valflerin pozisyonunu ayarlayan otomatik kontrol birimi, governor (türbin regülatörü) olarak adlandırılmaktadır.

Türbin-governor modelleri, özellikle frekans kararlılığı açısından büyük önem taşımaktadır. Bununla birlikte, kararlılık türleri rotor açısı kararlılığı, gerilim kararlılığı ve frekans kararlılığı olarak sınıflandırılrsa da bu türlerden herhangi birini etkileyen bir bozucu etki, diğer kararlılık türleri üzerinde de etkili olabilir. Örneğin, hızlı valf kontrolü³ sağlayabilen bir türbin-governor modeli, hem frekans kararlılığı hem de rotor açısı kararlılığını iyileştirebilir [50].

Governor modelleri, kontrol ettikleri türbin yapısına bağlı olarak farklılık göstermektedir. IEEE PES (Power and Energy Society) [50] ve CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) [51], yaygın olarak kullanılan türbin-governor tipleri için modeller ve öneriler sunmaktadır. Bir EGS'de frekans kontrolü, çok sayıda SG'nin katılımı ile sağlandığı için, genellikle aktif güç dengesizliği sonucunda oluşan frekans saptmaları ve buna bağlı olarak governor sinyallerindeki saptmalar küçük olmaktadır. Bu durum, daha basit yapıdaki governor modellerinin kullanılmasına olanak tanıdığı için, bahsi geçen kuruluşlar önerilen modellerin planlama çalışmalarında kullanılmasını tavsiye etmektedir. Diğer yandan, sınırlı sayıda Senkron Generatör (SG) bulunan daha küçük sistemlerde veya otoprodüktör endüstriyel tesislerde, üreticisi tarafından sağlanan detaylı governor modelleri, doğru analiz sonuçlarının elde edilmesi açısından önemlidir.

Türbin-governor modelleri, kullanılan modelin detaylarına göre sınıflandırılabilir. Ancak, genellikle çok detaylı modeller için gerekli parametrelerin temini zor olduğu için, daha basit modeller tercih edilebilmektedir [50]. Örneğin, IEEE PES Raporu'nda [50], WECC Doğu Enterkonneksiyonu Planlama Çalışmaları'nda, 3500'den fazla türbin-governor için herhangi bir model kullanılmadığı ve bunun ciddi bir sorun teşkil ettiği belirtilmektedir. Amerika Doğu Enterkonneksiyonu Dinamik Model Veritabanı'na göre iletim sistemi operatörleri tarafından en yaygın kullanılan modeller, IEEEG1, GGOV1, TGOV1, IEESGO ve GAST modelleridir. Bu modellerin üretim birimlerinin güçlerine göre dağılımları, aşağıdaki Şekil 2.12'de sunulmuştur [52].

³ Hızlı valf kontrolü, bozucu etki sırasında buhar türbinindeki valflerinin aniden kapatılmasıyla generatör şaftına uygulanan mekanik gücün azaltılmasını hedefler. Böylece rotorun ivmelenmesi sınırlandırılarak rotor açısındaki kararsızlığın oluşma riski azaltılmış olur.



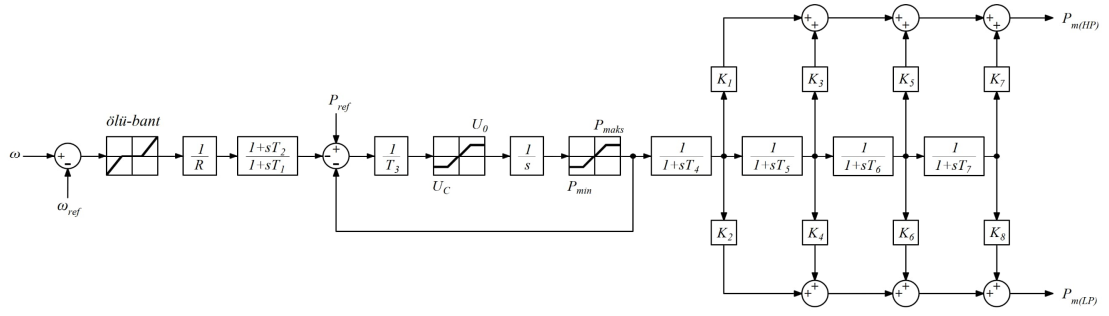
Şekil 2.12 : Amerika Doğu Enterkonneksiyonu Dinamik Model Veritabanı'na göre (2017) sık kullanılan türbin-governor model tipleri [52].

Çalışmanın ilerleyen bölümlerinde yer alan test sistemlerinde kullanılan gaz, buhar ve hidrolik türbin-governor modelleri açıklanmış ve her bir modele ait blok diyagramlar sunulmuştur. Kullanılan model ve parametreler için [38,50] referans alınmıştır. Bir takım kontrol parametreleri, tepki sürelerinin iyileştirilmesi ve limit aşımalarının sınırlandırılması için optimize edilmiştir. Bu türbinlerin tipik tepkileri ise bir sonraki bölümde karşılaştırmalı olarak verilmiştir.

2.2.5.1 IEEEEG1: Buhar türbini-governor modeli

IEEEEG1, buhar türbini-governor sistemleri için IEEE tarafından önerilen genel modeldir. Uygun parametre seçimiyle bu model, çeşitli buhar türbini sistemlerini simüle etmek amacıyla kullanılabilir [53].

Görece küçük sistemlerde, büyük frekans sapmalarının gözlemlenebileceği için IEEEEG1 modelinin doğruluğu sınırlıdır. Bununla birlikte, IEEEEG1 modeli, buhar türbinlerini temsil etmek için en yaygın kullanılan modellerden biridir [50]. IEEEEG1 türbin-governor modeline ait blok diyagramı, Şekil 2.13'te verilmiştir.



Şekil 2.13 : IEEE1 türbin-governor blok diyagramı, [54]’ten uyarlanmıştır.

Governor girdi sinyalleri rotor hızı ve referans güçtür. Rotor hızındaki sapma $\Delta\omega$, bir ölü-band bloğundan geçirilir. Ölü-band, rotor hızındaki ölçüm hataları gibi sinyallerde ya da çok küçük değişimlerde governorun tepki göstermemesi için kullanılmaktadır. Eğer hız sapması bu ölü bölge sınırlarının dışındaysa, sapma bir droop katsayısı ($1/R$) ile çarpılır. Droop katsayısı, önceden tanımlanan ayara göre, hız sapmasına karşılık gelen aktif güç çıkışını temsil eder. IEEE1 modeli için $5 \leq K \leq 30$ aralığındaki governor kazanç katsayısı ($1/\text{Droop}$) kullanılabilir [53]. Güç hata sinyali (ΔP) ardından ileri-geri (lead-lag) kompensatöründen⁴ geçirilerek, referans güç değeri ile toplanır. T_1 ve T_2 , ileri geri kompensatörün zaman sabitleridir.

Mekanik sistemdeki valf tipik olarak servo motorlar ile kontrol edilmektedir. T_3 , valf servo motoru dinamiğini temsil eden zaman sabitidir. Servo motor hızı (valf açılıp-kapanma hızı) U_o , U_c limitleri (tipik olarak $\pm 0,1$) ile maksimum ve minimum valf pozisyonları ise P_{max} ve P_{min} limitleri ile sınırlanır [54].

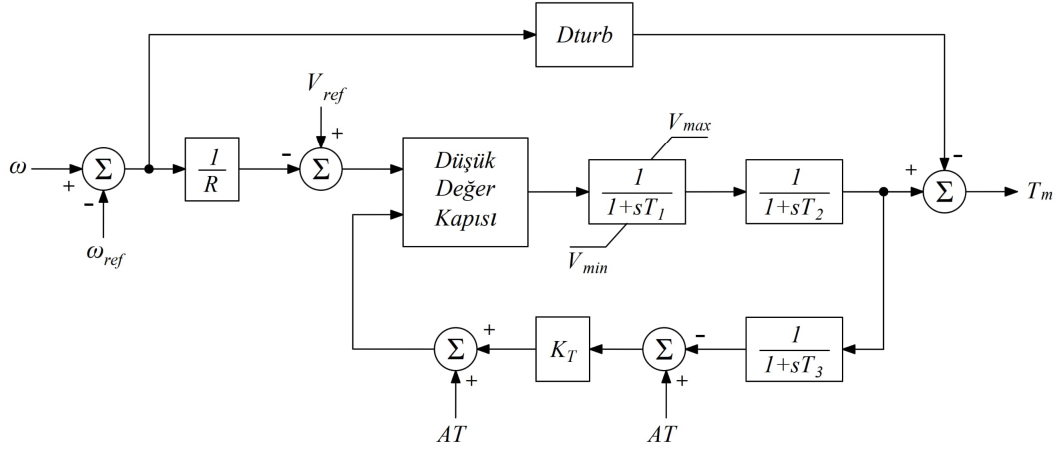
IEEE1 buhar türbini modeli, dört kademeli çapraz bileşik (cross-compound) bir buhar türbininden oluşur ve yeniden ısıtıcı kademelerinin dinamikleri, $T_4 - T_7$ zaman sabitleri ile temsil edilir [54]. Türbin modelinin çıktı sinyali ise generatör şaftına uygulanan nihai mekanik güçtür.

2.2.5.2 GAST: Gaz türbini-governor modeli

GAST, EGS’deki gaz türbinlerinin temel dinamik özelliklerini temsil eden basit bir modeldir. GAST’nin yeterli doğruluğu sağlayabilmesi için nominal hızdaki değişikliklerin küçük olması beklenir (yaklaşık olarak $\pm 5\%$) [53]. Bu nedenle, genellikle daha büyük ölçekli güç sistemlerinde (frekans sapmalarının ve aktif güç

⁴ İleri-geri (Lead-lag) kompensatörü, sistemin dinamik yanıtını iyileştirmek amacıyla faz kaydırma sağlayarak kontrol sistemlerinin performansını düzenleyen bir kontrol elemanıdır.

dengelesizliğinin büyük olmasına karşın daha düşük olduğu sistemler) planlama amacıyla kullanılması daha uygundur. GAST türbin-governor modeline ait blok diyagramı, Şekil 2.14’te verilmiştir.



Şekil 2.14 : GAST türbin-governor blok diyagramı [55].

GAST governor modeli droop katsayısı ve yakıt valfi dinamiğini temsil eden T_1 zaman sabitinden oluşmaktadır. Türbin dinamiği benzetimi ise T_2 ve T_3 zaman sabitleri ile sağlanmaktadır.

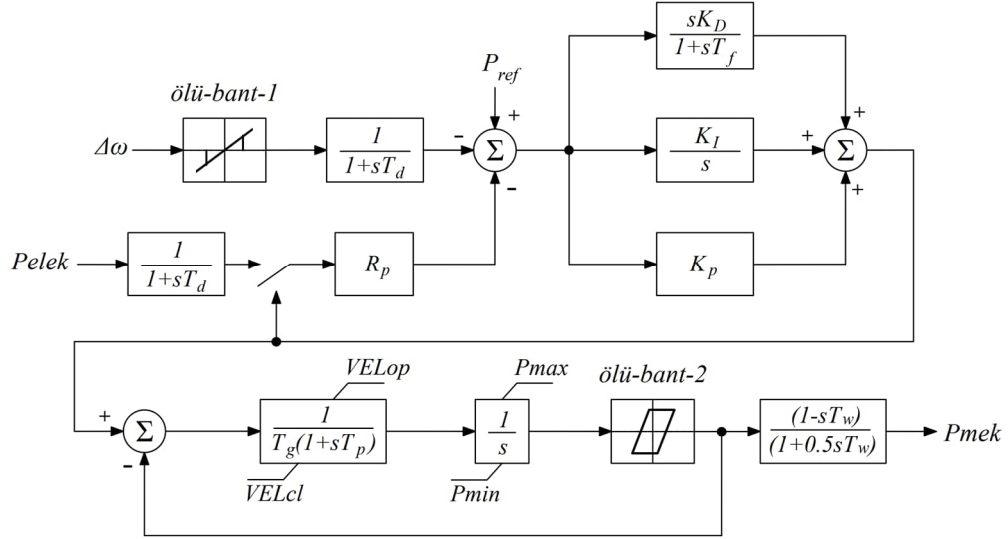
V_{max} ve V_{min} , IEEE G1 modelinde olduğu gibi sırasıyla yakıt valfinin maksimum ve minimum pozisyonlarını ifade eder. D_{turb} ise türbin rotorun sönümleme etkisini temsil etmektedir. AT sinyalleri, türbin ortam sıcaklığına göre yüklenme sınırlarıdır.

GAST modeli ağır-hizmet tipi gaz türbinlerinin kendine has dinamiklerinin tamamını ihmal etmektedir [56]. Modern gaz türbinleri, çok sayıda kontrol valfi içermesi ve termodinamik ile türbin fiziğine dayanan özelliklere sahip olması nedeniyle, yapısı gereği çok daha detaylı ve karmaşıktır. Bu detay, çalışma kapsamındaki odak noktalarından sapmalara yol açabileceğinden, yalnızca gösterim amaçlı GAST modeli kullanılmıştır. Daha detaylı gaz türbini modellerine ait (örn. GGOV1) detaylar [50,51] raporlarında ve DIgSILENT [38], PSS/E [53], NEPLAN [55] gibi güç sistemi yazılımlarının kütüphanelerinde mevcuttur.

2.2.5.3 HYDRO-PID: Hidrolik türbin-governor modeli

Gaz ve buhar türbinleri ile karşılaştırıldığında, hidro-türbinlerin modelleri, hız değişimlerine (frekans sapmalarına) karşı daha yavaş tepki verir.

Modern hidrolik türbin governorları PID kontrolcileri içermektedir [50]. PID governor modeli ve doğrusal türbin modeline ait blok diyagram Şekil 2.15'te verilmiştir.

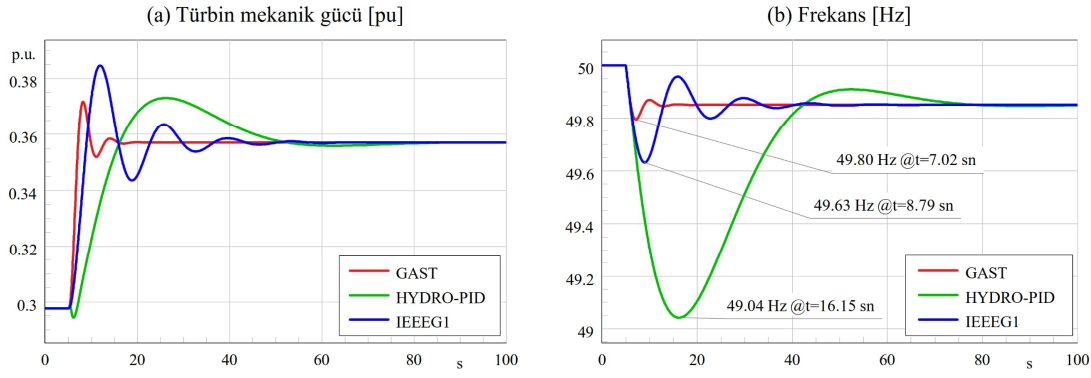


Şekil 2.15 : PID governor ve doğrusal hidro-türbin modeli, [50]'den uyarlanmıştır.

Burada, K_p , K_I ve K_D , PID kontrolcü parametreleridir. T_p ise hidro-türbin kapağını kontrol eden servo motor zaman sabitidir. V_{ELop} ve V_{ELcl} ise kapağın hareket hızının sınırlarını temsil ederken; P_{max} ve P_{min} ise kapağın maksimum ve minimum pozisyonlarını ifade eder. Genellikle kararlı durumda, kapak pozisyonu ile türbin gücü arasında lineer bir ilişki kurulabilir. Örneğin, kapak pozisyonu tamamen açık olduğunda 1,0 pu, tamamen kapalı olduğunda ise 0,0 pu olarak kabul edilebilir. Bu durumda, kapağın 0,8 pu'ya karşılık gelen değeri, türbinin kararlı durumda nominal gücünün %80'ine denk gelen bir güç ürettiğini ifade eder.

Doğrusal türbin modeli, görece basit bir modeldir ve yalnızca T_w zaman sabiti ile modellenir. T_w , akış başlatma zaman sabiti (water-starting time) olarak da bilinmektedir.

Yukarıda belirtilen üç governor modelinin tepkileri, tek makineli bir test sistemi ile incelenmiştir. Şekil 2.16'da frekans bağımlılığı bulunmayan bir yükte uygulanan birim basamak artışına karşı türbin mekanik gücünün ve sistem frekansının zamana bağlı değişimleri gösterilmiştir. Tüm governor modelleri için droop değeri %5 olarak ayarlanmıştır. Türbin-governor model parametreleri için DIGSILENT [38] yazılım kütüphanesindeki veriler kullanılmıştır.



Şekil 2.16 : Farklı türbin-governor tipleri için (a) türbin mekanik gücü ve (b) sistem frekans tepkisi.

İncelenen tüm senaryolarda, yükteki birim basamak değişiminin aynı olması nedeniyle generatör şaftında meydana gelen elektriksel tork değişimi de yaklaşık olarak benzerdir. Elektriksel torkun aniden artmasıyla, salınım denkleminde göre (bkz. denklem 2.8), türbin rotoru yavaşlamaya başlamış ve frekans düşüşü gözlemlenmiştir. Buna karşın, governor sistemleri bu hız düşüşünü tespit ederek, türbinin aktif güç çıkışlarını belirli bir zaman gecikmesiyle artırmaya başlamıştır.

İncelenen governor modellerinin tamamında droop %5 olarak ayarlandığı için, frekansta meydana gelen 150 mHz’lik sapma için kararlı durumda türbin mekanik gücündeki artış tüm senaryolar için aynıdır. Ancak, türbinlerin geçici durumlarda sergilediği davranışlar birbirinden farklıdır ve bu farklılık frekans kararlılığı açısından kritik bir öneme sahiptir.

Şekil 2.16(a)’dan görüleceği üzere, HYDRO-PID hidro türbin-governor modeli en yavaş tepkiyi verirken, GAST gaz türbini-governor modeli en hızlı tepkiyi göstermiştir. GAST modelinin hızlı tepkisi, aktif güç üretim-tüketim dengesinin $t=7,02$ sn’de dengelenmesini sağlayabilmiştir. Bu denge IEEE1 ve HYDRO-PID modelleri için sırasıyla $t=8,79$ ve $t=16,15$ sn’de sağlanabilmiştir. Bu modeller için üretim-tüketim dengesinin GAST modeline göre daha geç sağlanabilmesi frekans dip noktalarının daha düşük olmasına neden olmuştur. İncelenen tüm modellerde tek bir SG kullanılması ve atalet sabitinin aynı tutulması, türbin-governor model tepkilerindeki farklılıkları belirgin şekilde ortaya koymaktadır. Türbinlerin rezerv güçlerini kısa süre içinde devreye alabilme yeteneği, frekans kararlılığın sağlanmasında temel bir gereklilik olarak öne çıkmaktadır. EGS’nin frekans tepkisi ve frekans kontrolüne ilişkin ayrıntılar, Bölüm 3’te sunulmuştur.

Şekil 2.16(a)'da HYDRO-PID modelinin tepkisi incelendiğinde, bozucu etki ($+\Delta P_L$) meydana geldikten sonra türbinin aktif güç çıkışını artırması beklenirken, $t=6,19$ saniye anında %1 oranında bir azalma gözlemlenmiş ve ardından güç çıkışı tekrar artmaya başlamıştır. Hidrolik türbinler genel olarak, meydana gelen ani değişimlerde ilk anda çıkış gücünü geçici olarak azaltma eğilimi göstermektedir. Bu durum fiziksel olarak kapak valfinin su akışını arttırmak için açıldığı anda ters basınç yaratmasıyla ilişkilendirilmektedir [57]. Bu nedenle, ani hız değişikliklerinde kapak hareketini geciktirmek amacıyla droop katsayısının geçici olarak daha yüksek bir sabit değere ayarlanması gerekebilmektedir.





3. FREKANS KARARLILIĞI VE KONTROLÜ

Bir Elektrik Güç Sisteminde (EGS), aktif güç talebi üretim birimleri tarafından anlık olarak karşılanmaktadır. Güvenilir bir EGS'nin temel özelliklerinden biri, üretim veya tüketimde meydana gelebilecek ani değişimlerden kaynaklanan güç dengesizliklerini etkili bir şekilde yöneterek sistem frekansını dar bir aralıkta stabilize edebilme yeteneğidir [39].

Frekans, aynı zamanda EGS'deki aktif güç üretimi ile tüketimi arasındaki dengeyi yansıtmaktadır. Ayrıca, senkron bir sistemdeki tüm Senkron Generatörlerin (SG) açısal elektriksel dönme hızlarını ifade eden bir göstergedir. Aktif güç üretiminin tüketimden fazla olduğu durumlarda, frekans (ve rotor açısal hızı) artma eğilimi gösterirken; üretimin tüketimden düşük olduğu durumlarda ise azalma eğilimi ortaya çıkar. Üretim ve tüketim dengesinin belirli süreler içerisinde sağlanamaması durumunda, sistemde frekans kararsızlığının meydana gelmesi kaçınılmazdır.

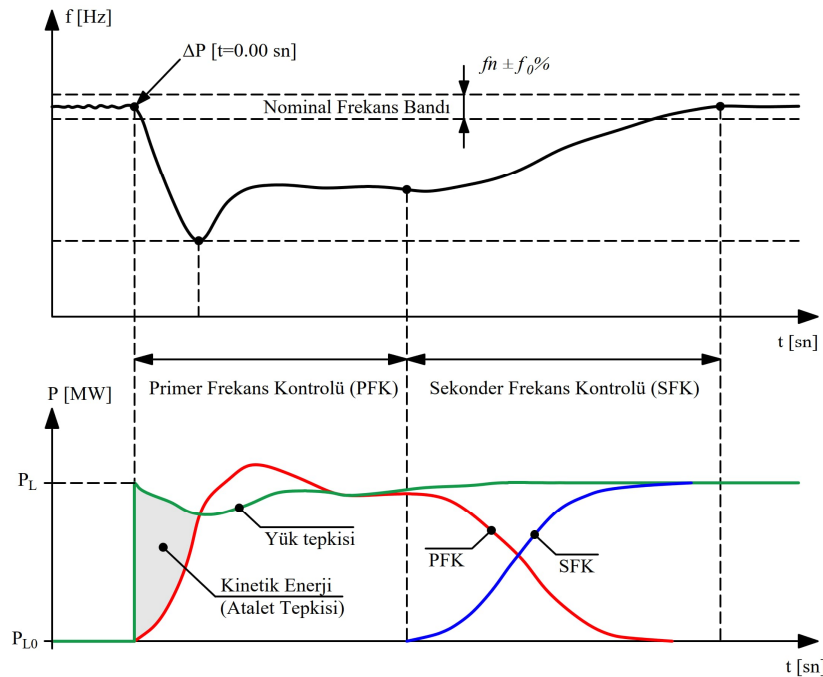
Frekans kararlılığı, EGS'deki üretim ve tüketim arasındaki dengenin, bozucu etkiden sonra, asgari düzeyde istenmeyen yük atmayla yeniden sağlanabilme kapasitesine bağlıdır [15].

Frekansın dar bir aralıkta tutulması, aşağıda sıralanan nedenler açısından büyük önem taşımaktadır:

- Şebekeye doğrudan bağlı (direct-online) endüksiyon motorları ve senkron motorların sabit hızda çalışması sistem frekansına bağlıdır. Üretim birimlerinin yardımcı sistemleri (yakıt, yanma, havalandırma vb.) motorlar aracılığıyla kontrol edildiği için, sistem frekansındaki değişim üretim birimlerinin performansı üzerinde de etkilidir.
- Türbin ünitelerinde uzun süreli düşük frekans durumlarında, titreşim kaynaklı yapısal hasarlar meydana gelebilir. Türbinlerin düşük frekans nedeniyle koruma amaçlı devre dışı bırakılması, sistemde bozucu etkileri artırarak daha geniş alanların etkilenmesine neden olabilir.

- Özellikle ada işletmesi modunda yük atma ile sonuçlanan frekans saptmalarında, sistem geriliminde de önemli salınımlar gerçekleşebilir. Üretim birimlerinin aşırı gerilim koruması nedeniyle devre dışı kalması ise frekans kararlılığını olumsuz yönde etkileyebilir [15].
- Sistem frekansının, olası bir ikinci güç dengesizliğine karşı savunmasız hale gelmemesi için nominal değerine geri döndürülmesi gereklidir. Aksi takdirde, nominalin altında bir frekansta çalışan sistemde oluşabilecek ardışık bozucu etkiler, düşük frekans koruma eşliğini tetikleyerek koruma amaçlı üretim birimlerinin devre dışı kalmasına veya istemsiz yük atmaya yol açabilir.

EGS’de meydana gelen bozucu etkiler genellikle kısa devre arızaları şeklinde ortaya çıkar. Bu tür arızalar, koruma sistemi tarafından kısa süre içerisinde temizlendiğinden, rotor ataleti nedeniyle rotor hızında önemli saptmalar gözlenmez. Ancak, büyük ölçekli ani bir yükün devreye girmesi veya bir üretim biriminin aniden devre dışı kalması durumunda, sistemde görece uzun süreli frekans saptmaları meydana gelebilir. Çalışmanın ilerleyen bölümlerinde, EGS’de meydana gelen ve frekansta negatif saptmalara neden olan ani aktif güç dengesizlikleri, “bozucu etki” terimi ile adlandırılacaktır. Meydana gelen bozucu etki karşısında tipik EGS frekans tepkisi Şekil 3.1’de gösterilmiştir.



Şekil 3.1 : EGS’de meydana gelen ani bir aktif güç dengesizliği durumunda tipik EGS frekansının (üstte) ve frekans kontrol mekanizmaları tepkilerinin (altta) zamana bağlı değişimleri.

Şekil 3.1'deki frekansın zamana bağlı değişimi, EGS frekans kontrolü dinamikleri açısından üç aşamada incelenebilir.

1. Aşama-1: Bozucu etkinin $t=0,00$ sn anında meydana gelmesinin hemen ardından, rotorun atalet sabiti nedeniyle $t=0,00^+$ anında rotor açısında ve hızında ani bir sapma gözlenmez. Dolayısıyla, makinenin döner kütlelerinde (rotor) depolanan kinetik enerji aniden serbest kalmaz. $t = 0,00^+$ anında sisteme aktarılan enerji, SG'lerin manyetik alanında depolanan enerjidir. $t=0,00^+$ anından sonra gelişen süreçte, PFK devreye girerek üretim-tüketim dengesini sağlayana kadar, SG'ler rotorlarında depoladıkları kinetik enerjiyi sisteme aktarır. Bu süreç atalet tepkisi olarak adlandırılır ve ilk birkaç saniye boyunca etkinliğini sürdürür. Atalet tepkisi, EGS eşdeğer atalet sabitine bağlı olarak frekansın aniden düşmesini engelleyerek, üretim birimlerinin kontrol mekanizmalarının devreye girebilmesi için gerekli zaman aralığını sağlar.
2. Aşama-2: SG'ler ve motorlar döner kütlelerindeki kinetik enerjiyi sisteme aktarmalarıyla yavaşlamaya başlar. Bu yavaşlama doğrudan sistem frekansına düşüş olarak yansır. SG-türbin üniteleri bu yavaşlamayı tespit ederek, güç dengesinin tekrar sağlanabilmesi için aktif güç çıkışlarını arttırır. Aynı zamanda EGS'deki motor yükleri de yavaşlamaya başlayacağı için aktif güç talebini, bozucu etki öncesine göre bir miktar azaltır. Hem üretim birimlerinin hem de yüklerin gösterdiği bu tepki EGS'nin primer frekans tepkisidir. Bu süreçte aktif güç üretim-tüketim dengesi tekrar sağlanıncaya kadar frekans düşmeye devam eder. Dengenin tekrar sağlandığı noktada frekans dip noktasına (nadir) ulaşır. Primer Frekans Kontrolü (PFK) ile amaçlanan, frekansın düşük frekans yük atma eşik değerine ulaşmadan önce kararlı hale getirilmesidir. Bu nedenle, Aşama-2, İletim Sistemi Operatörleri (ISO) tarafından frekans durdurma periyodu olarak da adlandırılmaktadır [58,59]. Türbin ünitelerinin aktif güç kontrolü elektromekanik olarak sağlandığı için, mekanik zaman sabitleri görece yüksektir. Bu nedenle, aktif güç üretim-tüketim dengesinin ilk sağlandığı noktadan (frekans dip noktası) sonra, üretim birimleri aktif güç artışını aniden sonlandıramaz. Frekans dip noktasından hemen sonra genellikle aktif güç üretimi, tüketimden bir miktar daha fazladır. Bu durum, sistem ataletinin etkisiyle frekansın bir miktar yükselip yeni bir

denge noktasına ulaşmasına yol açar. Aşama-2'nin sonunda, frekans nominal değerinden $-\Delta f$ kadar saptmış olur.

3. Aşama-3: Nominal değerinden Δf kadar saparak yeni denge noktasına ulaşan frekans, Otomatik Üretim Kontrolü (Automatic Generation Control–AGC) ile tekrar nominal değerine yükseltilir. Bu aşama Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) olarak adlandırılır.

EGS frekans tepkisi, yukarıda, negatif frekans sapmasına ($-\Delta f$) neden olabilecek bozucu etkiler için (örneğin, bir üretim biriminin devre dışı kalması gibi) tanımlanmıştır. Pozitif frekans sapması ($+\Delta f$) durumunda ise EGS, aktif güç üretimini azaltacak şekilde tepki verir.

Şekil 3.1'de dikkat edilmesi gereken önemli bir husus, frekans kontrol mekanizmalarının zaman aralıklarının birbirleriyle örtüşüyor olmasıdır. Örneğin, PFK atalet desteği sona erdikten hemen sonra başlamaz. Benzer şekilde PFK, SFK'nın devreye girmesiyle zamanla azalacak şekilde sonlandırılır.

Frekans kontrolünü gerçekleştiren üretim birimlerinin dinamikleri, yukarıda belirtilen aşamalar çerçevesinde, atalet tepkisi, PFK ve SFK mekanizmaları üzerinden açıklanabilir.

3.1 Atalet Tepkisi

EGS'de bir bozucu etki (ΔP) meydana geldiğinde, sistemdeki tüm makinelerin döner kütlelerinde depolanan kinetik enerjinin bir kısmı EGS'ye aktarılır. Bu enerji transferi doğal bir süreçtir ve herhangi bir kontrol mekanizmasından bağımsızdır. Bu nedenle PFK'dan ayrı bir başlık altında ele alınmıştır.

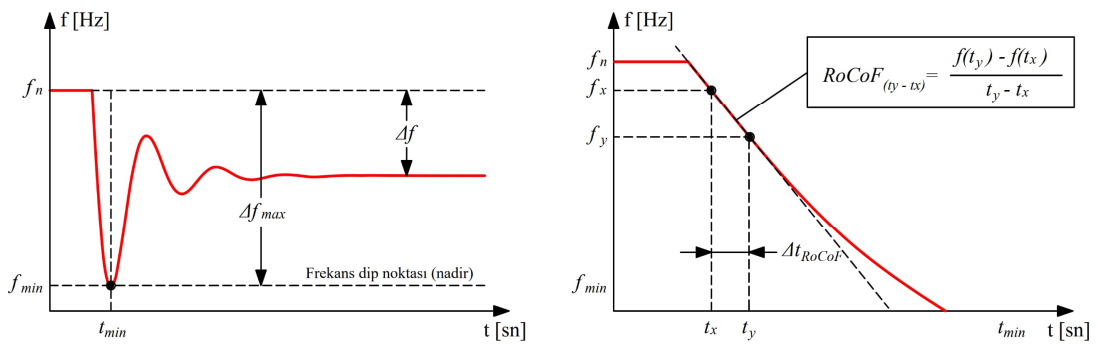
Atalet tepkisi sırasında, SG'lerin döner kütlelerinden sağlanan kinetik enerji, rotorların yavaşlamasına neden olur. Senkron sistemin frekansı, SG rotorlarının elektriksel dönme hızları tarafından belirlendiğinden, rotorlarındaki bu yavaşlama, sistem frekansında doğrudan bir düşüş olarak kendini gösterir.

Atalet tepkisi, bozucu etkinin (ΔP) ortaya çıkmasının ardından yalnızca birkaç saniye boyunca sürdüğü için, sistemin dinamik davranışı üzerinde yalnızca bozucu etkinin hemen ardından etkili olmaktadır. Atalet tepkisi, EGS'ye sağladığı kısa süreli enerji

desteğiyle frekansın aniden çökmesini engeller ve PFK'ya katılan SG-türbin ünitelerinin mekanik güç çıkışlarını artırabilmesi için zaman sağlar.

EGS'nin frekans tepkisi ve frekans kontrol performansı, çeşitli ölçülebilir metrikler aracılığıyla tanımlanmaktadır. Bu metrikler; frekans dip noktası (nadir) ve frekans değişim oranı (Rate of Change of Frequency-RoCoF)'dır.

RoCoF, üretim ve tüketim arasındaki ani dengesizlik sonrasında frekansın değişim hızını ifade eden bir frekans metriğidir. Matematiksel olarak RoCoF, frekansın zamana göre türevi (df/dt) ile tanımlanır ve birimi Hz/sn'dir.



Şekil 3.2 : Frekans metriklerinin (Δf , Δf_{max} , f_{min} ve RoCoF) gösterimi.

Şekil 3.2'de gösterildiği üzere, RoCoF temel olarak bir frekans eğrisindeki herhangi bir noktaya çizilen teğet doğrusunu temsil eder. Ancak, bu değer genellikle kısa bir zaman dilimi içinde gerçekleştirilen iki frekans ölçümü ile yaklaşık olarak denklem 3.1'deki gibi hesaplanabilmektedir.

$$RoCoF_n = \frac{df_n}{dt} \cong \frac{\Delta f_n - \Delta f_{n-1}}{T_r} \quad (3.1)$$

RoCoF, genellikle ani bir bozucu etkinin ardından, 0,5 saniyelik bir zaman diliminde frekansta meydana gelen değişim üzerinden hesaplanır. Bu zaman diliminin seçilme nedeni, PFK'nın bu kadar kısa bir sürede tepki verememesi ve bu nedenle EGS'nin frekans tepkisinin yalnızca sistemin atalet sabiti ve ΔP tarafından belirlenmesidir [60].

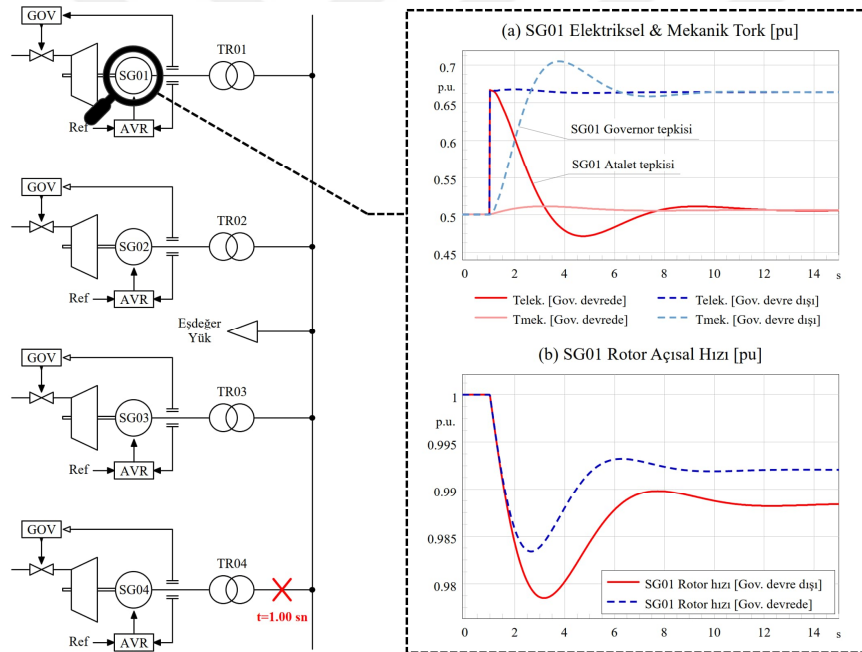
RoCoF, Bölüm 2'de sunulan salınım denkleminde türetilerek, matematiksel olarak denklem 3.2'de ifade edilmiştir.

$$RoCoF = \left[\frac{df}{dt} \right]^{t^{0+}} = \frac{-\Delta P f_n}{2 \sum_i^N (S_{ni} H_i)} \quad (3.2)$$

Denklem 3.2’de, ΔP bozucu etkinin hemen ardından oluşan aktif güç dengesizliğini (MW), f_n nominal sistem frekansını (50/60 Hz), S_{ni} ve H_i ise sırasıyla sırasıyla i . SG’nin nominal gücünü (MVA) ve atalet sabitini (sn) temsil etmektedir. Denklem 3.2’ye göre, RoCoF, bozucu etkinin genliği ile doğru, EGS eşdeğer sistem ataleti ile ters orantılıdır.

Büyük ölçekli EGS’ler (örneğin Kuzey Amerika gibi) için RoCoF genellikle en fazla 0,3 Hz/s değerine ulaşabilir. Daha küçük EGS’lerde ise en fazla 1 ila 1,5 Hz/s aralığında değişkenlik göstermektedir [50].

Tipik bir SG atalet tepkisi, Şekil 3.3’te verilen test sistemi ile gösterilmiştir. SG04’ün $t=1,00$ sn anında aniden devre dışı kalması sonucunda, SG01’in elektriksel ve mekanik torkundaki değişimler ile rotorun açısal hızındaki zamana bağlı değişim, Şekil 3.3’te gösterilmiştir.



Şekil 3.3 : Tipik SG atalet tepkisi ve rotor hızının zamana bağlı değişimi örneği.

Governor’ın aktif olmadığı durumda, $t=1,00^+$ sn anında SG elektriksel torku aniden artmıştır. Ardından $t=3,2$ sn’de tekrar başlangıç durumundaki değerine ulaşmıştır. Bu süreçte, sisteme sağlanan enerji, SG’nin atalet tepkisidir. Pratik durumda SG’ler governor ile donatılmaktadır. Bu governorlar, rotor hızındaki düşüşü tespit ederek türbin mekanik güç çıkışını artırır. Bu tepki ise bir sonraki bölümde açıklanan governor tepkisi olarak bilinir. Şekil 3.3’te dikkat edilirse atalet tepkisi, governor tepkisinden çok daha hızlıdır. Bunun nedeni, atalet tepkisinin doğal bir fenomen

olmasıdır. Governor tepkisi ise, Bölüm 2’de ele alındığı üzere, birçok valfin kontrol edilerek pozisyon değiştirmesiyle sağlanan bir tepkidir.

Bozucu etki meydana geldikten hemen sonra, üretim birimlerinin frekansın ilk yakalama aşamasındaki tepki Hızlı Frekans Tepkisi (Fast Frequency Response-FFR) olarak da adlandırılmaktadır [60]. Konvansiyonel sistemlerde SG’lerin atalet tepkisi ile türbinlerin hız düşüşünü algıladıktan sonraki ilk tepkisi FFR’yi oluşturur. YEK’lerin artışına bağlı olarak sistemin ataletinin sürekli olarak azalması karşısında, EGS’nin dinamik performansını korumak amacıyla alınan önlemlerden biri, RES, GES ve enerji depolama sistemlerinin sentetik atalet tepkisi sunabilen teknolojiler ile donatılarak FFR’ye katılmasıdır.

3.2 Primer Frekans Kontrolü (PFK)

PFK, sistem frekansındaki değişimin SG-türbin ünitelerinin governorları tarafından algılanması ve türbinlerin önceden belirlenen oranlarda aktif güç çıkışını artırarak veya azaltarak frekans sapmasına müdahale etmesi sürecidir.

Etkili PFK ile aktif güç üretim ve tüketim dengesinin sağlanmasıyla, sistem yeni denge noktasına ulaşır. Bu dengenin sağlandığı ilk an, ele alınan bozucu etki sonucunda frekansın en düşük değere (Δf_{max}) ulaştığı frekans dip noktasıdır. PFK ile frekans dip noktasının frekansa bağlı yük atma eşiğinin üzerinde tutulması amaçlanır. PFK, üretim birimlerinin bağımsız kontrol mekanizmaları aracılığıyla sağlanır. PFK’nın temel amacı, frekans kararlılığını korumak olduğundan, tamamen otomatik bir kontrol mekanizmasıdır.

Frekans, dip noktasına ulaştıktan sonra sistemin ataletine ve üretim birimlerinin dinamik kontrol performansına bağlı olarak genellikle salınımlar gözlenir. Bu salınımların ardından frekans, yarı-kararlı⁵ durumdaki değerine ulaşır. Yarı kararlı haldeki frekans nominal değerinden Δf kadar sapsmış durumdadır.

Büyük ölçekli EGS’lerde (örneğin Kuzey Amerika gibi) frekanstaki tipik maksimum sapma (Δf_{max}) $\pm 1\%$ olarak gözlemlenebilirken, daha küçük EGS’lerde ise frekanstaki $\pm 5\%$ ’e kadar çıkabilir [50].

⁵ Yarı-kararlı hal terimi, frekansın Senkron Frekans Kontrolü (SFK) ile nominal değerine ulaşmadan önceki geçici hal durumunu ifade etmek için kullanılmıştır.

PFK, genellikle üretim birimlerinin frekans kontrolü ile ilişkilendirilse de bir güç dengesizliği durumunda hem üretim kaynakları hem de frekansa bağlı yükler bu bozucu etkiye karşı tepki göstermektedir. Bu nedenle, PFK kapsamında öncelikle governor tepkisi, ardından frekansa bağlı yük tepkisi ele alınmıştır.

3.2.1 Governor (hız regülatörü) tepkisi ve kontrolü

Governor ile donatılmış ve PFK sağlamakla yükümlü bir türbin-SG ünitesinin, rotor hızındaki değişime yanıt olarak aktif güç çıkışını değiştirmesi, governor tepkisi olarak adlandırılmaktadır.

Governor tepkisi, türbin-SG ünitesinin aktif güç regülasyonu, droop kontrol mekanizması ile otomatik hale getirilmektedir. Droop, kararlı haldeki frekans sapmasının (Δf), türbinlerin bu sapmaya karşılık gelen kararlı durumdaki aktif güç çıkışındaki değişikliğin yüzdesel olarak ifadesidir. Fiziksel olarak ise droop, valflerin pozisyonlarının tam kapalı durumdan tam açık duruma geçmesi için gereken rotor hızındaki yüzdesel değişimi ifade eder.

Valf pozisyonu ile mekanik güç arasında doğrusal⁶ bir ilişki olduğu varsayıldığında, türbin tarafından üretilen aktif güç (P_{mi}) ile rotor hızı (ω) arasındaki ilişki, senkron sistemdeki i .SG için denklem 3.3'te ifade edilmektedir.

$$\frac{\Delta \omega}{\omega_n} = \frac{\Delta f}{f_n} = -R_i \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}} \quad (3.3)$$

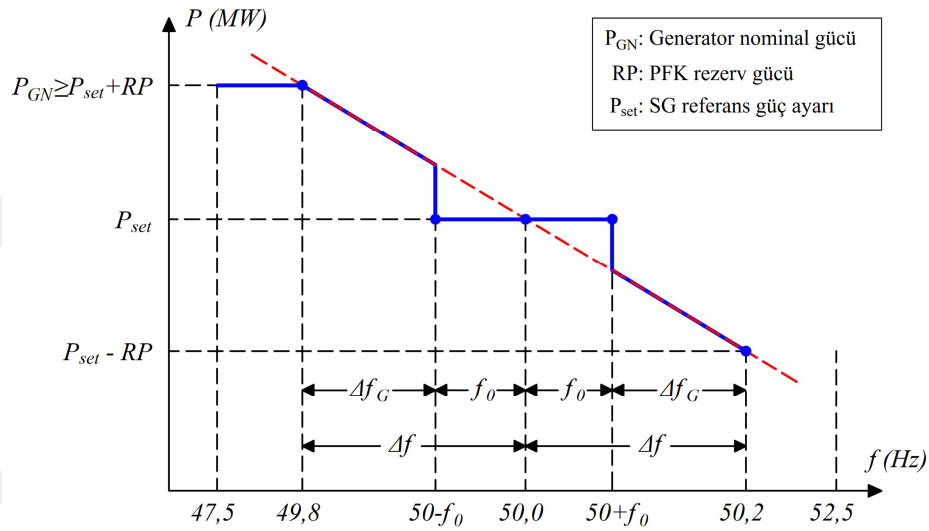
Denklem 3.3'te R_i , EGS'deki i .SG'ye ait governorun droop katsayısını, P_{ni} ise SG'nin nominal aktif gücünü ifade etmektedir. R_i , genellikle yüzde cinsinden belirtilir. Ancak, bazı yaygın governor modellerinde, K_i governor kazanç katsayısı (governor gain) olarak $K_i = 1/R_i$ biçiminde [53] kullanılmaktadır.

