

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ŞEBEKEYE BAĞLI ÇİFT BESLEMELİ ASENKRON
GENERATÖRLERDE GÜÇ KONTROLÜNÜN İNCELENMESİ**

HİLMİ GÜRLEYEN

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK MAKİNELERİ VE GÜÇ ELEKTRONİĞİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
DOÇ. DR. ERKAN MEŞE**

İSTANBUL, 2012

ÖNSÖZ

Çift beslemeli asenkron generatörler değişken hızlı sabit frekanslı sistemlerde kullanılabilmelerinden dolayı büyük güçlü modern rüzgar türbinlerinde kullanımı yaygındır. Çift beslemeli asenkron generatörlerde güç kontrolünün incelenmesi konulu bu tez çalışmasında başlangıç olarak rüzgar türbinlerinin tarihi gelişimi, dünya ve Türkiye'nin rüzgar enerjisi durumu incelenmiştir. Daha sonra rüzgar enerjisinde kullanılan çeşitli generatör ve sistemleri tanıtılmıştır. Bu bilgilerin ardında asenkron makinenin dinamik modeli verilmiş, doğrudan güç kontrolü anlatılmış, arka arkaya bağlı çift yönlü inverterlerin çalışması incelenmiştir. Mekanik model, ÇBAG modeli, güç dönüştürücüleri, iletim hattı ve şebeke modelleri birleştirilerek rüzgar türbininin şebeke entegrasyonu gerçekleştirilmiş, farklı hızlarda çalışması ve kısa devre durumlarındaki tepkisi incelenmiştir.

Çalışmalarım boyunca beni yönlendiren ve hiçbir zaman desteğini esirgemeyen tez danışmanım Doç. Dr. Erkan MEŞE'ye teşekkür ederim. Ve tabi ki; bugüne kadar maddi ve manevi olarak desteklerini hep arkamda hissettiğim anne ve babama, sabrını ve desteğini benden esirgemeyen eşime teşekkürü borç bilirim

Temmuz, 2012

Hilmi GÜRLEYEN

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ	vii
KISALTMA LİSTESİ	viii
ŞEKİL LİSTESİ.....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ	xii
ÖZET	xii
ABSTRACT	xiv
BÖLÜM 1	
GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti.....	1
1.2 Tezin Amacı.....	1
1.3 Hipotez.....	1
BÖLÜM 2.....	
RÜZGAR ENERJİSİ TEMELLERİ.....	3
2.1 Rüzgar Gücünün Tarihsel Gelişimi	3
2.1.1 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi	3
2.1.2 Dünya Rüzgar Enerjisi Durumu	6
2.1.3 Türkiye Rüzgar Enerjisi Durumu	9
2.2 Rüzgar Türbininin Aerodinamik Modeli	10
2.2.1 Uç-hız Oranı (Tip-Speed Ratio) hesaplama.....	10
2.2.2 Eğim Açısını (pitch angle) Belirleme	10
2.2.3 Rotor Güç Katsayısının Hesaplanması	11
2.2.4 Aerodinamik Moment Modülü	11
BÖLÜM 3	
RÜZGAR TÜRBİNİ TEMELLERİ.....	14
3.1 Sabit Hızlı Rüzgar Türbinleri	14

3.2 Değişken Hızlı Rüzgar Türbinleri.....	15
3.2.1 Çift Beslemeli Asenkron Generatör.....	15
3.2.2 Kalıcı Mıknatıslı Senkron Generatör	16
BÖLÜM 4.....	
ÇİFT BESLEMELİ ASENKRON GENERATÖRÜN MATEMATİKSEL MODELİ VE GÜÇ KONTROLÜ	18
4.1. Makine Değişkenlerinin Gerilim Eşitliği.....	18
4.2 Stator ve Rotor Devreleri İçin Dönüşüm Denklemleri	19
4.3 Makinenin d-q Eksenindeki Modeli	21
4.4 ÇBAG 'de Frekans Eşitliği	24
4.5 ÇBAG Kontrolü.....	25
4.5.1 Doğrudan Güç Kontrolü	25
4.5.2 Hız Kontrolü	27
4.5.3 DC Gerilim Kontrolü	28
4.5.4 ÇBAG Kontrolünde Güç Dönüştürücüleri.....	29
4.5.5 Uzay Vektör Modülasyonu.....	34
4.5.5.1 Anahtarlama Sürelerinin Hesabı	36
BÖLÜM 5.....	
RÜZGAR TÜRBİNİNİN MATEMATİKSEL MODELİ.....	38
5.1 Giriş	38
5.2 Mekanik Model.....	39
5.3 Doğrultucu ve İnverter Modeli	41
5.4 Trafo, İletim Hattı ve Kablonun Dinamik Modeli	42
5.4.1 İletim Hattı Modeli	43
5.4.2 Trafo Modeli	44
5.4.3 Kablo Modeli	44
5.4.4 Filtre Modeli	44
BÖLÜM 6.....	
ÇBAG KULLANILAN RÜZGAR TÜRBİNİNİN SİMULASYONU	45
6.1. Giriş	45
6.2 Senkronüstü Çalışma	45
6.3 Senkronaltı Çalışma.....	53
6.4 Hız Kontrollü Çalışma	58
6.5 Sistemin Kısa Devre Duyarlılığı.....	63
6.5.1 Generatör Çıkışındaki Kısa Devrenin Etkisi	65
6.5.2 Şebekedeki Kısa Devrenin Etkisi	67
6.5.3 İletim Hattındaki Trafonun Hata Durumundaki Doyum Etkisi	76
6.5.4 Hata Durumunda Rotor ve Generatör Hızları.....	85
BÖLÜM 7.....	
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	87
KAYNAKLAR	89

EK A	
TÜRKİYE’DE İŞLETMEDEKİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN LİSTESİ	91
EK B	
TÜRKİYE’DE YAPIM AŞAMASINDAKİ RÜZGAR TÜRBİNLERİ LİSTESİ	93
EK C	
UZAY VEKTÖR MODÜLASYONU C KODU	94
EK D	
MATLAB SIMULINK MODELLERİ	97
D-1 ÇBAG Matlab Modeli	97
D-2 Şebeke Tarafı İnverter Kontrol Blok'u	98
D-3 Anahtarlama Elemanları Modeli	98
D-4 Rotor Tarafı İnverter Kontrol Blok'u	99
D-5 Mekanik Model	99
D-6 Tüm Sistem Modeli	100
D-7 Elektriksel Model	101
ÖZGEÇMİŞ	102

SİMGE LİSTESİ

λ	uç hız oranı
C_p	rotor güç katsayısı
β	eğim açısı
v	rüzgar hızı
ω	açısal hız
θ	açısal konum
m	kütle
V	hacim
V_{abcs}	Stator gerilimleri
V_{abcr}	Rotor gerilimleri
T	Moment
J	Eylemsizlik momenti
K	Burulma katsayısı
D	Sürtünme katsayısı
P	Aktif güç
Q	Reaktif güç
L_s	Stator özendüktansı
L_r	Rotor özendüktansı

KISALTMA LİSTESİ

AC	Alternating current
DC	Direct current
ÇBAG	Çift beslemeli asenkron generatör
GSO	Güç sistemi operatörü
KMSG	Kalıcı mıknatıslı senkron generatör
SVPWM	Space vector pulse width modulation
THD	Total harmonic distortion