Tipik olarak %5 droop katsayısı ($K=20$), frekanstaki %5'lik bir sapma durumunda SG-türbin ünitesinin güç çıkışını %100 artıracak anlamına gelir. Örneğin, nominal frekansı 50 Hz olan bir senkron sisteme bağlı ve droop katsayısı %5 olarak ayarlanmış bir SG, frekanstaki 1 Hz'lik bir sapma durumunda (%2) aktif güç çıkışını, kararlı

⁶ Droop, teoride doğrusal bir eğri olarak tanımlansa da, pratik durumda türbin mekanik gücünü ve yardımcı sistemlerini kontrol eden birden çok valf olduğu için doğrusal değildir.

durumda, nominal türbin gücünün %40'ı kadar artıracaktır. Ancak bu durum, yalnızca yeterli güç rezervinin mevcut olduğu durumlarda geçerlidir.

Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde [61] tariflenen; droop kontrol eğrisi örnek olarak Şekil 3.4'te gösterilmiştir. Hızlı tepki verme yeteneğinin yalnızca acil durumlarda (örneğin, üretim birimi kaybı) kullanması amacıyla, PFK'nın sistem frekansındaki sapmanın ölü bant adı verilen bir eşiği aşana kadar devreye girmesine izin verilmez. Şekil 3.4'te gösterilen doğrusal regülasyon eğrisi için ölü bölge, $\pm f_0$ ile gösterilmektedir.



Şekil 3.4 : Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde [61] tanımlanan droop kontrol eğrisi.

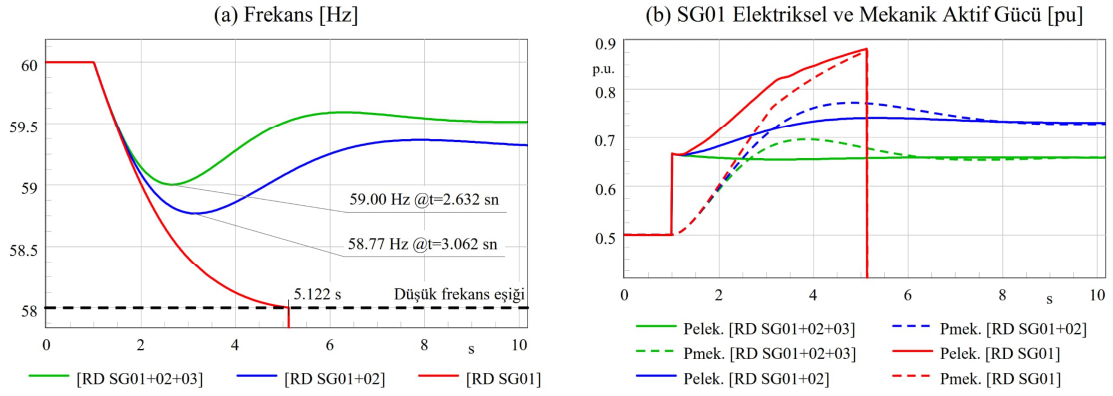
Droop değeri ve ölü bölge eşik değerleri, ISO'lar tarafından sistemin ihtiyacına göre belirlenmektedir. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Teknik Yönetmeliğine göre droop değeri %2-12 aralığında olabilmektedir [62]. Yine ENTSO-E yönetmeliğine göre; yarı kararlı halde frekansın nominal değerinden 200 mHz sapması durumunda, PFK rezervinin tamamı devreye alınmalı ya da rezerv güç kadar güç azaltımı yapılmalıdır [63].

PFK'ya yalnızca yan hizmetler kapsamında PFK sağlamayı taahhüt eden ve bu rezervi belirlenen süreler içerisinde devreye alabilen üretim birimleri katılabilmektedir. EGS'de bozucu etkiler için yeterli PFK rezervi bulunması, frekans kararlılığının sağlanması için tek başına yeterli değildir. Bu rezerv, farklı coğrafi konumlardaki üretim birimleri arasında paylaştırılmalıdır. Böylece, EGS'de arızalar sonucunda yaşanabilecek istenmeyen adalaşmalar durumunda, her bir adada yeterli rezerv sağlanabilir veya ada içindeki yük kaybı en aza indirilerek frekans kararlılığı

korunabilir. PFK rezervinin tek bir bölgede yoğunlaşması, iki bölgeyi birbirine bağlayan iletim hatlarının aşırı yüklenmesi nedeniyle devre dışı kalmasına yol açabilir ve bu durum adalaşan bölge için frekans kararsızlığı riski oluşturur.

31 Mart 2015 tarihinde Türkiye İletim Sistemi'nde meydana gelen çökme vakası, bu duruma örnek teşkil etmektedir. Söz konusu olaydan önce, Doğu Karadeniz, Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerindeki hidroelektrik santraller tam kapasiteyle üretim yaparken, batı bölgesindeki birçok üretim santrali devre dışı bırakılmış durumdaydı. Batı bölgesindeki elektrik tüketiminin yaklaşık %21'lik kısmı, Doğu Anadolu Bölgesi'ndeki üretim kaynaklarından karşılanmaktaydı [64]. Ek olarak, bakım çalışmaları nedeniyle 4 adet 400 kV iletim hattı devre dışı bırakılmıştı. Bu durum, doğu ve batı bölgelerini birbirine bağlayan diğer 400 kV iletim hatlarının aşırı yüklenmesine neden olmuştur. Aşırı yüklenme sonucu Osmanca-Kurşunlu hattı devre dışı kalmış ve bu olay, açısal kararsızlığa yol açarak diğer paralel hatlardaki empedans koruma rölelerini tetiklemiştir. Bunun sonucunda, iletim sistemi doğu ve batı olmak üzere iki ayrı bölgeye ayrılmıştır. Ayrılma sonrası, Batı bölgesindeki yüksek güç talebine yanıt verilememesi düşük frekans kararsızlığına, Doğu bölgesinde ise üretimin tüketimden çok daha fazla olması nedeniyle yüksek frekansa bağlı çöküşe sebep olmuştur. Konuya ilişkin detaylı vaka analizleri [64] numaralı rapor ve [65] numaralı çalışmada mevcuttur.

EGS'de PFK rezervi, kısa süreler içerisinde devreye alınabilmesi gerekmektedir. PFK rezervinin EGS genelinde dağıtılması, aynı zamanda bu rezervin SG'ler tarafından daha kısa sürelerde devreye alınmasını sağladığından, EGS'nin frekans tepkisi üzerinde iyileştirici bir etki oluşturmaktadır. Örnek olarak; Şekil 3.3'te gösterilen test sistemi ele alınsın. Birinci senaryoda SG01, SG02 ve SG03'ün, ikinci senaryoda SG01 ve SG02'nin, üçüncü senaryoda ise yalnızca SG01'in rezervinin bulunduğu ve PFK'ya katıldığı varsayılmaktadır. Her üç senaryoda da $t=1,00$ sn anında SG04'ün devre dışı kalmasıyla SG01'e ait elektriksel güç, mekanik güç ve açısal hız değişimleri Şekil 3.5'te sunulmuştur.



Şekil 3.5 : Farklı rezerv paylaşımları için referans bozucu etki karşısında (a) sistem frekansının ve (b) SG01 elektriksel ve mekanik güçlerinin zamana bağlı değişimleri.

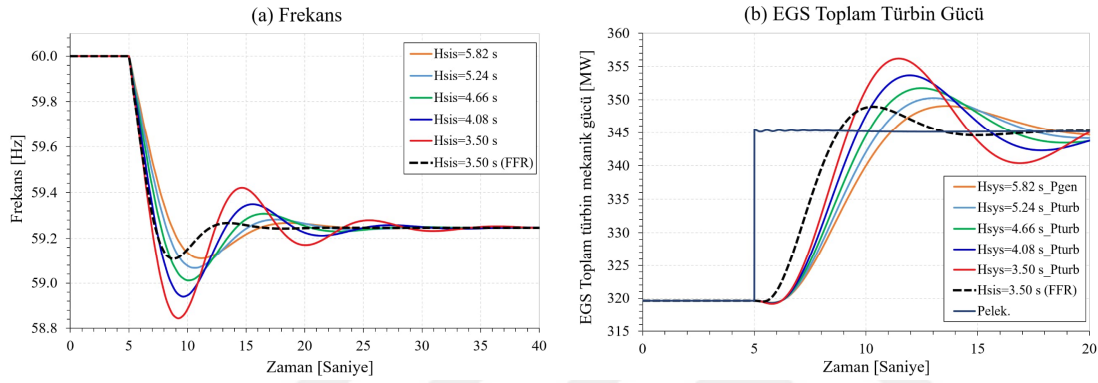
Generatörlerin her üç senaryoda da SG'lerin atalet tepkileri aynı olduğundan, bozucu etkinin meydana gelmesinin ardından ilk birkaç saniye içerisindeki RoCoF birbirine benzer şekilde olmaktadır. Sistemdeki PFK rezervinin kaynaklar arasındaki dengesiz dağılımı, EGS'deki yük dengesizliğini karşılamak için yeterli rezerv bulursa dahi, bu rezervin yalnızca sınırlı sayıda SG tarafından devreye alınmasını gerektirecektir. Bu durum, toplam rezervin devreye alınma süresini geciktireceği için frekans dip noktasının daha düşük olmasına neden olmaktadır. Rezervin yalnızca SG01'e tahsis edildiği durumda (senaryo: [RD SG01]), frekansın 58 Hz düşük frekans koruma eşiğine ulaşılmasıyla birlikte, zaman gecikmesi olmadan üretim birimleri devre dışı kalmıştır.

YEK'lerin belirsiz üretim profili nedeniyle, konvansiyonel üretim kaynaklarında olduğu gibi emre amade rezerv bulundurulması mümkün değildir. YEK'lerin SG'lerin yerini alması, sistem genelindeki PFK rezervinin azalmasına ya da bu rezervin daha sınırlı bir bölgede paylaşılmasına yol açacaktır. Bu durumun, rezervin dengeli bir şekilde dağıtılmaması halinde, yukarıda açıklandığı üzere, EGS frekans tepkisi üzerinde olumsuz etkiler yaratması beklenmektedir.

EGS'de PFK rezervinin yeterli ve mümkün mertebe dengeli dağıtılmış olması kadar, bu rezervin her bir SG tarafından ne kadar hızlı sürede devreye alınabildiği de önemlidir. Bölüm 2'de farklı türbin-governor modellerinin aynı bozucu etki karşısında farklı tepkiler verdiği, daha yavaş tepki sağlayan governor modellerinin daha düşük frekans dip noktasına neden olacağı belirtilmişti. Bu nedenle şebeke yönetmeliklerinde PFK rezervini, performans testlerinde belirlenen sürelerde devreye alabileceği

tescillenen üretim birimleri PFK hizmeti sağlayabilmektedir. Örneğin Türkiye Şebeke Yönetmeliği'ne göre [61]; bir üretim santrali 200 mHz'lik frekans sapmasında PFK rezervinin %50'sini 15 saniye içinde, tamamını ise 30 saniye içinde devreye alabilmelidir.

Şekil 3.6'da, detayları Bölüm 5'te verilen P.M. Anderson ve A.A. Fouad'ın 9-baralı test sistemi için atalet sabitinin kademeli olarak azaltılması durumunda, EGS eşdeğer yükünde meydana gelen birim basamak artışı sonucu EGS frekans tepkisi gösterilmektedir.



Şekil 3.6 : 9-Baralı test sisteminde, sistem ataletinin kademeli olarak azaltılmasıyla, referans bozucu etki karşısında gözlenen (a) EGS frekansının ve (b) EGS toplam türbin gücünün zaman bağlı değişimleri.

Bozucu etki (ΔP) büyüklüğü, eşdeğer droop ve PFK rezervi tüm senaryolarda aynı olduğu için yarı kararlı durumdaki frekans sapması (Δf) tüm senaryolarda aynıdır. Beklendiği üzere, sistem ataletinin azalması, frekans salınımlarının artmasına ve frekans dip noktasının daha düşük olmasına neden olmaktadır. Azalan sistem ataleti karşısında PFK performansını korumak amacıyla, daha hızlı tepki verebilen üretim birimlerine ihtiyaç duyulması beklenmektedir. Örneğin, sistem atalet sabiti (H_{sis}) 3,5 saniye olduğunda, hızlı tepki kabiliyetine sahip aktüatörler sayesinde frekans dip noktası, H_{sis} 'in 5,82 saniye olduğu duruma yakın (aynı bozucu etki için) bir seviyede tutulabilmektedir. Buna istinaden; konvansiyonel üretim kaynaklarının baskın olduğu mevcut EGS'lerde, YEK oranı arttıkça, iletim sistemi operatörlerinin daha fazla büyük kapasitelerde ve daha hızlı devreye alınabilen PFK rezervlerine ihtiyaç duyması beklenmektedir.

3.2.2 Yük tepkisi ve yük atma kontrolü

EGS frekans tepkisi üzerinde üretim birimlerinin kontrolü belirleyici bir rol oynasa da sistemdeki yüklerin dinamik davranışı, frekans salınımının sönümlenmesi ve kararlılığın sağlanması açısından önemli olabilmektedir. Yüklerin dinamik tepkisi, PFK ve SFK'nın aksine tamamen doğal bir tepki olarak ortaya çıkmaktadır.

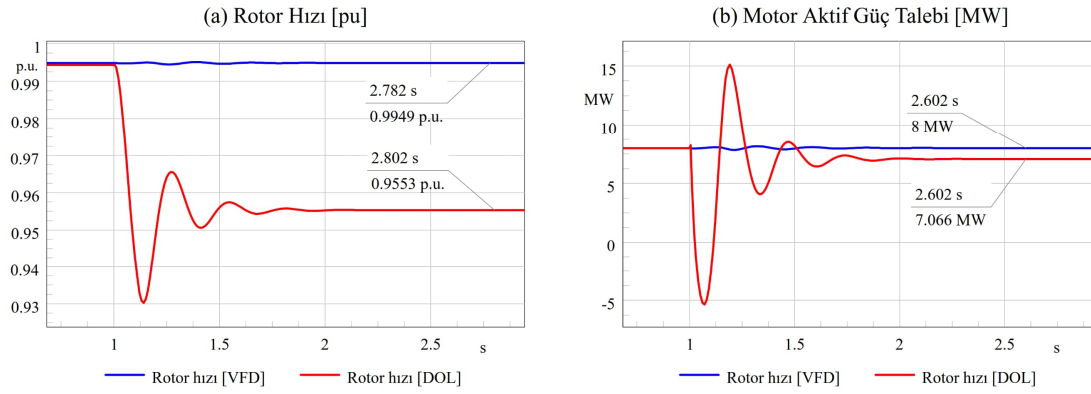
Hem senkron hem de asenkron motor yükleri, SG'ler ile aynı senkron sisteme bağlıdır. Sistem yüklerinin frekans ve gerilim değişimlerine verdiği tepki, gerilim bağımlılığı ve frekans bağımlılığı ile karakterize edilebilir. EGS yüklerinin önemli bir kısmını oluşturan motorlar, frekansın düşmesiyle birlikte sistemden daha az aktif güç ekerler. Böylece bir frekans sapması meydana getiren bozucu etki karşısında sönümleme etkisi göstermiş olur.

Senkron ve asenkron motor yükü oranı, özellikle endüstriyel tesisler ve bölgeler için %70-80 oranında olabilmektedir. Dolayısıyla motor yüklerinin dinamik davranışı frekans kararlılığı için önemlidir.

Tipik olarak bir endüksiyon motorunun davranışı, bağlantı yöntemine göre frekans tepkisi açısından iki farklı şekilde değerlendirilebilir.

- DOL (Direct-on-Line) motorlarının döner kütleleri, SG'lerde olduğu gibi doğrudan sisteme bağlı olduğundan, motorların frekans değişimine verdikleri tepki doğal bir davranış olarak değerlendirilmektedir ve herhangi bir kontrol mekanizmasından bağımsızdır.
- Güç elektroniği tabanlı sürücüler ile kontrol edilen motorların dinamiği, dönüştürücüler tarafından EGS'den izole edilir. Bu durum motor yükünün frekans değişimlerine karşın duyarsız olmasını sağlar.

Aşağıdaki şekil 3.7'de, aynı baraya değişken frekanslı sürücü (Variable Frequency Drive–VFD) ile bağlı ve doğrudan bağlı (DOL) iki adet 8 MW gücündeki endüksiyon motorunun, frekansta meydana gelen -2,00 Hz birim basamak değişimi karşısında sistemden çektikleri aktif güç değişimine ait simülasyon sonuçları sunulmuştur. Her iki motorun atalet sabiti, yük momenti dahil olmak üzere, 2,3 saniyedir.



Şekil 3.7 : Aynı baraya doğrudan (DOL) ve VFD ile bağlı özdeş iki endüksiyon motorunun, frekanstaki birim basamak değişimi için (a) rotor hızı ve (b) aktif güç değişimi.

DOL motor için, frekansta meydana gelen %4'lük (2,00 Hz) ani bir düşüş, motor yükünün aktif güç değerinde kararlı durumda %12 oranında bir azalmaya neden olmuştur. VFD'li motorun aktif gücünde ise geçici ve kararlı hal durumunda kayda değer değişiklik olmamıştır.

Azalan yarı iletken maliyetleri ve VFD'nin sunduğu avantajlar, VFD üzerinden bağlı endüksiyon motorlarının sayısında belirgin bir artışa yol açmaktadır. Bu durum, yük sönümleme etkisinin azalmasına neden olmaktadır. Düşük ataletli ve sınırlı PFK rezervine sahip EGS'lerde, YEK'lerin yol açtığı zorlayıcı koşullara ek olarak, yük tepkisinin daha rijit hale gelmesi, EGS frekans kararlılığı açısından ek zorluklar yaratacağı öngörülmektedir. EGS'lerde süregelen bu dönüşüm, yük modellemesi ve talep yönetimi öneminin giderek artacağını göstermektedir.

Büyük ölçekli EGS'lerde, her bir yükün ayrı ayrı modellenmesi; yük verilerine erişimdeki zorluklar, modelleme sürecinin yüksek düzeyde çaba gerektirmesi, simülasyonların hesaplama yükünü artırması ve yük karakteristiklerinin zamanla değişkenlik gösterdiği için pratik değildir. Bu sebeple, EGS yükleri genellikle eşdeğer modellerle temsil edilir ve dinamik yüklerin davranışı, yüklerin gerilim ve frekans bağımlılığına göre karakterize edilir.

Örneğin; eşdeğer yüklerin PFK'ya katkısı, Nordik İletim Sistemi için %0,5 Hz olarak belirlenmiştir [8]. Bu, sistemdeki 1 Hz'lik frekans değişimine karşı yükün %0,5 oranında bir azalma göstereceğini ifade etmektedir. Kuzey Amerika enterkonnekte sistemi için ise bu katkı %1 ile %1,5 arasında değerlendirilmektedir [60]; bu da frekanstaki %1'lik değişim için yükte %1'lik bir değişim meydana geldiği anlamına gelmektedir. Bu örnekler, üretim birimlerinin tipik droop katsayısı %5 ile

karşılaştırıldığında oldukça düşük görünmektedir. Bu durumun temel nedeni, yüklerin frekans bağımlılığının düşük olmasının, frekans kararlılığı analiz çalışmalarında daha güvenli bir yaklaşım olarak kabul edilmesidir. Bu yaklaşım, sistemin en kötü durum senaryolarında bile kararlılığını sağlayacak şekilde tasarlanmasına olanak tanır.

EGS yükleri temel olarak statik yük ve dinamik yük olarak sınıflandırılabilir. IEEE statik ve dinamik yük modellemesi için kapsamlı bir öneri sunmaktadır. Statik yük modelleri, cebirsel formda olup terminal gerilimi ve EGS frekansındaki değişim için birim basamak cevabı verirken; dinamik yük modelleri diferansiyel denklem formunda olup, gerilim ve frekans değişimlerine karşı yükün zamana bağlı değişimini tarifler [66].

Dünya genelindeki sistem operatörlerinin yaklaşık %70'i, güç sistemi kararlılık çalışmaları için yalnızca statik yük modelini kullanmaktadır. %30'luk bir kesim ise dinamik yükleri temsil etmek için endüksiyon motoru modelinin bir formunu kullanmaktadır [67].

[68] numaralı çalışmada, yapılan araştırmalar sonucunda, iletim sistemi operatörlerinin dinamik güç sistemi analizlerinde kullandıkları modellerin %53'ünün üstel (exponential) model, %19'unun ise polinomiyal (polynomial) model olduğu belirlenmiştir. Bu nedenle, bu çalışmada yalnızca üstel (exponential) ve polinomiyal yük modellerine ilişkin detaylar ele alınmıştır.

3.2.2.1 Üstel (exponential) yük modeli

Üstel yük modeli, aktif ve reaktif güç akışı arasındaki ilişkiyi tanımlamada genellikle oldukça başarılı olduğu için en yaygın kullanılan modeldir [66]. Üstel yük modelinin matematiksel formu denklem 3.4 ve denklem 3.5'te sunulmuştur [68]. Bu modelde, yükün frekans ve gerilim değişimlerine karşı gösterdiği davranış birlikte karakterize edilmektedir.

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} [1 + k_{pf} \Delta f] \quad (3.2)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} [1 + k_{qf} \Delta f] \quad (3.5)$$

Denklem 3.4 ve 3.5'te P ve Q aktif ve reaktif gücü, V ve Δf ise yükün bağlı olduğu bara gerilimi ve frekans sapmasıdır. V_n ise nominal bara gerilimidir. k_{pv} ve k_{qv} , aktif

ve reaktif güç gerilim üssü katsayıları, k_{pf} ve k_{qf} ise aktif ve reaktif güç frekans katsayılarıdır.

Denklem 3.4'te k_{pf} ve k_{qf} 'nin sıfır kabul edilmesiyle yük modeli, frekans değişimlerine karşı bağımsız olacaktır. Bu durumda k_{pv} ve k_{qv} katsayılarının numerik olarak "2" olması yükün; sabit empedans (Z), modeline, "1" olması durumunda sabit akım modeline (I), "0" olması ise durumunda ise sabit güç (P), modeline dönüşmesini sağlar. Yüklerin bu üç karakteristiği (sabit güç, sabit akım ve sabit empedans) belirli oranlarla gösterdiği model, ZIP (Z =empedans, I =akım, P =güç) kısaltmasıyla bilinen polinomsal yük modelidir.

3.2.2.2 Polinomiyal yük modeli

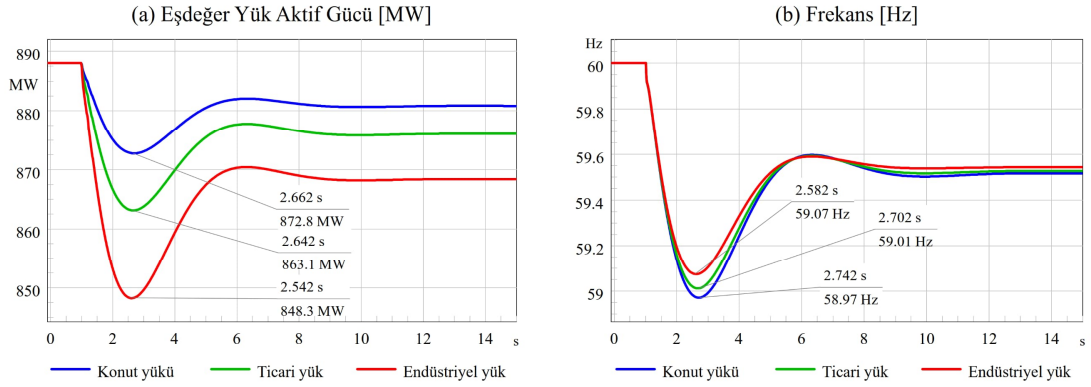
Polinomiyal yük modeli, aynı zamanda ZIP modeli olarak da anılmaktadır. ZIP modeli, büyük ölçekli sistemlerde eşdeğer yük davranışını tanımlar ve genellikle simülasyon yazılımlarında varsayılan model olarak kabul edilir [66]. Frekans bağımlılığı olan ZIP yük modelinin matematiksel formu denklem 3.6 ve denklem 3.7'de sunulmuştur.

$$P = P_n \left[a_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + a_3 \right] (1 + k_{pf} \Delta f) \quad (3.6)$$

$$Q = Q_n \left[a_4 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_n} \right) + a_6 \right] (1 + k_{qf} \Delta f) \quad (3.7)$$

Denklem 3.7'deki $a_1 - a_6$ katsayıları, polinomiyal modelin sabitleridir. ZIP ve üstel yük modellerinin farklı tip ve karakteristikteki yükleri temsil edebilmesi için parametrisasyon önerileri [67,68]'de mevcuttur.

Yük yanıtının EGS frekans tepkisi üzerindeki etkisini gösterebilmek amacıyla Şekil-3.3'te verilen test sistemi ele alınmıştır. Bu sistemdeki eşdeğer yükün yalnızca frekans bağımlılığının olduğu varsayılınsın. Yük temsili olarak; konut yükü ($k_{pf} = 1,0$, $k_{qf} = -2,3$), ticari mesken yükü ($k_{pf} = 1,7$, $k_{qf} = -1,6$) ve endüstriyel yükü ($k_{pf} = 2,9$, $k_{qf} = 1,8$) [36] temsil edecek şekilde parametrelendirilmiştir. $t=1,00$ sn anında SG04'ün devre dışı kalmasıyla, frekans değişimi ve bu değişim karşısındaki yük tepkileri Şekil 3.8'de gösterilmiştir.



Şekil 3.8 : Farklı yük tiplerinin (a) frekans tepkisinin ve (b) sistem frekansının zamana bağlı değişimleri.

Şekil 3.8’den görüleceği üzere yük modelinin frekans bağımlılığı arttıkça (daha büyük k_{pf} katsayısı), yüklerin frekans salınımlarının sönümlenmesindeki katkısı da artmaktadır.

Yukarıda verilen örnek, oldukça basitleştirilmiş olup yalnızca frekans bağımlılığı gösteren bir eşdeğer yük için sunulmuştur. Ancak, pratikte geniş alanlarda bulunan çok sayıda ve farklı karakteristiklere sahip yüklerin eşdeğer olarak modellenebilmesi için gerekli parametrelerin elde edilmesi son derece zordur. İletim sistemi operatörleri, bu parametrelerin belirlenmesi için referans olaylardaki ölçüm kayıtlarını kullanarak bir dizi simülasyon çalışmaları ile pratik durumdakine benzer tepkiler verebilen simülasyon modelleri oluşturmaktadır [60].

Üretim kontrolü ile üretim-tüketim dengesinin belirli süreler içinde sağlanamadığı durumlarda frekans kararsızlığının yaşanmaması için bir yük atma gibi önleyici aksiyon planları hazırlanmakta ve uygulanmaktadır. Bu planlara göre, aktif güç üretimi ve tüketimi dengesi, frekansa bağlı yük atma eşik değerinin üzerinde sağlanamadığında, önceden belirlenmiş yük grupları, frekans bu eşik değerine ulaştığında belli bir zaman gecikmesinin ardından (tanımlanmışsa) otomatik olarak devre dışı bırakılır. Bu işlem, frekansa bağlı yük atma olarak adlandırılmaktadır. Özellikle adalaşan sistemlerde yeterli rezervin olmadığı ya da yeterince hızlı devreye alınamadığı durumlarda yük atma ile çökme vakaları önlenabilmektedir.

İyi planlanmamış yük atma şemaları, bazı durumlarda istenmeyen sonuçlara da yol açabilir. Örneğin, aniden büyük bir yükün devre dışı bırakılması, üretimin tüketimden daha fazla olmasına sebep olabilir, bu da EGS’deki SG’lerin yüksek frekans koruması nedeniyle devre dışı kalmalarına yol açabilir. Benzer şekilde, ani ve büyük bir yük

grubunun devre dışı kalması, reaktif güç tüketiminin de azalmasına neden olacağı için, sistemde aşırı gerilimler yaratabilir ve SG'lerin yüksek gerilim koruması nedeniyle devre dışı kalmasına neden olabilir.

Hem bu tür ani bozucu etkileri önlemek hem de geniş alanlarda tek seferde geniş alanlardaki enerji kesintilerini engellemek amacıyla, yük atma işlemi yüklerin önem sırasına göre kademeli olarak gerçekleştirilmektedir. Bu sayede, ilk aşamada kritik olmayan yükler devre dışı bırakılır. Eğer üretim-tüketim dengesi hala sağlanamıyorsa ve frekans düşmeye devam ediyorsa, ikinci yük atma eşik değerine ulaşır. Bu durumda, ikinci öneme sahip (kritik olmayan) yük devre dışı bırakılır. Bu işlem daha fazla sayıdaki kademe için tekrarlanabilir.

Yük atma yöntemi, kritik atalet değerini korumak amacıyla SG'lerin düşük yüklenme ile devrede tutulması için gereken işletme maliyetine göre çok daha ucuz bir yöntemdir. Örneğin Büyük Britanya (GB) İletim Sistemi Operatörü'nün raporuna göre [69], sistem ataletini artırarak, bozucu etki karşısında 1 MW yükü devrede tutabilmek için 20 MW'a yakın bir SG'nin devreye alınması gerekmektedir. Bu nedenle iletim sistemi operatörü öncelikli acil aksiyon planı olarak yük atma yöntemini tercih etmektedir.

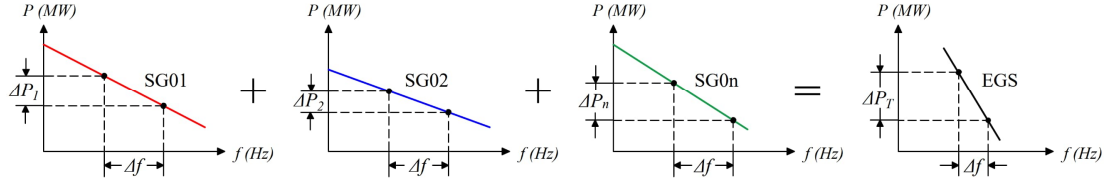
3.2.3 Tümüleşik EGS primer frekans tepkisi

PFK, sistem güvenliğini ve enterkonnekte işletmeyi sağlamak için ortak hareket etme ilkesine dayanır [70]. Başka bir deyişle; EGS'de meydana gelen ΔP_T aktif güç değişikliği, PFK'dan sorumlu SG'lerin ortak katılımıyla dengelenmektedir.

Frekans, EGS genelinde ortak bir faktör olduğundan, bir noktadaki aktif güç talebindeki değişiklik, frekansta bir değişiklik ile senkron sistemin geneline yansır [33]. Talep tarafındaki bu değişiklik EGS'deki PFK'dan sorumlu SG'ler arasında droop kontrolü ile paylaştırılır. EGS'de yer alan üretim birimlerinin droop katsayıları, nominal türbin güçleri veya sahip oldukları PFK rezerv miktarı farklılık gösterebilir. Buna göre, tek bir SG için denklem 3.3'te tanımlanan üretim karakteristiği, tüm senkron bölge için denklem 3.8'de belirtilen şekilde düzenlenebilir.

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{N_G} \frac{P_{ni}}{R_i} \quad (3.8)$$

EGS'deki tüm SG'lerin droop kontrol eğrisi, EGS'nin eşdeğer üretim karakteristiğini belirlemektedir. Temsili EGS eşdeğer üretim karakteristiği, birden fazla SG'nin droop karakteristiklerinin bileşkesi olarak Şekil 3.9'da gösterilmiştir.



Şekil 3.9 : EGS Eşdeğer droop karakteristiği.

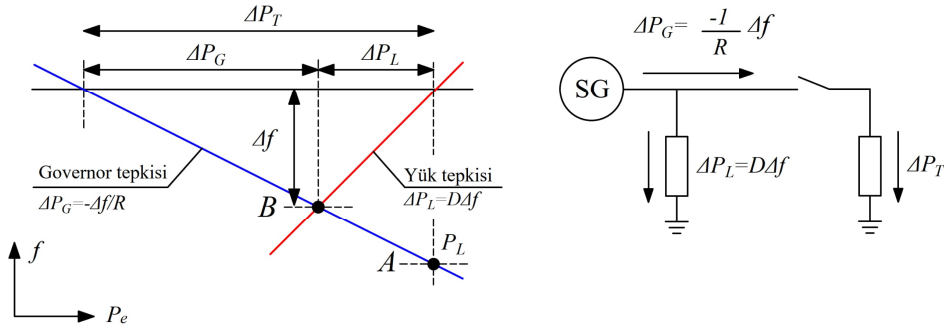
PFK rezervine sahip olmayan bir üretim birimleri frekans sapmalarına karşı aktif gücünü artırma yeteneğine sahip değildir (Droop = %0). Bu durumda türbin governor'ı ilgili kontrol sinyaline tepki veremez. PFK desteği sunamayan üretim birimleri, sistemin eşdeğer üretim karakteristiğini daha yatay hale getirerek, EGS'deki bozucu etkiler (ΔP) karşısında frekans sapmalarının daha büyük olmasına neden olur. Bu nedenle, PFK desteği sunmayı taahhüt eden üretim birimleri, rezervlerini her zaman kullanıma hazır tutacak şekilde işletilmektedir.

EGS'de meydana gelen bir bozucu etki karşısında tipik üretim ve yük tepkisi Şekil 3.10'da gösterilmiştir. EGS'deki büyük güçlü bir üretim biriminin aniden devre dışı kalmasıyla, kısa bir süre sonra EGS'de ΔP_T kadar bir güç dengesizliği oluşacaktır. Frekans, sistem atalet sabitine bağlı olarak, düşmeye başlayacak ve PFK devreye girecektir. Üretim tüketim dengesinin sağlandığı durumda, EGS, karakteristik droop eğrisine göre, Δf kadarlık frekans sapması için toplam üretimi ΔP_G kadar arttırmış olacaktır. Yüklerin güç talebi ise frekans bağımlılığına göre sönümleme etkisi göstererek aktif güç talebini ΔP_L kadar azaltmış olacaktır. Bu durumda ΔP_T , denklem 3.9'daki gibi ifade edilebilir.

$$\Delta P_T = \Delta P_G - \Delta P_L \quad (3.9)$$

Üretim kaynakları tarafından sağlanan ΔP_G ile Δf frekans sapması arasındaki ilişki, EGS eşdeğer droop katsayısı ile denklem 3.10'daki gibi ifade edilebilir.

$$\Delta f = -R \Delta P_G \rightarrow \Delta P_G = -\frac{\Delta f}{R} \quad (3.10)$$



Şekil 3.10 : Frekans değişimi karşısında üretim kaynaklarının ve yüklerin tipik tepkisi, [33,39]'dan uyarlanmıştır.

ΔP_L yük tepkisi ise yük sönümlleme sabiti (D) ile, droop katsayısına benzer şekilde yüzde (%) olarak ifade edilmektedir. Örneğin $D=\%2$, nominal frekansı 50 Hz olan bir sistemde meydana gelen ± 1 Hz'lik frekans sapmasında, toplam yük talebinin $\pm \%2$ oranında değişeceği anlamına gelmektedir. ΔP_L ile Δf frekans sapması arasındaki ilişki denklem 3.11'de verilmiştir.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{D} \rightarrow \Delta P_L = D \Delta f \quad (3.11)$$

Denklem 3.9'daki ΔP_T ifadesinin, $\Delta P_G = \Delta P_T + \Delta P_L$ olarak yeniden düzenlenmesiyle, denklem 3.12 elde edilir.

$$\Delta f = -R(\Delta P_T - \Delta P_L) = -R(\Delta P_T + D \Delta f) \quad (3.12)$$

Denklem 3.12'nin yeniden düzenlenmesiyle, Δf frekans sapması, eşdeğer droop sabiti (R) ve eşdeğer yük sönümlleme sabiti (D) cinsinden, denklem 3.13'teki şekilde ifade edilebilir.

$$\Delta f = -\frac{R}{1 + RD} \Delta P_T = -\frac{1}{\frac{1}{R} + D} \Delta P_T = -\frac{1}{\beta} \Delta P_T \quad (3.13)$$

Denklem 3.13, EGS güç-frekans karakteristiği olarak tanımlanmaktadır [63]. Burada β , eşdeğer droop katsayısı R ve doğal yük sönümlleme sabiti D 'den oluşan kompozit bir bileşen olup, birimi MW/Hz'dir. β , frekans kontrolü açısından EGS rijitliğini gösteren bir metrik olduğu için WECC (Western Electricity Coordinating Council) ve ENTSO-E gibi kuruluşlar tarafından bir kalite indeksi olarak kullanılmaktadır [58,63]. Sistem rijitlik indexinin (β) hesaplanmasındaki temel amaç, enterkonnekte sistemdeki

işletme güvenliğini, olası gelecek bozucu etkiler açısından tahmin etmektir [63]. Örneğin, NERC (North American Electric Reliability Corporation)'nın raporuna [58] göre; 4 farklı enterkonneksiyondan oluşan EGS'de, Doğu Enterkonneksiyonu'nda 2,1 GW'lık üretim kaybı 0,1 Hz'lik bir frekans sapması (yarı kararlı durumda) yaratırken, Batı Enterkonneksiyonu'nda aynı frekans sapması 1,5 GW'lık bir üretim kaybı durumunda gözlenmektedir.

Sonuç olarak; EGS primer frekans kontrol performansını gösteren frekans dip noktası (Δf_{maks}), frekans değişim hızı (RoCoF) ve yarı kararlı durumdaki frekans sapması (Δf) temel olarak aşağıdaki faktörler tarafından belirlenir [63];

- Güç üretimi ile tüketimi arasındaki dengeyi etkileyen bozucu etkinin genliği (ΔP) ve ardışık bozucu etkilere bağlı olarak gelişimi,
- Döner kütleye sahip sistem elemanlarında depolanan toplam kinetik enerji (EGS eşdeğer atalet sabiti),
- PFK'dan sorumlu SG'lerin sayısı, PFK rezervi ve bu rezervin SG'ler arasındaki dağılımı,
- SG'lerin ve kontrol sistemlerinin dinamik karakteristikleri ve performansı,
- EGS'deki yüklerin dinamik karakteristiği (frekans bağımlılığı),
- PFK'dan sorumlu tüm SG'lerin oluşturduğu eşdeğer sistem droop katsayısı,
- Sentetik atalet tepkisi sağlayabilen YEK ile enerji depolama sistemleri ve bu sistemlerin dinamik performansı,

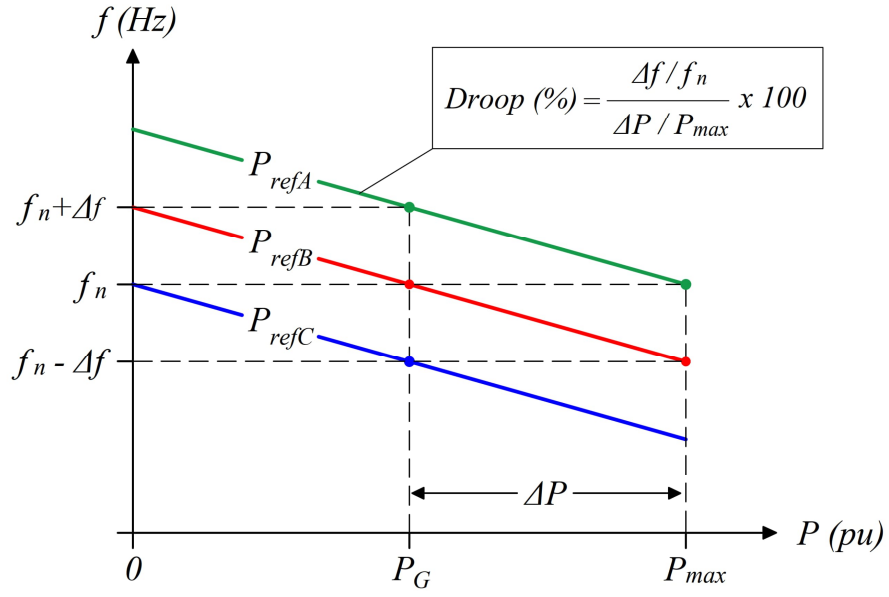
EGS'lerde YEK'lerin konvansiyonel üretim birimlerinin yerini alması, EGS primer frekans tepkisi üzerinde doğrudan etkili olmaktadır. Bu nedenle, artan YEK kapasiteleri, RoCoF, frekans dip noktası ve EGS rijitlik indeksi (β) gibi parametrelerin, iletim sistemi operatörleri tarafından sürekli olarak izlenmesini gerektirmektedir.

3.3 Sekonder Frekans Kontrolü (SFK)

PFK, aktif güç üretimi ve tüketimi arasındaki dengenin kısa süre içinde sağlanmasını hedefler. Bu denge sağlandığında, sistem frekansı yarı kararlı haldeki yeni denge noktasına ulaşacaktır. Yarı kararlı durumda, frekans nominal değerinden Δf kadar bir sapma gösterecektir. Sekonder Frekans Kontrolü (SFK), frekansı izin verilen tolerans sınırları ($\pm \% f_n$) içinde tutarak, nominal değerine geri döndürmeyi amaçlar. SFK, frekansı önceden belirlenmiş sınırlar içinde tutmada yetersiz kaldığında (örneğin, sistem yükündeki ani ve büyük bir değişiklik sonucunda), frekans sapması ölü bant ayarını açacak ve PFK süreci devreye girecektir [59].

SFK, türbin governorlarının referans güç değeri (P_{ref}) değiştirilerek sağlanmaktadır. PFK, PFK'dan sorumlu SG'lerin otomatik ve bireysel kontrolü ile gerçekleştirilen bir süreç iken, SFK, SG'lerin merkezi bir kontrolcü aracılığıyla otomatik olarak kontrol edilmesiyle yapılır. Bu merkezi kontrolcü otomatik üretim kontrol sistemi (Automatic Generation Controller–AGC) olarak adlandırılmaktadır. Nominal frekanstan bir sapma meydana geldiğinde, AGC tarafından frekansın yeniden nominal değerine ulaşmasını sağlamak amacıyla üretilen aktif güç hata sinyali (ΔP_{ref}), senkron bölgedeki SFK'dan sorumlu türbin governorlarına referans güç sinyali (ΔP_{refi}) olarak dağıtılmaktadır.

Türbin-governorlarının referans güç değerinin değiştirilmesi, SG'lerin aktif güç üretiminde değişime neden olur. Bunun sonucunda, Şekil 3.9'da temsili olarak verilen eşdeğer üretim karakteristiği, Şekil 3.11'de gösterildiği gibi, negatif frekans sapması ($-\Delta f$) durumunda P_{refB} 'den P_{refA} 'ya, pozitif frekans sapması ($+\Delta f$) durumunda ise P_{refB} 'den P_{refC} 'ye doğru ötelenmektedir. Böylece, sistem frekansının ilgili SG'lerin ortak katılımıyla nominal değerine geri dönmesi sağlanmaktadır. Şekil 3.11'de, aynı droop değeri için farklı P_{ref} değerlerine karşılık gelen üretim karakteristikleri gösterilmiştir. Gösterimi basitleştirmek amacıyla ölü bölge ihmal edilmiştir.