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	2003-2011 yılları arasında bölgelere ayrılmış kurulu güç kapasiteleri.....	5
Şekil 2.2	1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel rüzgar gücü kapasiteleri	5
Şekil 2.3	1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel kümülatif rüzgar gücü kapasiteleri	5
Şekil 2.4	Türkiye'nin 30 metre yükseklikteki rüzgar hızı haritası.....	9
Şekil 2.5	Tipik güç katsayısı –uç hız oranı grafiği.....	11
Şekil 2.6	Türbin hızı ile çıkış gücü grafiği.....	13
Şekil 3.1	Sabit hızlı rüzgar türbini	14
Şekil 3.2	Çift beslemeli asenkron generatörlü rüzgar türbini	16
Şekil 3.3	Kalıcı mıknatıslı senkro generatörlü rüzgar türbini	17
Şekil 4.1	Durağan stator büyüklükleri ile dq eksenleri arasındaki trigonometrik ilişki..	20
Şekil 4.2	Stator ve rotor büyüklükleri ile dq eksenleri arasındaki trigonometrik ilişki ..	21
Şekil 4.3	Asenkron makinenin dq eksen takımındaki eşdeğer devresi	23
Şekil 4.4	Rotora uygulanan 10Hz ve 20Hz frekansındaki gerilimlerde elektromanyetik momentin durumu	24
Şekil 4.5	Rotor hızıyla rotor akımı frekansının değişimi	25
Şekil 4.6	Doğrudan güç kontrolünün uygulanması	26
Şekil 4.7	Hız kontrolünün uygulanması	27
Şekil 4.8	DC gerilim kontrolünün gösterimi	28
Şekil 4.9	a-) Birim güç faktörlü doğrultucu modu b-) birim güç faktörlü inverter modu c-) sıfır güç faktörlü kapasitif modu d-) sıfır güç faktörlü endüktif modu	29
Şekil 4.10	Farklı frekanslı iki gerilim kaynağı arasındaki güç dönüştürücüleri	30
Şekil 4.11	Dönüştürücü 1'in doğrultucu ve dönüştürücü 2'nin inverter olarak çalışması durumunda DC bara gerilimi	31
Şekil 4.12	Dönüştürücü 1'in birim güç faktöründe doğrultucu olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği.....	31
Şekil 4.13	Dönüştürücü 2'in birim güç faktöründe inverter olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği.....	32
Şekil 4.14	Dönüştürücü 1'in doğrultucu ve dönüştürücü 2'nin inverter olarak çalışması durumunda DC bara gerilimi	32
Şekil 4.15	Dönüştürücü 1'in birim güç faktöründe inverter olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği.....	33
Şekil 4.16	Dönüştürücü 2'in birim güç faktöründe doğrultucu olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği.....	33

Şekil 4.17	Üç fazlı inverter	34
Şekil 4.18	Uzay gerilim vektörleri	35
Şekil 5.1	Rüzgar türbininin komple modeli	37
Şekil 5.2	Rüzgar türbininin mekanik aksamı	38
Şekil 5.3	Mekanik aksamın eşdeğeri	38
Şekil 5.4	Generatörün kalkış sırasındaki türbin hızı ve generatör mil hızı	39
Şekil 5.5	Moment değişim sırasındaki türbin hızı ve generatör mil hızı	39
Şekil 5.6	üç fazlı PWM doğrultucu devre şeması	40
Şekil 5.7	Şebeke bağlantılı rüzgar türbin sistemi	42
Şekil 5.8	İletim hattının eşdeğer devresi	42
Şekil 6.1	Senkronüstü çalışma modunda DC bara gerilimi	45
Şekil 6.2	Senkronüstü çalışma modunda stator aktif gücü	45
Şekil 6.3	Senkronüstü çalışma modunda stator reaktif gücü	46
Şekil 6.4	Senkronüstü çalışma modunda stator akım ve gerilimi	46
Şekil 6.5	Senkronüstü çalışma modunda şebeke inverteri akım ve gerilimi	47
Şekil 6.6	Senkronüstü çalışma modunda Generatör çıkış gerilim ve akımı	47
Şekil 6.7	Senkronüstü çalışma modunda Stator akımı reaktif bileşeni	48
Şekil 6.8	Senkronüstü çalışma modunda Stator akımı aktif bileşeni	48
Şekil 6.9	Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı aktif bileşeni ..	49
Şekil 6.10	Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı reaktif bileşeni	49
Şekil 6.11	Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı THD'si	50
Şekil 6.12	Senkronüstü çalışma modunda stator akımı THD sonucu	50
Şekil 6.13	Senkronüstü çalışma modunda şebeke akımı THD sonucu	51
Şekil 6.14	Senkronaltı çalışma modunda DC bara gerilimi	51
Şekil 6.15	Senkronaltı çalışma modunda stator aktif gücü	52
Şekil 6.16	Senkronaltı çalışma modunda stator reaktif gücü	52
Şekil 6.17	Senkronaltı çalışma modunda stator akım ve gerilimi	53
Şekil 6.18	Senkronaltı çalışma modunda şebeke inverteri akım ve gerilimi	53
Şekil 6.19	Senkronaltı çalışma modunda generatör çıkışı akım ve gerilimi	54
Şekil 6.20	Senkronaltı çalışma modunda şebeke inverter akımı THD sonucu	54
Şekil 6.21	Senkronaltı çalışma modunda stator akım THD sonucu	55
Şekil 6.22	Senkronaltı çalışma modunda generatör çıkış akımı THD sonucu	55
Şekil 6.23	Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı aktif bileşeni	56
Şekil 6.24	Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı reaktif bileşeni	56
Şekil 6.25	Hız kontrollü çalışma modunda rotor akımı reaktif bileşeni	57
Şekil 6.26	Hız kontrollü çalışma modunda stator aktif gücü	57
Şekil 6.27	Hız kontrollü çalışma modunda stator reaktif gücü	58
Şekil 6.28	Hız kontrollü çalışma modunda generatör hızı	58
Şekil 6.29	Hız kontrollü çalışma modunda stator akım ve gerilimi	59
Şekil 6.30	Hız kontrollü çalışma modunda generatör çıkış akım ve gerilimi	59
Şekil 6.31	Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı THD sonucu	60
Şekil 6.32	Hız kontrollü çalışma modunda generatör çıkış akımı THD sonucu	60
Şekil 6.33	Rüzgar türbinlerinin arıza ve arıza sonrasında sağlaması gereken tepki	61
Şekil 6.34	Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator gerilimi	62
Şekil 6.35	Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	62
Şekil 6.36	Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü	63