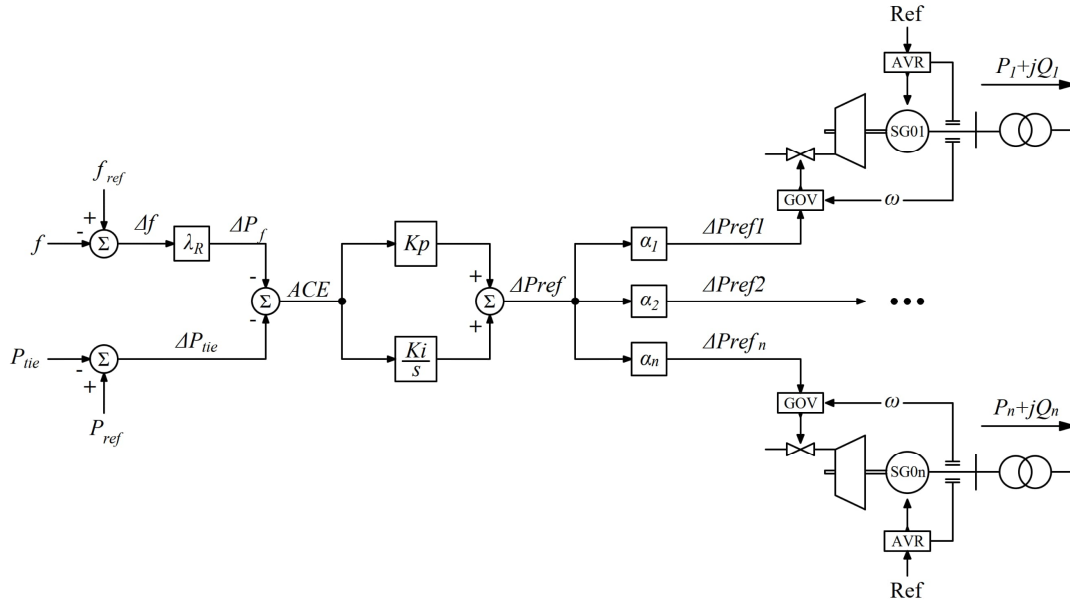


Şekil 3.11 : Farklı referans güç değerleri (P_{ref}) için örnek türbin-governor droop karakteristik eğrileri.

AGC'nin temel işlevleri aşağıdaki gibi sıralanabilir [36]:

- PFK kontrolü ile yarı kararlı hal değerindeki frekansı, nominal değerine veya nominal değerine yakın referans sınırları içerisine döndürmek.
- Bölgelere ayrılmış EGS'lerde bölgeler arası güç akışını referans değerlerde tutmak.
- SFK'dan sorumlu üretim birimleri arasında güç tahsisi yaparak, işletme maliyetlerini optimize etmek.
- Birden fazla bölge ve AGC barındıran EGS'lerde, EGS frekansındaki sapma için bölgelerin katılım oranlarını belirlemek.

Tez çalışmasının ilerleyen bölümlerinde sunulan test sistemlerine entegre edilen ve DIgSILENT yazılımı kullanılarak modellenen AGC modeline ait blok diyagram, Şekil 3.12'de sunulmuştur.



Şekil 3.12 : AGC blok diyagramı, [36]'dan uyarlanmıştır.

AGC kontrolcüsünde, EGS'de frekansında meydana gelen sapma (Δf), frekans bias katsayısı (λ_R) ile çarpılarak, frekanstaki sapmaya karşılık gelen aktif güç (ΔP_f) hesaplanır.

$$\Delta P_f = \lambda_R \cdot \Delta f \quad (3.34)$$

Denklem 3.13 ile denklem 3.14 karşılaştırılırsa; λ_R frekans bias faktörünün aslında sistem rijitlik sabiti β olduğu görülecektir. Birden fazla senkron bölgeye ayrılmış EGS'lerde, her bir bölge için tahsis edilmiş ayrı bir AGC bulunabilir. Frekans bias katsayısı ayarlanarak her alt sistemin, kendi içerisindeki güç dengesizliğini karşılaması hedeflenmektedir [36].

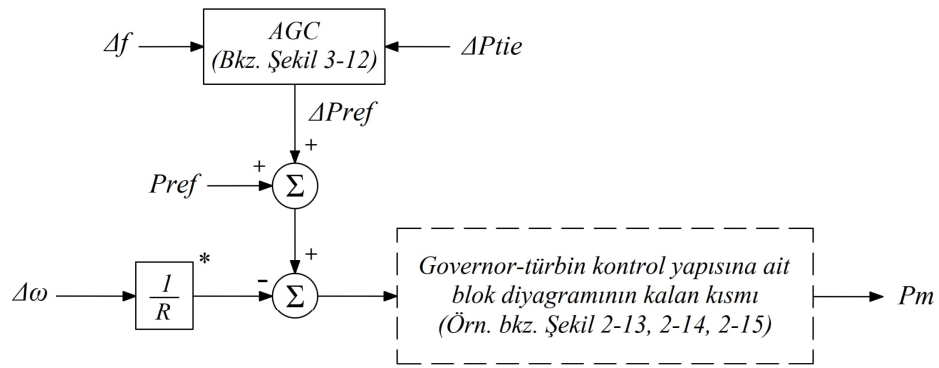
Türetilen ΔP_f sinyali, bölgeler arasındaki bağlantı hattında meydana gelen güç akışındaki sapma (ΔP_{tie}) ile toplanarak Bölge Kontrol Hata Sinyali (Area Control Error-ACE) elde edilir. AGC, temel olarak PI (Proportional, Integral) kontrolcülerini içeren bir alt kontrol modelidir. PI kontrolcüsü, ACE'ye karşılık gelen ve denklem 3.15'te verilen referans güç hata sinyali (ΔP_{ref}) üretir.

$$\Delta P_{ref} = K_p \cdot ACE + \frac{1}{\tau_i} \int_0^t ACE \, dt \quad (3.45)$$

ΔP_{ref} , ACG ile kontrol edilen bölgedeki frekans sapması ve bağlantı hattı güç akışı sinyal hatalarının giderilmesi için gereken toplam alt bölge gücüdür. Bu güç, önceden tanımlanan katılım oranları ile (α) çarpılarak, ilgili üretim birimleri için ΔP_{refi} sinyali türetilir. Bu sinyal, üretim birimlerinin governorlarına destekleyici sinyal olarak gönderilir. Üretim birimlerinin aktif gücünü değiştirmesiyle, ACE hata sinyalinin sıfırlanması amaçlanır.

SFK, genellikle PFK'ya göre daha yavaş tepki gösterdiği için kararlılık analizi çalışmalarında dikkate alınmamaktadır (PFK, SFK devreye girinceye kadar frekansı stabilize edebildiği için) [40]. Ancak, özellikle görece küçük senkron sistemlerde, hızlı tepki verecek şekilde parametrelendirilmiş AGC, PFK'ya destek olabilmektedir. Ayrıca, ilerleyen bölümlerde ele alınacak olan SFK'nın işletmesel kısıtlamaları (örneğin, bağlantı hattı güç kontrolü gibi), EGS frekans kararlılığı için etkili olabilmektedir.

Frekans kararlılığı genellikle PFK ile ilişkilendirildiğinden, önerilen governor benzetim modelleri AGC'nin destekleyici sinyalini işleyebilecek yapıda değildir. AGC sinyalinin destekleyici sinyal olarak dahil edilebilmesi için Bölüm 2'de verilen governor modelleri Şekil 3.13'te gösterildiği gibi revize edilerek, bu sinyali işlemeye uygun hale getirilmiştir.

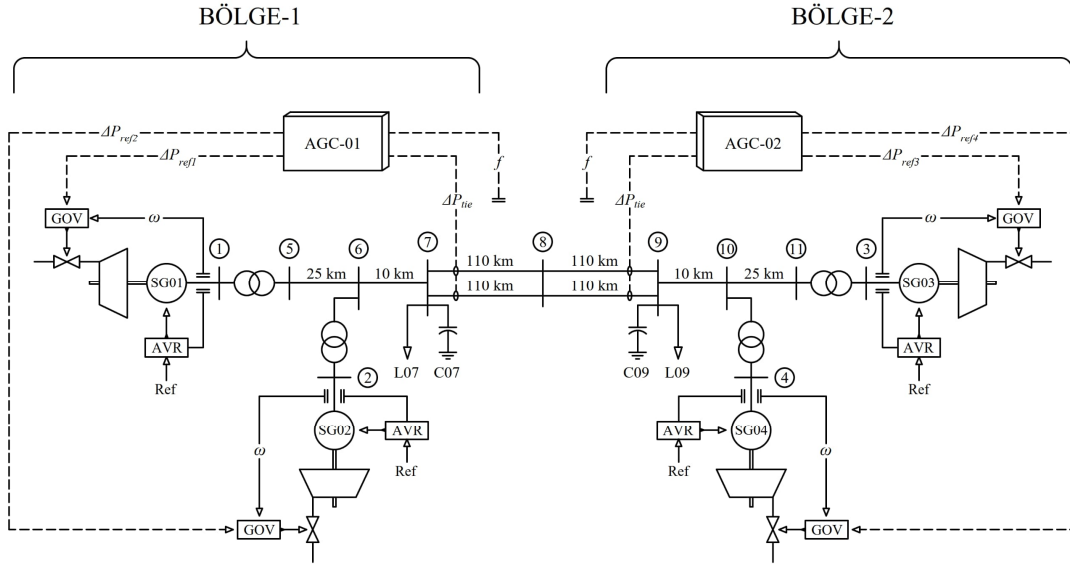


* Tipik bir droop katsayısı gösterimidir. Bazı governor modellerinde, droop katsayısı bloğunun öncesinde ve/veya sonrasında ölü bölge, ileri-geri (lead-lag) kompanzator blokları kullanılabilmektedir.

Şekil 3.13 : AGC'nin destekleyici ΔP_{ref} sinyalinin governor modellerine entegrasyonu.

Geliştirilen AGC modeli, Şekil 3.14'te gösterilen Kundur'un İki Bölge Test Sistemi'ne [33] entegre edilerek, farklı referans bozucu etkiler için EGS primer ve sekonder frekans tepkileri incelenmiştir. İncelenen örneklerin yalnızca PFK ve

SFK'ya ait birtakım kavramları ve konsepti açıklamak amacıyla verildiği unutulmamalıdır.



Şekil 3.14 : Kundur'un revize edilmiş 2-bölgeli test sistemi ve AGC entegrasyonu.

Aynı yazara ait [71,72] çalışmalarında benzer şekilde yer alan test sistemi, bölgeler arası salınımları incelemek amacıyla oluşturulmuştur. Bu salınımların incelenmesi, büyük EGS'lerde oldukça karmaşık olduğundan [71]; test sistemi, birbirine görece zayıf bağlantı hatlarıyla (yüksek empedans) bağlanmış ve simetrik varsayımsal bir model olarak tasarlanmıştır. Bu çalışmada ise EGS frekans tepkisini incelemek amacıyla test sistemi güncellenmiştir. Revize edilmiş test sistemine ait statik ve dinamik parametreler Ek-A ile sunulmuştur.

[33]'teki orijinal test sisteminde, tüm generatörler %100 yüklenme sınırında çalışmaktadır; başka bir deyişle, frekans kontrolü için güç rezervine sahip değildir. Olası bir aktif güç dengesizliği durumunda sistemin primer frekans tepkisini yalnızca yük ve SG atalet tepkisi oluşturmaktadır. Orijinal test sistemindeki simetri, Yük-1 ve Yük-2 eşdeğer yüklerinin ~%35 oranında azaltılması, SG referans güç değerlerinin buna göre revize edilmesiyle bozulmuştur. Ayrıca daha iyi bir gerilim profili sunabilmesi için devrede olan kapasitör güçleri optimize edilmiştir. Sisteme ait başlangıç koşulları aşağıda verilmiştir.

SG01:	$P_1=411 \text{ MW},$	$Q_1=61 \text{ MVar},$	$E_{t1}=1,03\angle 20,2^\circ$
SG02:	$P_2=400 \text{ MW},$	$Q_2=22 \text{ MVar},$	$E_{t2}=1,01\angle 14,6^\circ$
SG03:	$P_3=500 \text{ MW},$	$Q_3=86 \text{ MVar},$	$E_{t3}=1,03\angle 10,9^\circ$
SG04:	$P_4=500 \text{ MW},$	$Q_4=64 \text{ MVar},$	$E_{t4}=1,01\angle 4,1^\circ$

Bara-07 ve Bara-09'daki yüklere ait aktif ve reaktif güç tüketimleri ile ilgili baralardaki kapasitör bankalarına ait güçler aşağıda verilmiştir. Yükler için sabit empedans modeli kullanılmıştır.

Bara-07:	$P_{L07}=600 \text{ MW},$	$Q_{L07}=62 \text{ MVar},$	$Q_{C07}=100 \text{ MVar}$
Bara-09:	$P_{L09}=1180 \text{ MW},$	$Q_{L09}=68 \text{ MVar},$	$Q_{C09}=150 \text{ MVar}$

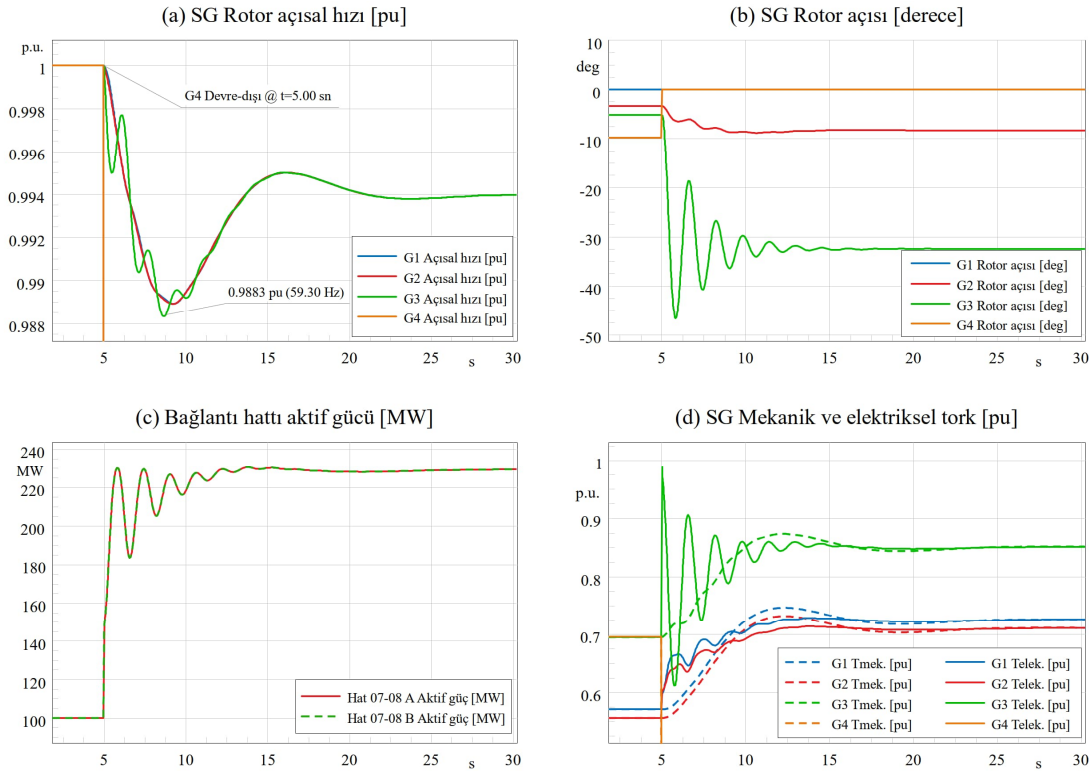
Türbin-governor modelleri için IEEE G1 modeli kullanılmıştır. Governor modelleri, AGC'nin ΔP_{ref} sinyalini entegre edebilmek için Şekil 3.13'te gösterildiği gibi düzenlenmiştir. Tüm SG governorlarının kazanç katsayısı $K=25$ ($R=\%4$) olarak ayarlanmıştır. Diğer kontrol parametreleri ve zaman sabitleri için DIGSILENT yazılım kütüphanesindeki veriler kullanılmıştır.

Orijinal sistemde kullanılan IEEE DC1A exciter modeli güncellenmiş yerine DC1C exciter modeli kullanılmıştır. DC1A modeli görece eski bir modeldir ve IEEE tarafından 2016 yılı itibarıyla yerine DC1C modelinin kullanılması önerilmektedir. DC1C modeli için [49]'da yer alan örnek parametreler kullanılmıştır.

Orijinal test sisteminin oluşturulma amacıyla ilişkili olarak, SG yüklenmelerinin yüksek olması ve bağlantı hattı empedansının büyük olması (zayıf bağlantı) nedeniyle, dikkate alınan bozucu etki (ΔP) için rotor açısı salınımları ve buna bağlı olarak bölgeler arasındaki bağlantı hattından akan güçte salınımlar gözlenmekteydi. Yük tüketimlerinin azalması ve yeni yük dağılımlarıyla SG'lerin yüklenme oranları azaltılmış, bölgeler arası güç transferi ise yarıya indirilmiştir. Böylece sistemdeki salınımlar da bir miktar azalmıştır. Bölüm 2'de açıklandığı üzere salınımları optimize edebilmek için tüm senkron generatörlere IEEE PSS1A tipi PSS entegre edilmiştir.

3.3.1 AGC'nin devre dışı olduğu durumdaki primer frekans tepkisi

İlk olarak AGC'nin aktif olmadığı durumda, sistemin primer frekans tepkisini incelemek amacıyla $t=5,00$ sn anında 500 MW güç üreten SG04 generatörünün devre dışı kalması simüle edilmiştir. Başlangıç durumunda ($t=5,00$), Bölge-A'dan Bölge-B'ye 200 MW'lık bir güç akışı gerçekleşmektedir. İncelenen bozucu etki için SG'lerin açısal hızlarındaki ve rotor açılarındaki değişimler Şekil 3.15'te sunulmuştur.



Şekil 3.15 : SG'lere ait (a) açısal hız ve (b) rotor açısı ile (c) bölgeler arası aktif güç transferi ve (d) SG'lerin elektriksel ve mekanik tork değişimleri.

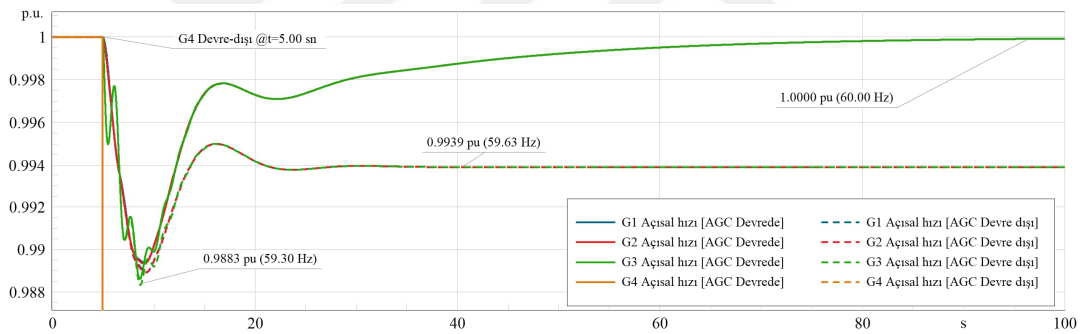
SG04'ün devre dışı kaldığı durumdaki başlangıç durumundaki aktif gücü (500 MW) diğer SG'lerin ortak katılımıyla kompanze edilebilmiştir. Bu SG04'ün devre dışı kalmasıyla %4 droop'a sahip SG01, SG02 ve SG03' aktif güç çıkışlarını aynı oranda (0,155 pu) arttırmıştır. Sistem frekansı, PFK'ya tüm SG'lerin ortak katılımıyla 59,30 Hz dip noktasında tutulabilmiş, 59,64 Hz değerinde yarı kararlı hal değerine (Δf) ulaşmıştır. AGC devrede olmadığı için frekans nominal değerine döndürülememiştir.

Tüm SG'lerin aynı droop katsayısına sahip olduğu ve herhangi bir bağlantı hattı (tie-line) kontrolü olmadığı için SG04'ün devre dışı kalması, başlangıç durumunda 200 MW olan bağlantı hattı gücünün 458 MW'a yükselmesine neden olmuştur. Bu 4

SG'den SG01 referans makine olarak seçilmiştir. Şekil 3.15(b)'de verilen SG02, 03 ve 04'e ait rotor açılarındaki değişim bu referans açığa göreler. SG03 generatöründeki rotor açısında ve hızında ise salınımlar gözlenmiştir. Bu salınımlar, PSS kullanıldığı durumdaki kısmi olarak bastırılmış rotor salınımlarıdır.

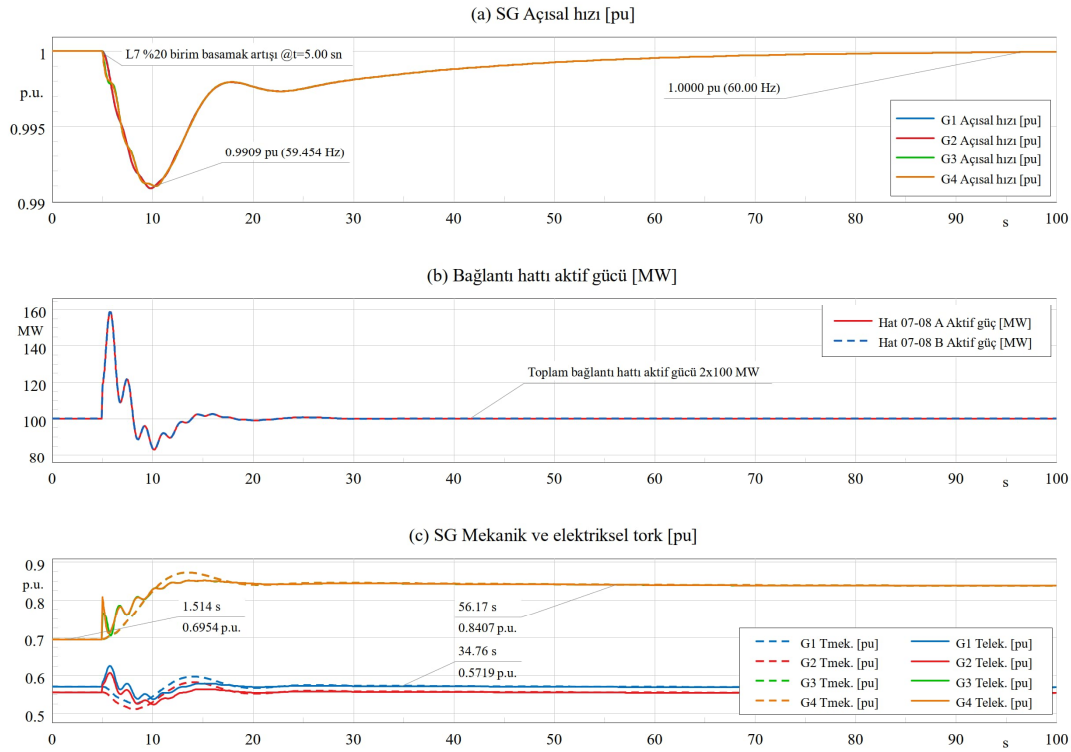
3.3.2 AGC'nin devrede olduğu durum için EGS primer ve sekonder frekans kontrolü

AGC'nin devrede olduğu durumdaki rotor açısal hızlarındaki değişim, AGC'nin devrede olmadığı durum ile karşılaştırmalı olarak Şekil 3.16'da verilmiştir. Katılım faktörü (α), her bir SG için 0,5 olarak atanmıştır. Test sistemindeki AGC'nin K_p ve K_i parametreleri, mümkün olduğunca gerçek bir güç sistemindeki frekans değişimini yansıtacak şekilde belirlenmiş olup, SFK'yı belirgin kılabilmek için keyfi olarak seçilmiştir ve optimizasyona açıktır. Frekans bias katsayısı (λ_R) ise 600 MW/Hz olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.16 : Aynı bozucu etki için AGC'nin devrede olduğu ve olmadığı durumlardaki frekansın zamana bağlı değişimi.

İki farklı bölgeden oluşan enterkonnekte sistemdeki bölgelerden birinde meydana gelen aktif güç dengesizliği, o bölgedeki üretim kaynakları tarafından giderilmeye çalışılır. Diğer bölgedeki üretim birimlerinin katılımı beklenmez. Bu durum müdahale etmeme kuralı olarak da bilinmektedir [36]. Bu fonksiyonu simüle edebilmek için B bölgesindeki yükün $t=5,00$ sn anında %20 ($\Delta P_{L9}=236$ MW) birim basamak olarak artması bozucu etki olarak ele alınmıştır. Bağlantı hattı kontrol sinyali (tie-line control-TLC) aktiftir. Bu senaryo için SG açısal hızı, bağlantı hattı aktif gücü ve SG torklarının zamana bağlı değişimi Şekil 3.17'de verilmiştir.



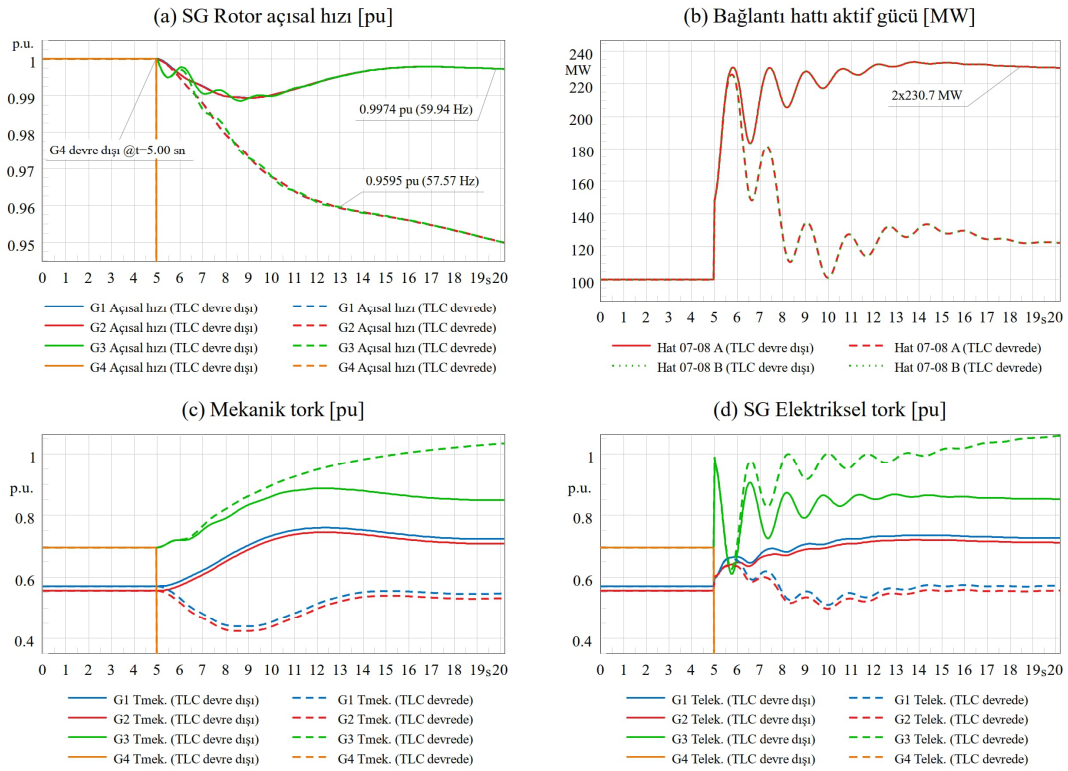
Şekil 3.17 : $\Delta P_{L9}=236$ MW bozucu etki için (a) SG açısal hızı, (b) bağlantı hattı aktif güç transferi ve (c) SG torkunun zamana bağlı değişimi (AGC aktif, bağlantı hattı kontrolü (TLC) aktif).

Şekil 3.17’den görülebileceği üzere; B bölgesinde meydana gelen bir aktif güç dengesizliği yalnızca B bölgesindeki SG03 ve SG04 generatörleri tarafından karşılanmıştır. A bölgesindeki SG01 ve SG02, incelenen bir önceki senaryodaki aynı droop katsayısına sahip olmasına karşın, TLC ve frekans bias faktörü aktif güç dengesizliğinin B bölgesi içerisinde giderilmesini sağlamıştır. Bunun neticesinde bağlantı hattındaki aktif güç referans değeri başlangıç durumundaki ($t=5,00$) değerini koruyabilmiştir. Buradaki kritik husus, SG02 ve SG03’ün meydana gelen aktif güç dengesizliğini ($\Delta P_{L9}=236$ MW) karşılayabilecek yeterli rezerve sahip olmasıdır. B senkron bölgesinin bozucu etki öncesindeki rezervi 720 MW’tır.

A ve B senkron bölgelerinden herhangi birinde, PFK rezervinden daha büyük bir bozucu etkinin meydana geldiği acil işletme durumlarında TLC sinyali devre dışı bırakılmalıdır. Aksi durumda yetersiz rezerve sahip bölge, diğer bölgenin rezerv desteğinden faydalanamayacağı için bozucu etkinin meydana geldiği bölgede frekans kararsızlığının yaşanması olasıdır. Eğer sağlıklı bölge, bozucu etkiye maruz kalan bölgeden uygun zamanda ayrılamaz ise, o bölgede de frekans kararsızlığının

yaşanması kaçınılmazdır. Sağlıklı bölgenin, bozucu etkiye maruz kalan bölgeden ayrılarak sistemin iki adaya bölünmesi gerekecektir.

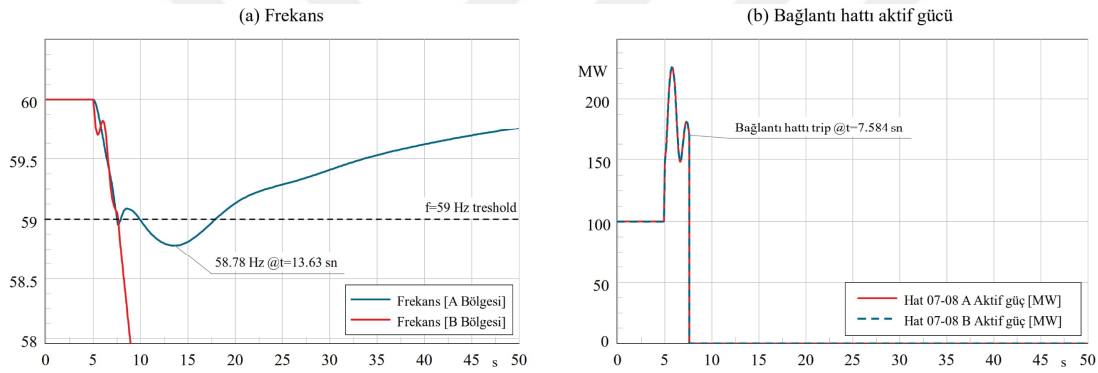
Örneğin B bölgesindeki SG04'ün $t=5,00$ sn anında herhangi bir sebepten ötürü devre dışı kaldığı dikkate alınsın. Başlangıç durumunda bağlantı hattı referans değeri 200 MW ile sınırlandırılmıştır. SG04'ün devre dışı kalmasıyla sistemde 500 MW'lık bir aktif güç dengesizliği yaşanmaktadır. Buna karşın B bölgesinin PFK rezervi yalnızca 220 MW'tır. Aynı ön koşullar için, TLC'nin aktif ve devre dışı olduğu durumlardaki frekans kararlılığı açısından önemli durum değişkenlerinin zamana bağlı değişimi Şekil 3.18'de gösterilmiştir.



Şekil 3.18 : Bağlantı hattı kontrolünün (TLC) devrede olduğu ve olmadığı durumlar için (a) SG rotor açılal hızının, (b) bağlantı hattı aktif güç transferinin, (c) SG mekanik torkunun ve (d) SG elektriksel torkunun zamana bağlı değişimleri.

Şekil 3.18'den görüleceği üzere, TLC'nin devrede olması, bağlantı hattındaki gücü 200 MW'ta tutacak şekilde sınırlandırmaya çalışmıştır. Bu da yeterli rezervi olmayan B bölgesinde frekans kararsızlığının yaşanmasına neden olmuştur. A bölgesi de uygun zamanda B bölgesinden ayrılamadığı için A bölgesinde de frekans kararsızlığı yaşanmıştır. Bu durum yalnızca TLC sinyalinin devrede olması ile ilişkilendirilmemelidir. A bölgesinde de yeterli rezervin olmadığı durumda, adalaşma

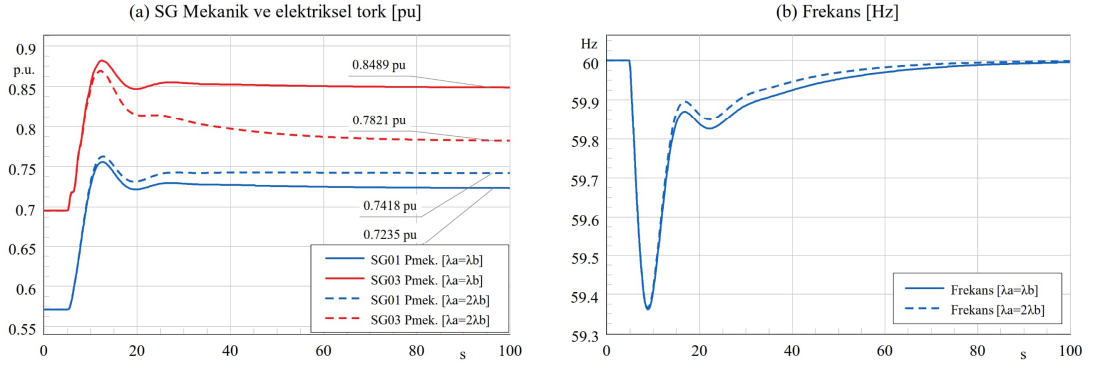
gerçekleşmez ise benzer bir durumun yaşanması söz konusudur. Frekansın 59 Hz'e düştüğü ve A bölgesinden B bölgeye aktif güç akışının olduğu ön koşullar için adalaşma lojisinin sisteme dahil edilmesiyle her iki bölgede gözlenen frekans tepkisi Şekil 3.19'da gösterilmiştir. Buna göre frekansın 59 Hz'e düşmesiyle her iki bağlantı hattı (Hat 07-08A/B) açma yaparak A ve B bölgesini iki ayrı senkron bölgeye ayırmıştır. B bölgesinde yeterli rezerv olmadığı için frekans kararsızlığı yaşanırken, A bölgesinde ise frekans toparlanabilmiştir. Adalaşmanın gerçekleştiği $t=7,58$ sn'den sonra A bölgesinde frekansın 58,78 Hz'e kadar düşmesinin sebebi, $t=7,58$ sn den hemen öncesinde A'dan B'ye 344 MW aktif güç akışının olması fakat TLC aktif olduğu için SG01 ve SG02'nin bu gücü 200 MW'ta sınırlamak için aktif güç çıkışını azaltmış olmasıdır. Bu esnada mekanik tork elektriksel torktan daha düşük olduğu için A bölgesinin frekansı 58,78 Hz'e kadar düşmüştür.



Şekil 3.19 : Adalaşmanın gerçekleştiği senaryo için (a) A ve B bölgelerinin frekans tepkisi ve (b) bağlantı hatlarındaki aktif güç transferinin zamana bağlı değişimleri.

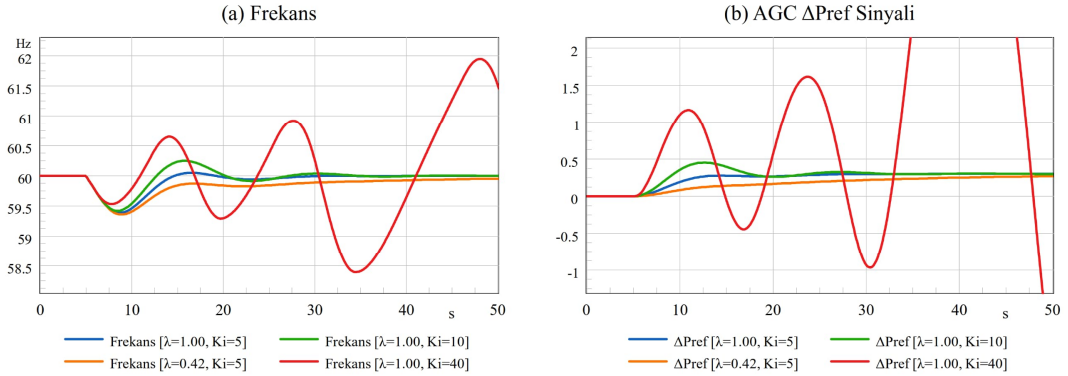
Ele alınan örnekler, temel görevi SFK'yı sağlamak olan AGC'nin, rezerv dağılımının etkili şekilde yapılmadığı veya acil durum stratejilerinin uygulanmadığı sistemlerde frekans kararlılığı üzerinde etkili olabileceğini göstermektedir.

Frekans bias (λ_R) ataması ile oluşan aktif güç dengesizliğinde hangi bölgenin ne oranda katkı sağlayabileceği ayarlanabilmektedir. Örneğin, $\lambda_a = \lambda_b$ durumunda sırasıyla A ve B bölgesindeki SG01 ve SG03 aktif güç çıkışını aynı oranda arttırmışken, $\lambda_a = 2\lambda_b$ için A bölgesindeki SG01, B bölgesindeki SG02'in sunduğu aktif gücün iki katını sisteme aktarmıştır. Buna karşın sistem frekansında benzer değişimler gözlenmiştir (bkz. Şekil 3.20).



Şekil 3.20 : Bölgeler arası farklı frekans bias katsayıları (λ) için (a) SG elektriksel ve mekanik torku ile (b) frekansın zamana bağlı değişimi.

AGC bloğunun dinamik tepkisi, PI kontrolcünün integral sabiti K_i ($1/\tau_i$) ve oransal katsayısı (K_p) ile frekans bias katsayısı λ_R tarafından belirlenmektedir. Örnek olarak Şekil 3.21’de farklı parametrelendirilmiş AGC’nin aynı bozucu etki karşısındaki tepkisi ve sistem frekansındaki değişim gösterilmiştir. $\lambda=1$ ve $K_i=10$ ile parametrelendirilmiş bir AGC, $\lambda=1$ ve $K_i=5$ ile parametrelendirilmiş bir AGC’ye göre daha hızlı ve duyarlıdır. Özellikle küçük K_p ve büyük K_i (küçük zaman sabiti) değerleri için sönümlenemeyen frekans salınımları gözlemlenmektedir.



Şekil 3.21 : Farklı AGC parametreleri için (a) frekansın ve (b) AGC destekleyici sinyalinin (ΔP_{ref}) zamana bağlı değişimleri.

RES’lerin atalet desteği sağlaması durumunda, tepki süresinin ardından toparlanma sürecine girmektedir. Bu süreç, konvansiyonel governor droop kontrolü ile yönetilen PFK üzerinde olumsuz etkiler yaratabilmektedir. Çalışmanın 5. Bölümünde, hızlı tepki verebilecek şekilde parametrelendirilen bir AGC modeli kullanılarak, söz konusu olumsuz etkinin telafi edilmesi ve böylece RES atalet desteğinin primer frekans tepkisi üzerindeki etkinliğinin artırılması amaçlanmıştır.

3.4 Tersiyer Frekans Kontrolü

Tersiyer frekans kontrolü, EGS yüklenme koşullarını optimize etmek ve primer ve sekonder rezerv dağılımını sağlamak amacıyla kullanılan bir kontroldür. Bu kontrol, PFK ve SFK'ya göre çok daha yavaştır (tipik olarak 15 dakika içinde [36,61]). Tersiyer frekans kontrolü, genellikle optimum yük akışı ve enerji piyasası mekanizmalarıyla ilişkilendirilen bir kavram olup, EGS'nin frekans kararlılığı üzerinde doğrudan bir etkisi bulunmamaktadır. Bu nedenle, çalışma kapsamı dışında bırakılmıştır.



4. ATALET DESTEĞİ SAĞLAYABİLEN RÜZGAR TÜRBİNİ MODELİ

Çalışma kapsamında, PowerFactory/DIGSILENT yazılım kütüphanesinde mevcut olan IEC (International Electrotechnical Commission) Tip-4 rüzgâr türbini modeli baz alınmış; atalet desteği sağlayabilmesi ve değişken rüzgâr hızlarına uyum sağlayabilmesi amacıyla gerekli ek kontrol blokları tasarlanarak mevcut modele entegre edilmiştir. Bu ek kontrol blokları, PowerFactory/DIGSILENT güç sistemi analiz yazılımının DSL (Dynamic Simulation Language) fonksiyonu kullanılarak oluşturulmuştur.

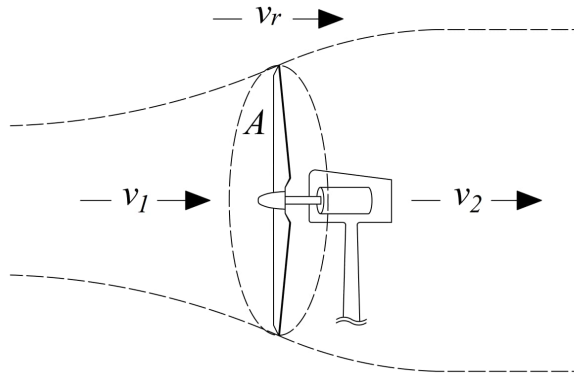
Tez çalışmasının bu bölümünde, çalışma kapsamında geliştirilen kontrol blokları ve rüzgâr türbini modeline ilişkin detaylar sunulmuştur. Rüzgâr türbini modelinin ve fonksiyonlarının anlaşılmasına yardımcı olmak için, öncelikle rüzgâr enerjisinden güç üretiminin temellerine yer verilmiştir.

4.1 Rüzgâr Enerjisinin Temelleri

Bir rüzgâr türbininin, belirli bir hız ile esen rüzgâr enerjisinden üretebileceği güç, denklem 4.1 ile verilmiştir.

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A v_r^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4.1)$$

Burada, ρ hava yoğunluğu (kg/m^3), A Şekil 4.1’de gösterilen türbin kanatlarının süpürme alanı (m^2), v_r rüzgâr hızı (m/s) ve C_p güç katsayısıdır.



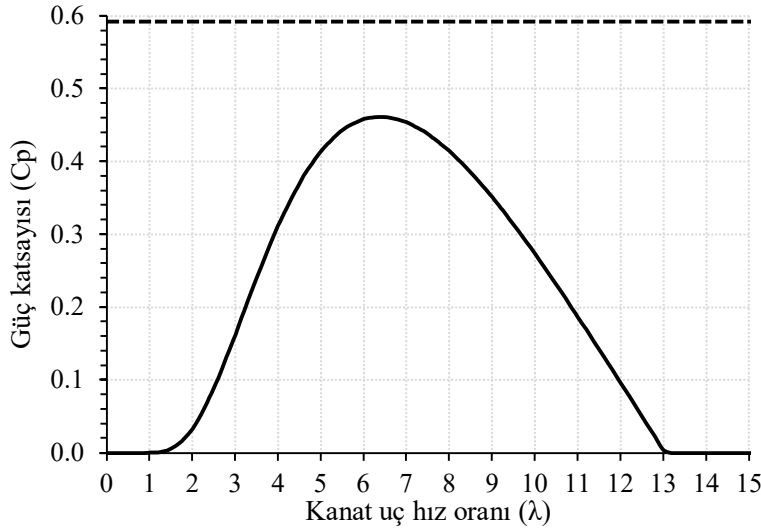
Şekil 4.1 : Türbin kanatlarının önündeki ve arkasındaki hava akımı.

Güç katsayısı C_p 'nin alabileceği maksimum değer, $C_{pmax} = 16/27 \approx 0,59$ 'dur [73]. Bu değer, Betz Limiti olarak da bilinmektedir. Başka bir deyişle Betz Limiti, bir rüzgâr türbinin, rüzgâr gücünün ancak %59'undan faydalanılabileceğini ifade etmektedir. Betz Limit'i teorik bir değer olup, pratikte ise bu değer %40 mertebelerindedir [39].

Güç katsayısı C_p , kanat uç hız oranı λ ve kanat açısına β bağlı bir fonksiyondur. Kanat uç hız oranı denklem 4.2'de verilmiştir.

$$\lambda = \omega_{wtr} R / v_r \quad (4.2)$$

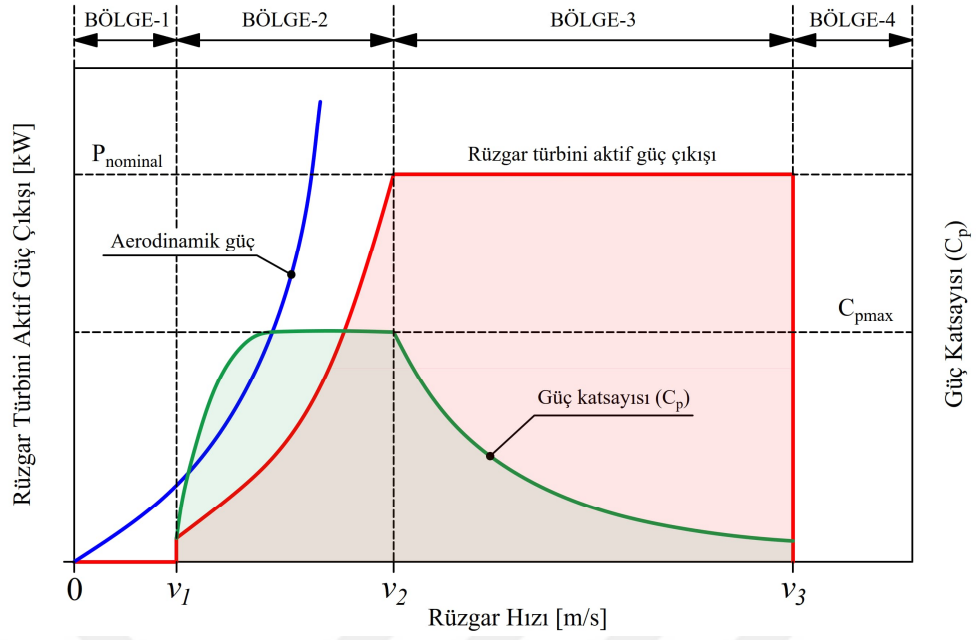
Burada, ω_{wtr} rüzgâr türbin kanadının açısal hızı (rad/sn), R ise kanat uzunluğudur (m). Kanat uç hız oranına bağlı tipik C_p eğrisi Şekil 4.2'de verilmiştir.



Şekil 4.2 : Kanat uç hız oranının (λ) fonksiyonu olarak tipik güç katsayısı (C_p) eğrisi.

Genellikle türbin üreticileri tarafından belirtilen C_p güç katsayısı, yalnızca rüzgârın rotora aktardığı güç oranını değil, aynı zamanda tüm enerji dönüşümleri ve türbinin iç ihtiyaç tüketimlerini de kapsayan genel türbin verimliliğini ifade etmektedir [74].

Modern rüzgâr türbinleri, mevcut rüzgâr enerjisinden maksimum düzeyde güç elde edecek şekilde tasarlanmaktadır. Bu türbinlerde güç kontrol modları, genellikle rüzgâr hızına göre sınıflandırılan ve Şekil 4.3'te gösterilen dört farklı çalışma bölgesi ile açıklanmaktadır.

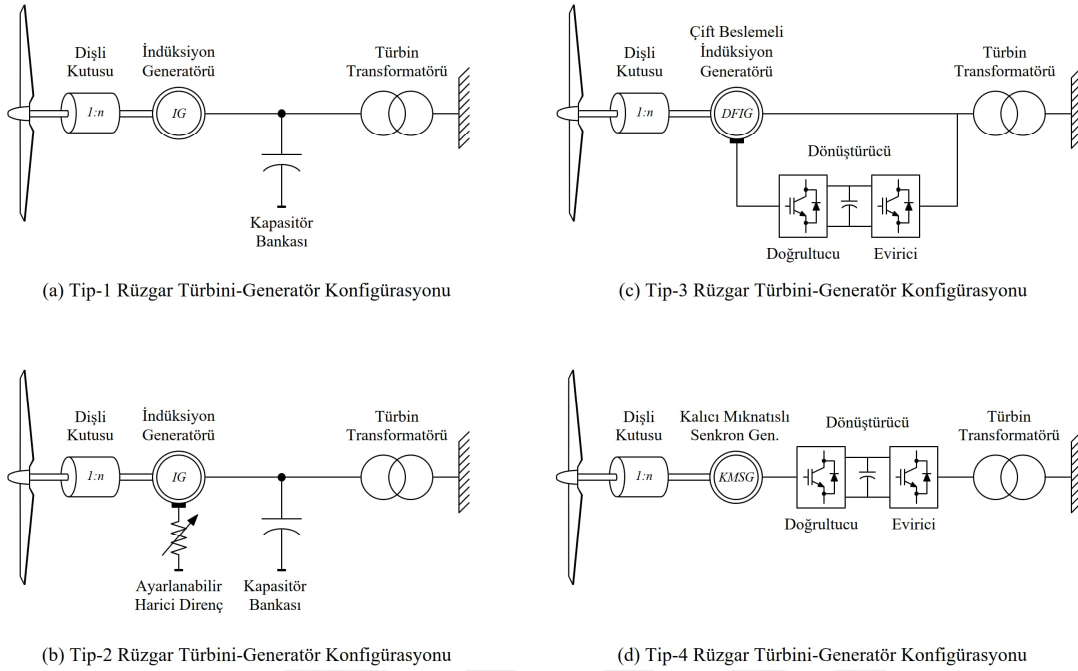


Şekil 4.3 : Rüzgâr türbininin rüzgâr hızına bağlı tipik çalışma bölgeleri.

- Bölge-1: Rüzgâr türbinlerinin 3-5 m/s gibi düşük hızlarda verimli çalışmadığı için devre dışı bırakıldığı bir bölgedir.
- Bölge-2: v_1 ile v_2 hız aralığındaki güç optimizasyon bölgesidir. Rüzgâr türbini değişken rüzgâr hızlarında maksimum güç takibi yaparak, rüzgârdan elde edilebilecek gücü optimize eder.
- Bölge-3: Denklem 4.1'den görülebileceği üzere, rüzgâr gücü, rüzgâr hızının küpü ile orantılı olarak artış göstermektedir. Rüzgâr hızının nominal hız değerinin üzerine çıktığı durumlarda, türbin generatörünün ve dönüştürücüsünün nominal kapasitesinin aşılmaması amacıyla üretilen güç nominal değerle sınırlandırılmaktadır. Bu sınırlandırma işlemi, modern türbinlerde genellikle kanat açısı kontrolü yöntemiyle gerçekleştirilmektedir. Bu yöntem ile türbin kanatlarının açısını kontrol ederek türbinin dönme hızını ve generatör gücünü belirli bir değerde sabit tutulması amaçlanır.
- Bölge-4: Rüzgâr hızı, v_3 hızının üzerine çıktığında, aşırı yüksek rüzgâr hızı türbine zarar verebileceğinden, türbin otomatik olarak devre dışı bırakılmaktadır.

Elektrik Güç Sistemi (EGS) açısından incelendiğinde, rüzgâr türbinleri, IEC (International Electrotechnical Commission) [75] ve NERC (North American Electric Reliability Corporation) [76] terminolojilerine göre dört farklı tipte (Tip-1'den Tip-

4'e kadar) sınıflandırılabilir. Bu dört rüzgâr türbini tipine ait konfigürasyonlar Şekil 4.4'te gösterilmektedir.



Şekil 4.4 : Rüzgâr türbini-şebeke bağlantı konfigürasyonları.

Tip-1 rüzgâr türbini, sincap kafes rotorlu bir asenkron generatör (SCIG) kullanır ve dişli mekanizması ile transformatör aracılığıyla doğrudan şebekeye bağlanır. Sabit hızlı rüzgâr türbinlerinde, rüzgâr hızındaki dalgalanmalar mekanik ve elektriksel güç dalgalanmalarına neden olmakta, bu durum ise zayıf şebekelerde gerilim dalgalanmalarına neden olabilmektedir [77]. Sabit hızda çalışma özelliği, değişken rüzgâr hızları altında güç optimizasyonunu mümkün kılmamaktadır. SCIG generatörleri, endüksiyon motorlarına benzer şekilde şebekeden reaktif güç çeker; bu nedenle, genellikle ilave kondansatör bankaları tesis edilmesi gerekir. Tip-1 rüzgâr türbini, en basit türbin modelidir.

Tip-2 rüzgâr türbini, Tip-1 türbiniyle önemli benzerlikler gösterir. Ancak, Tip-2 türbininde rotor direnci dışarıdan ayarlanabilir. Bu özellik, rotor kaymasının (slip) kontrol edilmesini sağlayarak, türbinin Tip-1 türbinine kıyasla daha geniş bir hız aralığında çalışmasına (senkron hızın $\pm \%10$ 'u kadar [78]) imkân tanır. Rotor hızının ayarlanabilir olması, tahrik sistemindeki tork dalgalanmalarını ve çıkış gücü salınımlarını azaltır [77]. Ancak, harici olarak kontrol edilen rotor dirençleri, türbinin genel verimliliğini düşürmektedir.

Tip-3 rüzgâr türbini, çift beslemeli asenkron generatör (DFIG) ve konvertör kullanılan bir türdür. Konvertör gücü generatör gücünün %30-40'ı mertebelerinde olduğu için kısmi güç konvertörlü DFIG olarak anılır. Stator sargısı doğrudan şebekeye bağlıyken, rotor sargıları bilezikler vasıtasıyla konvertör üzerinden şebekeye bağlıdır. Güç elektroniği tabanlı konvertör, rotor hızının tipik olarak $\pm\%30$ aralığında kontrol edilebilmesine olanak sağlar. Böylece, aerodinamik verimliliği artırırken, enerji üretimini optimize edilebilmektedir [77]. Ayrıca, bu türbinler şebekeye reaktif güç desteği sağlayarak şebeke kararlılığına katkıda bulunabilir.

Tip-4 rüzgâr türbini, tam ölçekli güç konvertörlü bir rüzgâr türbini türüdür. Bu türbinlerde generatör olarak genellikle senkron generatör (kalıcı mıknatıslı veya harici uyarımlı) ya da asenkron generatör tercih edilmektedir. Türbinin ürettiği elektriksel gücün tamamı, güç elektroniği konvertörü aracılığıyla şebekeye aktarılır. Frekans konvertörü, generatörün şebekeye ilettiği aktif ve reaktif gücün bağımsız olarak, geniş bir aralıkta kontrol edilmesini sağlar. Tam ölçekli konvertör, türbin ve generatörün elektromekanik dinamiklerini şebekeden izole ederek; şebeke ile daha esnek bir bağlantı imkânı sağlar.

4.2 Rüzgâr Türbini Modeli

Şebeke yönetmelikleri, rüzgâr türbinleri için belirlenen dinamik tepki gereksinimlerinde oldukça katı kurallara sahiptir. Örneğin, Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nin Ek-18'ine göre [61], rüzgâr türbinlerinin iletim şebekesi bağlantı noktasındaki gerilimin ani birim basamak değişimlerinde, 200 milisaniye içinde reaktif güç çıkışını artırarak Q_{max} değerine 1 saniye içerisinde ulaşması gerekmektedir. Veya arıza giderildikten sonra, aktif güç üretimi, arıza sırasında oluşan artık gerilim ve arıza süresine bağlı olarak, saniyede en az nominal değerinin %5'i veya %20'si oranında artırılabilir olmalıdır. Türbin üreticileri, bu ve buna benzer aktif ve reaktif güç tepkisi gereksinimlerini yerine getirebilmek için türbinlerini tasarlamakta ve kontrol stratejilerini buna göre geliştirmektedir. Bu nedenle, simülasyon çalışmaları için kullanılan modeller oldukça detaylıdır ve model içerisindeki çoğu parametre, veri koruma önlemleri nedeniyle son kullanıcının erişimine kapalıdır.

Detaylı üretici modelleri, doğru verilere ve modellere ulaşımın zorluğu, bu verilerin yönetimi açısından EGS modellemesinde kullanılması elverişli değildir. Bununla birlikte simülasyon modellemesi için gereken gayret ve hesaplama yükünün artması

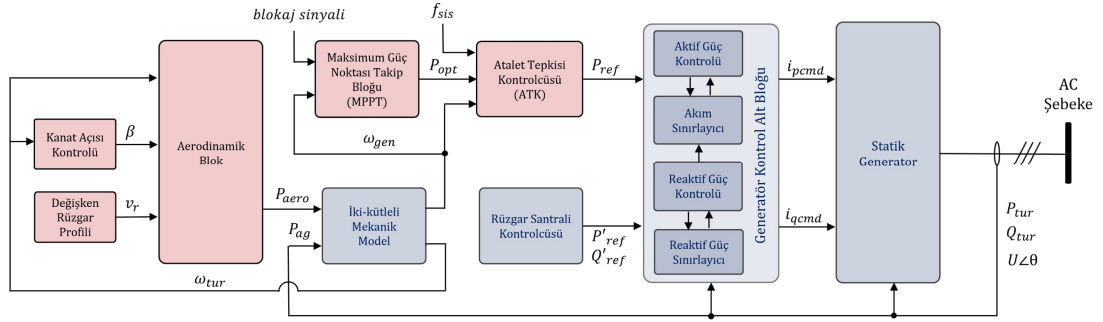
nedeniyle genellikle tercih edilmemektedir. Artan Yenilenebilir Enerji Kaynağı (YEK) entegrasyonlarıyla birlikte, bu kaynakların olası etkilerinin incelenmesine yönelik araştırmaların artması, kalıp modellere duyulan ihtiyacı da artırmıştır [79]. Bu bağlamda IEC ve WECC (Western Electricity Coordinating Council) gibi uluslararası kuruluşlar, Şekil 4.4'te gösterilen rüzgâr türbin tipleri için modüler kalıp (generic) modeller önermektedir. Kalıp model, model parametrelerinin değiştirilmesiyle farklı rüzgâr türbinlerini veya rüzgâr enerji santrallerini (RES) simüle etmek için uyarlanabilen benzetim modelini ifade etmektedir [75].

WECC ve IEC kalıp modelleri, rüzgâr hızlarının ve buna bağlı olarak aerodinamik torkun simülasyon süresi boyunca sabit olduğunu varsaymaktadır. Rüzgâr türbini tarafından üretilen aktif gücün başlangıç koşulu, kullanıcı tarafından tanımlanan aktif güç değeridir. Önerilen bu modeller, kısa vadeli güç sistemi kararlılık çalışmaları için tasarlanmıştır [75] ve atalet tepkisi kontrolü fonksiyonuna sahip değildir [80].

YEK entegrasyonlarının giderek artmasıyla birlikte azalan sistem ataletine karşı bir önlem olarak, YEK'lerin atalet tepkisi fonksiyonu aracılığıyla EGS kararlılığına katkı sağlaması gerekeceği öngörülmektedir. Örneğin, Kanada Quebec İletim Sistemi için artan rüzgâr penetrasyonuna bağlı olarak azalan atalet etkisini dengelemek ve sistemin dinamik performansını korumak amacıyla, RES'lerden atalet desteği sağlanmasına yönelik çalışmalar gerçekleştirilmiştir [81]. 2015 yılında yaşanan 1700 MW'lık üretim kaybı sırasında, bu RES'lerden sağlanan atalet desteğinin sistem frekans tepkisi üzerinde kayda değer katkılar sunduğu görülmüştür [82].

Bu bağlamda, çalışma kapsamında IEC Tip-4 rüzgâr türbininin EGS Primer Frekans Kontrolüne (PFK) destek olabilmesi amacıyla Atalet Tepki Kontrolü (ATK) bloğu geliştirilmiş ve bu blok IEC Tip-4 modeline entegre edilmiştir. Türbinin atalet tepkisi sırasındaki aerodinamik etkileşimlerin etkileşimlerin incelenebilmesi için, ek olarak aerodinamik blok, kanat eğim açısı kontrolcüsü, kullanıcı tanımlı rüzgâr profili ve maksimum güç noktası takip edici (Maximum Power Point Tracking-MPPT) blokları tasarlanmış ve aynı türbin modeline dahil edilmiştir. Entegre edilen ek kontrol blokları, farklı rüzgâr hızlarındaki atalet tepkisi ve kanat açısı kontrolü fonksiyonları ile kısıtlı işletme (PFK rezervi) gibi operasyonel senaryoların da incelenmesine olanak tanımaktadır.

Ek alt kontrol blokları, PowerFactory/DIGSILENT yazılım ortamında DSL (Dynamic Simulation Language) kullanılarak tasarlanmış ve aynı yazılımın kütüphanesinde bulunan Tip-4 rüzgâr türbini modeline entegre edilmiştir. Çalışma kapsamında geliştirilen alt kontrol blokları Şekil 4.5'te kırmızı kutucuklar ile gösterilmiştir. Mavi ile renklendirilen bloklar ise orijinal IEC Tip-4B kontrol alt modellerinin sadeleştirilmiş temsilleridir.



Şekil 4.5 : Rüzgâr türbini dinamik modeline ait kontrol blokları.

Geliştirilen rüzgâr türbini modeli için eklenen alt bloklar ve diğer fonksiyonlar aşağıda verilmiştir. Kontrol blokları ve kontrol fonksiyonlarına ait detaylar çalışmanın devamında alt başlıklar halinde sunulmuştur.

- Kullanıcı tanımlı rüzgâr profili bloğu,
- Aerodinamik blok,
- Maksimum güç noktası takip bloğu (MPPT),
- Kanat açısı kontrolcüsü ve kanat açısı kontrolü ile güç sınırlama fonksiyonu,
- Atalet tepki kontrol (ATK) bloğu,

4.2.1 Aerodinamik blok

Aerodinamik bloğun giriş sinyalleri; rüzgâr hızı (v_r), kanat açısı (β) ve türbin açısal hızı (ω_{turb})'dır. Kanat uç hız oranı (λ), rüzgâr hızı ve türbin açısal hızına bağlı olarak hesaplanır. Önceden tanımlanan C_p fonksiyonu, λ ve β değişkenlerine göre anlık güç katsayısını belirler. Son olarak, denklem 4.1'e göre anlık rüzgâr hızından elde edilebilecek aerodinamik güç (P_{aero}) hesaplanır.

Rüzgâr türbinlerinin güç eğrileri veya C_p güç katsayısı verileri, genellikle tescilli olup yalnızca üreticileri tarafından sağlanan, türbin tipine özgü ticari bilgi niteliğindedir

[83]. Bu nedenle, modellenen rüzgâr türbini için [83]'te verilen ve denklem 4.3 ile denklem 4.4'te ifade edilen parametrik C_p güç katsayısı modeli kullanılmıştır.

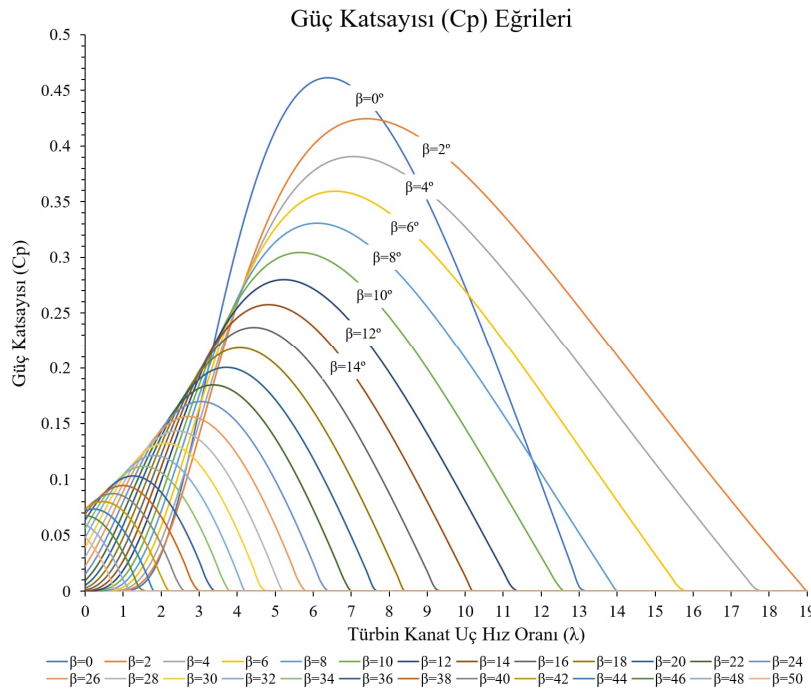
$$C_p(\lambda, \beta) = c_1(c_2\lambda_i^{-1} - c_3\beta - c_4\lambda_i\beta - c_5\beta^x - c_6)e^{-c_7/\lambda_i} + c_8 \quad (4.3)$$

$$\lambda_i^{-1} = (\lambda + c_9\beta)^{-1} - c_{10}(\beta^3 + 1)^{-1} \quad (4.4)$$

Parametrik C_p fonksiyonuna ait katsayılar Çizelge 4.1'de verilmiştir. Farklı kanat açıları β için elde edilen güç katsayısı eğrileri ise Şekil 4.6'da gösterilmiştir.

Çizelge 4.1 : Parametrik C_p fonksiyon modeli için kullanılan katsayılar [83].

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9	c_{10}	x
0,22	120	0,4	0	0	5	12,5	0	0,08	0,035	0



Şekil 4.6 : Denklem 4.3 ile verilen C_p fonksiyonuna göre, farklı kanat açıları (β) ve kanat uç hız oranları (λ) için elde edilen güç katsayısı eğrileri.

Şekil 4.6'da gösterilen eğrilerin tamamı, modellenen aerodinamik blok içerisinde, kanat uç hızı oranı (λ) 0'dan 20'ye ve kanat açısı (β) 0'dan 50 dereceye kadar olacak şekilde, 102x27 tarama tablosu (look-up) olarak tanımlanmıştır. DİGSILENT, tanımlanan tablodaki ara değerleri için doğrusal yaklaşım yöntemi kullanılarak türetmektedir.

4.2.2 İki kütleli mekanik model

IEC Tip-4 rüzgâr türbininin mekanik modeli, türbin ve generatör rotorundan oluşan iki döner kütlelerin birbirine bağlı olduğu ortak bir şaft olarak temsil edilmektedir. İki kütleli mekanik modele ait durum denklemleri 4.5, 4.6 ve denklem 4.7’de verilmiştir.

$$2H_{tur} \frac{d\omega_{tur}}{dt} = T_{tur} - T_{sh} = T_{tur} - (k_{sh}\delta + c_{sh}\Delta\omega) \quad (4.5)$$

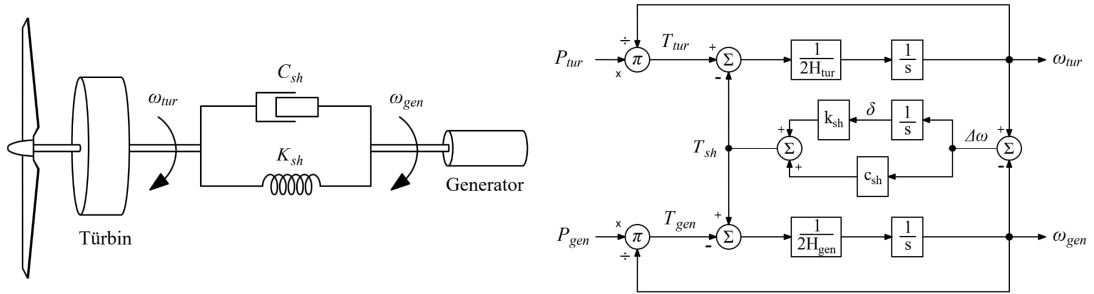
$$2H_{gen} \frac{d\omega_{gen}}{dt} = T_{sh} - T_{gen} = (k_{sh}\delta + c_{sh}\Delta\omega) - T_{gen} \quad (4.6)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega_{tur} - \omega_{gen} \quad (4.7)$$

T_{tur}, T_{gen}, T_{sh} sırasıyla türbin, generatör ve shaft torkunu (pu) H_{tur} ve H_{gen} türbin ve generatör atalet sabitini (s), ω_{tur} ve ω_{gen} açısal hızlarını (pu) temsil etmektedir. k_{sh} shaft'nın sertlik katsayısı, c_{sh} ise shaft'nın sönümleme sabitinin p.u değeridir. Türbin ortak shaftına uygulanan net tork denklem 4.8'deki gibi yazılabilir.

$$T_{sh} = c_{sh}(\omega_{tur} - \omega_{gen}) + k_{sh} \delta \quad (4.8)$$

Mekanik modele ait blok diyagram ise Şekil 4.7’de verilmiştir.



Şekil 4.7 : İki kütleli mekanik model temsili ve blok diyagramı.

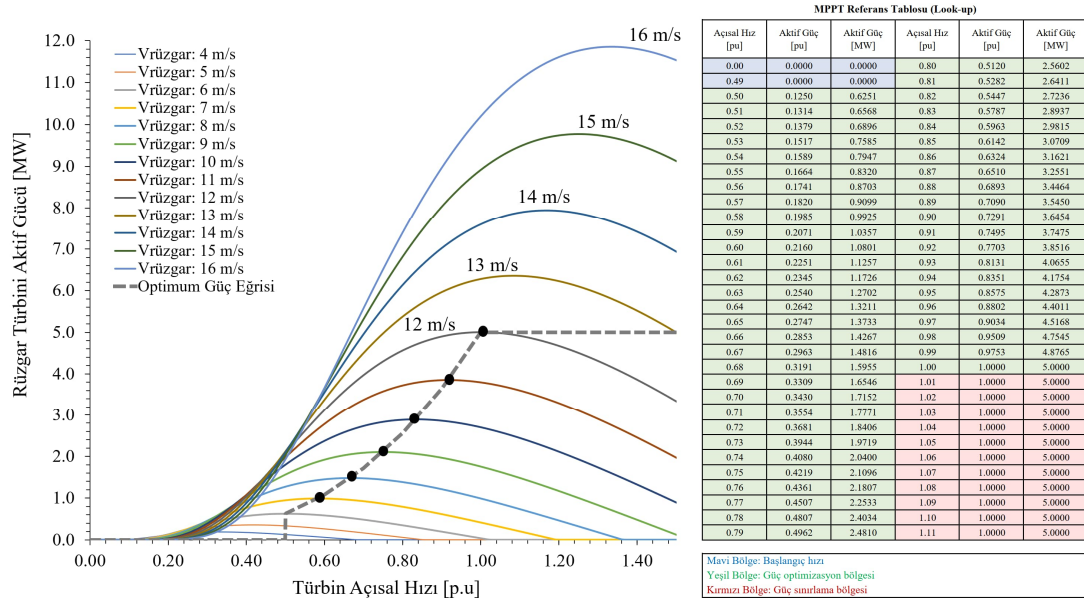
Kararlı durumda türbin hızı ve generatör rotor hızı birbirine eşittir ve türbin şaft torku denge noktasındadır. İki kütleli mekanik model, mekanik sistemde ani bir tork dengesizliği meydana geldiğinde şaft salınımlarını simüle etmek amacıyla kullanılmaktadır. Bir sonraki bölümde detaylı olarak açıklanacağı üzere, atalet desteği sırasında generatörün açısal hızı azalırken, rüzgâr hızının sabit olduğu varsayımı ile türbin mekanik torku değişmeden sabit kalır. Bu durum, türbinin ortak şaftına uygulanan torkun tepki süresince artacağı anlamına gelir. Türbin şaft torku, atalet

tepkisi sırasında elektromekanik davranışları ve türbinin fiziksel kısıtlarını anlamak için önemlidir.

4.2.3 Maksimum güç noktası takibi (MPPT)

MPPT, rüzgâr türbinlerinde değişken rüzgâr hızlarında maksimum güç üretimini sağlamak amacıyla kullanılan bir kontrol yöntemidir. Bu yöntem ile MPPT kontrolcüsü, türbinin değişken rüzgâr hızı ve rotor hızı koşullarında optimum çalışma noktasını belirleyerek, mevcut rüzgâr enerjisinden elde edilebilecek maksimum gücü referans değer olarak türbin konvertörüne aktarmaktadır. Bu optimum güç referans değerleri, Şekil 4.6’da verilen $\lambda-C_p$ eğrileri kullanılarak farklı rüzgâr hızları için hesaplanabilmektedir.

4 m/s ile 16 m/s aralığındaki rüzgâr hızları için türbin açısal dönme hızına göre elde edilebilecek güç eğrileri denklem 4.1’e göre hesaplanarak Şekil 4.8’de gösterilmiştir. Bu güç eğrilerinin maksimum değerlerinin birleştirilmesiyle açık gri ile gösterilen optimum güç eğrisi eğri elde edilmiştir. Bu eğri, türbinin o andaki rüzgâr hızına ve açısal dönme hızına göre dönüştürücünün üretmesi gereken optimum elektriksel gücü temsil etmektedir. Türbin, kanat açısı kontrolcüsü aracılığıyla maksimum güç çıkışını nominalden yüksek rüzgâr hızları için 1,00 pu ile sınırlandırmaktadır.



Şekil 4.8 : MPPT Optimum referans güç eğrisi ve referans güç tablosu.

Elde edilen optimum güç eğrisi, MPPT bloğu içerisinde, ara değerlerini lineer yaklaşım yöntemi ile hesaplayan tarama tablosu (MPPT tarama tablosu) olarak

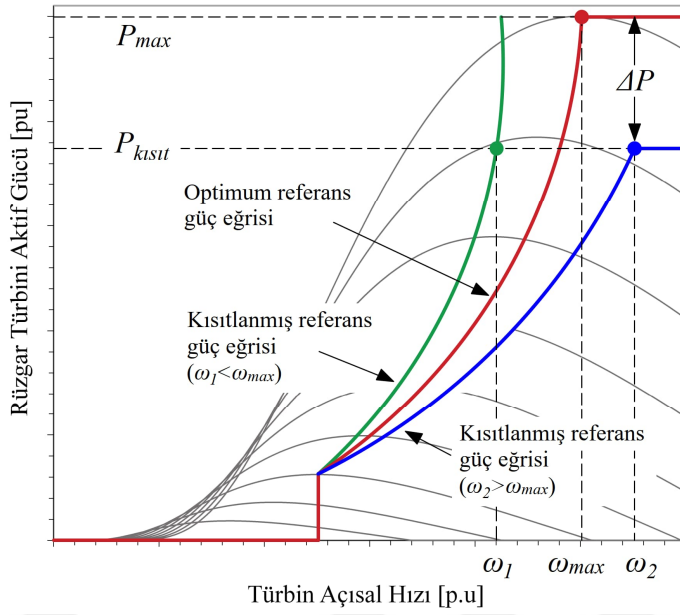
tanımlanmıştır. Modellenen türbinin nominal gücü 5,00 MW, nominal rüzgâr hızı ise 12 m/s’dir. Türbin 4 m/s ve üzerindeki rüzgâr hızlarında güç üretmektedir. 4-12 m/s aralığı türbinin güç optimizasyon bölgesini, 12 m/s ve üzerindeki rüzgâr hızları ise güç sınırlama bölgesini oluşturmaktadır.

Başlangıç durumunda sabit bir rüzgâr hızı girilecek ya da bir rüzgâr profili tanımlanacaksa, rüzgâr türbininin başlangıç hızı p.u. cinsinden kullanıcı tarafından atanmaktadır. Alternatif olarak, türbinin başlangıç koşulundaki aktif güç değeri kullanıcı tarafından tanımlanacaksa, model bu referans güce ve dönme hızına karşılık gelen rüzgâr hızını otomatik olarak hesaplayabilmektedir. Modelin başlatma (initialization) değerleri Çizelge 4.12’de sunulmuştur.

Çizelge 4.2 : Model başlatma (initialization) tablosu.

Aktif Güç [MW]	Açısal Hız [pu]	Rüzgâr Hızı [m/s]	Aktif Güç [MW]	Açısal Hız [pu]	Rüzgâr Hızı [m/s]
1,00	0,5817	7,0180	3,50	0,8854	10,6500
1,50	0,6716	8,0330	4,00	0,9269	11,1400
2,00	0,7341	8,8410	4,50	0,9685	11,5900
2,50	0,7924	9,5240	5,00	1,0000	12,0000
3,00	0,8421	10,1200	-	-	-

MPPT güç eğrisinin optimum referans güç eğrisinden saptırılmasıyla, rüzgâr türbinleri PFK rezervi sağlayabilmektedir [84,85]. Bu teknik “MPPT yük azaltma” olarak adlandırılır. Değişken hızlı rüzgâr türbinleri için, aktif güç rezervi, türbin çalışma noktasının MPPT eğrisinin soluna (daha düşük hız) veya sağına (daha yüksek hız) kaydırılmasıyla gerçekleştirilebilir [85] (Bkz. Şekil 4.9). Bu sayede, olası bir düşük frekans durumunda türbin, saptırılmış güç noktasını optimum güç noktasına kaydırarak rezervde tuttuğu gücü sisteme enjekte edebilir. Bu işletme modeli, normal çalışma durumunda üretim profilini optimum noktasından kaydıracağı için rüzgâr türbinlerinin verimini azaltmaktadır.

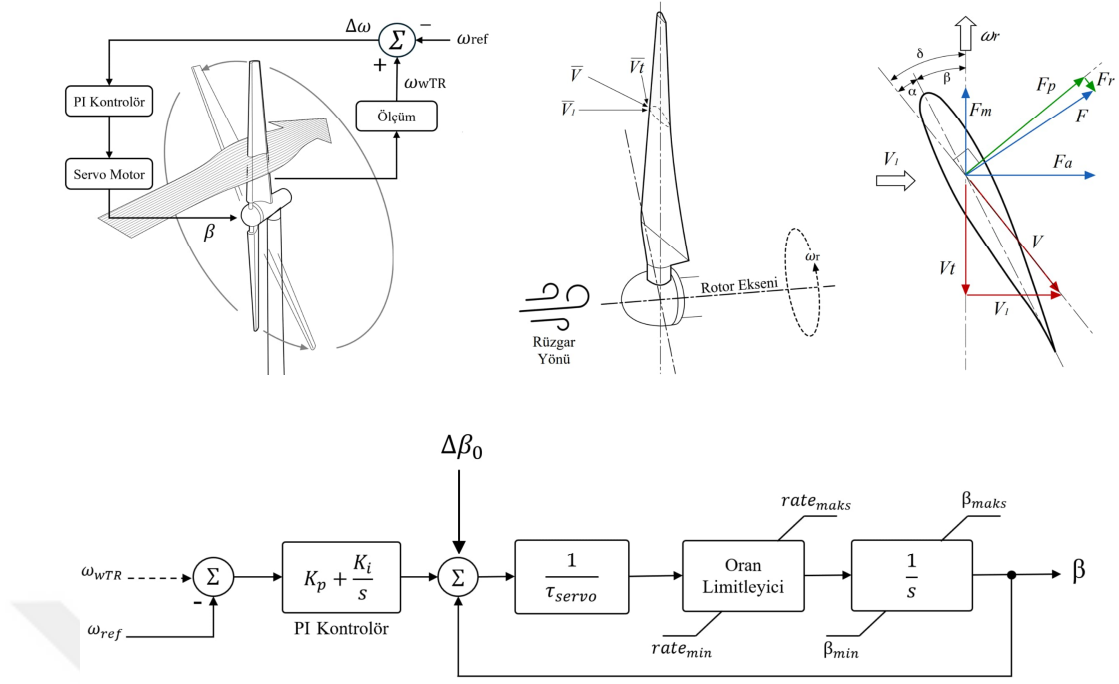


Şekil 4.9 : Kısıtlı güç üretimi için optimumdan saptırılmış referans güç eğrileri.

4.2.4 Kanat açi kontrolcüsü

Rüzgâr türbini kanatları, rüzgâr enerjisinden maksimum güç elde edilmesini sağlamak amacıyla tasarlanmaktadır. Nominal rüzgâr hızının altındaki rüzgâr hızları için kanat eğim açısının optimum değeri genellikle 0° 'dir. Rüzgâr hızı nominal değerin üzerine çıktığında, türbinin de nominal hızın üzerine çıkma eğilimi gösterir. Türbinin elektriksel ve mekaniksel tasarım sınırlarının (aşırı yüklenme, şaft torku vb.) aşılmaması için rüzgâr hızının nominalinin üzerindeki değerleri için güç, türbin ve generatörün nominal değerinde sınırlandırılmalıdır. Bu sınırlama, türbin kanat açısının optimum açısından saptırılması ile sağlanır. Kanat açısı değiştirildiğinde, kanadın etrafındaki hava akışı da değişir. Bu durum, kanadın ürettiği kaldırma (lift) ve sürüklenme (drag) kuvvetlerinde değişimlere yol açar.

IEC Tip-4 rüzgâr türbini modelinde kanat açısı kontrol bloğu bulunmamaktadır. Bu durum, değişken rüzgâr hızlarına uyum sağlayarak PFK desteği sağlama ya da operatör tarafından gönderilen referans güç sinyaline göre kanat açısı kontrolü ile güç sınırlaması (curtailment) yapabilme yeteneğini de kısıtlamaktadır. Çalışma kapsamında modellenen kanat açısı kontrolcüsüne ait blok diyagram Şekil 4.10'da gösterilmiştir.



Şekil 4.10 : Kanat açısı kontrol elemanları ile kanatlara etki eden kuvvetler ([74]'ten uyarlanmıştır) ve kontrolcü blok diyagramı.

Kanat açısı kontrolcüsü, referans hız sınır değeri (geliştirilen model için 1,0 pu) ile mevcut türbin hızı arasındaki farkı hesaplayarak bir hata sinyali ($\Delta\omega$) üretir ve bu sinyali PI kontrolcüye iletir. PI Kontrolcü, hata sinyaline göre yeni bir referans kanat açısı (β) oluşturur. Kanat eğim açısındaki değişim hızı oranı ile açı değeri, önceden belirlenen alt ve üst sınır değerleriyle ($rate_{max,min}$, $\beta_{max,min}$) sınırlandırılmıştır. $\Delta\beta_0$ sinyali ile nominalinin altındaki rüzgâr hızları için sürekli durumda $\Delta\beta_0$ 'a karşılık gelen aktif güç sınırlaması yapabilmektedir.

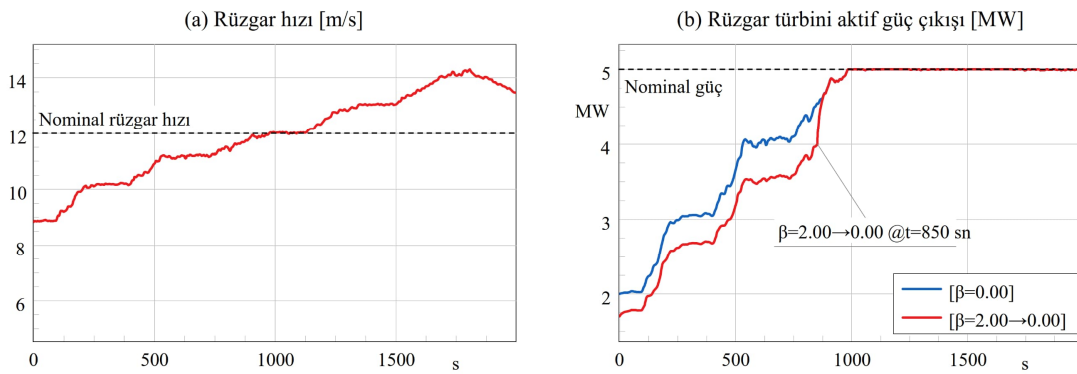
Çoğu şebeke yönetmeliği, iletim sistemi operatörünün talebi üzerine, işletme sırasında aktif gücün belirli bir referans değerinde sınırlandırılmasını gerektirmektedir. Bu güç sınırlaması, operatör tarafından gönderilen bir referans güç için yapılabileceği gibi, şebeke frekansındaki artışlara bağlı olarak otomatik olarak da gerçekleşebilir. Yüksek frekans durumları için rüzgâr türbinlerini devre dışı bırakarak veya kanat açısını kontrol ederek rüzgârdan elde edilen gücü sınırlayarak yapılır. Örneğin, Türkiye Elektrik Şebeke Yönetmeliği'ne [61] göre, frekansın 50,3 Hz ile 51,5 Hz arasındaki artışlarında RES, aktif gücünü %4 droop oranı ile azaltmalı; 51,5 Hz'de ise tamamen devre dışı kalmalıdır.

Rüzgâr türbinlerinin kanat açısı kontrolü ile PFK'ye katkı sağlaması mümkündür. Bu yöntemin temel prensibi, nominal rüzgâr hızlarının altında, kanat açısının optimum

referans değerinden saptırılarak güç sınırlamasının uygulanmasına dayanmaktadır. Bu şekilde, belirli bir güç rezervi sağlanmış olur.

Geliştirilen modelin güç sınırlama modunda, güç katsayısı C_p , Denklem 4.3'te verilen kanat açısı (β) referansına göre, güç rezervine karşılık gelen $\Delta\beta_0$ kadar saptırılmaktadır. Bu fonksiyon, rüzgâr türbini modelinin sonsuz baraya bağlandığı bir test sistemi üzerinden açıklanmıştır.

Şekil 4.11(a)'da tanımlanan rüzgâr profili için, β açısının 0° olduğu ve optimum noktadan saptırılarak %12-15 oranında güç rezervi bırakıldığı senaryolar için rüzgâr türbininin zamana bağlı aktif güç değişimi, Şekil 4.11(b)'de sunulmuştur.



Şekil 4.11 : (a) Referans rüzgâr profili için (b) kanat açısı kontrolü ile primer frekans kontrolüne katkı sunabilen bir rüzgâr türbinin aktif güç çıkışı.

$t=850$ sn anında rezerv bırakma sinyalinin gelmesiyle kanat açısı, servo zaman sabitine göre yaklaşık 3 saniye içerisinde 2 dereceden tekrar optimum değerine (0° 'ye) ulaşmıştır. Türbin rotorunun hızı ise, yaklaşık 20 saniye içerisinde 0,93 pu'dan ilgili rüzgâr hızına karşılık gelen optimum rotor hızı 0,97 pu'ya, yükselmiştir. Rotor hızındaki bu değişime göre de MPPT, $t=850$ sn'deki aktif güç sinyalini 4,0 MW'tan 20 saniye içerisinde 4,6 MW'a yükseltmiştir. %15'lik bir güç rezervi yaklaşık 20 saniye içerisinde devreye alınabilmektedir. Kanat açısındaki değişim süresi, β 'nın başlangıç ve bitiş durumundaki değerlerine bağlı olduğu için, daha büyük güç rezervleri için bu süre uzayabilmektedir.

RES'ler, ticari kaygılar doğrultusunda maksimum verim elde etmek amacıyla tasarlanmakta ve işletilmektedir. Kanat açısının saptırılmasıyla rezerv sağlanması, santral verimliliğini düşürecektir. Ayrıca, kanat açısı kontrolü yalnızca mevcut rüzgâr enerjisinin belirli bir oranını rezerv olarak bırakabilmektedir. Değişken rüzgâr profilleri nedeniyle rezerv miktarı da dalgalanma göstereceğinden, sabit bir rezerv

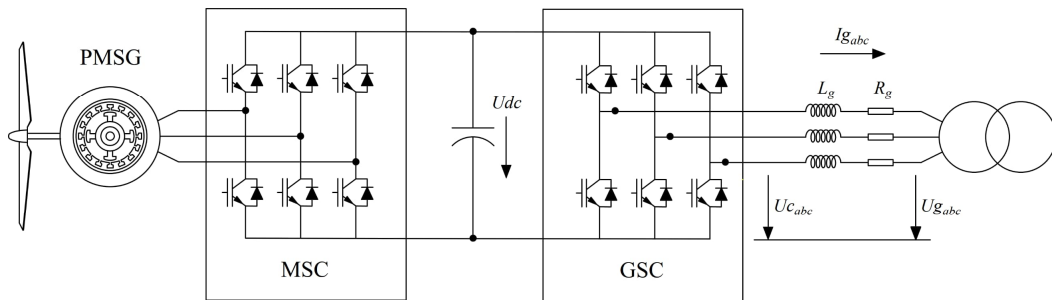
garantisi sağlamak mümkün değildir. Ancak, konvansiyonel üretim kaynaklarının oranının giderek azalması, EGS'deki PFK rezerv kaynağını sayısını sınırlayacağından, hâlâ bir alternatif olarak değerlendirilebilir. Örneğin; İrlanda Cumhuriyeti iletim sistemi operatörü EirGrid, halihazırda rüzgâr türbinleri ile kanat açısı kontrolü ile PFK sağlanmasını içeren işletme şeması şart koşturmaktadır [86].

4.2.5 Tam ölçekli dönüştürücü ile aktif ve reaktif güç kontrolü

Tip-4 rüzgâr türbini için aktif ve reaktif güç kontrolü, generatör ve şebeke tarafındaki dönüştürücülerin kontrol mekanizmalarıyla sağlanmaktadır.

IEC, Tip-4 rüzgâr türbini generatör modeli için nispeten basit bir akım kaynağı modeli (statik generatör), aktif ve reaktif gücü kontrolü için ise P-Q kontrol blokları önermektedir. Bu bloklar ile kontrol, konvertör sistemlerinde aktif güç, reaktif güç ve torkun, akım ve gerilimin d-q eksenindeki bileşenleri ile bağımsız olarak kontrol edilebilmesine dayanmaktadır. Akım ve gerilim sinyallerinin sinüsoidal yerine sabit DC referans sinyalleri olarak kullanılması, genellikle PI veya PID kontrolcüler gibi görece basit yapıya sahip kontrolcüler ile kontrol edilebilmesini sağlamaktadır. Bu bağlamda öncelikle aktif ve reaktif güç bileşenlerinin nasıl bağımsız olarak kontrol edilebildiği ele alınmıştır.