Şekil 6.37	Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator akımı	63
Şekil 6.38	Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında rotor akımı	64
Şekil 6.39	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi	65
Şekil 6.40	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	65
Şekil 6.41	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	66
Şekil 6.42	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı.....	66
Şekil 6.43	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı.....	67
Şekil 6.44	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	67
Şekil 6.45	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında şebeke gerilimi	68
Şekil 6.46	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	68
Şekil 6.47	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı.....	69
Şekil 6.48	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı.....	69
Şekil 6.49	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi.....	70
Şekil 6.50	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında şebeke gerilimi	70
Şekil 6.51	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator gerilimi	71
Şekil 6.52	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	71
Şekil 6.53	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator akımı.....	72
Şekil 6.54	Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında rotor akımı.....	72
Şekil 6.55	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi	73
Şekil 6.56	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	73
Şekil 6.57	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı.....	74
Şekil 6.58	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	74
Şekil 6.59	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı.....	75
Şekil 6.60	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi	75
Şekil 6.61	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	76
Şekil 6.62	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	76
Şekil 6.63	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı.....	77
Şekil 6.64	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı.....	77
Şekil 6.65	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi	78
Şekil 6.66	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi	78
Şekil 6.67	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü.....	79
Şekil 6.68	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı.....	79
Şekil 6.69	Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımları	80
Şekil 6.70	Hata anında rotor ve generatör hızları	80
Şekil 6.71	Trafo ların doyuma ulaşmasında rotor ve generatör hızları.....	81
Şekil 6.72	Trafo ların doyuma ulaşmasında rotor ve generatör hızları yakınlaştı rılmış gösterimi	81
Şekil EK-D1	ÇBAG Matlab modeli	97
Şekil EK-D.2	Şebeke tarafı inverter kontrol blo ğu.....	97
Şekil EK-D.3	Anahtarlama elemanları modeli	98
Şekil EK-D.4	Rotor tarafı inverter kontrol blo ğu	99
Şekil EK-D.5	Mekanik model	99
Şekil EK-D.7	Elektriksel model	100

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2.1 Tarihsel rüzgar türbinleri.....	4
Çizelge 2.2 Büyük ölçekli ilk rüzgar türbinlerinin performansları.....	5
Çizelge 2.3 Küresel rüzgar gücü kurulu kapasitesi.....	6
Çizelge 2.3 Bölgelere göre rüzgar enerji potansiyeli.....	10
Çizelge 4.1 Uzay vektörleri ve anahtar durumları.....	35
Çizelge EK-A Türkiye’de işletmedeki rüzgar türbinlerinin listesi.....	91
Çizelge EK-B Türkiye’de yapım aşamasındaki rüzgar türbinleri listesi	93

ŞEBEKEYE BAĞLI ÇİFT BESLEMELİ ASENKRON GENERATÖRLERDE GÜÇ KONTROLÜNÜN İNCELENMESİ

Hilmi GÜRLEYEN

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı
Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Erkan MEŞE

Enerji ihtiyacının her geçen gün artması, fosil yakıtların çevre kirliliğine yol açması yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgiyi artırmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri de rüzgar enerjisidir. Çift beslemeli asenkron generatörler değişken hızlı sabit frekanslı sistemlerde kullanılabilmelerinden dolayı büyük güçlü modern rüzgar türbinlerinde kullanımı yaygındır.

Bu tezde asenkron makine modeli, rotor şaft ve dişli kutusundan oluşan mekanik model kurulmuş, bu modeller ile arka arkaya bağlı çift yönlü inverter, filtre, generatör çıkış trafosu, iletim hattı, şebeke bağlantı trafosu ve şebeke bir araya getirilerek nominal gücü 2MW olan rüzgar türbininin komple sistem modeli gerçekleştirilerek çift beslemeli asenkron generatörün kontrollü bir şekilde şebeke entegrasyonu sağlanmıştır.

Tüm sistem Matlab/SIMULINK ortamında modellenmiştir. ÇBAG ve mekanik model matematiksel olarak oluşturulmuş, yarı iletken anahtarlar, filtreler, iletim hattı, trafolar ve şebeke için Matlab/SIMULINK/SimPowerSystems araç kutusundaki hazır modeller kullanılmıştır. Değişik hızlarda simülasyonlar yapılarak doğrudan güç kontrolü yöntemi kullanılarak aktif ve reaktif gücün birbirinden bağımsız kontrolü sağlanmış şebekede meydana gelen kısa devre hatalarının sisteme olan etkileri incelenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Rüzgar enerjisi, ÇBAG, güç elektroniği, doğrudan güç kontrolü, uzay vektör modülasyonu

ABSTRACT

INVESTIGATION OF POWER CONTROL ON GRID ON DOUBLY FED INDUCTION GENERATORS

Hilmi GÜRLEYEN

Department of Electric Engineering

MSc. Thesis

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Erkan MEŞE

The increasing energy demand, fossil fuels leads to environmental pollution has increased the interest in renewable energy sources. One of the renewable energy sources is wind power. Doubly-fed induction generators can be used in variable speed constant frequency systems. Hence they are widely used in the modern large wind turbines.

In this thesis asynchronous machine dynamic model and drive train model are established and they are integrated with bi-directional back to back inverter, filter, generator output transformer, transmission line. After that complete system model is established in which nominal power is 2 MW. In the system under consideration doubly-fed induction generator is integrated into the grid in a controlled manner.

All system is designed in Matlab/SIMULINK. DFIG and drive train model created in mathematical domain, whereas semiconductor switches, filters, transmission line and transformers are created with available models in Matlab/Simulink/SimPowerSystems toolbox. The system is simulated at different rotor speed points. Direct power control methods provided independent control of active and reactive power. Fault ride through scenarios are also investigated as part of study.

Key words: Wind power, DFIG, power electronics, direct power control, space vector modulation

YILDIZ TECHNICAL UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

BÖLÜM 1

GİRİŞ

1.1 Literatür Özeti

Enerji ihtiyacının her geçen gün artması, fosil yakıtların maliyetinin artması ve iklim değişikliğine neden olması yenilenebilir enerjiye olan ilgiyi arttırmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri de rüzgar enerjisidir. Çift beslemeli asenkron generatörlerin değişken hızlı sabit frekanslı sistemlerde kullanılabilmelerinden dolayı büyük güçlü modern rüzgar türbinlerinde kullanımı yaygındır. Aktif ve reaktif gücü birbirinden bağımsız olarak kontrol edebilmesi ve güç dönüştürücülerinin güç değerlerinin generatör gücünün %20-%30'lar seviyesinde olması çift beslemeli asenkron generatörlerin rüzgar türbinlerindeki kullanımını artırmıştır.

1.2 Tezin Amacı

Çift beslemeli asenkron generatörün rüzgar türbin uygulamasında kullanılıp rüzgar türbin modelinin kurularak güç kontrolünün yarı iletken güç dönüştürücüleri yardımı gerçekleştirilmesi, şebeke entegrasyonunun sağlanması, şebekede meydana gelen arıza durumlarının çift beslemeli asenkron generatöre, güç dönüştürücülerine etkilerinin incelenmesidir.

1.3 Hipotez

Çift beslemeli asenkron generatörün aktif ve reaktif güç kontrolü birbirinden bağımsız bir şekilde kontrol edilebilmektedir. ÇBAG değişken hızlarda çalışırken güç dönüştürücüler aracılığıyla şebekeye paralel bağlanabilmekte, hem senkron hızın üstündeki bir hızda hem de senkron hızın altındaki bir hızda generatör olarak çalışabilmektedir. Kontrol edilebilen hız aralığı güç dönüştürücülerinin güç kapasitesinin büyüklüğüyle bağlantılıdır. Şebekede meydana

gelen kısa devre durumları ÇBAG'ün çalışmasına ve güç dönüştürücülere etki etmektedir, kısa devre anında trafoların doyuma ulaşması halinde ise etkinin süresi daha da uzamaktadır.

RÜZGAR ENERJİSİ TEMELLERİ

2.1 Rüzgar Gücünün Tarihsel Gelişimi

Rüzgar gücünden en az 3000 yıldır yararlanılmaktadır. Yirminci yüzyıl öncesine kadar rüzgar gücünden mekanik güç sağlamak amacı ile yel değirmenlerinde ve su pompalarında kullanılmıştır. Modern sanayileşmeyle birlikte rüzgar gücünden elektrik enerjisi üretilmeye başlanmıştır.

1970'lerde yaşanan petrol krizi ile beraber rüzgar enerjisine olan ilgi artmıştır. Bu krizden sonra rüzgar enerjisinden, mekanik güç üretiminden ziyade elektrik üretimine yoğunlaşmıştır. Elektrik üreten ilk rüzgar türbini yirminci yüzyılın başlarında geliştirildi. Bu teknoloji 1970'li yıllara kadar adım adım ilerledi. 1990'lı yılların sonlarında rüzgar enerjisi tekrar ilgi odağı oldu. Yirminci yüzyılın son on yılında dünyadaki kurulu rüzgar kapasitesi her üç yılda iki katına erişti [1].

Rüzgar enerji teknolojisinde rotor çapında da önemli ilerlemeler kaydetti. 1989 yılında 300 kW gücünde 30 metre rotor çapında olan rüzgar türbinleri on yıl sonra 2000kW gücünde ve 80 metre rotor çapında üretilebilir hale geldi. 3 MW gücünde ve 90 metre rotor çapındaki rüzgar türbin 2000 yılında kuruldu ve şuan ticari olarak 7-8 MW gücünde rüzgar türbinleri kurulabilmektedir.

2.1.1 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretiminin Tarihsel Gelişimi

Rüzgar türbininden elektrik üretimini ilk olarak Dane Paul LaCour 1989 yılında başardı. Daha sonra Danimarka'lı mühendisler I. ve II. Dünya Savaşı sırasında enerji ihtiyacını karşılayabilmek için rüzgar enerji teknolojisinde ilerlediler. Danimarka şirketi F. L.

Smidth 1941-1942 yıllarında modern rüzgar türbini yapmayı düşündü. Smidth rüzgar türbinleri gelişmiş aerodinamik kullanılarak yapılan modern kanatlı ilk türbinlerdir. Aynı zamanlarda Amerikan Palmer Putnam, Morgan Smith Şirketi için 53 metre rotor çaplı büyük rüzgar türbini üretti. Bu türbinin sadece büyüklüğü değil tasarım felsefesi de farklıydı. Danimarkan felsefesi rüzgara karşı ve rüzgar hızını kesmeye göre tasarlanırken Putnam rüzgar türbini rüzgar yönündeydi. Putnam'ın rüzgar türbini başarısızdı ve 1945 yılında parçalandı. Rüzgar türbinlerindeki önemli gelişim yılları için Çizelge 2.1'e bakınız.

Çizelge 2.1 Tarihsel rüzgar türbinleri

Türbin ve ülke	Çap (m)	Alan (m ²)	Güç (kW)	Kanat sayısı	Kule yüksekliği(m)	Yıl
Poul LaCour, Danimarka	23	408	18	4	-	1891
Smith-Putnam , ABD	53	2231	1250	2	34	1941
F.L. Smidth, Danimarka	17	237	50	3	24	1941
F.L. Smidth, Danimarka	24	456	70	3	24	1942
Gedser, Danimarka	24	452	200	3	25	1957
Hütter, Almanya	34	908	100	2	22	1958

II. Dünya Savaşı'ndan sonra Johannes Juul Danimarkan tasarım felsefesini daha ileriye taşıdı ve 1956-1967 tarihleri arasında 2.2 milyon kWh enerji üretimi sağladı. Alman mühendis Hütter yeni bir yaklaşım ortaya koyarak 2 ince fiberglas kanatlı rüzgar türbini tasarladı. Hütter'in yaptığı bu rüzgar türbini yüksek verimli olarak tanındı.

Juul ve Hütter'in başarılarına rağmen II. Dünya Savaşı sonrası büyük ölçekli rüzgar türbinlerine olan ilgi azaldı. 1970'lerde meydana gelen petrol krizi ile beraber rüzgar enerjisine olan ilgi tekrar arttı. Bunun sonucunda rüzgar enerjisini araştırma ve geliştirme için finansal destek mümkün hale geldi. Almanya, İsveç ve Amerika gibi ülkeler büyük ölçekli rüzgar türbinlerinin prototipleri için yatırım yaptılar. Bu projelerin çoğu farklı teknik nedenlerden dolayı başarısız oldular. Çizelge 2.2'de büyük ölçekli ilk rüzgar türbinlerinin performansları gösterilmiştir.

Bu başarısızlıklara rağmen Danimarka gibi bazı ülkelerin özel destek planlarıyla rüzgar enerjisinde ilerlemeler sağlandı. Amerikan kongresinin 1978 yılında ithal petrol bağımlılığını azaltmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını arttırmak için kabul ettiği plan önemli gelişmeler sağladı. San Francisco ve Los Angeles’da büyük rüzgar çiftlikleri kuruldu. İlk rüzgar çiftliği 50 kW gücündeki rüzgar türbinlerinden oluşturuldu. 1980’lerin sonlarında California’da 15000 rüzgar türbininden oluşan ve toplam gücü 1500 MW olan kurulum gerçekleştirildi.

Çizelge 2.2 Büyük ölçekli ilk rüzgar türbinlerinin performansları

Türbin ve Ülke	Çap (m)	Alan (m ²)	Kapasite (MW)	Çalıştığı saat	Üretim (GWh)	Periyot
Mod-1, ABD	60	2827	2	-	-	1979-83
Growian, Almanya	100	7854	3	420	-	1981-87
Smith-Putnam, ABD	53	2236	1.25	695	0.2	1941-45
WTS-4, ABD	78	4778	4	7200	16	1982-94
Nibe A, Danimarka	40	1257	0.63	8414	2	1979-93
WEG LS-1, İngiltere	60	2827	3	8441	6	1987-92
Mod-2, ABD	91	6504	2.5	8658	15	1982-88
Nasudden-1, İsveç	75	4418	2	11400	13	1983-88
Mod-OA, ABD	38	1141	0.2	13045	1	1977-82
Tjareborg, Danimarka	61	2922	2	14175	10	1988-93
Ecole, Kanada	64	4000	3.6	19000	12	1987-93
Mod-5B, ABD	98	7466	3.2	20561	27	1987-92
Maglarp WTS-3, İsveç	78	4788	3	26159	34	1982-92
Nibe B, Danimarka	40	1257	0.63	29400	8	1980-93
Tvind, Danimarka	54	2290	2	50000	14	1978-93

1990’lı yıllarda rüzgar enerjisine finansal destek Amerika’da azalmasına rağmen önce Avrupa’da daha sonra ise Hindistan’da arttı. Bu desteklerden dolayı rüzgar türbinlerinin kurulumu arttı ve marketin genişlemesine paralel olarak rüzgar enerji teknolojisi gelişti. İlk denemelerin başarısız olmasının otuz yıl sonrasında ise 7-8 MW büyüklüğündeki rüzgar türbinleri kullanıma hazır hale geldi.