Doğrultucunun kontrol sistemi modeli, bağlı olduğu generatörün tipine bağlıdır [78]. Tip-4 rüzgâr türbinlerinde harici uyarımlı (SG) veya kalıcı mıknatıslı senkron generatör (PMSG) ya da asenkron generatör kullanılabilmektedir. PMSG gerilim ve akı bağı denklemleri, literatürde iyi bilinen SG denklemlerinden kolaylıkla türetilbildiği için konvertör kontrolü PMSG üzerinden açıklanmıştır. Tam ölçekli konvertörler ile şebekeye bağlı PMSG topolojisi, Şekil 4.12'de gösterilmiştir.



Şekil 4.12 : Kalıcı mıknatıs senkron generatör (PMSG), makine tarafı dönüştürücüsü (MSC) ve şebeke tarafı dönüştürücüsü (GSC) konfigürasyonu.

4.2.5.1 Kalıcı mıknatıslı senkron generatör matematiksel modeli

Kalıcı mıknatıslı yapıları nedeniyle PMSG'ler, uyarım sargısı bulundurmamaktadır. PMSG, rotorun açısal hızına bağlı olarak değişken stator frekansı sağlayan bir konvertör aracılığıyla şebekeye bağlandığı için, rotor ve stator manyetik alanları arasında damper sargısında gerilim indüklenmesine yol açabilecek bir fark oluşmaz [28]. Bu nedenle, PMSG'ler, harici uyarımlı senkron generatörler gibi damper sargısı bulundurmaz [87]. PMSG'yi SG'lerden ayıran bu iki temel yapısal fark, SG'ler için tanımlanan stator akısı ve gerilim denklemlerinin, PMSG için yeniden düzenlenmesini gerektirmektedir. SG uyarım ve damper sargılarına ait akı ve gerilim büyüklüklerinin silinmesiyle, PMSG statorunun d-q eksenindeki gerilim ve akı denklemleri [28] sırasıyla denklem 4.9, 4.10, 4.11 ve 4.12'de verilmiştir.

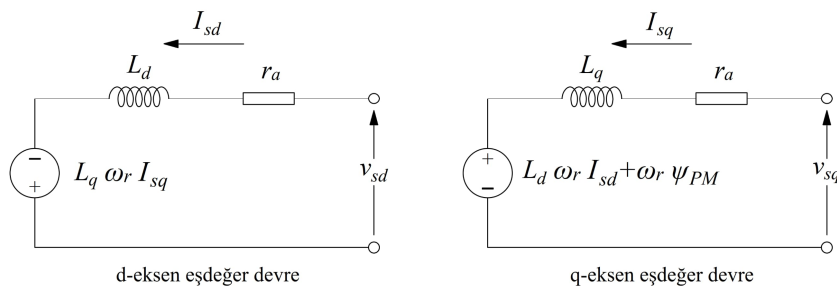
$$v_{sd} = \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_r \psi_{sq} + r_a \cdot i_{sd} \quad (4.9)$$

$$v_{sq} = \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_r \psi_{sd} + r_a \cdot i_{sq} \quad (4.10)$$

$$\psi_{sd} = L_d i_{sd} + \psi_{PM} \quad (4.11)$$

$$\psi_{sq} = L_q i_{sq} \quad (4.12)$$

Burada v_{sd} ve v_{sq} stator geriliminin d ve q eksen bileşenlerini, i_{sd} ve i_{sq} ise stator sargı akımının d ve q eksen bileşenlerini temsil etmektedir. ψ_{sd} ile ψ_{sq} , stator akı bağının d ve q eksen bileşenleri iken, ψ_{PM} kalıcı mıknatıs tarafından üretilen akı bağıdır. r_a armatür direnci, L_d , L_q stator endüktans bileşenleridir. ω_r , ise rotorun elektriksel açısal hızıdır. Denklem 4.11 ve 4.12'deki akı bileşenlerinin denklem 4.9 ve 4.10'da yerine konulmasıyla elde edilen PMSG'nin d-q eksenlerine ait eşdeğer devre diyagramı Şekil 4.13'te sunulmuştur.



Şekil 4.13 : Kalıcı mıknatıs senkron generatör (PMSG) için d ve q eksen eşdeğer devre diyagramları.

PMSG tarafından üretilen aktif ve reaktif güç sırasıyla denklem 4.13 ve 4.14'te; elektromanyetik tork eşitliği ise denklem 4.15'te verilmiştir [28].

$$P_s = \frac{3}{2}(v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq}) \quad (4.13)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(v_{sq}i_{sd} - v_{sd}i_{sq}) \quad (4.14)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{\omega_r}{\omega_m} [(L_d - L_q)i_{sd}i_{sq} + \psi_{PM}i_{sq}] \quad (4.15)$$

PMSG'nin rotorunun simetrik bir yapıya sahip olması, d ve q eksenlerinin aynı endüktif reaktansa sahip olduğunu varsaymayı mümkün kılmaktadır. Bu varsayım ile $L_d = L_q = L$ eşitliğinin denklem 4.15'e uygulanması, elektromanyetik torkun (T_e) yalnızca akımın q-eksenindeki bileşeni ile kontrol edilebileceğini göstermektedir.

Stator döner alan referansındaki abc faz değişkenlerinin, rotor döner alanındaki karşılıkları olan d-q eksen bileşenlerine dönüşümü, aktif ve reaktif gücün standart PI kontrolcülerini ile bağımsız olarak kontrol edilebilmesini mümkün kılmaktadır [88]. Tam ölçekli konvertörü oluşturan generatör tarafındaki konvertörü (Machine Side Converter – MSC) ve şebeke tarafındaki konvertörü (Grid Side Converter – GSC), rüzgâr türbininin aktif ve reaktif güç kontrolünü birbirinden ayıran iki bağımsız kontrol döngüsü içermektedir.

4.2.5.2 Generatör tarafındaki konvertörün (MSC) kontrolü

MSC'nin temel görevi, rüzgâr türbininin optimum gücü üretebilmesini sağlamak amacıyla tork kontrolünü sağlamaktır.

Eğer senkron referans çerçevesinin d-ekseni, stator gerilim vektörünün yönü olarak kabul edilirse, v_s stator geriliminin yalnızca d-ekseni bileşeni (v_{sd}) olacak ve q-ekseni bileşeni sıfır olacaktır ($v_{sq} = 0$). Bu referans eksen kabulü ile, denklem 4.13 ve 4.14'te verilen PMSG tarafından üretilen aktif ve reaktif güç eşitlikleri, Denklem 4.16'daki formu alır.

$$P_s = \frac{3}{2} v_{sd} i_{sd}, \quad Q_s = -\frac{3}{2} v_{sd} i_{sq} \quad (4.16)$$

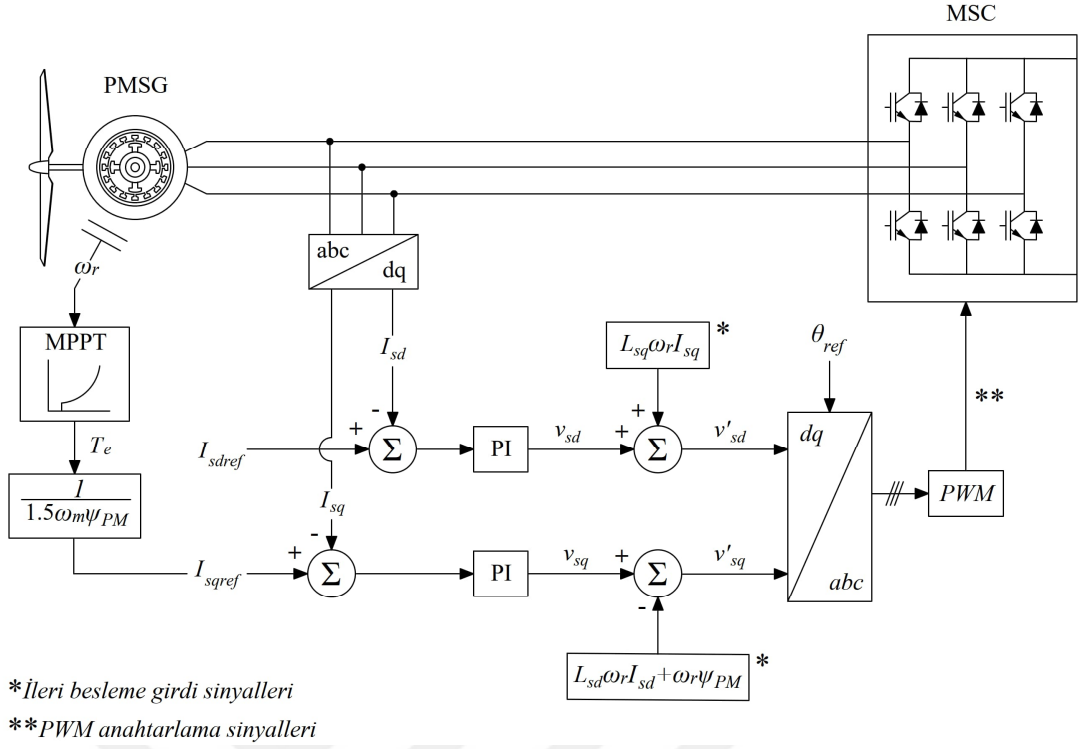
Denklem 4.16, stator gerilimi referans çerçevesinde, generatörün aktif gücü stator akımının d-bileşeni tarafından, generatörün reaktif gücünün ise stator akımının q-bileşeni tarafından belirlendiğini göstermektedir.

Denklem 4.16'dan görüleceği üzere, aktif ve reaktif güç bileşenleri tamamen ayrılmış durumda iken, denklem 4.9 ve denklem 4.10'da verilen gerilimin d-q bileşenleri birbiri ile ilişkilidir. Dinamik kontrol performansını iyileştirmek amacıyla [89], d ve q eksenlerindeki kontrolünü tamamen birbirinden bağımsız hale getirmek için akım kontrolcülerine, sırasıyla $\omega_r Li_{sq}$ ve $-\omega_r Li_{sd}$ ileri besleme girişleri eklenmektedir. Bu durumda denklem 4.9 ve denklem 4.10 ile verilen d ve q eksen gerilimleri, Denklem 4.17 ve denklem 4.18'de gösterildiği gibi olacaktır [78].

$$v'_{sd} = v_{sd} + \omega_r Li_{sq} = L \frac{di_{sd}}{dt} + r_a \cdot i_{sd} \quad (4.17)$$

$$v'_{sq} = v_{sq} - \omega_r Li_{sd} = L \frac{di_{sq}}{dt} + r_a \cdot i_{sq} + \omega_r \psi_{PM} \quad (4.18)$$

MSC için kontrol blok diyagramı Şekil 4.14'te verilmiştir. MSC tarafı gerilimlerinin d-q eksen bileşenleri v_{sd} ve v_{sq} , generatör akım bileşenleri i_{sd} ve i_{sq} 'nin kontrol edilmesi için kullanılmaktadır. Elektromanyetik tork ise denklem 4.15'e göre generatör akımının q eksen bileşeni i_{sq} ile kontrol edilmektedir. Akımın d-eksen bileşeni ise genellikle rezistif kayıpları azaltmak için sıfırlanmaktadır [88]. Bu nedenle i_{sdref} referansı 0 olacak şekilde ayarlanmaktadır. PI kontrolcülerini ile sentezlenen v'_{sd} ve v'_{sq} bileşenleri abc referans eksen dönüşümü sonrasında PWM (Pulse Width Modulation) bloğuna gönderilir. PWM, MSC'nin yarı iletken anahtarlama elemanları için tetikleme sinyalleri üretir.



Şekil 4.14 : MSC kontrol blok diyagramı.

4.2.5.3 Şebeke tarafındaki konvertör (GSC) kontrolü

GSC'nin temel görevi, Şekil 4.12'de gösterilen DC kapasitör gerilimini sabit tutmak ve GSC ile şebeke arasındaki reaktif güç akışını kontrol etmektir. Şekil 4.12'de verilen büyüklükler dikkate alınarak, şebeke tarafındaki üç fazlı gerilimin U_g^{abc} , enjekte edilen akım I_g^{abc} ve GSC tarafındaki gerilim cinsinden gösterimi denklem 4.19'da verilmiştir.

$$[U_g^{abc}] = R_g[I_g^{abc}] + L_g \frac{d}{dt}[I_g^{abc}] + [U_c^{abc}] \quad (4.19)$$

Üç fazlı gerilim eşitliklerinin d-q senkron döner eksenindeki gösterimi (sistem referans döner ekseninden (abc), dq eksenine dönüştürülmüştür) denklem 4.20 ve denklem 4.21'de verilmiştir [78].

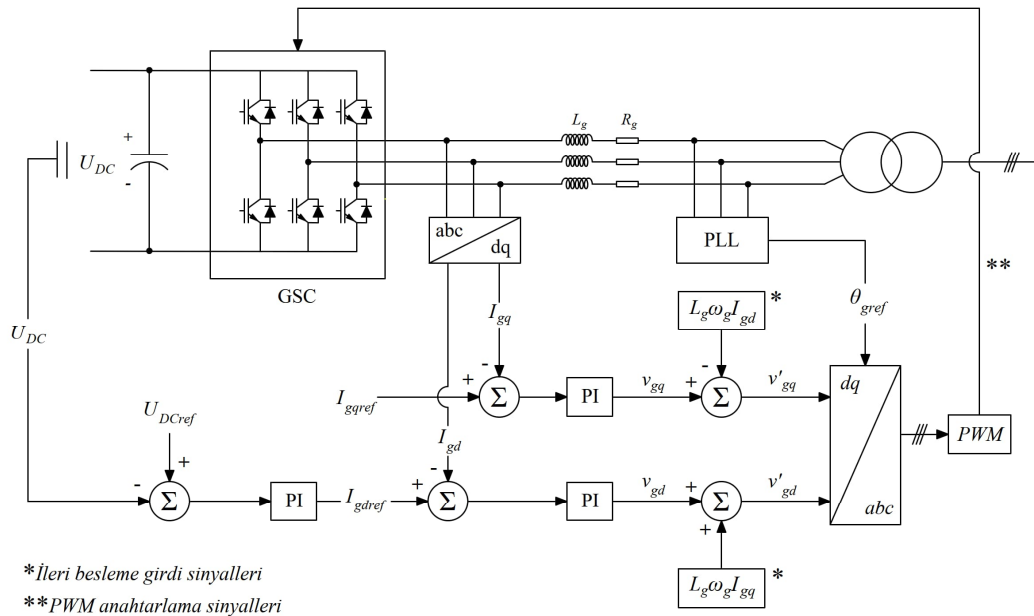
$$v_{gd} = R_g i_{gd} + L_g \frac{d}{dt} i_{gd} - \omega_g L_g i_{gq} + v_{cd} \quad (4.20)$$

$$v_{gq} = R_g i_{gq} + L_g \frac{d}{dt} i_{gq} + \omega_g L_g i_{gd} + v_{cq} \quad (4.21)$$

Eğer senkron olarak dönen referans çerçevesinin d-ekseni, şebeke gerilim vektörünün yönü olarak kabul edilirse, v_g şebeke geriliminin yalnızca d-ekseni bileşeni olacak ve q-ekseni bileşeni sıfır olacaktır. Bu kabul ile şebekeye enjekte edilen aktif ve reaktif güç denklem 4.22'deki gibi olacaktır.

$$P_g = \frac{3}{2}u_{gd}i_{gd}, \quad Q_g = -\frac{3}{2}u_{gd}i_{gq} \quad (4.22)$$

Denklem 4-22’den görülebileceği üzere aktif ve reaktif güç bileşenleri sırasıyla i_{gd} ve i_{gq} akım bileşenlerinin kontrolü ile sağlanmaktadır. GSC için kontrol blok diyagramı Şekil 4.15’te verilmiştir. Türbin tarafından üretilen aktif gücün tamamının şebekeye aktarılabilmesi için DC kapasitör geriliminin sabit tutulması gerekmektedir [88]. Bu nedenle akımın d-ekseni bileşenin kontrolü ile kapasitör gerilimi sabit tutulması, q-ekseni bileşeni ile reaktif güç alışverişinin kontrol edilmesi hedeflenmektedir.

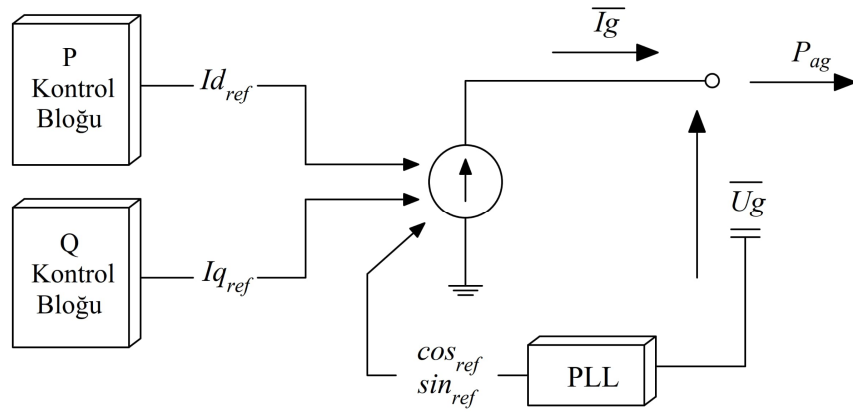


Şekil 4.15 : GSC kontrol blok diyagramı.

Şekil 4.14 ve Şekil 4.15’te verilen blok diyagramları MSC ve GSC’nin basitleştirilmiş kontrol yapılarıdır. IEC Tip-4 modeli ise söz konusu bloklardan farklı olarak LVRT (Low Voltage Ride Through) kontrolü, akım sınırlama kontrolü ve reaktif güç sınırlama kontrolünü sağlayabilen detaylı P ve Q kontrol bloklarını içermektedir. Her iki kontrol bloğu da yukarıda açıklanan akım ve gerilim büyüklüklerinin d ve q eksenindeki bileşenleri aracılığıyla aktif ve reaktif gücün bağımsız olarak kontrol edilebilmesi ilkesine dayanmaktadır.

Konvertör yapısı, rotor dinamiklerini tamamen şebekeden izole ettiği için, rüzgâr türbininin kararlı durum özellikleri ve dinamik davranışı, konvertör kontrol yöntemine bağlıdır. Bu durum, tam ölçekli konvertör aracılığıyla şebekeye bağlı rüzgâr türbinlerinin, döner kütlesi bulunmayan PV üniteleri veya enerji depolama sistemlerinin statik generatör olarak modellenmesine imkân tanımaktadır [38]. Statik generatör ise gerilim kaynağı ya da akım kaynağı olarak modellenebilmektedir [79].

IEC Tip-4 modelindeki generatör modülü, aslında bir akım kaynağı modelidir. Akım kaynağı modeli Şekil 4.16’da gösterilmiştir. Akım kaynağının girdi sinyalleri, aktif ve reaktif gücü birbirinden bağımsız olarak kontrol eden akımın d ve q eksen bileşenleridir. Bu iki bileşen sırasıyla Şekil 4.5’te basitleştirilmiş temsilleri gösterilen P ve Q kontrol blokları tarafından üretilmektedir.



Şekil 4.16 : Akım kaynağı modeli.

Akım kaynağı tarafından şebekeye enjekte edilen akımın EGS senkron referans düzlemindeki ifadesi denklem 4.23’te verilmiştir [38]. Konvertör ile şebekeye bağlı üretim sistemlerinde, akımın faz açısı, şebekeden ölçülen gerilim dalga formundan alınan geri besleme ile senkronize edilir. Bu senkronizasyon işlemi, faz kilitlemeli

döngü (PLL) tarafından gerçekleştirilir. PLL, konvertörün doğru bir şekilde şebekeye entegre olmasını sağlayarak ve referans aktif ve reaktif güç değerlerinin elde edilmesini mümkün kılmaktadır.

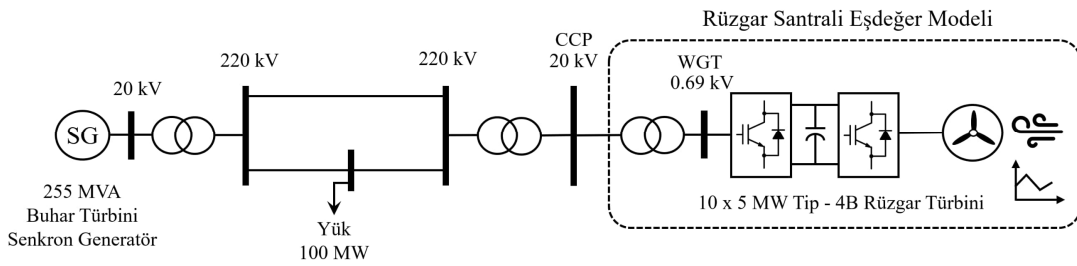
$$\underline{I}_g = (I_{dref} \cos \theta_{ref} - I_{qref} \sin \theta_{ref}) + j(I_{dref} \sin \theta_{ref} + I_{qref} \cos \theta_{ref}) \quad (4.23)$$

$$P_{ag} = \text{Re}\{U_g I_g^*\} \quad (4.24)$$

Denklem 4.23'teki $\cos \theta_{ref}$ ve $\sin \theta_{ref}$ sinyalleri PLL tarafından sağlanan ve dq eksenindeki referans açılarıdır.

4.2.6 Değişken rüzgâr hızı için model test simülasyonu

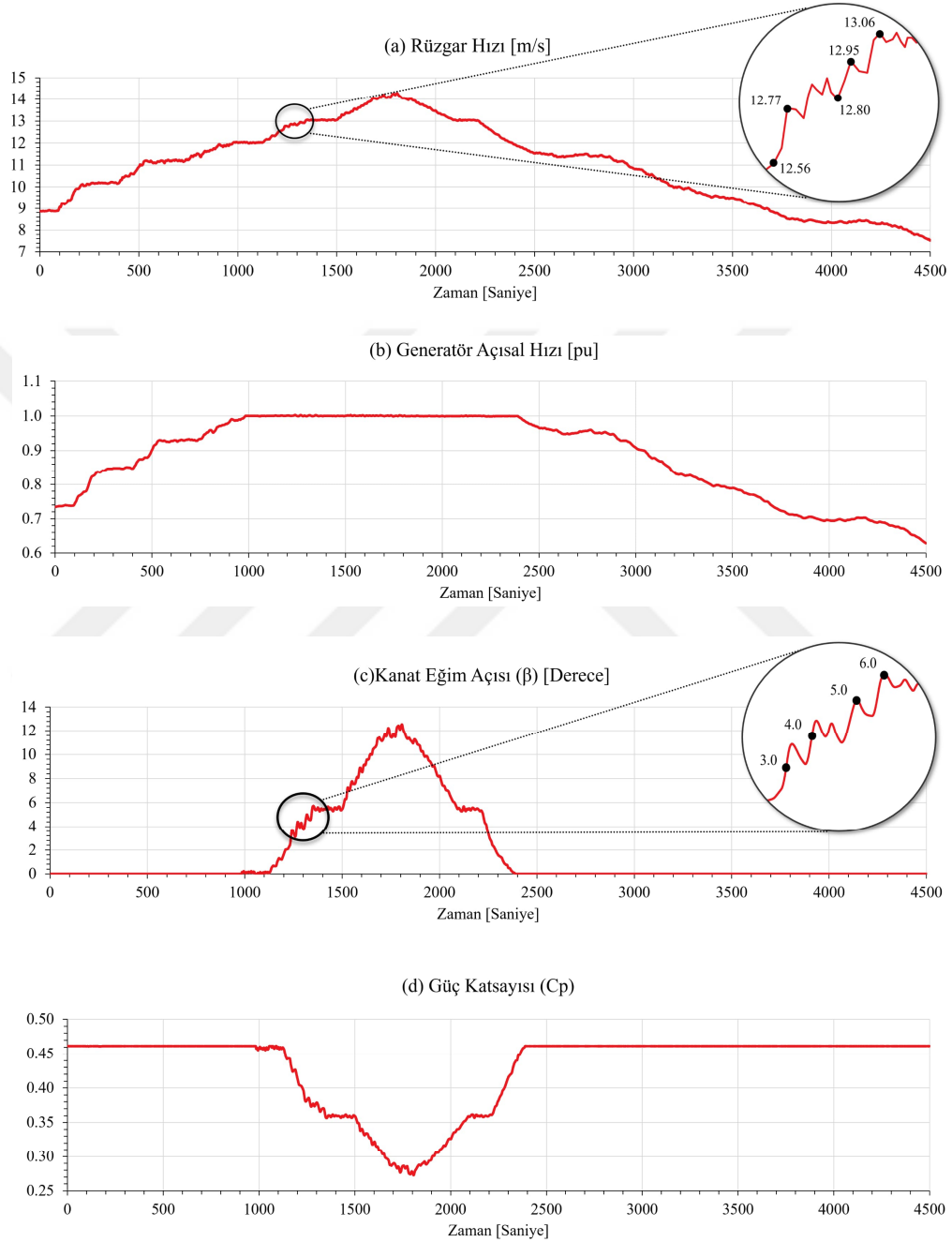
Son kontrol bloğu olan ATK kontrolcüsü dahil edilmeden önce, geliştirilen rüzgâr türbini alt kontrol bloklarının da dahil edilmesiyle oluşturulan nihai rüzgâr türbini Şekil 4.17'deki test sistemi oluşturularak test edilmiştir.



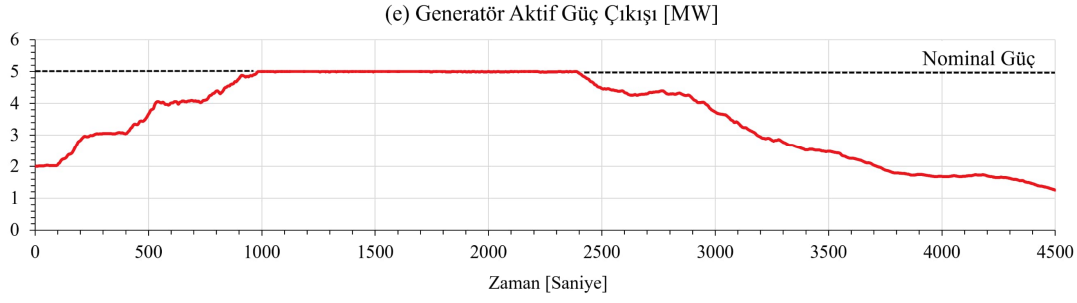
Şekil 4.17 : Eşdeğer RES test sistemi.

Değişken rüzgâr hızları nedeniyle RES, dalgalı üretim profiline sahiptir. 255 MVA gücündeki Senkron Generatör (SG) ise izokron (isochronous) modda çalışmaktadır. Test sistemine herhangi bir bağlantı hattı kontrolü yapmayan ve tek bir SG için yetkilendirilmiş otomatik üretim kontrolcüsü (AGC, bkz. Bölüm 3.3) entegre edilmiştir. Böylece rüzgâr profiline bağlı olarak RES üretiminde meydana gelen salınımlar için sistem frekansının nominaline yakın değerde tutulması amaçlanmıştır. Şekil 4.17'deki test sisteminde, sonsuz bara yerine SG kullanılmasının sebebi, bir sonraki bölümde ele alınacak atalet tepki kontrolcüsünün de bu test sistemi üzerinden incelenecek olmasıdır. ATK kontrolünün incelenebilmesi için EGS'nin PFK sağlaması gerekmektedir. Sonsuz güçlü eşdeğer bir şebekede frekans sabit kalacağından, ATK'nın tepki gösterebileceği bir frekans sapması gözlenmemektedir.

Şekil 4.17’de verilen rüzgâr türbini modeli, Şekil 4.18(a)’da verilen ve hızı 7 m/s ile 14 m/s arasında değişen 4500s’lik rüzgâr profili ile test edilmiştir. Rüzgâr türbinin açısai hızı, kanat açısı, güç katsayısı ve aktif güç çıkışına ait grafikler sırasıyla Şekil 4.18 (b), (c), (d) ve (e)’de verilmiştir.



Şekil 4.18 : (a) 7-14 m/s aralığındaki rüzgâr hızı profili için (b) rüzgâr türbini rotor açısai hızı, (c) kanat eğim açısı ve (d) güç katsayısı



Şekil 4.18 (devam) : (a) 7-14 m/s aralığındaki rüzgâr hızı profili için (e) türbin aktif güç çıkışı.

Rüzgâr hızının 9 m/s'den 12 m/s'ye çıktığı 0-1000s aralığında türbin hızı da benzer oranda artış göstermiştir. Buna bağlı olarak kanat uç hız oranı λ , bu zaman aralığı için sabittir. Kanat eğim kontrolcüsü bu hız aralığında devreye girmediği için güç katsayısı da ele alınan model için maksimum değeri 0,46'da sabit kalmıştır. Dolayısıyla elde edilen aktif güç, rüzgâr hızının üçüncü kuvveti oranında artış göstermiştir. Rüzgâr hızının nominal değerinin üzerine çıkmaya başladığı anda türbin de hızlanmaya başlamış ve kanat eğim açısı kontrolcüsü devreye girerek, kanat açısını arttırmıştır. 1100-1800 sn zaman aralığında güç katsayısı, λ ve β 'nin anlık değerlerine göre azalmıştır. Rüzgâr hızının artmaya devam etmesiyle bu süreç sürekli olarak tekrarlanmış ve 12 m/s üzerindeki rüzgâr hızları için türbin çıkış gücü 5,0 MW ile sınırlandırılabilmiştir. Rüzgâr hızının 12 m/s'nin altına düşmeye başladığı 2400. sn'de C_p tekrar maksimum değerine ulaşmış ve üretilen aktif güç, rüzgâr hızının üçüncü kuvveti oranında azalmıştır.

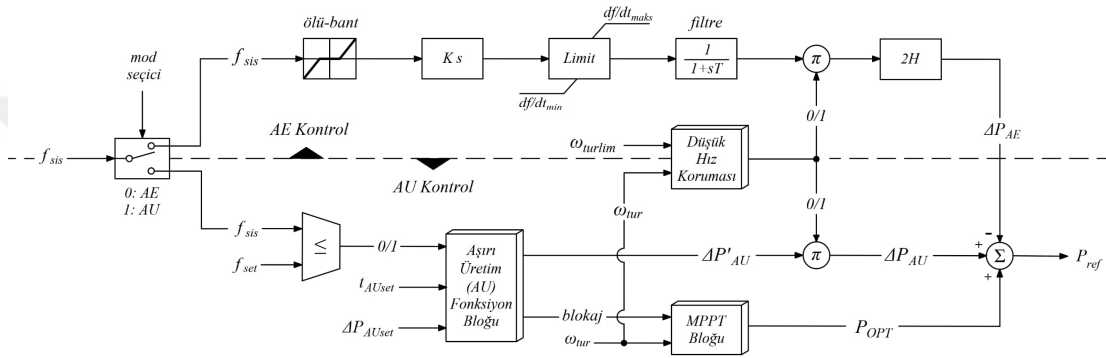
4.2.7 Atalet tepkisi kontrolcüsü (ATK)

Rüzgâr türbinlerinin atalet tepkisi, EGS'de meydana gelen frekans sapmalarını azaltmak amacıyla kısa süreli ek aktif güç sağlama yeteneği olarak tanımlanabilir. Güç elektroniği tabanlı dönüştürücüler aracılığıyla EGS'ye bağlı türbinlerin rotor dinamikleri, şebekeden izole edilmiş durumdadır. Bu durum, rüzgâr türbinlerinin SG'lerin atalet tepkisi gibi doğal ve hızlı bir tepki verebilmesini engeller. Bununla birlikte, ilave kontrol teknikleri kullanılarak rüzgâr türbinlerinin kısa süreliğine aktif güç çıkışını artırabilmesi mümkündür. Rüzgâr türbinlerinin bu davranışını sağlayan kontrolcü, çalışmada Atalet Tepki Kontrolcüsü (ATK) olarak adlandırılacaktır.

ATK kabiliyeti, özellikle düşük ataletli EGS'lerde, ada pozisyonunda çalışan görece küçük EGS'lerde veya senkron bölgeler arası bağlantıların zayıf (yüksek empedans)

olduğu güç sistemlerinde, frekans dalgalanmalarını sınırlayarak PFK'ya katkı sağlayabilir [90]. GE (General Electric, WindINERTIA) [91] ve ENERCON [92] gibi rüzgâr türbini üreticileri, atalet tepkisi kontrolü sağlayan çözümler sunmaktadır.

Atalet tepkisi kontrolü, IEC 61400-27-2 standardında sentetik atalet kontrolü olarak da anılmaktadır. IEC, sentetik atalet kontrolü için bir doğrulama prosedürü [93] ve ölçüm prosedürü [94] önermekle birlikte, herhangi bir sentetik atalet kontrol modeli sunmamaktadır. Bu nedenle çalışma kapsamında iki farklı çalışma modu bulunan ATK modeli geliştirilmiştir. ATK'ya ait blok diyagram Şekil 4.19'da verilmiştir.



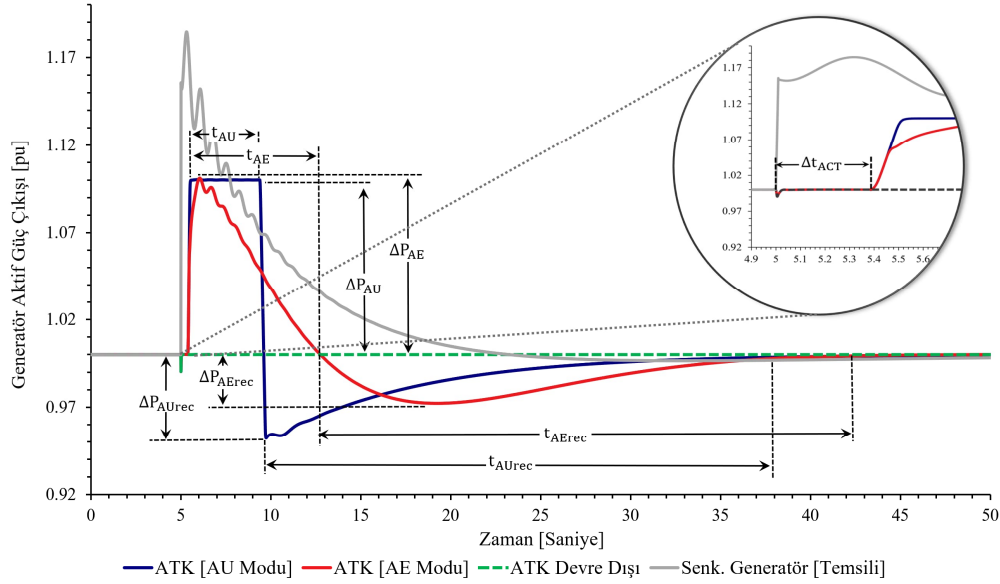
Şekil 4.19 : Atalet tepki kontrolcüsü (ATK); atalet emülatörü (AE) blok diyagramı (üst kontrol döngüsü), aşırı üretim (AU) blok diyagramı (alt kontrol döngüsü).

ATK'nın mod seçici ile aktifleştirilebilen Aşırı Üretim (AU) ve Atalet Emülatörü (AE) olmak üzere iki farklı işletme modu vardır. AE modu için geliştirilen bloklar Şekil 4.19'da üst kontrol döngüsünde, AU modu için geliştirilen bloklar ile alt kontrol döngüsünde gösterilmiştir.

Her iki ATK modunda, MPPT'nin türbinin mevcut açılal hızına bağlı olarak ürettiği optimum referans güç sinyali saptırılarak, türbinin üretebileceği güçten daha fazla bir gücün kısıtlı bir süre boyunca üretilmesi hedeflenmiştir. AU kontrol modunda, aktif güç üretimi bozucu etki öncesine göre yukarı yönde sabit oranda ölçeklendirilirken (örneğin $P_{gen} \times 1,10$ pu); AE modunda ise senkron generatörün atalet tepkisine benzer bir yanıt elde edilmektedir.

Şekil 4.20'de ATK'nın AU ve AE modları için tipik aktif güç cevabı verilmiştir. ATK'nın aktif olmadığı durumda, bozucu etki (ΔP) için beklendiği üzere rüzgâr türbini aktif güç cevabında herhangi bir tepki söz konusu değildir (yeşil). AU modunda

rüzgâr türbini, t_{AU} süre boyunca 1,10 pu kadar sabit gücü sisteme enjekte etmektedir. AE modunda ise regüle edilmemiş bir senkron generatörün tipik aktif güç cevabına (açık gri) yakın bir güç tepkisi (kırmızı) elde edilmektedir.



Şekil 4.20 : ATK'nın farklı çalışma modları için rüzgâr türbininin tipik aktif güç cevabı.

ATK, hem AU hem de AE modunda, düşük frekans eşik değerinin aşılmasıyla devreye girmektedir. Düşük frekans eşik değeri, EGS'deki frekans değişimlerine karşı ATK'nın sürekli olarak devreye girmesini engellemek amacıyla belirlenmiştir. Her ne kadar [95] numaralı çalışmada, herhangi bir eşik değeri bulunmadığında en hızlı tepkinin sağlanabildiği aktivasyon şemalarının karşılaştırılmasıyla gösterilmiş olsa da bu tepkinin her frekans sapmasında devreye girmesinin, türbinlerin mekanik ömrünü (örneğin, dişli aşınması ve shaft titreşimleri) kısaltabileceği düşünülmektedir. Frekansın eşik değerine ulaşmaya kadar geçen süre ve kontrolcü gecikmeleri nedeniyle, atalet desteği birkaç yüz milisaniye seviyesinde bir gecikme ile aktifleşmektedir. Örneğin, bu süre UK ulusal şebekesindeki sentetik atalet fonksiyonuna sahip bir santral için 300 ms mertebelerindedir [5]. Bu gecikme, bozucu etki (ΔP) meydana geldikten ilk birkaç yüz milisaniye boyunca frekans değişim oranının (RoCoF) ATK devreye girinceye kadar yüksek olmasına neden olacaktır.

AU modu, şebeke frekansındaki değişim oranından (df/dt) bağımsız tepki verdiği için, AE moduna göre daha basit bir kontrol yapısına sahiptir. Bu basit yapı, türbinin atalet tepkisi ve sonrasındaki elektromekanik davranışını incelemeyi kolaylaştırmaktadır. Bu

nedenle, önce AU modu, ardından ise AE kontrol moduna dair teknik açıklamalar sunulmuştur.

4.2.7.1 ATK Aşırı üretim (AU) modu

AU modunda, temel olarak frekansın eşik değerinin altına düşmesiyle, MPPT sinyali bloke edilerek, dönüştürücüye kullanıcı tarafından önceden belirlenmiş yeni bir sabit aktif güç referans sinyali iletilir. Bu eylem, literatürde hızlı güç rezervi [84] olarak da adlandırılmaktadır.

AU modunda, rüzgâr türbini rotorunda depolanan kinetik enerji, rotorun düşük hız değerine ulaşınca kadar EGS'ye sabit güç olarak aktarılır. Bu tepki sırasında EGS'ye aktarılan kinetik enerji, denklem 4.25'teki gibi ifade edilebilir [84];

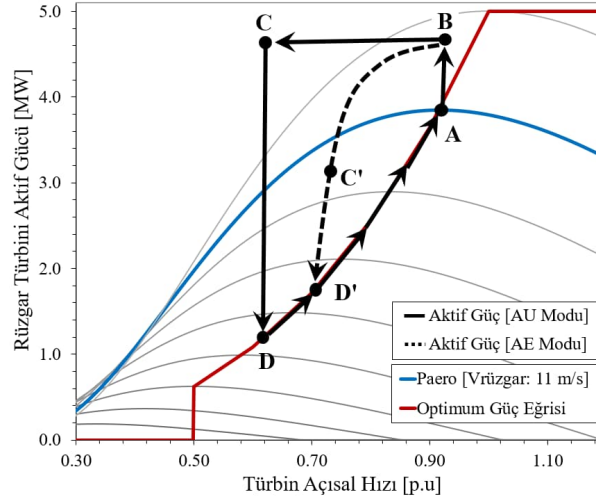
$$\Delta P_{AU} t_{AU} = \frac{1}{2} J_{syn} (\omega_0^2 - \omega_{rec}^2) \quad (4.25)$$

Burada, t_{AU} aşırı üretim süresini, ω_0 türbin rotorunun başlangıçtaki hızını ve ω_{rec} ise aşırı üretimin sona ermesiyle rotorun ulaştığı hızı temsil etmektedir.

AU modunda rüzgâr türbini, operasyonel sınırına ulaşınca kadar nominalinin üzerinde aktif güç üretmektedir. Bu sınır, türbin generatörü ile konvertörünün elektriksel kapasitesi, türbin şaftına uygulanabilecek maksimum tork ve diğer mekanik yapısal sınırlardır.

Çoğu şebeke yönetmeliği, rüzgâr türbinlerinin aktif güç üretiminin yanı sıra reaktif güç desteği sunabilmesini de şart koşmaktadır. Bu nedenle, türbin dönüştürücüleri genellikle generatör kapasitesinin %10'u kadar daha yüksek bir kapasite ile tasarlanır [96]. Bu nedenle ATK'nın hem AE hem de AU modları için 1,10 pu, elektriksel kapasite sınırı olarak belirlenmiştir.

AU yöntemi ile atalet tepkisi [90,97,98]'de türbinin atalet tepkisi yeteneğinin incelenmesi amacıyla kullanılmıştır. Bu çalışmada ise temel olarak türbin elektromekanik davranışını açıklamak amacıyla kullanılmaktadır. Rüzgâr türbinlerinin atalet tepkisi süresince ve sonrasında türbin bileşenlerinin gösterdiği karakteristik davranışı incelemek, atalet desteğinin sistem frekansı üzerindeki etkisini anlayabilmek için oldukça önemlidir. Rüzgâr türbininin atalet tepkisi süresinceki davranışı, Şekil 4.20 ve Şekil 4.21'den yararlanılarak şu şekilde açıklanabilir:



Şekil 4.21 : Atalet tepkisi sırasındaki türbin açısız hızı ve aktif güç ilişkisi.

- t_0 anında türbinin P_0 MW güç ürettiği varsayılınsın. Bu sırada türbin mekanik ve elektriksel torkun birbirine eşit olduğu A denge noktasında çalışmakta ve ω_0 açısız hızı ile dönmektedir.
- t^{0+} anında ise şebekede ani olarak ΔP_L kadar yükün devreye girdiği varsayılınsın. t^{0+} anından itibaren üretim ve tüketim dengesi aniden sağlanamayacağı için sistem frekansı düşmeye başlayacaktır. Frekansın, atalet kontrolcüsü için belirlenen eşik değerine t_{act} süre sonra ulaşmasıyla, türbinin aşırı güç üretim mekanizması aktifleşecektir.
- $t=t_{AU}+t_{act}$ anında ATK (AU modu), MPPT sinyalini bloke ederek türbin konvertörüne $P_0 + \Delta P_{AU}$ kadar güç üretilmesi için bir sinyal gönderir. Konvertör, aktif güç çıkışını anlık olarak arttırarak A denge noktasını B noktasına çıkartır.
- Türbin t_{AU} saniye boyunca sabit olarak $P_0 + \Delta P_{AU}$ kadar güç üretir. B noktasında türbin mekanik torku (mavi), elektriksel torktan (kırmızı) daha büyük olduğu için türbin açısız hızı yavaşlamaya başlar. Aşırı üretim süreci sonlandırılmadığı sürece türbin hızı yavaşlamaya devam edecek ve türbinin devre dışı kalmasına sebep olacaktır. Bu sebeple türbin hızı, t_{AU} saniye sonra eşik değeri ω_{rec} değerine ulaşmasıyla aşırı üretim için dönüştürücüye iletilen sinyal kesilir. Türbin çalışma noktası C'den D'ye düşer. Aşırı üretimin sonlanmasıyla MPPT sinyalinin blokajı kaldırılır.

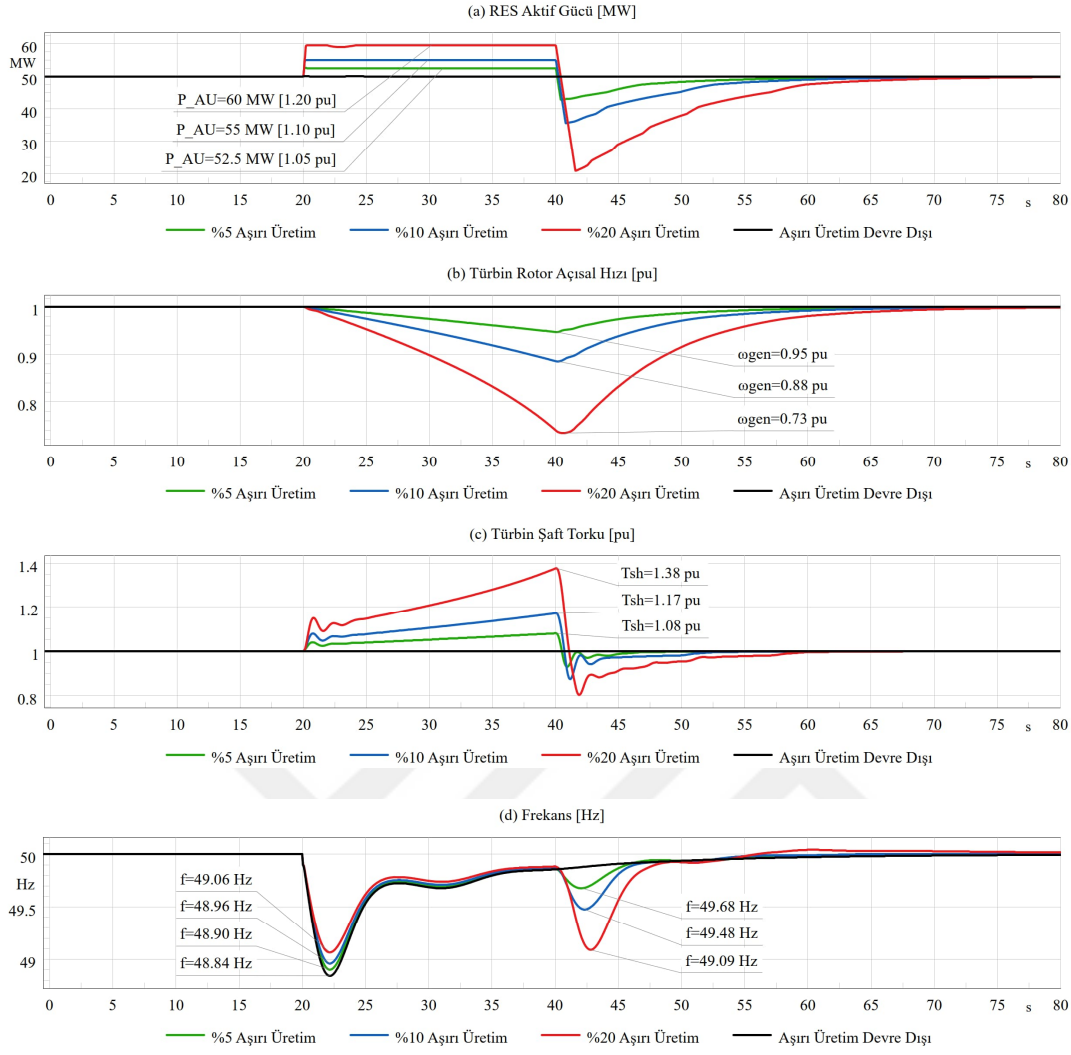
- D noktasında MPPT, ω_{rec} açısal hızı için yeni referans güç sinyalini konvertöre iletir. Bu referans güç ω_{rec} için MPPT'nin Şekil 4.8'e göre belirlediği referans güçtür ve ilk andaki P_0 gücünden ΔP_{AUrec} kadar daha düşüktür.
- D noktasında ise elektriksel tork mekanik torktan daha düşük olduğu için türbin tekrar hızlanmaya başlar. Türbinin hızlanmaya devam etmesiyle MPPT tarafından sürekli olarak yeni referans güç belirlenerek dönüştürücüye iletilir. Türbin çalışma noktası C'den t_0 anındaki denge noktası A'ya doğru ilerler.
- t_{AUrec} saniye sonra türbin, mekanik ve elektriksel torkun birbirine eşit olduğu A denge noktasına ulaşır. A noktasındaki açısal hız anındaki açısal hız, t_0 anındaki açısal hız ω_0 'a eşittir. (Bu süreçte rüzgâr hızının sabit kaldığı kabul edilmiştir.)

Türbinin AU modunda atalet tepkisi sürecinde sergilediği bu davranış, temel olarak AE modu için de benzerlik göstermektedir. AU ve AE modlarındaki tipik aktif güç yörüngeleri, Şekil 4.21'de sırasıyla sürekli ve kesikli yörüngelerle gösterilmiştir.

AU modu, Şekil 4.17'de verilen rüzgâr türbinlerinin (eşdeğer rüzgâr santral) ATK'sı aktif hale getirilerek incelenmiştir. Bozucu etki olarak, $t=20,00$ sn anında eşdeğer yükte %20'lik bir birim basamak ($+\Delta P_L$) artışı olduğu varsayılmıştır. Aşırı üretimin (AU modu) 1,05 pu, 1,10 pu ve 1,20 pu referans güç seviyeleri için gerçekleştirildiği senaryolar incelenmiştir. Buna göre, RES aktif güç çıkışı, rüzgâr türbinlerinin açısal hız değişimleri, şaft torku ve sistem frekansı Şekil 4.22'de sunulmuştur.

Şekil 4.22'de gösterilen türbin değişkenlerine ait değişimler referans alınarak, aşırı üretim modu için yapılan temel çıkarımlar aşağıda özetlenmiştir.

- Frekansın eşik değeri (49,90 Hz) altına düştüğü anda, rüzgâr türbinleri MPPT referans güç sinyalini devre dışı bırakarak milisaniyeler içinde aşırı üretim moduna geçmiştir. Bu hızlı tepki, güç elektroniği tabanlı dönüştürücülerin hızlı kontrolü sayesinde sağlanabilmektedir.



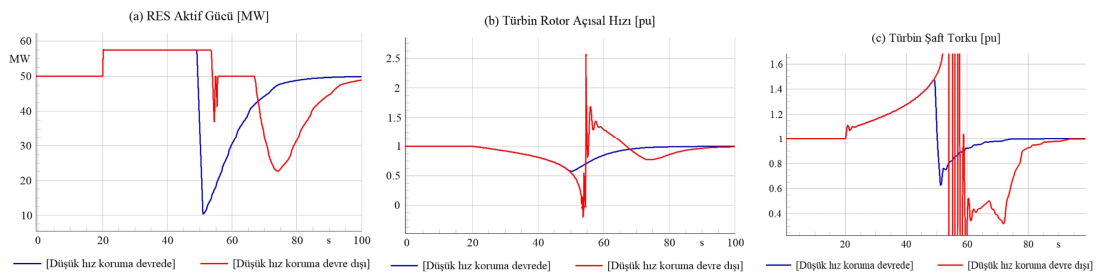
Şekil 4.22 : Farklı aşırı üretim oranları için (a) RES aktif gücü, (b) türbin açılmal hızı, (c) türbin şaft torku ve (d) frekansın zamana bağlı değişimleri.

- Aşırı üretim oranı arttıkça, aşırı üretim süresi boyunca EGS'ye aktarılan kinetik enerji de artmakta ve bu durum denklem 4.5 ve denklem 4.6'ya göre (bkz. Bölüm 4.2.2) türbin rotorlarının daha fazla yavaşlamasına neden olmaktadır. Toparlanma sürecindeki türbinin en düşük hızı, atalet tepkisi süresince sisteme verilen kinetik enerji miktarına bağlıdır.
- Aşırı üretimin $t=40$ sn'de sona ermesiyle birlikte, türbin hızı başlangıç durumuna kıyasla daha düşük olduğundan, türbinlerin aktif güç çıkışı ani bir şekilde başlangıç değerinin altına düşmüştür. Belirli bir süre boyunca, türbinlerin aerodinamik gücünün bir kısmını rotorlarında eksilen kinetik enerjiyi geri kazanmak amacıyla kullanması nedeniyle, bu süre zarfında şebekeye enjekte edilen aktif güç, başlangıç durumuna kıyasla daha düşük

olmuştur. Bu süreç toparlanma süreci olarak adlandırılmakta olup, çalışmanın ilerleyen kısımlarında daha ayrıntılı bir şekilde ele alınmıştır.

- Rüzgâr türbinlerinin $t=40$ sn anında aniden toparlanma sürecine girmesi, EGS tarafından ikinci bir aktif güç dengesizliği olarak algılanacaktır. Bu da üretim-tüketim dengesinin yavaş sağlanabildiği veya frekansın nominal değerine dönebilmesi için yeterli rezerve sahip olmayan sistemlerde frekansta ikinci bir çökme meydana gelmesine neden olmuştur. Bu durum özellikle şebekeden ayrılmadan önce ihtiyacının belli bir oranını RES'lerden sağlayan otoprodüktör endüstriyel tesisler ya da görece küçük ölçekli EGS'ler için oldukça riskli olduğunu göstermektedir. Aşırı üretimin rampa fonksiyonu kullanılarak sonlandırılması gerekmektedir. Ancak, bu rampa fonksiyonunun uygulanması, rampa başlangıcı ve sonu için tanımlanması gereken hız referansları gibi parametreler nedeniyle oldukça karmaşık bir süreçtir.
- Tepki süresi boyunca türbin şaftına uygulanan torkun arttığı gözlemlenmiştir. Özellikle 1,20 pu aşırı üretim durumunda, türbin şaft torkunun nominal değerinin önemli ölçüde aşıldığı tespit edilmiştir.

ATK'nın her iki modu için ortak hız koruma fonksiyonu dahil edilmiştir. Hız koruma fonksiyonu temel olarak, ATK aktifken türbin hızının önceden tanımlanan eşik değerinin altına düşmesi durumunda atalet tepkisini sonlandıran bir fonksiyondur. Eşik hız değeri, türbin şaftına uygulanabilecek maksimum tork verisine göre belirlenmelidir. Şekil 4.23'te hız korumasının aktif olduğu ve olmadığı durumlardaki grafikler verilmiştir.



Şekil 4.23 : Düşük hız koruma fonksiyonunun devrede olduğu ve olmadığı durumlar için (a) RES aktif gücü, (b) türbin açısal hızı ve (c) türbin şaft torkunun zamana bağlı değişimleri

Hız korumasının aktif olduğu durumda, düşük hız koruması simülasyon amaçlı olarak 0,6 pu olarak ayarlanmıştır. (Ayarlanan hız eşiği, “ATK aktif” flag sinyali ile birlikte

kullanılmalıdır. Çünkü türbin, hali hazırda düşük hızlarda (rüzgâr hızının türbin devreye girme hızının biraz üstünde olduğu durumlarda) çalışabilmektedir. Rotor hızının 0,6 pu'ya ulaşmasıyla düşük hız koruması devreye girerek aşırı üretimi sonlandırmıştır. Rotor ataleti nedeniyle rotor hızı 0,58 pu'ya kadar yavaşlamış ve ardından başlangıç hızına tekrar ulaşmıştır. Aşırı üretimin sonlandığı noktada türbin şaftına uygulanan maksimum şaft torku 1,5 pu'dur. Hız korumasının aktif olmadığı durumda ise türbin, durana kadar yavaşlayarak kararsız duruma geçmiştir. Türbin hızının 0,00 pu'ya ulaştığı noktada şaft torku 3,5 pu'ya kadar çıkmıştır. Burada vurgulamak istenen, türbin atalet desteğinin türbinin yapısal tasarımı ile ilişkili olduğu ve mekanik limitlerinin ayrıca değerlendirilmesi gerektiğidir.

4.2.7.2 ATK Atalet emülatörü (AE) modu

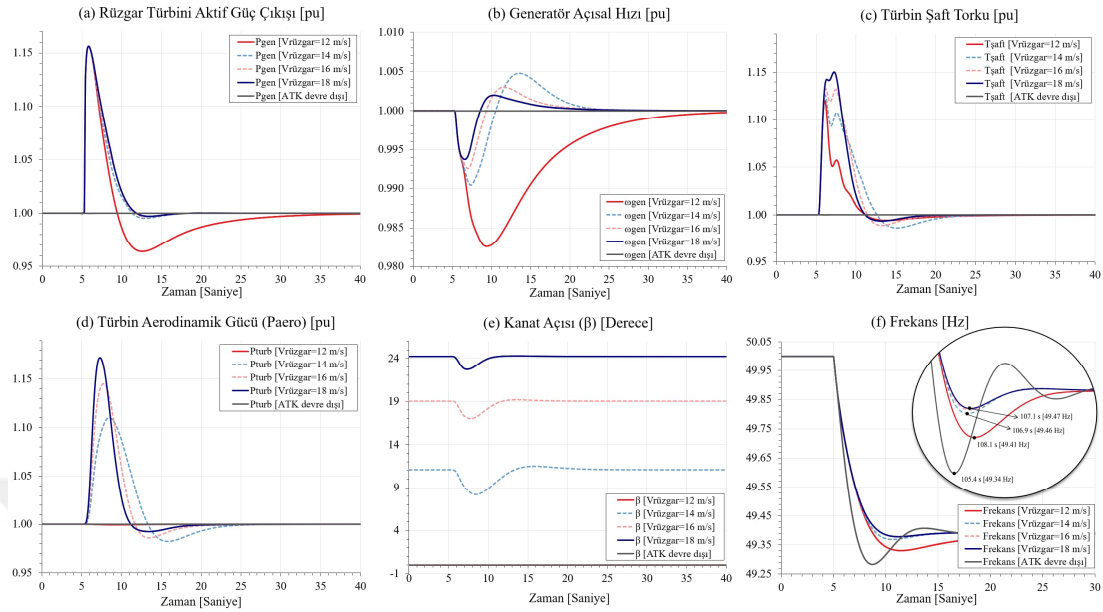
AE modu ile frekansta meydana gelen değişime bağlı olarak aktif güç üretimi artırılarak SG'lerin atalet tepkisine benzer bir cevap üretilmesi amaçlanmıştır. Temel olarak salınım denkleminde (bkz. Bölüm 2.1) türetilen ve sistem frekansındaki değişime bağlı olarak aktif güç desteği sağlayabilen rüzgâr türbini kontrolcülerini, [84,91,99] numaralı çalışmalarda mevcuttur. Bu çalışma kapsamında geliştirilen ATK kontrolcüsünün AE modu da Bölüm 2.1'de verilen salınım denklemi (bkz. denklem 2.8) temel alınarak geliştirilmiştir.

AE, temel olarak AU kontrol moduna benzer bir işleyişe sahiptir. EGS'de meydana gelebilecek küçük ölçekli frekans sapmalarında devreye girmemesi amacıyla bir ölü bölge tanımlanmıştır. AU'nun aksine, frekans değişimine bağlı olarak bir referans sinyali üretilir ve bu sinyal, MPPT referans sinyali ile toplanarak konvertöre referans güç sinyali olarak iletilir.

Hem AE hem de AU çalışma modlarında rüzgâr türbinleri, aşırı üretimin sonlanmasıyla toparlanma sürecine (recovery period) girmektedir. Toparlanma süreci, IEC'ye [94] göre; atalet tepkisi olayının sona erdiği an ile aktif gücün, bozucu etki öncesindeki aktif güç değerine yakın bir seviyeye ulaşarak, önceden belirlenmiş tolerans bandına son kez girdiği zaman arasındaki geçen süreyi ifade etmektedir. Bu süre Şekil 4.20'de t_{AUrec} , t_{ARec} süreleri ile gösterilmiştir.

Rüzgâr hızının nominal rüzgâr hızından yüksek olduğu durumlarda ise rüzgâr türbinin toparlanma süreci, nominalin altındaki rüzgâr hızlarından farklı olmaktadır. Şekil

4.24'te 12 ile 18 m/s arasındaki rüzgâr hızları için test sistemindeki aynı $+\Delta P_L$ bozucu etki için toparlanma süreçleri karşılaştırılmıştır.



Şekil 4.24 : ATK (AE modu) için (a) türbin aktif gücü, (b) açısız hızı, (c) şaft torku, (d) aerodinamik güç, (e) kanat açısı ve (f) frekansın zamana bağlı değişimleri.

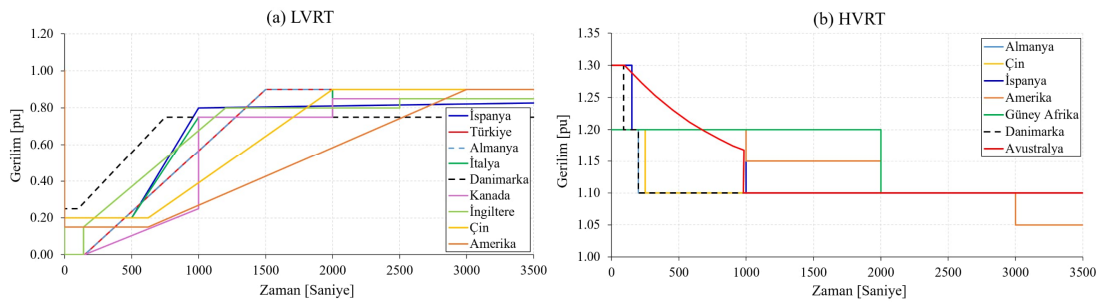
Yüksek rüzgâr hızlarında kanat açısı kontrolcüsü tarafından sınırlandırılan ve rezerv olarak nitelendirilebilecek bir güç söz konusudur. Türbin, atalet tepkisi vermeye başladığı anda hızının nominal değerinin altına düşer ve kanat açısı kontrolcüsü, türbinin ilk hızına ulaşabilmesi için kanat açısını düşürür. Bu sayede mekanik tork, servo motorun zaman sabitine bağlı olarak belli bir gecikmeyle şafta uygulanır ve sonuç olarak yavaşlatma torku azalır. Nominalinden yüksek rüzgâr hızlarında, toparlanma sürecinde türbin açısız hızının ulaşacağı değer, 12 m/s nominal rüzgâr hızına göre daha yüksek olmaktadır. Toparlanma süreci tamamlandıktan sonra, türbinin başlangıç hızına ulaşması için gereken enerji, 12 m/s'lik rüzgâr hızına kıyasla önemli ölçüde daha düşük olduğundan, bu sürecin sistem frekansına etkisi ihmal edilebilir düzeydedir. 14 m/s, 16 m/s ve 18 m/s rüzgâr hızlarında sağlanan atalet desteklerinin, frekans üzerindeki etkileri açısından kayda değer bir fark olmadığı gözlemlenmiştir.

4.2.8 Şebekeye bağlı kalabilme yeteneği (FRT)

RES'lerin, EGS'de meydana gelebilecek olası bozucu etkiler sırasında ve sonrasında şebekeye bağlı kalabiliyor olmalıdır. Bu bozucu etkiler, genellikle iletim veya dağıtım

şebekesinde oluşan kısa devre arızaları ya da şebeke frekansındaki ani sapmalar şeklinde görülmektedir. Bozucu etki anında RES'in devre dışı kalması, özellikle arıza giderildikten sonra şebeke gerilimi ve/veya frekansının toparlanma sürecini zorlaştırmakta, hatta yüksek güçlü RES'lerin devre dışı kalması durumunda şebekenin kararlılığı tehlikeye girebilmektedir. (Bölüm 1'de detayları verilen Güney Avustralya çökme (2016) vakası [17], buna somut bir örnektir.) Bu sebeple, iletim sistemi operatörleri, arıza anında RES'lerin şebekeye bağlı kalmasını zorunlu kılan asgari gereklilikleri ulusal şebeke yönetmeliklerinde tanımlamaktadır. Ayrıca, arıza sonrasında RES'lerin sağlaması gereken aktif ve reaktif güç desteği karakteristikleri de bu yönetmeliklerde belirtilmektedir.

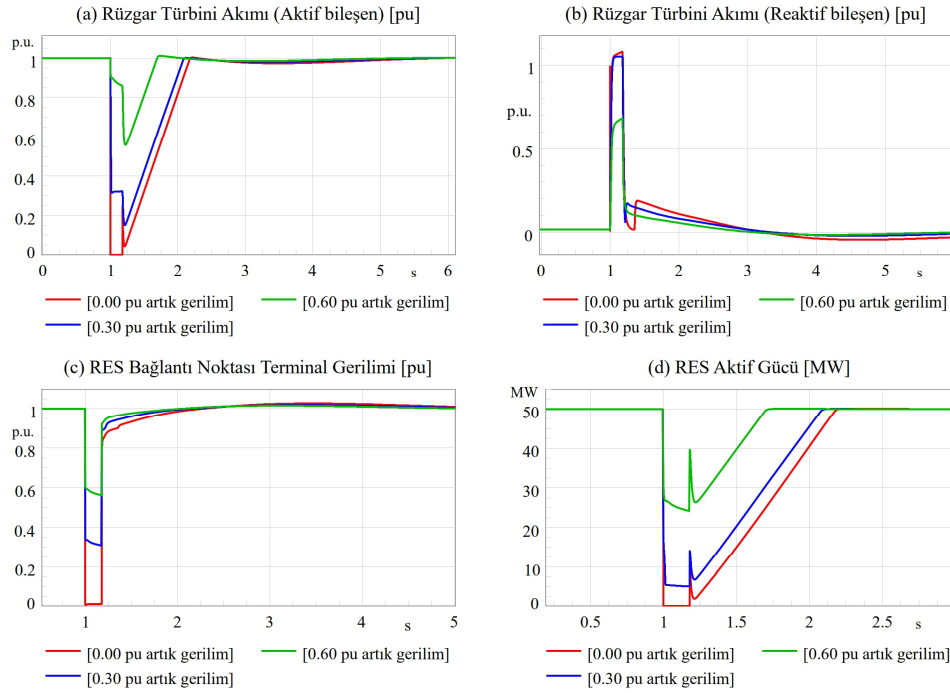
Arıza anında ve sonrasında şebekeye bağlı kalabilme yeteneği (fault ride through-FRT), düşük gerilim (LVRT) ve yüksek gerilim (HVRT) arızalarında şebekede kalma yeteneği olarak iki sınıfta incelenmektedir. LVRT iletim/dağıtım sisteminde yaşanan olası kısa devre arızaları gibi, şebeke bağlantı noktasındaki gerilimin çökmesi durumundaki şebekeye bağlı kalabilme yeteneğini temsil ederken, HVRT ise asimetrik kısa devre arızaları ya da yüksek gerilim kapasitör bankalarının anahtarlanması durumunda oluşabilecek aşırı gerilim durumlarında şebekeye bağlı kalabilme yeteneğini ifade eder. Farklı ülkelere ait şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan LVRT ve HVRT sınırları aşağıdaki Şekil 4.25'te gösterilmiştir.



Şekil 4.25 : Farklı ülkelere ait şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan LVRT ve HVRT eğrileri, [100-102]'den uyarlanmıştır.

Rüzgâr türbinlerinin şebekeye bağlı kalabilme kabiliyeti, türbin tasarım sınırlarının izin verdiği ölçüde, koruma ve kontrol filozofisine bağlı olarak mümkündür. Çalışma kapsamında incelenen Tip-4 rüzgâr türbininin LVRT kabiliyeti, şebeke bağlantı noktasında arıza empedansına bağlı olarak farklı artık gerilimler oluşturan 3-faz kısa devre arızalar ile incelenmiştir. 0,00 pu artık gerilim yaratan 3-faz kısa devre arızası için kritik arıza temizleme süresi 180 ms olarak hesaplanmıştır. 0,00 pu, 0,30 pu ve

0,60 pu artk gerilim oluşturan ve 180 ms içerisinde temizlenen kısa devre arızaları için türbini terminal gerilimi, aktif ve reaktif güç ıkışları şekil 4.26’da gösterilmiştir.



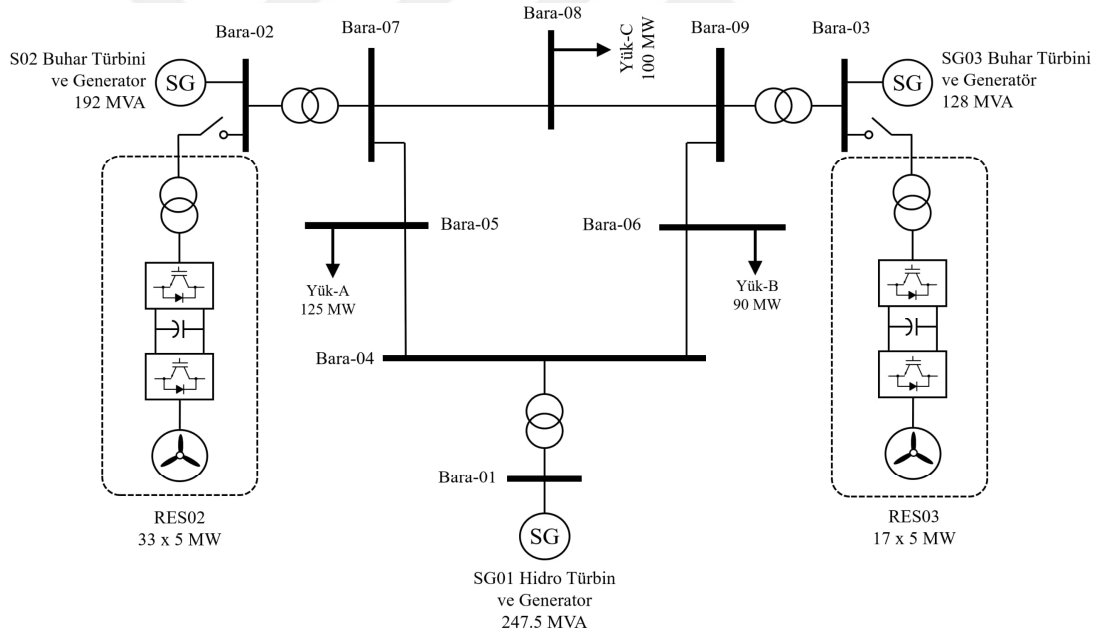
şekil 4.26 : şebeke bağlantı noktasında farklı artk gerilimler oluşturan kısa devre arızaları için rüzgâr türbini akımının (a) aktif ve (b) reaktif bileşenleri ile (c) RES terminal gerilimi ve (d) RES aktif güç.

Arıza öncesinde türbini, bağlantı noktasındaki gerilimi 1,00 pu’da regüle edecek şekilde gerilim kontrol modunda çalışmaktadır. $t=1,00$ sn anında arıza sonucu bara geriliminin düşmesiyle türbini LVRT moduna geçerek, düşen bara gerilimini desteklemek amacıyla akımın reaktif bileşenini 1,00 pu’ya kadar arttırmıştır. Bu süre içerisinde akımın aktif bileşenini ise sınırlandırılmıştır. Arıza temizlendikten sonra ise türbini, aktif güç çıkışlarını önceden ayarlanan 1,00 pu/sn oranında arttırmayı başarmış, bara geriliminin toparlanma sürecindeki desteğini reaktif güç sağlayarak srdrmştir.



5. RÜZGAR SANTRALLERİNİN ATALET DESTEĞİNİN ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMİ PRİMER FREKANS TEPKİSİ ÜZERİNDEKİ ETKİLERİ

Bu bölümünde, Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin (RES), Elektrik Güç Sistemi (EGS) frekans tepkisi üzerindeki etkileri incelenmiştir. Çalışmada ele alınan RES'ler, sentetik atalet tepkisi sağlayabilen ve detayları Bölüm 4'te açıklanan Tip-4 rüzgâr türbinlerinden oluşmaktadır. EGS modeli olarak ise P.M. Anderson ve A.A. Fouad [43] tarafından önerilen dokuz baralı test sistemi kullanılmıştır. Farklı senaryolar için gerçekleştirilen dinamik simülasyonların sonuçları, karşılaştırmalı bir şekilde analiz edilmiştir. Test sistemine ait diyagram aşağıdaki Şekil 5.1'de gösterilmiştir.



Şekil 5.1 : P.M. Anderson ve A.A. Fouad'ın revize edilmiş 9-baralı test sistemi.

Test sistemi elemanlarına ait elektriksel veriler ile uyartım sistemi ve hız regülatörüne (governor) ait parametreler, Ek-B'de yer almaktadır. İncelenen 9 baralı ve 3 makineli test sistemi, çalışma konusuna ilişkin aşağıdaki avantajları sunmaktadır:

- Görece küçük ölçekli bir EGS olması, özellikle RES'lerin EGS frekans tepkisini etkileyen faktörlere odaklanılmasına imkân tanımaktadır. Ayrıca, büyük ölçekli RES'lerin atalet tepkisinin PFK üzerindeki etkisi net bir şekilde

gözlemlenerek analitik çıkarımlar yapılabilmesine olanak sağlamaktadır. Frekans kontrol performansı ise, az sayıda SG governor-türbin tepkisi incelenerek daha kolay bir şekilde anlaşılabilir.

- SG01 hidro-türbin generatörü, PFK rezervinin büyük bir kısmına sahiptir. Hidro-türbinler, gaz ve buhar türbinlerine göre daha yavaş tepkiler vermektedir. Bu durum, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) dayalı üretimin artması halinde, PFK rezervinin daha hızlı bir şekilde devreye alınması gerektiği konusuna dikkat çekmek için elverişlidir.
- SG02 generatörünün bozucu etki öncesinde %100'e yakın bir yüklenme oranına sahip olması (PFK için yeterli rezerv bulunmaması), artan YEK oranı ile birlikte rezerv dağılımının önemini belirgin bir şekilde ortaya koymaktadır.
- Orijinal test sisteminde senkron bölgeler arasında bir ayrım bulunmaması, AGC'nin yalnızca frekans sapması kontrolü işlevine odaklanmasına olanak tanımaktadır.

Tüm Senkron Generatörler (SG) için IEEE DC1C tipi DC uyarım modeli kullanılmıştır. SG01 hidro-türbin generatörü için IEEEG2, SG02 ve SG03 buhar türbinleri için ise IEEEG1 governor modelleri sisteme entegre edilmiştir. IEEEG1 modeline ilişkin detaylar Bölüm 2.2.5'te sunulmuştur. IEEEG2 blok diyagramı ise Bölüm 5.5'teki, Şekil 5.12'de gösterilmiştir. IEEEG2 modeli, temel olarak hidro-türbin hız kontrol sistemlerinin (governor) alternatif bir temsilidir [53].

Asıl işlevi Sekonder Frekans Kontrolü (SFK) ile ilişkilendirilen Otomatik Üretim Kontrolü (Automatic Generation Control-AGC) modeli, ele alınan test sisteminde Primer Frekans Kontrolüne (PFK) destek sağlayacak şekilde parametrelendirilerek sisteme dahil edilmiştir. AGC'nin destekleyici sinyalini kullanabilmesi için, orijinal IEEEG1 ve IEEEG2 governor modelleri, Bölüm 3.3'te açıklandığı şekilde revize edilmiştir (bkz. Şekil 3.13).

EGS frekans tepkisi, farklı senaryolar için gerçekleştirilen bir dizi dinamik simülasyon aracılığıyla incelenmiştir. İlk olarak, SG02 ve SG03 konvansiyonel üretim birimlerinin yerine sırasıyla RES02 ve RES03 rüzgâr santralleri devreye alınmış ve sentetik atalet desteğinin bulunmadığı durumdaki frekans tepkisi analiz edilmiştir. Ardından, RES'lerin sentetik atalet tepkisi ile PFK'yı desteklediği durumda, EGS frekans tepkisi

üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Son olarak, AGC devreye alındıktan sonra, RES'lerin atalet desteği ile birlikte sistem üzerindeki etkileri analiz edilmiştir.

İncelenen simülasyon senaryoları için ortak ön koşullar ve varsayımlar aşağıda sıralanmıştır;

- RES02 33 adet 5 MW gücünde, RES03 ise 17 adet 5 MW gücünde rüzgâr türbininden oluşmaktadır. Bu türbinler, Bölüm 4.2'de açıklanan ve çalışma kapsamında modellenen, atalet tepkisi sağlayabilen IEC Tip-4 türbinleridir.
- İncelenen senaryolarda, SG02 yerine RES02, SG03 yerine ise RES03 sisteme entegre edilmiştir. Test sisteminin %100 konvansiyonel olduğu durumdaki başlangıç koşullarını sağlamak amacıyla, RES'lere santral kontrolcülere eklenmiştir. Bu düzenleme ile başlangıç durumunda RES02 ile SG02'nin ve RES03 ile SG03'ün aynı aktif ve reaktif gücü üretmesi sağlanmış, böylece farklı senaryolardaki kararlı hal sistem değişkenleri aynı tutulmuştur.
- Maksimum atalet desteği sunabilmek için rüzgâr hızının nominal değerinde 12 m/s olduğu varsayılmıştır. RES02 ve RES03'teki türbinlerin her birinin eşdeğer rüzgâr hızına maruz kaldığı ve buna bağlı olarak eş üretim yaptığı varsayılmıştır.
- RES02 ve RES03 santrallerine ait ATK modelinin atalet katsayısı, RES'lerin nominal kurulu güçleri oranında paylaştırılmıştır. Atalet desteği süresince maksimum aktif güç, türbin konvertörlerinin nominal gücünün %10 fazlası ile sınırlandırılmıştır.
- RES02 ve RES03'ün atalet desteği sunduğu senaryolarda, ATK'nın düşük frekans eşik değeri 59,90 Hz (EGS nominal frekansı 60 Hz) olarak ayarlanmıştır.
- İncelenen senaryolarda, aksi belirtilmedikçe AGC'nin devre dışı olduğu varsayılmıştır. Test sistemine entegre edilen AGC'nin etkileri ise, bu bölümün son kısmında detayları verilen ek simülasyonlarla incelenmiştir.
- Bozucu etki olarak, Bara-05'e bağlı 125 MW'lık A yükünde $t=5,00$ sn anında %20'lik birim basamak artışı ($\Delta P_{LA}=25$ MW) olduğu varsayılmıştır. Senaryolar arasında karşılaştırmayı aynı açıdan ele alabilmek amacıyla, yükler frekans değişimlerine karşı duyarsız olarak modellenmiştir.

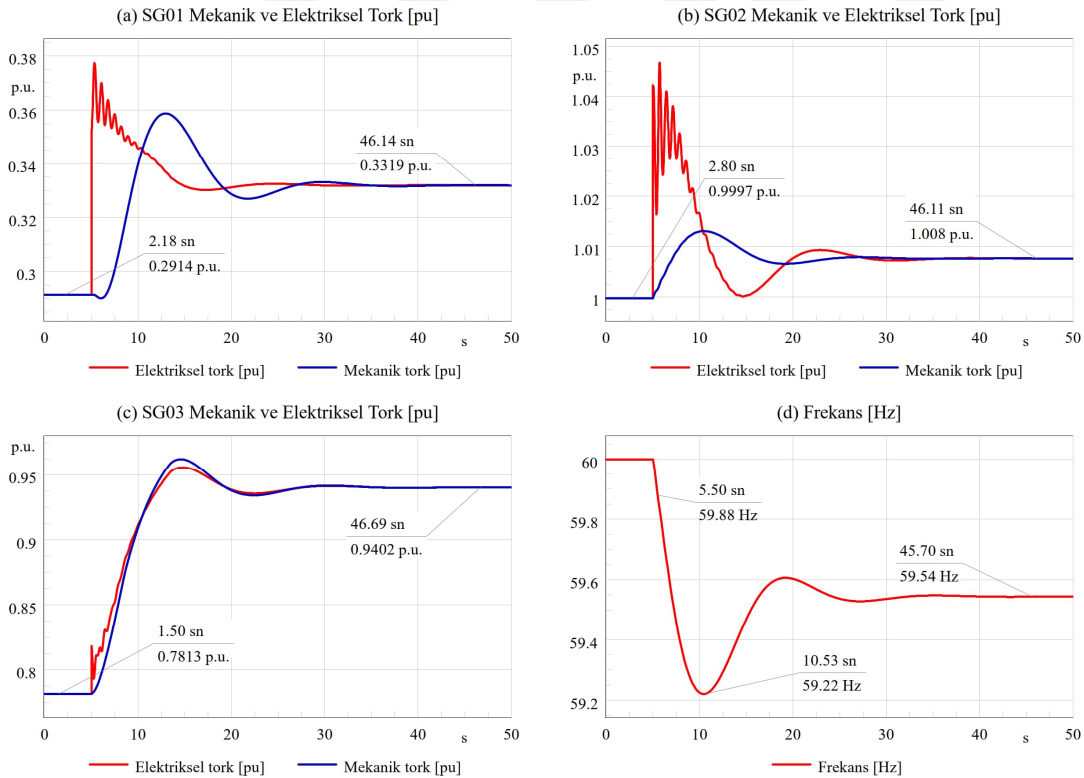
5.1 Senaryo-01: %100 Konvansiyonel Üretim Durumu

Senaryo-01, RES'lerin dahil edilmeden önceki, tüm üretimin yalnızca konvansiyonel üretim birimleri (SG'ler) tarafından yapıldığı senaryodur. Senaryo-01'de orijinal test sistemine yalnızca governor ve uyarım modelleri dahil edilerek, ele alınan bozucu etki (ΔP_{LA}) için EGS primer frekans tepkisi ve PFK performansı incelenmiştir.

ΔP_{LA} meydana gelmeden önce, SG02 generatörü kapasitesinin %100'ü kadar aktif güç üretirken, SG01 ve SG03 türbinleri sırasıyla kapasitelerinin %29 ve %78'i kadar aktif güç üretimi yapmaktadır. SG02 döner rezerve sahip olmadığı için, ΔP_{LA} yalnızca SG01 ve SG03 tarafından karşılanmak zorundadır.

Senkron bölgedeki SG-türbin ünitelerinin döner kütlesinde depolanan toplam kinetik enerji 3305 MWs'dir. Bu enerjiye karşılık gelen senkron sistem atalet sabiti (H_{sis}) denklem 2.9'a göre 5,82 saniye olarak hesaplanmıştır.

$t=5,00$ sn anında ΔP_{LA} 'nın meydana gelmesiyle, SG'lere ait elektriksel ve mekanik tork ile sistem frekansının zamana bağlı değişimi, Şekil 5.2'de sunulmuştur.



Şekil 5.2 : Senaryo-01 için SG-Türbin ünitelerinin (a), (b), (c) elektriksel ve mekanik torklarının ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.

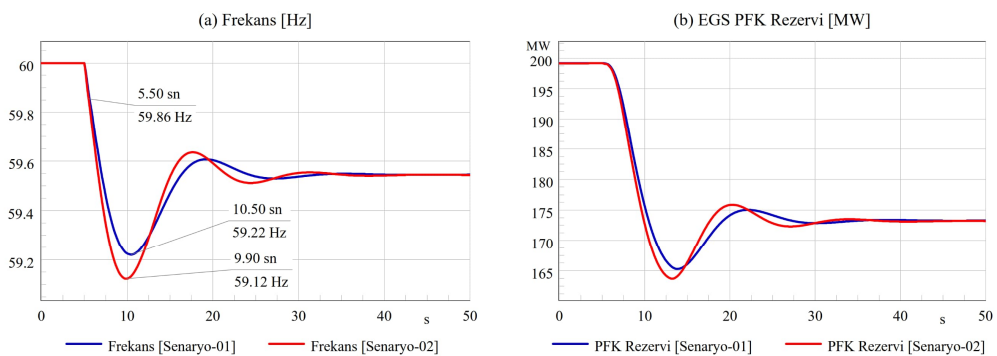
$t=5,00$ sn anından hemen sonra, SG'ler döner kütlelerinde depolanan kinetik enerjiyi sisteme aktararak, frekansın zamana bağlı değişimini (Rate of Change of Frequency–RoCoF) sınırlamaktadır. RoCoF_{0,5}, denklem 3.1'e göre -0,24 Hz/sn olarak hesaplanmıştır. Rotor hızlarındaki değişimler türbin governorları tarafından hızla tespit edilmesine rağmen, türbin valf kontrol mekanizmalarının görece büyük zaman sabitleri nedeniyle, türbinler aktif güç çıkışını yalnızca birkaç saniye sonra artırmaya başlayabilmiştir. Türbinlerin PFK'ya katılmasıyla aktif güç üretim-tüketim dengesi ilk olarak $t=10,53$ sn anında sağlanmıştır. Frekans dip noktası $t=10,53$ anında 59,22 Hz olarak kaydedilmiştir.

Şekil 5.2(b)'den de görüleceği üzere, SG02 yeterli döner rezerve sahip olmadığı için $t=5,00$ anında meydana gelen ΔP_{LA} için atalet tepkisi göstermiş olsa da mekanik torkta yalnızca %1 oranında bir artış sağlanabilmiştir. Mekanik tork %1 oranında artsa dahi, rotor hızındaki 0,077 pu'luk azalma nedeniyle sağlanan aktif güç, aslında 1,00 pu düzeyinde sabit kalmaktadır.

5.2 Senaryo-02: SG02 Yerine RES02'nin Devrede Olduğu Durum

Senaryo-02'de, SG02 devreden çıkarılmış ve yerine 33 adet 5 MW kapasiteli rüzgâr türbininden oluşan RES02 devreye alınmıştır. SG02 yerine RES02'nin entegrasyonu sonucunda, Senaryo-01'de 5,82 saniye olarak hesaplanan H_{sis} , denklem 2.10'a göre 4,93 saniyeye düşmüştür. SG01 ve SG03 rotorlarında depolanan kinetik enerji ise 2665 MWs olarak hesaplanmıştır.

Senaryo-02'de ilk olarak RES02'nin atalet desteği sağlamadığı durum incelenmiştir. Senaryo-01'deki aynı bozucu etki karşısında (ΔP_{LA}) sistem frekansının ve EGS PFK rezervinin zaman bağlı değişimleri Şekil 5.3'te gösterilmiştir.



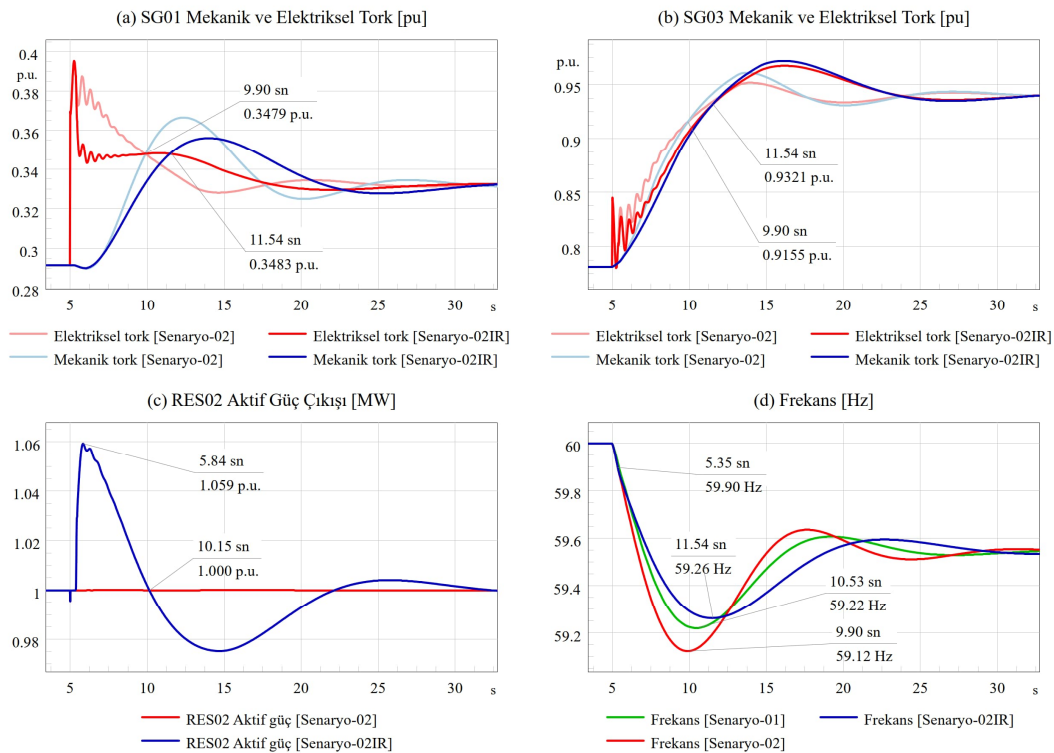
Şekil 5.3 : Senaryo-02 için (a) frekansının ve (b) PFK rezervinin zamana bağlı değişimi.

Senaryo-02’de $RoCoF_{0,5}$, -0,28 Hz/sn olarak hesaplanmıştır. Senaryo-02’de SG02’nin atalet desteğinin olmaması beklendiği üzere $RoCoF_{0,5}$ ’in Senaryo-01’e göre daha yüksek olmasına neden olmuştur.

Senaryo-02’de H_{sis} (4,93 sn), Senaryo-01’e (5,82 sn) göre daha düşük olduğu için, $RoCoF_{0,5}$ ’in daha yüksek olmasına, bu da frekans dip noktasının Senaryo-01’e göre daha düşük olmasına neden olmuştur. Senaryo-02’de frekans dip noktası 59,12 Hz’dir. SG02’nin PFK rezervine sahip olmaması nedeniyle, SG02 yerine RES02’nin entegre edilmesi EGS rezervini etkilememektedir. ΔP_{LA} , Senaryo-01’de olduğu gibi, yine SG01 ve SG03 tarafından karşılanmaya çalışılmıştır.