2.1.2 Dünya Rüzgar Enerjisi Durumu

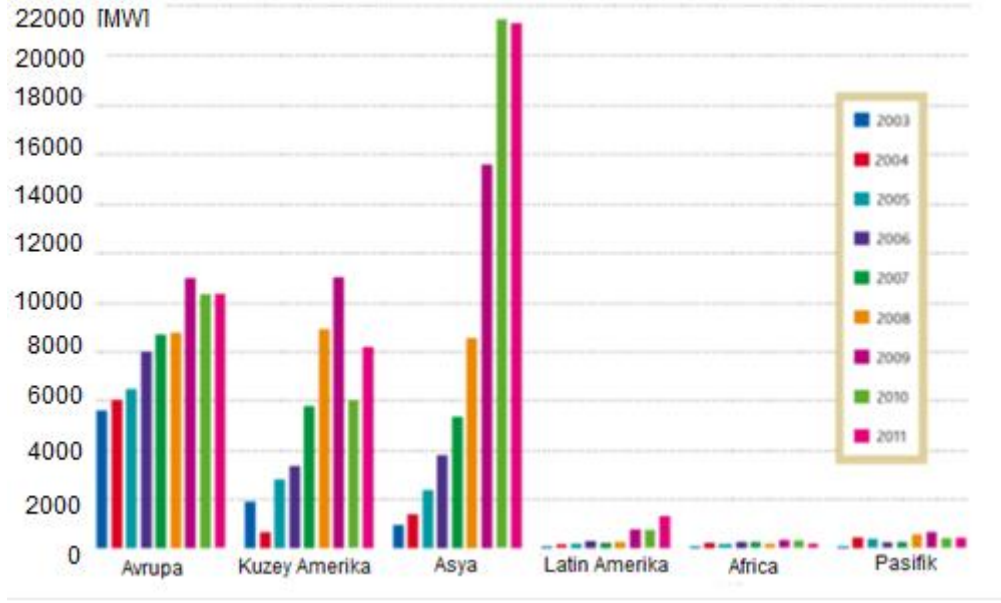
Çizelge 2.3'te 2011 yılı sonu itibariyle bölgelere ayrılmış toplam kurulu rüzgar türbini kapasiteleri verilmiştir. Şekil 2.1'de bölgelere ayrılmış kurulu güç kapasiteleri, Şekil 2.2'de 1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel rüzgar gücü kapasiteleri ve Şekil 2.3'de 1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel kümülatif rüzgar gücü kapasiteleri gösterilmiştir.

Çizelge 2.3 Küresel rüzgar gücü kurulu kapasitesi

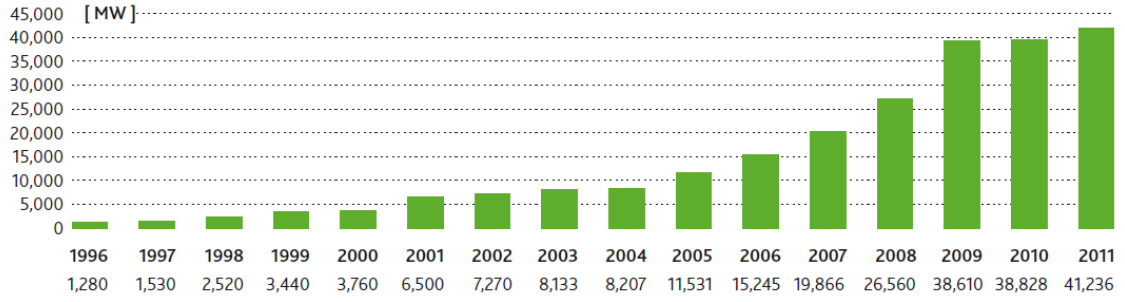
Bölge	Ülke	2010 sonu (MW)	2011 yılında kurulan (MW)	2011 sonu itibariyle toplam (MW)
Afrika	Cape Verde	2	23	24
	Fas	286	5	291
	İran	90	3	91
	Mısır	550	-	550
	Diğer	137	-	137
	Toplam	1065	31	1093
Asya	Çin	44733	18000	62733
	Hindistan	13065	3019	16084
	Japonya	2334	168	2051
	Tayvan	519	45	564
	Güney Kore	379	28	407
	Vietnam	8	29	30
	Diğer	69	9	79
	Toplam	61106	21298	82398
Avrupa	Almanya	27191	2086	29060
	İspanya	20623	1050	21674
	Fransa	5970	830	6800
	İtalya	5797	950	6747
	İngiltere	5248	1293	6540
	Portekiz	3706	377	4083
	Danimarka	3749	178	3871

Çizelge 2.3 (devam)

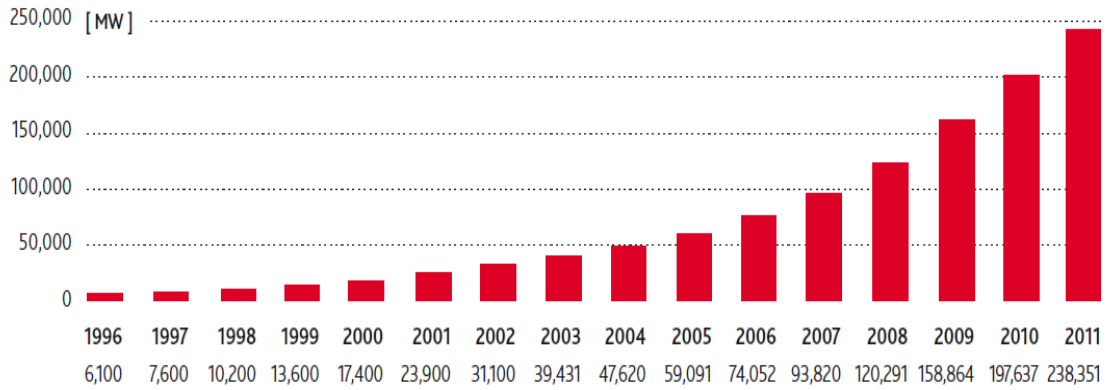
	İsveç	2163	763	2970
	Hollanda	2269	68	2328
	Türkiye	1329	470	1799
	İrlanda	1392	239	1631
	Yunanistan	1323	311	1629
	Polonya	1180	436	1616
	Avusturya	1014	73	1084
	Belçika	886	192	1078
	Diğer	2807	966	3708
	Toplam	86647	10281	96616
Güney Amerika	Brezilya	927	583	1509
	Meksika	519	354	873
	Şili	172	33	205
	Arjantin	50	79	130
	Kosta Rika	119	13	132
	Honduras	-	102	102
	Dominik Cum.	-	33	33
	Karayıp Ad.	91	-	91
	Diğer	118	10	128
	Toplam	1997	1206	3203
Kuzey Amerika	ABD	40298	6810	46919
	Kanada	4008	1267	5265
	Toplam	44306	8077	52184
Pasifik	Avustralya	1990	234	2224
	Yeni Zellanda	514	108	622
	Pasifik Adaları	12	-	12
	Toplam	2516	342	2858
Dünya Toplam		197637	41236	238351



Şekil 2.1 2003-2011 yılları arasında bölgelere ayrılmış kurulu güç kapasiteleri



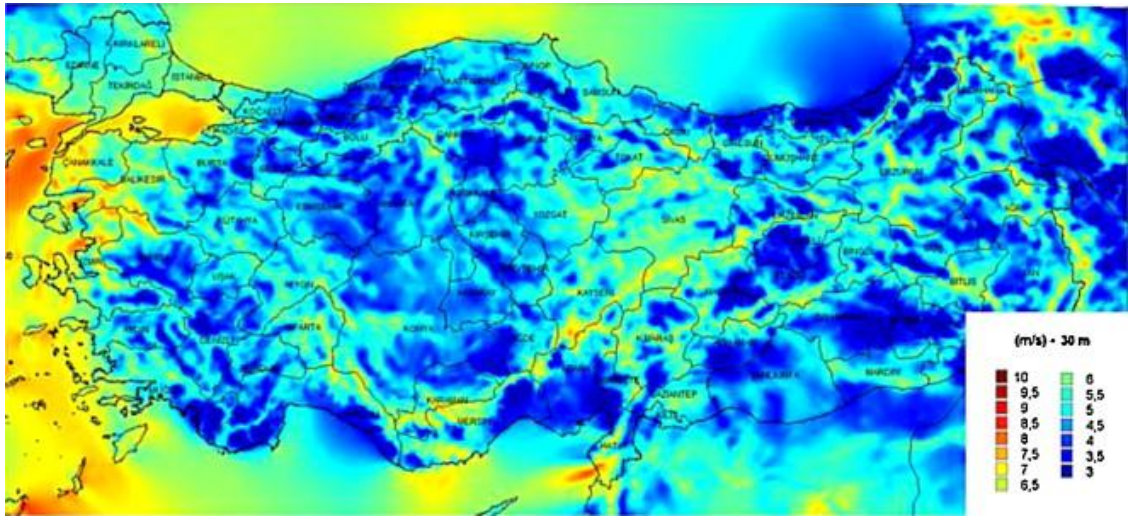
Şekil 2.2 1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel rüzgar gücü kapasiteleri [2]



Şekil 2.3 1996-2011 tarihleri arasında kurulmuş küresel kümülatif rüzgar gücü kapasiteleri [2]

2.1.3 Türkiye Rüzgar Enerjisi Durumu

Türkiye’de rüzgar enerjisinden elektrik üretimi konusunda, MW mertebesinde ilk rüzgar türbini İzmir-Çeşme’de Vestas tarafından kurulmuş ve 1998 yılında işletmeye alınmıştır. 12 rotordan oluşan bu santral 7.2 MW gücündedir. Mart 2012 itibarıyla Türkiye’de rüzgar enerjisi toplam kurulu gücü 1414.55 MW’a ulaşmıştır. Ek A’da Türkiye’de işletmede olan bütün türbinlerin kapasiteleri, hangi firma tarafından kuruldukları ve hangi tarihte işletmeye alındıkları verilmiştir. Ek B’de ise şuan yapım aşamasındaki türbinler ve kapasiteleri verilmiştir.



Şekil 2.4 Türkiye’nin 30 metre yükseklikteki rüzgar hızı haritası

Teorik olarak Türkiye’nin yıllık rüzgar kapasitesi şu anki enerji ihtiyacının iki katıdır. Türkiye’nin teknik enerji potansiyeli 88000 MW ve ekonomik enerji potansiyeli ise 10000 MW’tır [3]. Bölgelere göre yıllık ortalama rüzgar hızı ve yıllık ortalama rüzgar enerji yoğunluğu Çizelge 2.4’de gösterilmiştir. Türkiye’nin yıllık ortalama rüzgar hızı 2.58 m/s ve rüzgar gücü yoğunluğu 25.82 W/m²’dir. Rüzgar enerji uygulamaları için Marmara, Güney Doğu Anadolu ve Ege Bölgesi daha iyi konumdadır. Şekil 2.2’de Türkiye’nin 30 metre yükseklikteki rüzgar hızı haritası verilmiştir.

Çizelge 2.4 Bölgelere göre rüzgar enerji potansiyeli

Bölge	Yıllık ortalama rüzgar hızı (m/s)	Yıllık ortalama rüzgar yoğunluğu (W/m ²)
Marmara Bölgesi	3.29	51.91
Ege Bölgesi	2.65	23.47
Akdeniz Bölgesi	2.45	21.36
İç Anadolu Bölgesi	2.46	20.14
Karadeniz Bölgesi	2.38	21.31
Doğu Anadolu Bölgesi	2.12	13.19
Güney Doğu Anadolu Bölgesi	2.69	29.33
Ortalama	2.58	25.82

2.2 Rüzgar Türbininin Aerodinamik Modeli

Aerodinamik modeli dört modül altında toplayabiliriz. Bunlar uç-hız oranı (tip-speed ratio) hesaplaması, eğim-açısı (pitch angle) tanımlama, rotor güç katsayısı (C_p) hesaplama ve aerodinamik moment hesabıdır. Bu dört ayrı modül aşağıda açıklanmıştır.

2.2.1 Uç-hız Oranı (Tip-Speed Ratio) hesaplama

Uç hız oranı λ ile tanımlanır. λ kanat ucu hızının rüzgar hızına oranı ile bulunur. Uç-hız oranı λ ile kanat eğim açısı (pitch angle) β , rotor verimini (C_p) belirler. λ şöyle bulunur.

$$\lambda = \frac{\text{Kanat ucu hızı}}{\text{Rüzgar hızı}} = \frac{w_{\text{rotor}} \cdot R_{\text{rotor}}}{v_{\text{rüzgar}}} \quad (2.1)$$

Burada w_{rotor} rotor açısal hızını (rad/sn), R_{rotor} ise rotor yarıçapını (m) ve $v_{\text{rüzgar}}$ ise rüzgar hızını (m/s) göstermektedir.

2.2.2 Eğim Açısını (pitch angle) Belirleme

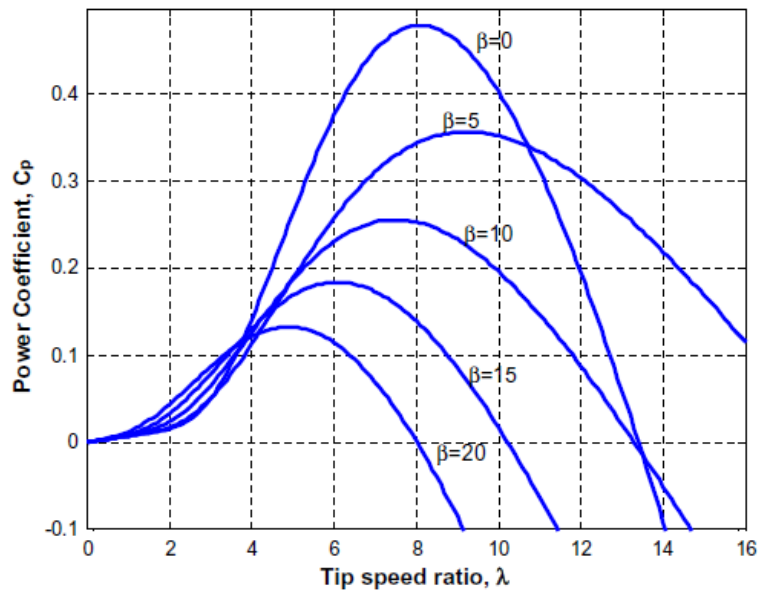
Rotor güç katsayısı C_p uç-hız oranı λ ile değişir. C_p katsayısını bütün hızlarda maksimumda tutabilmek için rotor açısal hızının C_p 'yi maksimumda tutacak λ değerine uygun ayarlanması gerekir. Sabit hızlı rüzgar türbinlerinde rotor hızı kanat eğim açısıyla, değişken hızlı rüzgar türbinlerinde ise hem kanat eğim açısıyla hem de generatör tarafındaki inverter ile gerçekleştirilir.