Senaryo-02, atalet desteği sağlayamayan RES oranının arttığı durumda, EGS’de meydana gelebilecek ani aktif güç dengesizliklerine karşı frekans salınımlarının artmasına tipik bir örnektir.

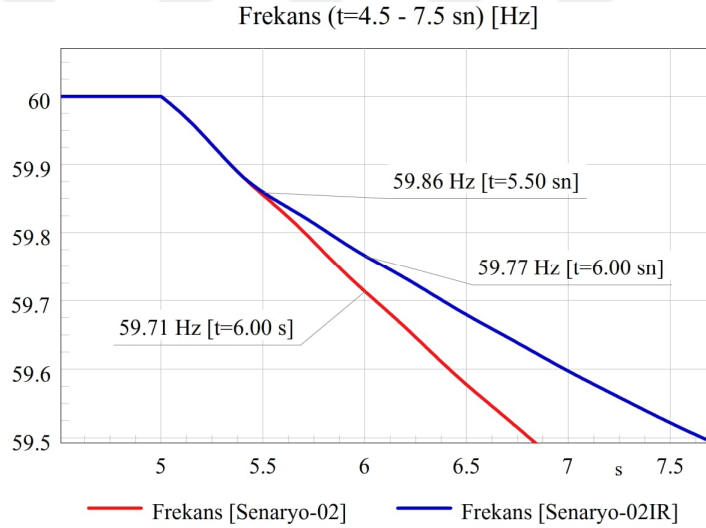
SG02 yerine, sentetik atalet tepkisi ile PFK’ye destek olabilen RES02’nin entegre edildiği durum, Senaryo-02IR ile incelenmiştir. Senaryo-02IR’de, $t=5,00$ sn anında meydana gelen ΔP_{LA} için frekansın zamana bağlı değişimi Şekil 5.4’te sunulmuştur.



Şekil 5.4 : Senaryo-02IR için (a) SG01 ve (b) SG02’nin elektriksel ve mekanik torklarının, (c) RES02 aktif gücünün ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.

Senaryo-02IR’de, frekansın $t=5,35$ sn’de 59,90 Hz eşik değerinin altına düşmesiyle RES02’nin ATK’sı tetiklenmiştir. ATK’nın tetiklenmesinden sonra yaklaşık 50 ms içinde, RES02 aktif gücü 1,00 pu’dan 1,06 pu’ya ulaşmıştır. RES02’nin atalet desteği, $t=10,13$ sn’de sonlanmıştır.

ATK tetikleninceye kadar, Senaryo-02 ve Senaryo-02IR’deki $RoCoF_{0,5}$ değerinin aynı olacağı göz önüne alındığında, bozucu etkinin meydana gelmesinden sonraki ilk 0,5 saniyenin $RoCoF$ tahmini için dikkate alınması, karşılaştırma açısından yanıltıcı olacaktır. Bu nedenle ATK’nın aktif olduğu senaryolarda $RoCoF$ için ikinci 0,5 saniyelik zaman dilimi ($RoCoF''_{0,5}$) dikkate alınmıştır. Buna göre, Senaryo-02’deki $RoCoF''_{0,5}$, -0,30 Hz/sn; Senaryo-02IR’deki ise -0,18 Hz/sn olarak hesaplanmıştır. RES02’nin atalet desteği, $RoCoF''_{0,5}$ ’in mutlak değerini önemli ölçüde azaltmıştır. $t=5,0-7,5$ sn aralığındaki frekans değişimi Şekil 5.5’te verilmiştir.



Şekil 5.5 : Senaryo-02 ve 02IR için frekansın $t=4,5-7,5$ sn aralığındaki değişimi.

Senaryo-02IR’deki frekans dip noktası 59,26 Hz olarak kaydedilmiştir. Bu değer üretimin tamamının SG’lerden sağlandığı Senaryo-01’dekine göre (59,22 Hz), daha yüksektir. Bunun nedeni, RES02’den sağlanan atalet desteğinin SG02’ye göre daha yüksek olması ve SG02’nin Senaryo-01’de PFK rezervine sahip olmamasıdır.

Rotor dinamiğini tanımlayan denkleme göre (bkz. denklem 2.1), elektriksel tork ile mekanik tork arasındaki fark ivmelendirme torkudur (T_a). Senaryo-02IR’de, RES02’nin sağladığı atalet desteği, T_a yavaşlatma (negatif ivmelenme) torkunu azaltarak, SG01 ve SG03’ün PFK rezervlerini devreye alabilmesi için zaman tanımıştır (bkz. Şekil 5.4(a)). Senaryo-02IR’deki RES02’nin atalet desteği, RES02’nin SG02’nin

yerini almasıyla azalan sistem ataleti nedeniyle frekansın daha düşük dip noktalara ulaşmasını engelleyerek temel görevini başarıyla yerine getirmiştir. Senaryo-02IR, yeterli rezerve sahip olmayan üretim kaynaklarının (SG02 gibi) yerine atalet desteği sağlayabilen RES'lerin entegre edilmesi durumunda, azalan sistem ataletinin (H_{sis}) frekans salınımları üzerindeki olumsuz etkisinin telafi edilebildiği tipik bir senaryoyu temsil etmektedir.

Senaryo-02IR'de, $t=10,13$ sn ile $t=21,25$ sn aralığındaki RES02'nin toparlanma süreci, EGS'de yavaş gelişen bir aktif güç dengesizliği yaratmıştır. Bu ilave aktif güç farkı, SG01 ve SG03 tarafından karşılanmak zorunda kalmıştır. Sonuç olarak, bu durum aktif güç üretim-tüketim dengesinin Senaryo-02'ye kıyasla daha geç sağlanmasına neden olmuştur (bkz. Şekil 5.4(d)). Senaryo-02'de frekans dip noktası $t=9,90$ saniyede meydana gelirken, Senaryo-02IR'de ise $t=11,54$ saniyede gerçekleşmiştir.

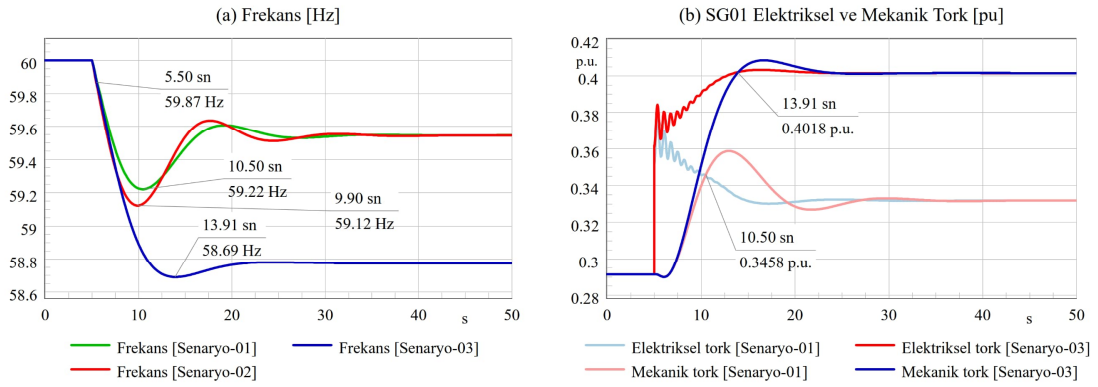
Toparlanma süreci, frekansın yarı kararlı hale gelene kadar Senaryo-01 ve Senaryo-02'ye kıyasla daha düşük bir seviyede seyretmesine neden olmuştur. Bu durum, Senaryo-02IR'de EGS'nin primer frekans tepkisi üzerinde kayda değer bir olumsuz etki yaratmamış olsa da RES'lerin toparlanma süreci, yeterli PFK rezervinin bulunmaması veya yeterince hızlı devreye alınamaması halinde frekans dip noktasının daha düşük seviyelere ulaşmasına neden olabilmektedir. Bu etki, bir sonraki Senaryo-03 kapsamında incelenmiştir.

5.3 Senaryo-03: SG03 Yerine RES03'ün Devrede Olduğu Durum

Senaryo-03'te SG03 devreden çıkarılmış ve yerine 17 adet 5 MW kapasiteli rüzgâr türbininden oluşan RES03 devreye alınmıştır.

Senaryo-03'te, SG03 yerine RES03'ün entegre edilmesi sonucunda, %100 konvansiyonel üretim senaryosunda (Senaryo-01) 5,82 saniye olan H_{sis} , 5,73 saniyeye düşmüştür. SG01 ve SG02 rotorlarında depolanan kinetik enerji 3004 MWs'dir.

Senaryo-03'te, RES03'ün atalet desteği sağlamadığı durum analiz edilmiştir. Senaryo-01 ve Senaryo-02'deki ile aynı bozucu etkiye (ΔP_{LA}) maruz kalan sistemde, frekansın ve SG01'in elektriksel-mekanik torkunun zamana bağlı değişimleri karşılaştırmalı olarak Şekil 5.6'da sunulmuştur. SG02'nin rezerve sahip olmaması nedeniyle, mekanik torkunda kayda değer bir değişim söz konusu değildir. Bu nedenle Şekil 5.6'da yer verilmemiştir.

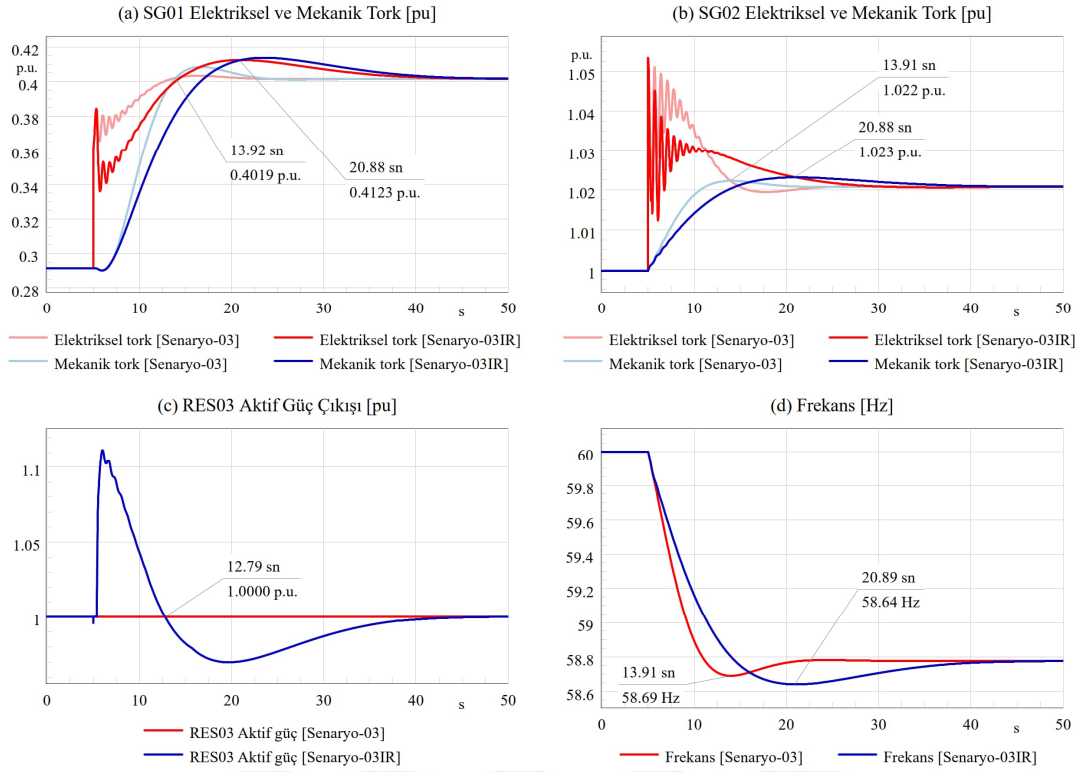


Şekil 5.6 : Senaryo-01, -02, ve -03 için (a) frekansın ve (b) SG01 elektriksel ve mekanik torkunun zamana bağlı değişimi.

Senaryo-03 için hesaplanan $RoCoF_{0,5}$, -0,26 Hz/sn'dir. Senaryo-03'teki sistem ataletinin (H_{sis}), Senaryo-01'e kıyasla daha düşük olması, $RoCoF_{0,5}$ değerinin daha yüksek olmasına neden olmaktadır. Senaryo-03'te gözlenen frekans dip noktası 58,69 Hz'dir.

Senaryo-02 ile karşılaştırıldığında, Senaryo-03 için hesaplanan H_{sis} değeri (5,73 saniye), Senaryo-02'deki değerinden (4,93 saniye) daha büyük olmasına rağmen, Senaryo-03'te gözlenen frekans dip noktası (58,69 Hz), Senaryo-02'ye kıyasla daha düşüktür. Bu durumun temel nedeni, SG03'ün atalet desteği sağlayamayan RES03 ile değiştirilmesi halinde, ΔP_{LA} 'nın tamamının SG01 tarafından karşılanmak zorunda kalmasıdır (SG02'nin PFK rezervi olmaması nedeniyle). Senaryo-02 ve Senaryo-03 arasındaki karşılaştırma, RES oranındaki artışa bağlı olarak azalan sistem ataletinin, her durumda primer frekans tepkisi üzerinde olumsuz etkilere yol açmayacağını göstermektedir. Bununla birlikte, sistemde yeterli rezervin bulunması ve H_{sis} değerinin yüksek olması, tek başına frekans kararlılığını sağlamak için yeterli olmayabilir. Bölüm 3'te açıklandığı üzere, rezervin mümkün olan en hızlı şekilde devreye alınabilmesi için üretim birimleri arasındaki dağılımı kritik bir öneme sahiptir.

PFK rezervine sahip SG03'ün yerine, atalet desteği sağlayabilen RES03'ün sisteme dahil edildiği durum, Senaryo-03IR ile incelenmiştir. Aynı bozucu etki için (ΔP_{LA}), Senaryo-03IR'deki frekansın, SG torklarının ve RES03'ün aktif gücünün zamana bağlı değişimleri, Senaryo-03 ile karşılaştırmalı olarak Şekil 5.7'de sunulmuştur.



Şekil 5.7 : Senaryo-03IR için (a) SG01 ve (b) SG02’nin elektriksel ve mekanik torkları, (c) RES03 aktif gücü ve (d) frekansın zamana bağlı değişimi.

Senaryo-03IR’de $RoCoF''_{0,5}$ değeri -0,16 Hz/sn olarak hesaplanmıştır. Senaryo-03’te elde edilen değer (-0,26 Hz/sn) ile karşılaştırıldığında, RES03’ün atalet desteğinin $RoCoF''_{0,5}$ üzerinde önemli bir iyileştirme sağladığı görülmektedir.

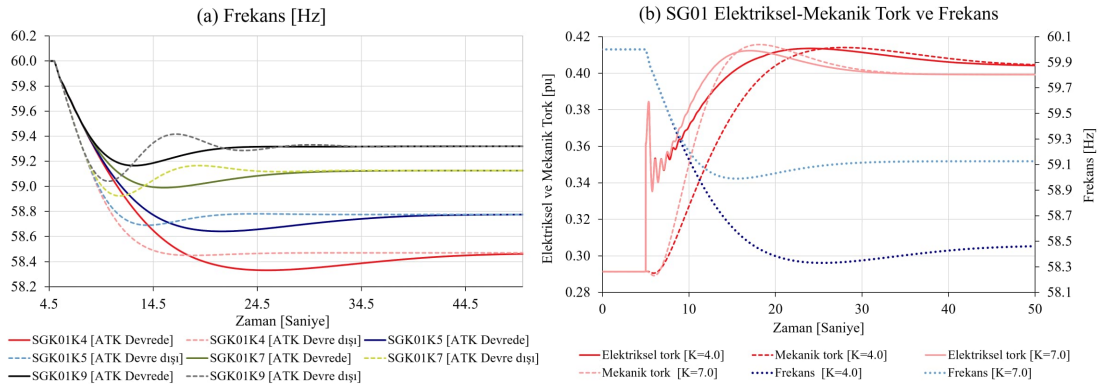
Senaryo-03IR’de, frekans dip noktası $t=20,89$ sn’de 58,64 Hz olarak kaydedilmiştir. Frekans dip noktası açısından karşılaştırıldığında, RES03’ün atalet desteği beklenen iyileşmeyi sağlayamamış; aksine, frekans dip noktasının Senaryo-03’teki 58,69 Hz değerine kıyasla daha düşük bir seviyeye ulaşmasına neden olmuştur. Bu durumun sebebi aşağıdaki şekilde açıklanabilir:

- RES03’ün atalet desteğinin sona ermesiyle birlikte $t=12,79$ sn’den sonra aktif güç çıkışını azaltması, bu süreye kadar üretim-tüketim dengesini sağlayamayan SG’ler için yavaş gelişen ve karşılanması gereken ek bir aktif güç açığı oluşturmuştur. Şekil 5.7(a) ve (b)’den görülebileceği üzere, RES atalet desteğinin olmadığı Senaryo-03’te üretim-tüketim dengesi $t=13,92$ sn’de sağlanırken; RES03’ün atalet desteği sağladığı Senaryo-03IR’de bu denge ancak $t=20,88$ sn’de sağlanabilmiştir.

- Senaryo-03IR’de RoCoF, Senaryo-03’e kıyasla daha düşük olmasına rağmen, RES toparlanma sürecinin üretim-tüketim dengesinin sağlanma süresini uzatması, frekans dip noktasının Senaryo-03’e göre daha düşük bir değere ulaşmasına neden olmuştur.
- PFK, geleneksel droop kontrolü ile yapılmaktadır. Droop, Bölüm 3.2.1’de açıklandığı üzere, rotor hızındaki birim değişim başına türbinin aktif güç üretimindeki değişimi yüzdesel olarak ifade etmektedir. RES’lerin atalet desteği sağlaması durumunda RoCoF’un azalması, geleneksel droop kontrolü ile çalışan SG’lerin birim zamanda daha az rezerv devreye almasına neden olmuştur. Ancak, üretim-tüketim dengesi henüz sağlanamamışken, RES’lerin atalet desteğini sonlandırarak toparlanma sürecine girmesiyle ortaya çıkan ilave aktif güç açığı, üretim ve tüketim dengesinin sağlanma süresini daha da uzatmıştır. Başka bir deyişle, atalet desteği sağlayabilen RES03, SG’lerin güç dengeleme dinamiklerini etkileyerek tepkilerini manipüle etmiştir.

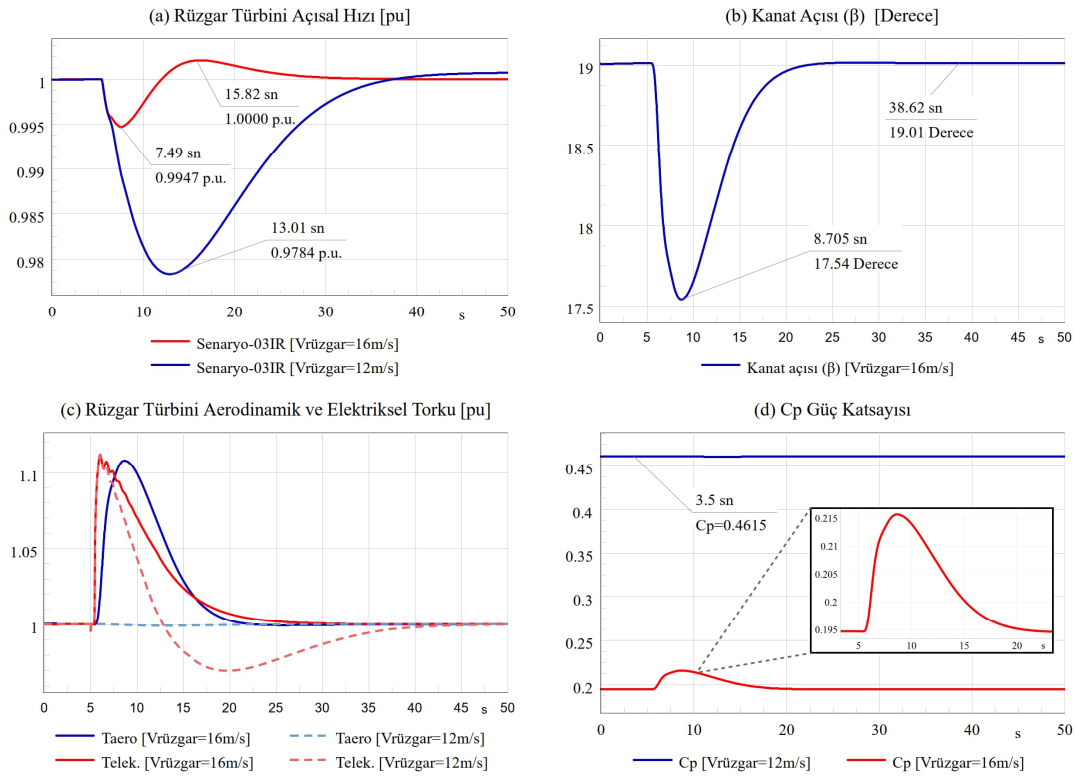
Senaryo-03IR, RES atalet desteğinin SG’ler tarafından etkili bir şekilde kullanılmadığı bir senaryo örneğini temsil etmektedir. Özellikle büyük güçlü RES’lerin atalet tepkisi sağlaması durumunda, RoCoF değerinin düşük olması ve akabinde rüzgâr türbinlerinin toparlanma sürecindeki daha düşük aktif güç üretimi, konvansiyonel droop kontrolü açısından yanıltıcı olabileceği görülmüştür. RES toparlanma sürecinden en az oranda etkilenmek için üretim-tüketim dengesinin RES atalet tepkisi sonlanmadan (toparlanma süreci başlamadan) sağlanmış olması gerekmektedir. Bu da SG’lerin birim frekans değişimi için daha büyük güç rezervini daha hızlı devreye alabilmesiyle mümkündür.

SG01 governor kazanç katsayısı (K) 4 ile 9 arasında değiştirilerek Senaryo-03 ile Senaryo-03IR’nın tekrarlanmasıyla elde edilen EGS frekans tepkisi ve SG01 tork değişimleri Şekil 5.8’de sunulmuştur. Büyük kazanç katsayıları için RES’in toparlanma sürecinin etkisi telafi edilebilirken, düşük katsayılarda toparlanma süreci daha düşük bir frekans dip noktasına neden olabilmektedir.



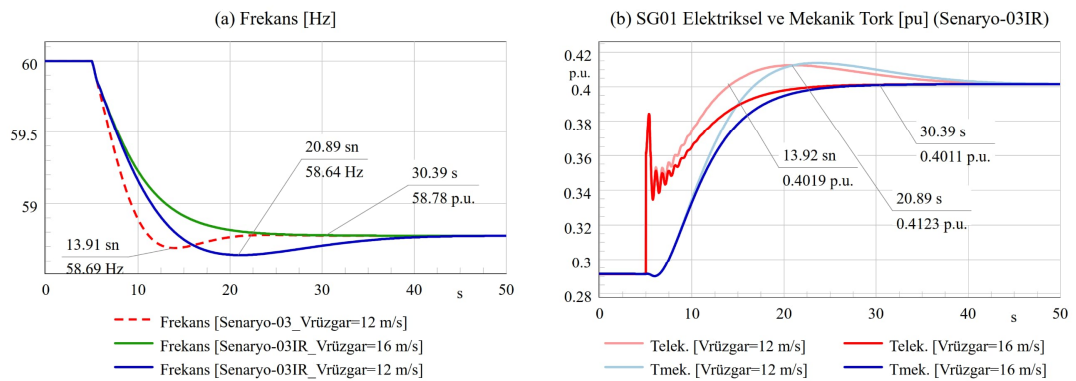
Şekil 5.8 : SG01 Governorun farklı kazanç katsayıları için (a) frekansın ve (b) $K=4$ için SG01 elektriksel ve mekanik torkunun zamana bağlı değişimi.

RES toparlanma sürecinin EGS frekans tepkisi üzerindeki etkisini daha net bir şekilde değerlendirebilmek amacıyla, Senaryo-03IR simülasyonları, nominal rüzgâr hızı olan 12 m/s ve nominal değerin üzerindeki 16 m/s rüzgâr hızları için tekrarlanmıştır. Rüzgâr türbinin açısal hızının, kanat açısının (β), tork ve güç katsayılarının (C_p) zamana bağlı değişimi Şekil 5.9’da verilmiştir.



Şekil 5.9 : (a) 12 m/s ve 16 m/s hız ile esen rüzgâr hızları için RES atalet desteği sırasında (a) rüzgâr türbini açısal hızı, (b) kanat açısı (β), (c) aerodinamik ve elektriksel torku, (d) güç katsayısının (C_p) zamana bağlı değişimi.

Başlangıç durumunda, 16 m/s’lik rüzgâr hızı için kanat açısı β , 19° ’dir. Rüzgâr hızının 12 m/s (nominal) olduğu senaryoda ise kanat açısı, optimum değeri olan 0° ’dir. Frekansın, 59,90 Hz’in (önceden ayarlanmış ATK düşük frekans eşik değeri) altına düşmesiyle RES atalet desteğini başlatmıştır. Atalet desteği boyunca rüzgâr türbinlerinin rotor açısal hızı azalmıştır. Rüzgâr hızının 16 m/s olduğu senaryoda, kanat açısı kontrolcüsü, rotordaki yavaşlamayı tespit ederek 19° ’lik kanat açısını optimum açı olan 0° ’ye doğru ayarlayarak türbin hızını 1,00 pu seviyesinde regüle etmeye çalışmıştır. Kanat açısının düşmeye başlamasıyla rüzgâr enerjisinden elde edilen aerodinamik güç de artmaya başlamıştır. Bu ek aerodinamik güç desteği, RES’in toparlanma sürecine girmesine gerek kalmadan türbin rotorlarının hızlandırılması için kullanılmıştır. 16 m/s’lik rüzgâr hızı için RES’in toparlanma sürecine girmemesi, frekans dip noktasının 12 m/s’lik ve altındaki rüzgâr hızlarına kıyasla daha yüksek olmasını sağlamıştır. Bozucu etkinin ve EGS eşdeğer droop değerinin her iki senaryoda da aynı olması nedeniyle, frekansın yarı kararlı hal değeri aynı olmaktadır. Ele alınan örnek için frekansın ve SG01’in elektriksel ile mekanik torklarının zamana bağlı değişimleri Şekil 5.10’da gösterilmiştir.



Şekil 5.10 : Senaryo-03 ve -03IR’de 12 m/s ve 16 m/s’lik rüzgâr hızları için (a) frekansın, (b) Senaryo-03IR için SG01’in elektriksel ve mekanik torkunun zaman bağlı değişimi.

5.4 Senaryo-04: SG02 Yerine RES02’nin, SG03 Yerine ise RES03’ün Devrede Olduğu Durum

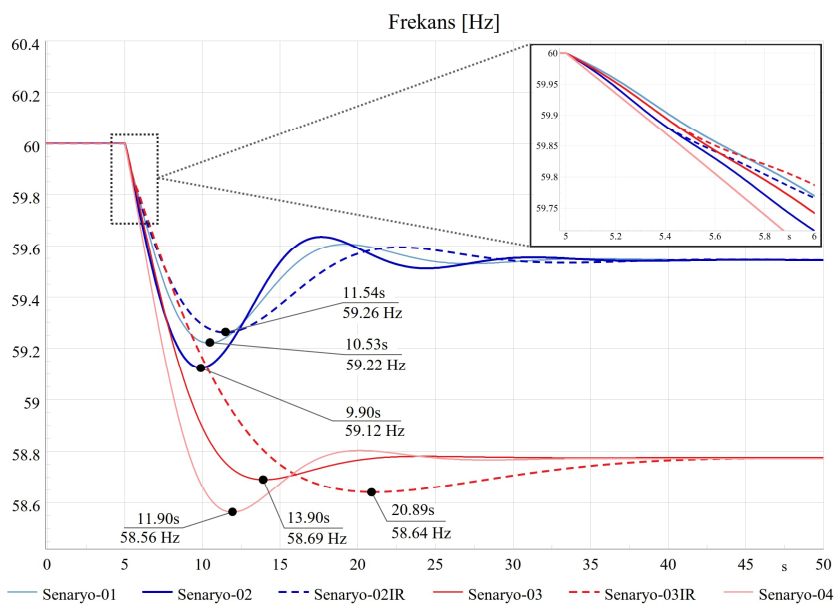
Senaryo-04’te, SG02 ve SG03 devreden çıkarılmış ve yerine sırasıyla 33 adet ve 17 adet 5 MW kapasiteli rüzgâr türbininden oluşan RES02 ve RES03 devreye alınmıştır. Senaryo-04’te tüketimin %50’si RES’lerden karşılanmaktadır.

SG02 ve SG03'ün devre dışı bırakılması sonucunda, EGS'de depolanan kinetik enerji 3305 MWs'den 2364 MWs'ye düşmüştür. İncelenen senaryolar arasında en düşük sistem ataletine sahip olan senaryo, Senaryo-04'tür ($H_{sis}=4,75$ sn). H_{sis} değerindeki azalma, RoCoF_{0,5} değerinin, ele alınan bozucu etki için -0,32 Hz/sn'ye yükselmesine neden olmuştur. Bu durum, frekansın dip noktasının 58,56 Hz'e kadar düşmesine neden olmuştur.

PFK desteği sağlayamayan RES'lerin devrede olması, ΔP_{LA} 'nın yalnızca SG01 tarafından karşılanmasını zorunlu kılmıştır. Hem H_{sis} değerinin düşük olması hem de rezerv ihtiyacının yalnızca tek bir SG tarafından karşılanması, RoCoF_{0,5}'in Senaryo-02 ve Senaryo-03'e kıyasla daha yüksek, frekans dip noktasının ise daha düşük olmasına yol açmıştır.

RES02 ve RES03'ün atalet desteği sağladığı Senaryo-04IR'de ise RoCoF''_{0,5}, -0,15 Hz/sn olarak hesaplanmış, frekans dip noktası ise 58,53 Hz olarak kaydedilmiştir. Senaryo-03IR'de olduğu gibi, Senaryo-04IR'de, RES'lerin atalet desteği, RoCoF''_{0,5} için iyileşme sunsa da frekans dip noktası noktası açısından hedeflenenin aksine daha olumsuz bir sonuç ortaya çıkarmıştır. Bu durumun sebepleri, Senaryo-03 ve Senaryo-03IR başlıkları altında ayrıntılı olarak sunulmuştur. Benzer çıkarımlar, Senaryo-04 ve Senaryo-04IR için de geçerliliğini korumaktadır.

Senaryo-04'te gözlenen EGS frekans tepkisinin zamana bağlı değişimi, diğer senaryolar ile karşılaştırmalı olarak Şekil 5.11'de sunulmuştur.



Şekil 5.11 : İncelenen farklı senaryolar için EGS frekansının zamana bağlı değişimi.

İncelenen tüm senaryolar için hesaplanan sistem ataleti (H_{sis}) ve aynı bozucu etki (ΔP_{LA}) için hesaplanan frekans metriklerinin ($RoCoF_{0,5}$, $RoCoF''_{0,5}$ ve frekans dip noktası) sayısal değerleri Çizelge 5.1’de verilmiştir.



Çizelge 5.1 : İncelenen senaryolar için frekans metrikleri.

Senaryo	SG01	SG02	SG03	RES02	RES03	ATK	(1) Kinetik Enerji [MWs]	(2) H _{sis} [s]	(3) RoCoF _{0,5} [Hz/s]	(4) RoCoF'' _{0,5} [Hz/s]	(5) Frekans Dip Noktası (Nadir) [Hz]
01	✓	✓	✓	X	X	X	3305	5,82	-0,24	-0,22	59,22
02	✓	X	✓	✓	X	X	2665	4,93	-0,28	-0,30	59,12
02IR	✓	X	✓	✓	X	✓	2665	7,71*	-0,28	-0,18	59,26
03	✓	✓	X	X	✓	X	3004	5,73	-0,26	-0,26	58,69
03IR	✓	✓	X	X	✓	✓	3004	8,94*	-0,26	-0,16	58,64
04	✓	X	X	✓	✓	X	2364	4,75	-0,32	-0,34	58,56
04IR	✓	X	X	✓	✓	✓	2364	10,05*	-0,26	-0,15	58,53

✓: Devrede X: Devre dışı

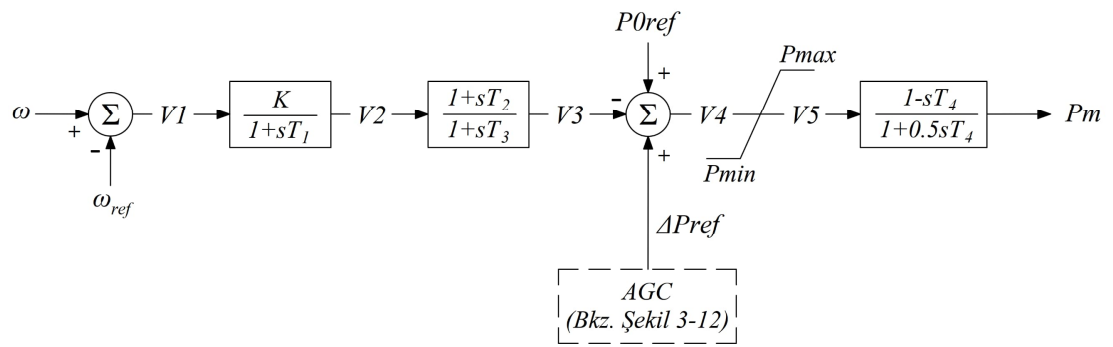
*ATK, yaklaşık 400 ms'lik bir zaman gecikmesi ile devreye girdiğinden, bozucu etkinin meydana geldiği andan itibaren 0,5 ile 1,0 sn zaman aralığındaki RoCoF''_{0,5} için denklem 3.2 kullanılarak hesaplanmıştır.

5.5 AGC'nin Dahil Edildiği Durumdaki RES Atalet Desteğinin Etkisi

Senaryo-03IR'de, geleneksel droop kontrolünün, RES'lerden sağlanan atalet desteği süresince birim zamanda daha az rezerv devreye aldığı tespit edilmiştir. RES'lerin toparlanma sürecine girmesiyle başlayan ve yavaş gelişen aktif güç açığı nedeniyle üretim-tüketim dengesinin daha geç sağlandığı ve bu nedenle frekans dip noktasının daha düşük olduğu görülmüştür. RES'lerin toparlanma sürecinin bu etkisine maruz kalmamak için, üretim-tüketim dengesinin toparlanma sürecinden önce sağlanması amacıyla SG'lerin rezervlerini daha hızlı devreye alması gerektiği, farklı governor kazanç katsayıları üzerinden gösterilmiştir (bkz. Şekil 5.8).

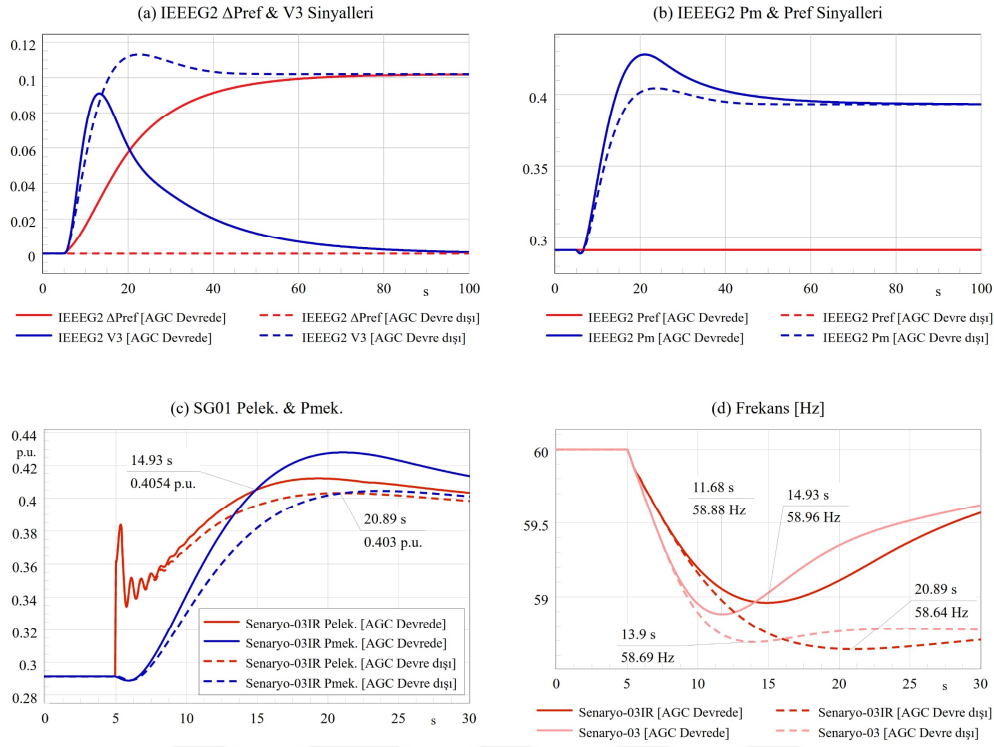
Özellikle konvansiyonel termal türbin-generator ünitelerinin droop ayarlarını dinamik olarak değiştirmek, oldukça zordur ve karmaşık kontrol stratejileri ve simülasyonlar olmadan pratikte önerilmemektedir [9]. Bölüm 3.3'te açıklandığı üzere, SFK için tahsis edilmiş AGC, PFK'ya katkı sunacak şekilde parametrelendirilebilir. Böylece governorların rotor hızındaki düşüşe denk gelen ΔP_m sinyaline ek olarak sistem frekans sapması için üretilen ΔP_{ref} sinyali, destekleyici olarak kullanılabilir.

SG01'in IEEE2 türbin-governor modeline ait blok diyagramı Şekil 5.12'de gösterilmiştir. Bu model, AGC'nin ürettiği ΔP_{ref} sinyali entegre edilerek güncellenmiştir. SG02, rezerve sahip olmadığı için AGC'nin güç paylaşımında dikkate alınmamıştır.



Şekil 5.12 : IEEE2 türbin-governor blok diyagramı, [53]'ten uyarlanmıştır.

Senaryo-03IR'de AGC'nin aktif olduğu ve olmadığı durumlar için IEEE2 governor sinyallerinin ve frekansın zamana bağlı değişimi Şekil 5.13'te gösterilmiştir.



Şekil 5.13 : Senaryo-03IR’de SG01 hız regülatörünün (governor) $\Delta Pref$ sinyali ile desteklenmesi durumunda (a), (b) governor sinyallerinin (c) SG01 elektriksel ve mekanik gücünün ve (d) frekansın zamana bağlı değişimleri.

Asıl fonksiyonu EGS frekansını nominal değerine döndürmek olan AGC’nin ΔP_{ref} sinyali, ele alınan senaryoda, rotor hız fonksiyonuna göre türetilen V3 sinyalini destekleyerek SG01 türbinin birim zamanda (geçici durumda) daha fazla aktif güç rezervini devreye almasını sağlamıştır. Böylece AGC’nin destekleyici sinyali ile aktif güç üretim-tüketim dengesi, RES toparlanma sürecine girmeden sağlanabilmektedir. Bu da RES atalet desteğinin, Senaryo-03IR’dekinin aksine, frekans dip noktasında iyileşme sağlayabilmesini mümkün kılmıştır. AGC’nin devrede olduğu senaryodaki RES atalet desteği, frekans dip noktasının 58,88 Hz’den 58,96 Hz’e yükselmesini sağlamıştır.

ΔP_{ref} sinyali ile desteklenmeyen senaryolar (örneğin Senaryo-03IR ve 04IR), aktif güç üretim-tüketim dengesinin daha geç sağlanabildiği sistemlerde, büyük ölçekli RES’lerden sağlanabilecek atalet desteğinin EGS primer frekans tepkisi açısından daha olumsuz sonuçlar doğurabileceğini göstermektedir. ΔP_{ref} sinyali ile desteklenen simülasyonlar, RES’lerin toparlanma sürecindeki olumsuz etkilerine maruz kalmamak amacıyla, SG’ler tarafından sağlanan PFK’nın, RES’lerin atalet desteği ile koordine edebilen merkezi bir kontrolcü gereksinimini ortaya koymaktadır.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu bölümde, çalışma kapsamında elde edilen bulgular değerlendirilmiş, aynı zamanda çalışma süresince elde edilen sonuçlar doğrultusunda gelecekteki araştırmalar için çeşitli öneriler sunulmuştur.

- Elektrik Güç Sisteminde (EGS) atalet desteği sağlama kabiliyetine sahip olmayan Rüzgâr Enerji Santrallerinin (RES), Senkron Generatörlerin (SG) yerini alması sonucu, sistemin eşdeğer ataletinde azalma meydana gelmiştir. Bu durum neticesinde, aynı bozucu etki için frekans değişim oranının (Rate of Change of Frequency–RoCoF) arttığı ve frekans dip noktasının daha düşük olduğu gözlemlenmiştir.
- Sistem ataleti azaldıkça, Primer Frekans Kontrolünden (PFK) sorumlu üretim birimlerinin rezervlerini daha hızlı devreye alarak etkili bir frekans kontrolü yapması gerekecektir. Bu bağlamda, konvansiyonel üretim kaynaklarının hâkim olduğu mevcut EGS’lerdeki Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının (YEK) oranı arttıkça, iletim sistemi operatörlerinin daha hızlı devreye alınabilen ve daha büyük kapasitelerde PFK rezervlerine ihtiyaç duyması beklenmektedir. Ayrıca, mevcut şebeke yönetmeliklerinde tanımlanan PFK gerekliliklerinin, sistem ataletinin azalmasıyla birlikte SG’ler için daha zorlayıcı hale geleceği öngörülmektedir.
- İncelenen senaryolar, RES’ler tarafından sağlanan atalet desteğinin devreye girmesiyle RoCoF üzerinde önemli bir azalma sağladığını göstermektedir. Bu destek, frekansın dip noktasına ulaşma süresini geciktirerek konvansiyonel üretim kaynaklarının rezervlerini devreye alması için ek bir zaman aralığı tanımakta ve böylece PFK’ya destek olabilmektedir.
- RES’lerin kanat açısı kontrolü ile aktif güç rezervi tutabilmesi mümkündür. Bu sayede gerekmesi durumunda aktif güç üretimini artırarak PFK’ya katkı sunabilir. Ancak, kanat açısındaki mekanik değişimin görece büyük mekanik zaman sabiti nedeniyle, bu güç rezervinin atalet tepkisi kadar hızlı devreye

alınmadığı gözlemlenmiştir. Ayrıca, rüzgâr profilinin değişken olması, kanat açısı kontrolü ile sabit bir rezerv gücünün sürekli olarak emre amade olmasını engellemektedir. RES'ler, ticari kaygılar doğrultusunda maksimum verim elde etmek amacıyla tasarlanmakta ve işletilmektedir. Kanat açısının kontrolüyle rezerv sağlanması, RES verimliliğini olumsuz etkileyecektir.

- Literatürdeki genel görüş, sistem ataletinin azalmasının frekans salınımlarının artmasına yol açtığı yönündedir. Bu görüşün temelde doğru olduğu kabul edilse de ek argümanlarla desteklenmesi gerektiği düşünülmektedir. Bölüm-5'te incelenen Senaryo-02 ve Senaryo-03 göstermektedir ki; RES entegrasyonunun artmasıyla sistem ataletinin azalıyor olması, her zaman sistemin frekans tepkisi açısından olumsuz etki yaratmamaktadır. Senaryo-03'te atalet sabiti, Senaryo-02'ye göre yüksek olmasına karşın, aynı bozucu etki için gözlenen frekans dip noktası daha düşüktür. Bu durum, RES'lerin hangi SG'lerin yerini aldığı, mevcut PFK rezervinin kaynaklar arasında nasıl paylaştırıldığı ve bu rezervin devreye alınma süresinin, RES'lerin artışıyla birlikte EGS frekans tepkisi üzerinde belirleyici bir etkiye sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Bu nedenle, RES entegrasyonunun artmasıyla birlikte, SG'ler arasındaki rezerv paylaşım stratejilerinin yeniden değerlendirilmesi gerekecektir.
- Atalet desteğinin sona ermesiyle birlikte, RES'ler toparlanma sürecine girmektedir. Atalet tepkisi sırasında rüzgâr türbinlerinin hızındaki değişim, türbin rotorundan sisteme aktarılan kinetik enerjiyle orantılıdır. Serbest bırakılan enerji arttıkça, türbin bir o kadar yavaşlama eğilimi gösterecektir. Atalet tepkisinin sona ermesiyle de üreteceği aktif güç, başlangıç durumuna göre bir o kadar az olacaktır.
- RES'lerin atalet desteği sağladığı durumlarda, RoCoF'un düşük olması, konvansiyonel droop ile kontrol edilen SG-türbin governorlarının birim zamanda daha az aktif gücü devreye almasına yol açtığı gözlemlenmiştir. RES atalet desteğinin sona ermesiyle, RES'ler toparlanma sürecine girmektedir. Eğer PFK, aktif güç üretim ve tüketim dengesini hızlı bir şekilde sağlayamazsa, RES toparlanma süreci, devredeki SG tarafından karşılanması gereken ve yavaş gelişen bir aktif güç açığı olarak algılanmaktadır. Sonuç olarak, aktif güç

Üretim ve tüketim dengesinin daha geç sağlanmasına ve frekans dip noktasının daha da düşük olmasına neden olmaktadır.