2.2.3 Rotor Güç Katsayısının Hesaplanması

Rotor güç katsayısı rotor veriminin ölçüsüdür ve şöyle tanımlanır;

$$C_p = \frac{\text{Rotor gücü}}{\text{Rüzgar gücü}} = \frac{P_{\text{rotor}}}{P_{\text{rüzgar}}} \quad (2.2)$$

Bir önceki bölümde açıklandığı gibi C_p , uç-hız oranı λ 'nın ve eğim açısı β 'nin fonksiyonudur. Optimal C_p eğrisi tüm rüzgar hızları için λ sabit tutularak elde edilir [5]. Değişken hızlı rüzgar türbinleri eğim açısının değiştirebilen mekanizmaya sahiptir ve kanat uç hızını ayarlayarak daha iyi güç katsayısını elde ederler.



Şekil 2.5 Tipik güç katsayısı –uç hız oranı grafiği[4]

2.2.4 Aerodinamik Moment Modülü

Momentum teorisine göre v hızıyla hareket eden hava kütesinin kinetik enerjisi

$$E = \left(\frac{1}{2}\right)mv^2 \quad (2.3)$$

şeklindedir.

V hacmi kesit alanı A 'ya doğru akıyorsa,

$$\dot{V} = vA \quad (2.4)$$

Burada $\dot{V}$ hacim akışı (m^3/s), v havanın A kesitinden geçiş hızı (m/s) ve A ise kesit alanıdır (m^2).

Kütle ρ hava yoğunluğuyla akar

$$\dot{m} = \rho \dot{V} = \rho v A \quad (2.5)$$

Burada $\dot{m}$ hacim akışı (kg/s), ρ hava yoğunluğudur (kg/m^3).

Denklem 2.5'i denklem 2.3'te yerine yazarsak A kesitinden geçen saniyedeki enerji miktarını buluruz. Bu enerjinin güç boyutunu ise

$$P = \left(\frac{1}{2}\right) \rho v^3 A \quad (\text{W}) \quad (2.6)$$

şeklinde yazılır.

Rüzgar türbinindeki durum ise

$$P_{\text{rüzgar}} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho v_{\text{rüzgar}}^3 \pi R_{\text{rotor}}^2 \quad (2.7)$$

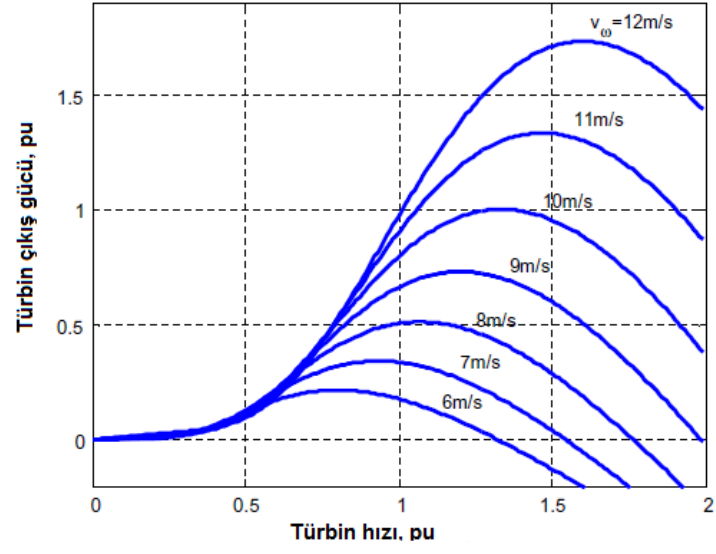
bu denklem rüzgardan rotor kanatlarında elde edilen dinamik gücü verir. İdeal olmayan rotorda ise bu denklemin içine rotor güç katsayısı C_p eklenir ve denklemimiz şöyledir

$$P_{\text{rotor}} = \left(\frac{1}{2}\right) C_p \rho v_{\text{rüzgar}}^3 \pi R_{\text{rotor}}^2 \quad (2.8)$$

Rotor kanatlarındaki aerodinamik moment ise

$$T = \frac{\left(\frac{1}{2}\right) C_p \rho v_{\text{rüzgar}}^3 \pi R_{\text{rotor}}^2}{\omega_{\text{rotor}}} \quad (\text{Nm}) \quad [5] \quad (2.9)$$

şeklini alır. Şekil 2.4'de türbin hızı-çıkış gücü grafiği verilmiştir.



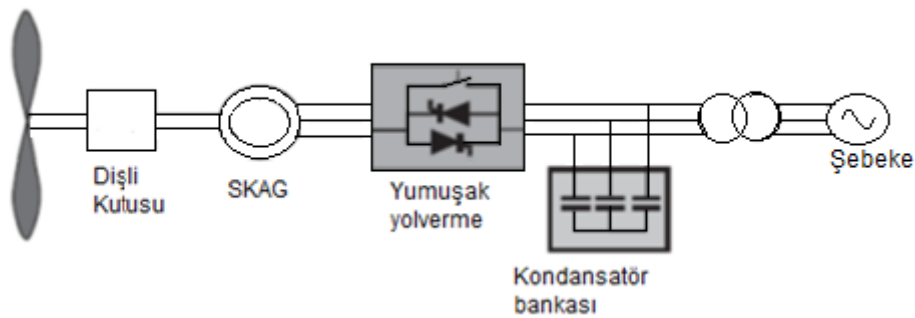
Şekil 2.6 Türbin hızı ile çıkış gücü grafiği [4]

RÜZGAR TÜRBİNİ TEMELLERİ

Rüzgar türbinleri sabit hızlı ve değişken hızlı olarak çalışabilirler.

3.1 Sabit Hızlı Rüzgar Türbinleri

1990'dan önceki yıllarda standart olarak sabit hızlı rüzgar türbinleri kuruldu. Sabit hızlı rüzgar türbinlerinde rüzgar hızına aldırmadan rotor hızı sabittir ve şebeke frekansı tarafından rotor hızı belirlenir, dişli kutusu ve generatör de buna göre tasarlanır. Sabit hızlı rüzgar türbinlerinde sincap kafesli veya bilezikli asenkron generatör kullanılır ve doğrudan şebekeye bağlanır. Ayrıca reaktif gücü karşılamak için kondansatör bankası kullanılır. Tek bir rüzgar hızında maksimum verimi almak için tasarlanır. Bazı sabit hızlı rüzgar türbinlerinde güç üretimini artırmak için iki sarım seti kullanılır. Bunlardan bir tanesi düşük rüzgar hızlarında (genellikle 8 kutuplu) diğeri ise orta ve yüksek rüzgar hızlarında (genellikle 4-6 kutuplu) aktif durumdadır [1].



Şekil 3.1 Sabit hızlı rüzgar türbini

Sabit hızlı rüzgar türbinlerinin avantajları basit ve güvenilir olmasıdır. Ayrıca elektriksel parçaları ucuzdur. Dezavantajları ise reaktif gücünün kontrol edilememesi, güç kalite kontrolünün sınırlı olması ve mekanik strestir. Sabit hızlı olmasından dolayı rüzgar hızındaki tüm dalgalanmalar mekanik momentte dalgalanmaya ve bu dalgalanmalar da şebekedeki elektrik gücündeki dalgalanmalara neden olur [6].

3.2 Değişken Hızlı Rüzgar Türbinleri

Değişken hızlı rüzgar türbinleri geniş rüzgar hızı aralığında maksimum aerodinamik verimi alabilmek için tasarlanmıştır. Bu türbinlerde rüzgar hızının durumuna göre rotor hızı değişir böylece maksimum güç katsayısına uygun olan uç hız oranı sabit tutulur.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin elektriksel sistemi sabit hızlı rüzgar türbinlerine göre daha karmaşıktır. Değişken hızlı rüzgar türbinlerinde kullanılan senkron generatör veya asenkron generatör güç dönüştürücüleri üzerinden şebekeye bağlanır. Güç dönüştürücüleri generatör hızını kontrol eder.