- PFK'nın görece yavaş tepki verdiği sistemlerde, RES'lerin toparlanma sürecinin frekans tepkisi üzerindeki olumsuz etkilerini telafi edebilmek için, ek kontrol sinyalleri ile desteklenmiş trbn governorlarının RES atalet desteğinin etkinliğini artıracılabileceği gözlemlenmiştir. Bu durum, PFK'nın, RES'lerin ATK'ları ile koordineli çalışabilen bir merkezi kontrolcüye duyulan ihtiyaı ortaya koymaktadır.
- Nominal değerinden yüksek rüzgâr hızları için, RES'lerin toparlanma sürecindeki etkisinin en aza indiği veya tamamen ortadan kalktığı tespit edilmiştir. Bu nedenle, RES atalet desteğinin EGS acil durumlarında ve yalnızca rüzgâr hızının nominalinin üzerinde olduğu durumlarda tetiklenmesi, EGS frekans tepkisi açısından daha güvenilir olabilir. Hali hazırda bir rezerv bulundurduğu için atalet desteği sonrasında toparlanma sürecinin söz konusu olmadığı batarya enerji depolama sistemlerinin kullanılması, RES'lerden atalet desteği sağlanmasından daha etkili bir çözüm olarak öne çıkabilir.
- RES'lerin sağladığı atalet desteği, kontrol temellidir. Bu durum, frekans eşik değerine ulaşılıncaya kadar geçen süre ve kontrolcünün zaman sabiti nedeniyle atalet desteğinin gecikmeli bir şekilde başlamasına neden olmaktadır. (ATK'nın aktif olduğu senaryolarda bu gecikme süresi yaklaşık 400 ms'dir). Bu durum, RES'lerin sentetik atalet desteğini, SG'lerin doğal atalet tepkisinden ayıran temel farklardan biridir. RES atalet tepkisi devreye girene kadar, EGS atalet sabiti RoCoF için belirleyici bir faktör olmaktadır. Bu nedenle ATK devreye girinceye kadarki zaman aralığı için RoCoF, ATK'nın devre dışı olduğu senaryolar ile aynıdır (bkz. Çizelge 5.1, Sütün (3)). Bu durumda düşük frekans koruması (ANSI 81) ve RoCoF (ANSI 81R)'a bağlı yük atma şemalarının tekrar düzenlenmesi gerekecektir. Aksi durumda Senaryo-2IR gibi örneklerde yüksek RoCoF, frekansın düşük frekans eşik değerine ulaşmadan gereksiz yk atılmasına sebep olabilir. Senaryo-3IR gibi örneklerde ise RES'lerin sağladığı atalet desteği RoCoF'un düşük olmasını sağlayacağı için RoCoF koruma fonksiyonu aktifleşmeyebilir. Bu durum, RES'lerin toparlanma sürecine girmesiyle frekans dip noktasının daha düşük olmasına yol açabileceği için, aslında PFK ile önceden müdahale

edilebilecekken, yük atma şemalarının tetiklenmesine neden olabilir. Başka bir deyişle, RES atalet desteği (düşük RoCoF), PFK'nın gerekli aksiyonu zamanında almasını engelleyebilir.

- YEK'lerin, SG'lerin yerini almasıyla azalan sistem ataleti, EGS'deki SG'lerin olası kısa devre arızalarında rotor açısı ve gerilim kararlılığının koruyabilmesi için kritik arıza temizleme sürelerinin kısılmasına yol açmaktadır. Bu kısılma, koruma sistemlerinin daha hassas ve seçici bir şekilde çalışmasını gerektirdiğinden, sistem güvenilirliği açısından ek zorluklar oluşturabileceği düşünülmektedir.
- Konvertör aracılığıyla EGS'ye bağlı üretim kaynaklarında, EGS ile senkronizasyon, faz kilitleme döngüleri (PLL) gibi ek kontrol birimleri ile sağlanmaktadır. RES'lerin atalet desteği, bu ölçüm birimlerinin güvenilirliği ile doğrudan ilişkilidir. Yanlış ölçüm veya kontrolcülerin kararsız çalışması gibi istenmeyen durumlar, RES'lerin aniden devre dışı kalmasına neden olarak EGS üzerinde bozucu etkilere yol açabilir. Bu nedenle, kontrolcü temelli atalet desteği, EGS'nin güvenilirliği açısından değerlendirilmesi gereken ilave riskler barındırmaktadır.
- RES'lerin sağladığı atalet desteği sırasında, türbin şaftlarına uygulanan torkun nominal değerinin üzerine çıkabileceği tespit edilmiştir. Bu durumun, RES'lerin atalet desteği sağlama kapasitesini sınırlayıcı bir etken olarak değerlendirilmektedir. Bu nedenle, türbinlerin atalet desteği sırasında maruz kaldığı mekanik zorlanmalar, ayrıca incelenmesi gereken önemli bir husustur. Çalışma kapsamında geliştirilen modelde, şaft torkundaki bu artış, ATK için uygulanan düşük hız koruma fonksiyonu ile sınırlandırılmıştır. Bu fonksiyon, türbin hızının atalet desteği sırasında kritik değerinin altına düşmesiyle tepkinin otomatik olarak sonlandırılmasını sağlayarak, şaft torkunun aşırı yükselmesini engellemiştir.
- EGS'de meydana gelen büyük aktif güç dengesizlikleri, RES'lerin terminal gerilimlerinde yüksek genlikli dalgalanmalara yol açabilir. Bu bozucu etki karşısında, RES'lerin atalet desteği sağlarken şebekeye bağlı kalabilme yetenekleri, ayrıca incelenmesi gereken önemli bir konudur.

KAYNAKLAR

- [1] **Shura Enerji Dönüşüm Merkezi.** (2024). *Türkiye için batarya enerji depolama seçenekleri*. Erişim: 05 Aralık, 2024, <http://www.shura.org.tr/>
- [2] **Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı.** (2023). *The UAE consensus: Negotiations outcome*. Erişim: 01 Aralık, 2024, <https://www.cop28.com/en/the-uae-consensus-negotiations-outcome>
- [3] **International Renewable Energy Agency (IRENA).** (2024). *Tracking progress toward tripling renewable energy capacity and doubling energy efficiency by 2030*. Erişim: 01 Aralık, 2024, <https://www.irena.org/Publications/2024/Oct/UAE-Consensus-2030-tripling-renewables-doubling-efficiency>
- [4] **International Energy Agency (IEA).** (2024). *Renewable energy progress tracker*. Erişim: 23 Kasım, 2024, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker>
- [5] **NationalGrid (UK Electricity Transmission).** (2016). *System operability framework 2016: UK electricity transmission*.
- [6] **National Grid ESO.** (2019). *Interim report into the low frequency demand disconnection (LFDD) following generator trips and frequency excursion on 9 August 2019*.
- [7] **Chen, W., Yang, W., Qi, H., Shi, Z., & Geng, H.** (2023). Coordinated power reserve control of wind farm for frequency regulation. *IEEE Access*, 11, 55465–55473. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3280541>
- [8] **Electric Power Research Institute (EPRI).** (2019). *Implications of reduced inertia levels on the electricity system: Technical report on the challenges and solutions for system operations with very high penetrations of non-synchronous resources*. California, United States of America.
- [9] **Lannoye, E., Flynn, D., & O'Malley, M.** (2012). Evaluation of power system flexibility. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 922–931. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2177280>
- [10] **National Renewable Energy Laboratory (NREL).** (2015). *Overgeneration from solar energy in California: A field guide to the duck chart*. Denver, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [11] **California Independent System Operator (CAISO).** (2016). *What the duck curve tells us about managing a green grid*. CA, United States of America.
- [12] **NationalGridESO.** (2021). *National trends and insights: A system operability framework document*. NESO (National Energy System Operator): Glasgow, Scotland.
- [13] **Qays, M. O., Ahmad, I., Habibi, D., Aziz, A., & Mahmoud, T.** (2023). *System strength shortfall challenges for renewable energy-based power systems: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ISSN 1364-0321.

- [14] Yu, L., Sun, H., Xu, S., Zhao, B., & Zhang, J. (2022). *A critical system strength evaluation of a power system with high penetration of renewable energy generations*. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 8(3), 710–720. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.03020>
- [15] Kundur, P., et al. (2004). *Definition and classification of power system stability*. IEEE Transactions on Power Systems, 19(3), 1387–1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- [16] Markovic, U., Stanojevic, O., Aristidou, P., Vrettos, E., Callaway, D., & Hug, G. (2021). Understanding small-signal stability of low-inertia systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5), 3997–4017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3061434>
- [17] Australian Energy Market Operator (AEMO). (2017). *Black system South Australia 28 September 2016*.
- [18] Ziegler, G. (2011). *Numerical distance protection: Principles and applications*. Siemens. Publicis Publishing: Erlangen, Germany.
- [19] Desai, J. P. (2021). Analysis of power swings and blackouts. In *2021 IEEE Congreso Estudiantil de Electrónica y Electricidad (INGELECTRA)* (pp. 1–6). Valparaíso, Chile.
- [20] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). (2016). *Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors*. RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group: Belgium.
- [21] He, P., Wen, F., Ledwich, G., & Xue, Y. (2016). An investigation on interarea mode oscillations of interconnected power systems with integrated wind farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 78, 148–157. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.005>
- [22] Odienat, A., Al Momani, M. M., Alawasa, K., & Gharaibeh, S. F. (2021). Low frequency oscillation analysis for dynamic performance of power systems. In *2021 12th International Renewable Engineering Conference (IREC)* (pp. 1–6). Amman, Jordan. <https://doi.org/10.1109/IREC51415.2021.9427818>
- [23] Wilches-Bernal, F., Lackner, C., Chow, J. H., & Sanchez-Gasca, J. J. (2019). Effects of wind turbine generators on inter-area oscillations and damping control design. In *Proceedings of the 52nd Hawaii International Conference on System Sciences*.
- [24] Silva-Monroy, C., Neely, J., Byrne, R., Elliott, R., & Schoenwald, D. (2013). Wind generation controls for damping of inter-area oscillations. In *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1–5). Vancouver, BC, Canada. <https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672563>
- [25] Singh, M., Allen, A. J., Muljadi, E., Gevorgian, V., Zhang, Y., & Santoso, S. (2015). Interarea oscillation damping controls for wind power plants. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3), 967–975. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2348491>

- [26] **Slootweg, J. G., & Kling, W. L.** (2003). The impact of large-scale wind power generation on power system oscillations. *Electric Power Systems Research*, 67(1), 9–20. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(03\)00122-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(03)00122-1)
- [27] **Basu, M., Kim, J., Nelms, R. M., & Muljadi, E.** (2023). Coordination of utility-scale PV plant and wind power plant in interarea-oscillation damping. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(4), 4744–4751. <https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3257829>
- [28] **Hansen, A. D., Iov, F., Sørensen, P. E., Cutululis, N. A., Jauch, C., & Blaabjerg, F.** (2007). *Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT*. Danmarks Tekniske Universitet, Risø Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi. Forskningscenter Risø. Risø-R No. 1440 (ed. 2) (EN).
- [29] **Muljadi, E., Butterfield, C. P., Parsons, B., & Ellis, A.** (2007). Effect of variable speed wind turbine generator on stability of a weak grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(1), 29–36. <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.889602>
- [30] **Liu, H., et al.** (2017). Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4708–4720. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2682197>
- [31] **Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D. J., & Verbič, G.** (2018). Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited paper). In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)* (pp. 1–25). Dublin, Ireland. <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>
- [32] **Huang, B., Xin, Q., Zhao, X., Yuan, Z., Li, H., & Feng, J.** (2023). Coupling characteristics of subsynchronous oscillation frequencies in multi-renewable power plants integrated to power system. In *2023 IEEE Sustainable Power and Energy Conference*, (pp. 1–6). Chongqing, China. <https://doi.org/10.1109/iSPEC58282.2023.10402983>
- [33] **Kundur, P.** (1994). *Power system stability and control*. New York, McGraw-Hill.
- [34] **Krause, P. C., Wasynczuk, O., & Sudhoff, S. C.** (2002). *Analysis of electric machinery and drive systems*. John Wiley & Sons Ltd.
- [35] **Sauer, P. W., Pai, M.A.** (1998). *Power System Dynamics and Stability*. United States: Prentice Hall.
- [36] **Machowski, J., Lubosny, Z., Bialek, J. W., Rumby, J. R.** (2020). *Power System Dynamics: Stability and Control*. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
- [37] **Grainger, J.J., Stevenson W. D.** (1994). *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill.
- [38] **DIgSILENT GmbH** (2022). *PowerFactory/DIgSILENT User Manuals & Technical References*.
- [39] **Chow, J. H., & Sanchez-Gasca, J. J.** (2020). *Power system: Modeling, computation, and control*. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
- [40] **Padiyar, K. R.** (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control*. India: BS Publications

- [41] **Tan, B., Zhao, J., Netto, M., Krishnan, V., Terzija, V., & Zhang, Y.** (2022). Power system inertia estimation: Review of methods and the impacts of converter-interfaced generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107362>
- [42] **Jathunga, T., Wijethunga, A., & Ekanayake, J.** (2021). Impact of inertia constant on frequency dynamics of a power system. *Ceylon Journal of Science*. <https://doi.org/10.4038/cjs.v50i1.7841>
- [43] **Anderson, P. M., & Fouad, A. A.** (1977). *Power system control and stability*. Iowa State University Press.
- [44] **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).** (2020). *Inertia and rate of change of frequency (RoCoF)*. Brussels, Belgium.
- [45] **IEEE Working Group J5 of the Rotating Machinery Protection Subcommittee.** (2020). *Application of out-of-step protection schemes for generators*. Power System Relaying and Control Committee Report. https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr79_psrc_oostep_070620
- [46] **Gonzalez-Longatt, F., Rueda, J. L., & Bogdanov, D.** (2018). Assessment of the critical clearing time in low rotational inertia power systems. In *2018 20th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies*, Bulgaria. <https://doi.org/10.1109/SIELA.2018.8447128>
- [47] **Makolo, P., Zamora, R., & Lie, T.-T.** (2021). The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables – A review of challenges and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147, 111189. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111189>
- [48] **Bakhtvar, M., Vittal, E., Zheng, K., & Keane, A.** (2017). Synchronizing torque impacts on rotor speed in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1927–1935. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2600478>
- [49] **IEEE** (2016). *IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies* (IEEE Std 421.5-2016, Revision of IEEE Std 421.5-2005). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>
- [50] **IEEE Power & Energy Society (PES), Power System Dynamic Performance Committee and Power System Stability Subcommittee Task Force on Turbine-Governor Modeling.** (2013). *Dynamic models for turbine-governors in power system studies*. <https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pestr1>
- [51] **CIGRE, Task Force C4.02.05.** (2003). *Modelling of gas turbines and steam turbines in combined cycle power plants*.
- [52] **NERC (North American Electric Reliability Corporation).** (2019). *Reliability guideline: Application guide for modelling turbine-governor and active power-frequency controls in interconnection-wide stability studies*.
- [53] **Siemens Industry, Inc. Siemens Power Technologies International.** (2022), *PSS/E User Manual*. N.Y, USA.

- [54] **Typhoon-Hil.** (n.d.). *IEEEGI governor valve*. Erişim: 04 Kasım, 2024, https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/ieee_governor_valve.html
- [55] **NEPLAN AG.** (n.d.). *Turbine-governor models: Standard dynamic turbine-governor systems in NEPLAN power system analysis tool*.
- [56] **North American Electric Reliability Corporation (NERC).** (2017). *Modeling notification: Gas turbine governor modeling*.
- [57] **Overbye, T.** (n.d.). *ECE 576- Power system dynamics and stability, Lecture 16: Governors, multimachine simulations*. University of Illinois at Urbana-Champaign.
- [58] **North American Electric Reliability Corporation (NERC).** (2021). *Balancing and frequency control reference document*. Atlanta, United States
- [59] **Berkeley National Laboratory.** (2010). *Use of frequency response metrics to assess the planning and operating requirements for reliable integration of variable renewable generation*.
- [60] **North American Electric Reliability Corporation (NERC).** (2020). *Fast frequency response concepts and bulk power system reliability needs*. NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF): Atlanta, USA.
- [61] **Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu.** (2014). *Elektrik şebeke yönetmeliği*. Erişim: 05 Şubat, 2024. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-6730/elektrik--sebeke-yonetmeligi>
- [62] **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).** (2013). *ENTSO-E network code for requirements for grid connection applicable to all generators*. Brussels, Belgium.
- [63] **UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).** (2004). *A1-Appendix 1: Load-frequency control and performance*.
- [64] **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).** (2015). *Report on blackout in Turkey on 31 March 2015*.
- [65] **Sarıbulut, L., Ok, G., & Ameen, A.** (2023). *A case study on national electricity blackout of Turkey*. <https://doi.org/10.3390/en16114419>
- [66] **IEEE Power and Energy Society.** (2022). *IEEE guide for load modeling and simulations for power systems* (IEEE Std 2781-2022, pp. 1-88). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9905546>
- [67] **Milanovic, J. V., Yamashita, K., Martínez Villanueva, S., Djokic, S. Ž., & Korunović, L. M.** (2013). International industry practice on power system load modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3038-3046. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2231969>
- [68] **Korunović, L. M., Milanović, J. V., Djokic, S. Z., Yamashita, K., Villanueva, S. M., & Sterpu, S.** (2018). Recommended parameter values and ranges of most frequently used static load models. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2834725>
- [69] **National Energy System Operator (NESO).** (2019). *Appendices to the technical report on the events of 9 August 2019*.

- [70] **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).** (2009). *Load-frequency control and performance*. Brussels, Belgium.
- [71] **Klein, M., Rogers, G. J., & Kundur, P.** (1991). A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 914-921. <https://doi.org/10.1109/59.119229>
- [72] **Klein, M., Rogers, G. J., Moorty, S., & Kundur, P.** (1992). Analytical investigation of factors influencing power system stabilizers performance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(3), 382-390. <https://doi.org/10.1109/60.148556>
- [73] **Fox, B., Bryans, L., Flynn, D., Jenkins, N., Milborrow, D., O'Malley, M., Watson, R., & Anaya-Lara, O.** (2014). *Wind power integration: Connection and system operational aspects* (2nd ed.). The Institution of Engineering and Technology.
- [74] **ABB.** (2011). *Technical application papers No. 13: Wind power plants*. Italy.
- [75] **IEC (International Electrotechnical Commission).** (2020). *IEC 61400-27-1 Edition 2.0: Wind energy generation systems, Part 27-1 electrical simulation models—Generic models*. <https://webstore.iec.ch/en/publication/32564>
- [76] **North American Electric Reliability Corporation (NERC).** (2010). *Special report: Standard models for variable generation*. Princeton, America.
- [77] **Ackermann, T.** (2012). *Wind power in power systems* (2nd ed.). United Kingdom, John Wiley & Sons Ltd.
- [78] **Wu, Q., & Sun, Y.** (2018). *Modelling and modern control of wind power*. United Kingdom, John Wiley & Sons Ltd.
- [79] **Das, K., Hansen, A. D., & Sørensen, P. E.** (2016). Understanding IEC standard wind turbine models using SimPowerSystems. *Wind Engineering*, 40(3), 212–227. <https://doi.org/10.1177/0309524X16642058>
- [80] **Hansen, A. D., & Margaritis, I. D.** (2014). *Type IV wind turbine model*. DTU Wind Energy.
- [81] **Brisebois, J., & Aubut, N.** (2011). Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039121>
- [82] **Asmine, M., Langlois, C.-É., & Aubut, N.** (2018). Inertial response from wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro-Québec system – Event analysis and validation. *IET Renewable Power Generation*, 12, 515–522. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0437>
- [83] **Saint-Drenan, Y.-M., Besseau, R., Jansen, M., Staffell, I., Troccoli, A., Dubus, L., Schmidt, J., Gruber, K., Simões, S., & Heier, S.** (2020). A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. *Renewable Energy*, 157, 1023–1035. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.123>

- [84] **Hossain, J., & Mahmud, A.** (2014). *Large scale renewable power generation: Advances in technologies for generation, transmission and storage*. Springer Science+Business Media.
- [85] **Vidyanandan, K. V., & Senroy, N.** (2013). Simplified dynamic models of variable speed wind turbines for frequency regulation studies. In *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)* (pp. 1-6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2013.6698708>
- [86] **Erlich, I., & Wilch, M.** (2010). Primary frequency control by wind turbines. In *IEEE PES General Meeting* (pp. 1-8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589911>
- [87] **Vaez-Zadeh, S.** (2018). *Control of permanent magnet synchronous motors*. Oxford University Press.
- [88] **Jallad, J., Mekhilef, S., & Mokhlis, H.** (2017). Frequency regulation strategies in grid integrated offshore wind turbines via VSC-HVDC technology: A review. *Energies*, 10(9), 1244. <https://doi.org/10.3390/en10091244>
- [89] **Chinchilla, M., Arnaltes, S., & Burgos, J. C.** (2006). Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1), 130-135. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.853735>
- [90] **Hansen, A. D., Altin, M., Margaris, I. D., Iov, F., & Tarnowski, G. C.** (2014). Analysis of the short-term overproduction capability of variable speed wind turbines. *Renewable Energy*, 68, 326–336. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.016>
- [91] **Clark, K., Miller, N., & Sanchez-Gasca, J.** (2010). *Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies, Version 4.5*. NY, United States.
- [92] **Boyle, J., Littler, T., & Foley, A.** (2024). Coordination of synthetic inertia from wind turbines and battery energy storage systems to mitigate the impact of the synthetic inertia speed-recovery period. *Renewable Energy*, 223, 120037. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120037>
- [93] **IEC (International Electrotechnical Commission).** (2020). *IEC 61400-27-2 Edition 1.0: Wind energy generation systems - Part 27-2: Electric simulation models - Model validation*. <https://webstore.iec.ch/en/publication/34543>
- [94] **IEC (International Electrotechnical Commission).** (2023). *IEC 61400-21-2 Edition 1.0: Wind energy generation systems - Part 21-2: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind power plants*. <https://webstore.iec.ch/en/publication/27873>
- [95] **Gonzalez-Longatt, F. M.** (2015). Activation schemes of synthetic inertia controller on full converter wind turbine (type 4). In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286430>
- [96] **NREL (National Renewable Energy Laboratory).** (2012). *Understanding inertial and frequency response of wind power plants*. Denver, CO: National Renewable Energy Laboratory.

- [97] Tarnowski, G. C., Kjar, P. C., Sorensen, P. E., & Ostergaard, J. (2009). Variable speed wind turbines capability for temporary over-production. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-7). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275387>
- [98] Duymaz, E. (2019). *Investigation of inertial support limits in wind turbines and the effects on the power system stability*.
- [99] Cutululis, N. A., Hansen, A. D., & Altin, M. (2015). *EASE Wind Project, Technical Report: Enhanced ancillary services from wind power plants*.
- [100] Muisyo, I. N., Muriithi, C. M., & Kamau, S. I. (2022). Enhancing low voltage ride through capability of grid connected DFIG based WECS using WCA-PSO tuned STATCOM controller. *Heliyon*, 8(8). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e09999>
- [101] Din, Z., Zhang, J., Xu, Z., Zhang, Y., & Zhao, J. (2021). Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends. *IET Renewable Power Generation*, 15, 614–630. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12047>
- [102] Liu, P., Zhu, G., Ding, L., Gao, X., Jia, C., Ng, C., & Terzija, V. (2022). High-voltage ride-through strategy for wind turbine with fully-rated converter based on current operating range. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108101>

EKLER

EK A: Kundur'un İki Bölgesi Test Sistemi Verileri

EK B: P.M. Anderson ve A.A Fouad'ın 9 Baralı Test Sistemi Verileri



EK A

Test sistemi elemanlarına ait veriler aşağıda sunulmuştur. Olası anlam karışıklığını önlemek amacıyla, veriler ve veri tanımları aslına uygun olarak İngilizce verilmiştir.

Test sistemine ait başlangıç koşulları Çizelge A.1 ve Çizelge A.2’de verilmiştir.

Çizelge A.1 : Başlangıç durumunda bara gerilimleri ve açıları.

Bus Number	Rated Voltage [kV]	Voltage Magnitude [kV]	Voltage Magnitude [pu]	Voltage Angle [Degree]
Bus-01	20	20,6	1,03	20,2
Bus-02	20	20,2	1,01	14,6
Bus-03	20	20,6	1,03	10,9
Bus-04	20	20,2	1,01	4,1
Bus-05	230	235,1	1,02	16,5
Bus-06	230	232,0	1,01	10,8
Bus-07	230	231,0	1,00	6,2
Bus-08	230	231,2	1,01	-0,1
Bus-09	230	229,2	1,00	-6,3
Bus-10	230	230,7	1,00	-0,6
Bus-11	230	234,5	1,02	6,4

Çizelge A.2 : Başlangıç durumunda baralardan enjekte edilen aktif ve reaktif güç

Bus Number	Bus Type	Load		Generation		Injected
		Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Reactive Power [MVar]
Bus-01	Slack	0	0	411	61	0
Bus-02	PV	0	0	400	22	0
Bus-03	PV	0	0	500	86	0
Bus-04	PV	0	0	500	64	0
Bus-05	PQ	0	0	0	0	0
Bus-06	PQ	0	0	0	0	0
Bus-07	PQ	600	-62	0	0	100
Bus-08	PQ	0	0	0	0	0
Bus-09	PQ	1180	-68	0	0	150
Bus-10	PQ	0	0	0	0	0
Bus-11	PQ	0	0	0	0	0

SG01, SG02, SG03 ve SG04 Senkron generatör verileri Çizelge A.3'te verilmiştir.

Çizelge A.3 : Senkron generatör verileri.

Parameter	Symbol	Unit	SG01 - SG04
Rated power	S_n	[MVA]	900
Rated voltage	U_n	[kV]	20
Rated power factor	-	[pu]	0,8
Inertia time constant	H	[s]	6,5 (SG01-SG02) 6,175 (SG03-SG04)
Stator resistance	R_{str}	[pu]	0,0025
Stator leakage reactance	x_l	[pu]	0,2
d-axis synchronous reactance	x_d	[pu]	1,8
q-axis synchronous reactance	x_q	[pu]	1,7
d-axis transient reactance	x'_d	[pu]	0,3
q-axis transient reactance	x'_q	[pu]	0,55
d-axis subtransient reactance	x''_d	[pu]	0,25
q-axis subtransient reactance	x''_q	[pu]	0,25
d-axis transient time constant	$T_{d0'}$	[s]	8
q-axis transient time constant	$T_{q0'}$	[s]	0,4
d-axis subtransient time constant	$T_{d0''}$	[s]	0,03
q-axis subtransient time constant	$T_{q0''}$	[s]	0,05
SG01 Saturation parameter	-	[s]	0,0392
SG02 Saturation parameter	-	[s]	0,2227
Governor model type	-	-	IEEEG1
Exciter model type	-	-	DC1C
PSS model type	-	-	PSS1A

Transformatör verileri Çizelge A.4'te verilmiştir.

Çizelge A.4 : Transformatör verileri.

Parameter	Symbol	Unit	TR01-TR04
Rated power	S_n	[MVA]	900
HV Side rated voltage	U_{HV}	[kV]	230
LV Side rated voltage	U_{LV}	[kV]	20
Short-circuit voltage	$\%U_k$	%	15
Copper losses	P_{loss}	[kW]	0
No load losses	P_0	[kW]	0
Vector group	-	-	Dyn0
Tap position	-	-	Main

İletim hatlarına ait veriler Çizelge A.5'te verilmiştir.

Çizelge A.5 : Havai iletken hat parametreleri.

From Bus	To Bus	No. of Line	Length [km]	Voltage [kV]	Resistance [Ω /km]	Reactance [Ω /km]	Capacitance [μ F/km]
05	06	1	25	230	0,0529	0,529	0,00877509
06	07	1	10				
07	08	2	110				
08	09	2	110				
09	10	1	10				
10	11	1	25				

Eşdeğer yük verileri Çizelge A.6'da verilmiştir.

Çizelge A.6 : Yük verileri.

Load Name	Connected To	Active Power Consumption [MW]	Reactive Power Absorption [MVar]
L07	Bus-07	600	62
L09	Bus-09	1180	68

Kapasitör bankası verileri Çizelge A.7'de verilmiştir.

Çizelge A.7 : Kapasitör verileri.

Capacitor Name	Connected To	Active Power Consumption [MW]	Reactive Power Absorption [MVar]
C07	Bus-07	0	100
C09	Bus-09	0	150

SG01, SG02, SG03 ve SG04 Senkron generatörleri için kullanılan IEEEG1 modeli governor verileri Çizelge A.8'de verilmiştir.

Çizelge A.8 : IEEEG1 Governor parametreleri.

Description	Symbol	Unit	Value
Turbine rated power, 1st shaft	T_{rate1}	[MW]	0
Turbine rated power, 2nd shaft	T_{rate2}	[MW]	0
Governor gain (1/droop)	K	[p.u.]	25
Governor lag time constant	T_1	[s]	0
Governor lead time constant	T_2	[s]	0
Valve positioner time constant	T_3	[s]	0,1

Description	Symbol	Unit	Value
Inlet piping/steam bowl time constant	T_4	[s]	0,3
Fraction of 1st shaft power first boiler pass	K_1	[p.u.]	0,2
Fraction of 2nd shaft power first boiler pass	K_2	[p.u.]	0
Second boiler pass time constant	T_5	[s]	5
Fraction of 1st shaft power second boiler pass	K_3	[p.u.]	0,3
Fraction of 2nd shaft power second boiler pass	K_4	[p.u.]	0
Third boiler pass time constant	T_6	[s]	0,5
Fraction of 1st shaft power third boiler pass	K_5	[p.u.]	0,5
Fraction of 2nd shaft power third boiler pass	K_6	[p.u.]	0
Fourth boiler pass time constant	T_7	[s]	0
Fraction of 1st shaft power fourth boiler pass	K_7	[p.u.]	0
Fraction of 2nd shaft power fourth boiler pass	K_8	[p.u.]	0
Speed deviation deadband	db	[p.u.]	0
Maximum valve closing rate	U_c	[p.u./s]	-0,25
Minimum valve opening	P_{min}	[p.u.]	0
Maximum valve opening rate	U_o	[p.u./s]	0,25
Maximum valve opening	P_{max}	[p.u.]	1

SG01, SG02, SG03 ve SG04 Senkron generatörleri için kullanılan DC1C uyarım sistemi verileri Çizelge A.9’da verilmiştir.

Çizelge A.9 : DC1C Uyarım sistemi parametreleri.

Description	Symbol	Unit	Value
Regulator gain	K_a	[p.u.]	*
Regulator time constant	T_a	[s]	*
Regulator lag time constant	T_b	[s]	*
Regulator lead time constant	T_c	[s]	*
Exciter field proportional constant	K_e	[p.u.]	*
Exciter field time constant	T_e	[s]	*
Rate feedback gain	K_f	[p.u.]	*
Rate feedback time constant	T_f	[s]	*
Exciter output voltage for Se(Efd1)	E_{fd1}	[p.u.]	*
Exciter saturation value at Efd1	SeE_{fd1}	[p.u.]	*
Exciter output voltage for Se(Efd2)	E_{fd2}	[p.u.]	*
Exciter saturation value at Efd2	SeE_{fd2}	[p.u.]	*
UEL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V_{uel_in}	[0/1]	*
OEL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V_{oel_in}	[0/1]	*
SCL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V_{scl_in}	[0/1]	*
Minimum regulator output	V_{r_min}	[p.u.]	*
Exciter minimum output voltage	E_{fd_min}	[p.u.]	*

Description	Symbol	Unit	Value
Maximum regulator output	V_{r_max}	[p.u.]	*

*Veri seti için IEEE Std 421.5-2016: IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies Revision of IEEE Std 421.5-2005. (<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>) Standardı'nın H.2 Type DC1C Excitation System Bölümü'nün incelenmesi önerilir.

SG01, SG02, SG03 ve SG04 Senkron generatörleri için kullanılan güç sistemi stabilizatörü (PSS) verileri Çizelge A10'da verilmiştir.

Çizelge A.10 : PSS1A Güç sistemi stabilizatörü (PSS) parametreleri.

Description	Symbol	Unit	Value
Input type selector	V_{si_in}	[0/1/2/3/4]	**
PSS gain	K_s	[p.u.]	**
Notch filter (2nd order block) constant	A_1	[s]	**
Notch filter (2nd order block) constant	A_2	[s*s]	**
Lead compensating time constant 1	T_1	[s]	**
Lag compensating time constant 1	T_2	[s]	**
Lead compensating time constant 2	T_3	[s]	**
Lag compensating time constant 2	T_4	[s]	**
Washout time constant	T_5	[s]	**
Transducer time constant	T_6	[s]	**
Minimum PSS output	V_{st_min}	[p.u.]	**
Maximum PSS output	V_{st_max}	[p.u.]	**

**Veri seti için IEEE Std 421.5-2016: IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies Revision of IEEE Std 421.5-2005. (<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>) Standardı'nın H.3 Sample data for PSS1A stabilizer (for DC1C model in Table H.2) Bölümü'nün incelenmesi önerilir.

Otomatik üretim kontrolü modeline (AGC) ait veriler Çizelge A11'de verilmiştir.

Çizelge A.11 : Otomatik üretim kontrolü (AGC) model parametreleri.

Parameter	Symbol	Unit	AGC1	AGC2
Rated frequency	f	[Hz]	60	60
Integral control gain	K_i	[-]	5	5
Proportional control gain	K_p	[-]	1	1
Participation factor 1	α_1	[-]	0,5	0,5
Participation factor 2	α_2	[-]	0,5	0,5
Frequency bias factor	λ_R	[pu]	0,416	0,416
Base power	P_{base}	[MW]	1440	1440

EK B

Test sistemi elemanlarına ait veriler aşağıda sunulmuştur. Olası anlam karışıklığını önlemek amacıyla, veriler ve veri tanımları aslına uygun olarak İngilizce verilmiştir.

Test sistemine ait başlangıç koşulları Çizelge B.1 ve Çizelge B.2’de verilmiştir.

Çizelge B.12 : Başlangıç durumunda bara gerilimleri ve gerilim açıları.

Bus Number	Rated Voltage [kV]	Voltage Magnitude [kV]	Voltage Magnitude [pu]	Voltage Angle [Degree]
Bus-01	16,5	17,16	1,040	0,00
Bus-02	18,0	18,45	1,025	9,20
Bus-03	13,8	14,14	1,025	4,62
Bus-04	230	235,98	1,026	-2,23
Bus-05	230	229,08	0,996	-4,02
Bus-06	230	232,99	1,013	-3,71
Bus-07	230	235,98	1,026	3,66
Bus-08	230	233,68	1,016	0,68
Bus-09	230	237,36	1,032	1,93

Çizelge B.13 : Başlangıç durumunda baralardan enjekte edilen aktif ve reaktif güç.

Bus Number	Bus Type	Load		Generation		Injected
		Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Reactive Power [MVar]
Bus-01	Slack	0	0	72,12	-26,98	0
Bus-02	PV	0	0	162,5	6,56	0
Bus-03	PV	0	0	85	-10,89	0
Bus-04	PQ	0	0	0	0	0
Bus-05	PQ	125	50	0	0	0
Bus-06	PQ	90	30	0	0	0
Bus-07	PQ	0	0	0	0	0
Bus-08	PQ	100	35	0	0	0
Bus-09	PQ	0	0	0	0	0

Senkron generatör verileri Çizelge B.3'te verilmiştir.

Çizelge B.14 : Senkron generatör verileri.

Parameter	Symbol	Unit	SG01	SG02	SG03
Rated power	S_n	[MVA]	247,5	192	128
Rated voltage	U_n	[kV]	16,5	18	13.8
Rated power factor	-	[pu]	1,00	0,85	0.85
Machine rotor type	-	-	Salient	Round	Round
Inertia time constant	H	[s]	9,5515	3,3333	2,3515
Stator resistance	R_{str}	[pu]	0,0000	0,0050	0,0000
Stator leakage reactance	x_l	[pu]	0,0832	0,1000	0,0949
d-axis synchronous reactance	x_d	[pu]	0,3614	1,7199	1,6800
q-axis synchronous reactance	x_q	[pu]	0,2328	1,6598	1,6099
d-axis transient reactance	x'_d	[pu]	0,1505	0,2300	0,2320
q-axis transient reactance	x'_q	[pu]	-	0,3780	0,3200
d-axis subtransient reactance	x''_d	[pu]	0,1000	0,2000	0,2000
q-axis subtransient reactance	x''_q	[pu]	0,1000	0,2000	0,2000
d-axis transient time constant	T_d'	[s]	3,7313	0,8024	0,8136
q-axis transient time constant	T_q'	[s]	-	0,1218	0,1192
d-axis subtransient time constant	T_d''	[s]	0,0498	0,0499	0,0490
q-axis subtransient time constant	T_q''	[s]	0,0625	0,0499	0,0500
SG01 Saturation parameter	-	[s]	0,13	0,13	0,13
SG02 Saturation parameter	-	[s]	0,32	0,32	0,32
Governor model type	-	-	IEEEG2	IEEEG1	IEEEG1
Exciter model type	-	-	DC1C	DC1C	DC1C

Transformatör verileri Çizelge B.4'te verilmiştir

Çizelge B.15 : Transformatör verileri.

Parameter	Symbol	Unit	TR01	TR02	TR03
Rated power	S_n	[MVA]	250	200	150
HV Side rated voltage	U_{HV}	[kV]	230	230	230
LV Side rated voltage	U_{LV}	[kV]	16,5	18	13,8
Short-circuit voltage	$\%U_k$	%	14,4	12,5	8,79
Copper losses	P_{loss}	[kW]	0	0	0
No load losses	P_0	[kW]	0	0	0
Vector group	-	-	YNd0	YNd0	YNd0
Tap position	-	-	Main	Main	Main

İletim hatlarına ait veriler Çizelge B.5’te verilmiştir.

Çizelge B.16 : Havai iletken hat parametreleri.

From Bus	To Bus	Length [km]	Voltage [kV]	Resistance [Ω /km]	Reactance [Ω /km]	Capacitance [μ F/km]
04	05	1	230	5,2900	44,9650	0,8825
04	06	1	230	8,9930	48,6680	0,7923
05	07	1	230	16,9280	85,1690	1,5344
06	09	1	230	20,6310	89,9300	1,7951
07	08	1	230	4,4965	38,0880	0,7471
08	09	1	230	6,2951	53,3232	1,0480

Eşdeğer yük verileri Çizelge B.6’da verilmiştir.

Çizelge B.17 : Yük verileri.

Load Name	Connected To	Active Power Consumption [MW]	Reactive Power Absorption [MVar]
Load-A	Bus-05	125	50
Load-B	Bus-06	90	30
Load-C	Bus-07	100	35

SG02 ve SG03 Senkron generatörleri için kullanılan IEEEG1 modeli governor verileri Çizelge B.7’de verilmiştir.

Çizelge B.18 : IEEEG1 Governor parametreleri.

Parameter	Symbol	Unit	Value
Turbine rated power, 1st shaft	Trate1	[MW]	0
Turbine rated power, 2nd shaft	Trate2	[MW]	0
Governor gain (1/droop)	K	[p.u.]	20
Governor lag time constant	T1	[s]	0
Governor lead time constant	T2	[s]	0
Valve positioner time constant	T3	[s]	0,1
Inlet piping/steam bowl time constant	T4	[s]	0,3
Fraction of 1st shaft power first boiler pass	K1	[p.u.]	0,2
Fraction of 2nd shaft power first boiler pass	K2	[p.u.]	0
Second boiler pass time constant	T5	[s]	5
Fraction of 1st shaft power second boiler pass	K3	[p.u.]	0,3
Fraction of 2nd shaft power second boiler pass	K4	[p.u.]	0
Third boiler pass time constant	T6	[s]	0,5
Fraction of 1st shaft power third boiler pass	K5	[p.u.]	0,5

Parameter	Symbol	Unit	Value
Fraction of 2nd shaft power third boiler pass	K6	[p.u.]	0
Fourth boiler pass time constant	T7	[s]	0
Fraction of 1st shaft power fourth boiler pass	K7	[p.u.]	0
Fraction of 2nd shaft power fourth boiler pass	K8	[p.u.]	0
Speed deviation deadband	db	[p.u.]	0
Maximum valve closing rate	Uc	[p.u./s]	-0,25
Minimum valve opening	Pmin	[p.u.]	0
Maximum valve opening rate	Uo	[p.u./s]	0,25

SG01 Senkron generatörü için kullanılan IEEEG2 modeli governor verileri Çizelge B.8’de verilmiştir.

Çizelge B.19 : IEEEG2 Governor parametreleri.

Parameter	Symbol	Unit	Value
Controller Gain	K	[pu]	5,00
Governor Time Constant	T ₁	[s]	0,50
Servo Time Constant	T ₃	[s]	0,95
Governor Derivative Time Constant	T ₂	[s]	0,10
Water Starting Time	T ₄	[s]	0,80
Turbine Rated Power(=0->PN=P _{gmn})	P _N	[MW]	0,00
Minimum Gate Limit	P _{min}	[pu]	0,00
Maximum Gate Limit	P _{max}	[pu]	1,00

SG01, SG02 ve SG03 Senkron generatörleri için kullanılan DC1C uyartım sistemi verileri Çizelge A.9’da verilmiştir.

Çizelge B.20 : DC1C Uyartım sistemi parametreleri.

Description	Symbol	Unit	Value
Regulator gain	K _a	[p.u.]	*
Regulator time constant	T _a	[s]	*
Regulator lag time constant	T _b	[s]	*
Regulator lead time constant	T _c	[s]	*
Exciter field proportional constant	K _e	[p.u.]	*
Exciter field time constant	T _e	[s]	*
Rate feedback gain	K _f	[p.u.]	*
Rate feedback time constant	T _f	[s]	*
Exciter output voltage for Se(E _{fd1})	E _{fd1}	[p.u.]	*
Exciter saturation value at E _{fd1}	SeE _{fd1}	[p.u.]	*
Exciter output voltage forSe(E _{fd2})	E _{fd2}	[p.u.]	*
Exciter saturation value at E _{fd2}	SeE _{fd2}	[p.u.]	*
UEL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V _{uel_in}	[0/1]	*

Description	Symbol	Unit	Value
OEL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V_{oel_in}	[0/1]	*
SCL type selector (0=sum, 1= Takeover)	V_{scl_in}	[0/1]	*
Minimum regulator output	V_{r_min}	[p.u.]	*
Exciter minimum output voltage	E_{fd_min}	[p.u.]	*
Maximum regulator output	V_{r_max}	[p.u.]	*

*Veri seti için IEEE Std 421.5-2016: IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies Revision of IEEE Std 421.5-2005. (<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7553421>) Standardı'nın H.2 Type DC1C Excitation System Bölümü'nün incelenmesi önerilir.



ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad : Mertcan Acar

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2016, Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

- 2015 Eylül-2016 Haziran tarihleri arasında Siemens San. Ve Tic. AŞ'nin Ulaşım Sistemleri Bölümü'nde yarı zamanlı mühendis olarak görev yaptı.
- 2016 Haziran – 2023 Nisan tarihleri arasında Siemens San. Ve Tic. AŞ'nin Ulaşım Sistemleri Bölümü'nde tam zamanlı, raylı sistem elektrifikasyon mühendisi olarak görev yaptı.
- 2023 yılı Nisan ayından itibaren Siemens San. Ve Tic. AŞ'nin Uluslararası Güç Teknolojileri Departmanı'nda güç sistemleri danışmanı olarak görevine devam etmektedir.

YÜKSEK LİSANS TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **Acar, M., Genç, I.** 2023. Analyzing the Impacts of Inertial Support of Wind Farms on the Primary Frequency Response, *14th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, Bursa, Türkiye, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/ELECO60389.2023.10415932.