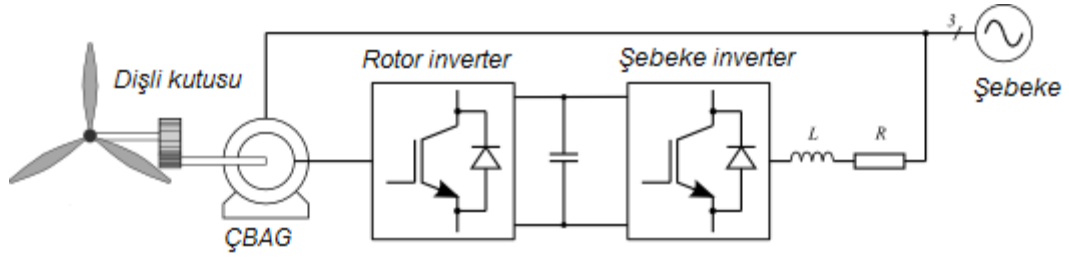
Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin avantajları daha fazla enerji üretebilmeleri, daha iyi güç kalitesi ve rüzgar türbinindeki mekanik stresin daha az olmasıdır. Dezavantajları ise güç dönüştürücülerindeki kayıplar, daha fazla malzeme kullanılması ve güç elektroniği malzemelerinden dolayı maliyetin artmasıdır.

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinde genellikle iki tür generatör kullanılmaktadır. Bunlar çift beslemeli asenkron generatör ve kalıcı mıknatıslı senkron generatördür.

3.2.1 Çift Beslemeli Asenkron Generatör

Çift beslemeli denilmesinin nedeni statorun direk şebekeye bağlı olması ve rotorunda güç dönüştürücüler üzerinden şebekeye bağlı olmasından dolayıdır.

Normal çalışma ve kısa devre hata durumlarında generatörün davranışı güç dönüştürücüler tarafından kontrol edilmektedir.



Şekil 3.2 Çift beslemeli asenkron ile gerçekleştirilen rüzgar türbini

Güç dönüştürücüleri iki adet arka arkaya bağlı çift yönlü inverterden oluşur. İnverterlerden bir tanesi rotor tarafına diğeri ise şebeke tarafına bağlanır. Rotor tarafındaki inverter generatörün aktif ve reaktif gücünü kontrol ederken şebeke tarafındaki inverter ise inverterlerin arasındaki DC bara gerilimini kontrol eder.

Generatör senkronüstü ve senkronaltı hızlarda çalışabilir. Senkronüstü çalışmada rotordan şebekeye doğru güç akışı gerçekleşirken senkronaltı çalışmada ise şebekeden rotora doğru güç akışı gerçekleşir.

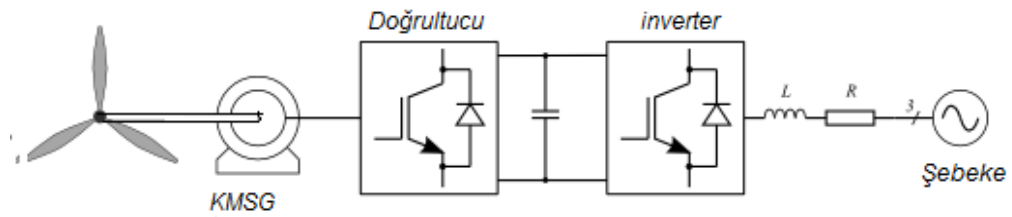
ÇBAG'ın en önemli avantajlarından biri aktif ve reaktif gücün birbirinden bağımsız olarak rotor tarafındaki inverter tarafından kontrol edilebilmesidir. Mıknatıslanma akımını şebekeden çekmek zorunda değildir. Mıknatıslanma akımını rotordan karşılayabilir ve böylece birim güç faktöründe çalışabilir. Dönüştürücü büyüklüklerinin generatörün toplam büyüklüğünde olmasına gerek yoktur. Kontrol edilmek istenen hız aralığına göre bu dönüştürücülerin büyüklükleri değişir. Dönüştürücülerin güç büyüklükleri genellikle generatör gücünün %30'u kadardır [7].

3.2.2 Kalıcı Mıknatıslı Senkron Generatör

Kalıcı mıknatıslı senkron makineler uyarma için dışarıdan herhangi bir enerji kaynağına ihtiyaç duymazlar ve verimleri asenkron makinelerden daha yüksektir. Buna karşın kalıcı mıknatısı üretmek için kullanılan materyal pahalıdır ve makinenin üretim işçiliği zordur. KMSG kullanılan rüzgar türbinlerinde enerjiyi şebekeye basabilmek için kullanılan güç dönüştürücülerinin büyüklüğü generatör gücü kadar olmalıdır ve bu da ayrıca maliyet demektir. KMSG'ler uygun akım şartlarında her hızda elektrik üretebilirler. KMSG'lerin rotoru çıkık veya silindirik olabilir. Çıkık kutuplular düşük hızlı makinelerde kullanılır ve rüzgar türbinleri için de daha yararlıdır. Tipik düşük hızlı senkron makineler çıkık ve çok kutupludur. KMSG'nin senkron doğasından dolayı

kalkış sırasında senkronizasyon ve gerilim regölasyonu gibi problemler olabilir. Sabit bir gerilim üretmeye hazır değildir [8].

Senkron çalışma kısa devre olaylarında ve rüzgar hızı değişken iken kötü performans sergiler. KMSG'nin diğer dezavantajları manyetik materyalin sıcaklığa duyarlılığıdır. Örneğin kısa devre durumunda yüksek sıcaklıktan dolayı mıknatıs manyetik özelliğini kaybedebilir. Bu yüzden KMSG'nin rotor sıcaklığı kontrol edilmeli ve soğutucu bir sistem bulunmalıdır. KMSG'lerde dişli kutusu kullanılmaz ve bu yüzden mekanik kayıplar daha aza indirgenmiş olur.



Şekil 3.3 Kalıcı mıknatıslı senkron ile gerçekleştirilen rüzgar türbini

ÇİFT BESLEMELİ ASENKRON GENERATÖRÜN MATEMATİKSEL MODELİ VE GÜÇ KONTROLÜ

ÇBAG'ler değişken hızlı generatör olarak kullanılırlar. ÇBAG çalışmasında moment değişimi, kısa devre hataları ve elektrik yük değişimi geçici hale neden olur. Geçici hal sırasında hız, gerilim, güç, moment ve frekans değişir. Bu durumları analiz edebilmek için dinamik modele ihtiyaç duyulur.

4.1. Makine Değişkenlerinin Gerilim Eşitliği

Makine değişkenlerinin gerilim denklemleri şöyle yazılır;

$$V_{abcs} = r_s i_{abcs} + p \lambda_{abcs} \quad (4.1)$$

$$V_{abcr} = r_r i_{abcr} + p \lambda_{abcr} \quad (4.2)$$

Bu denklemlerde

$$(f_{abcs})^T = [f_{as} \ f_{bs} \ f_{cs}] \quad (4.3)$$

$$(f_{abcr})^T = [f_{ar} \ f_{br} \ f_{cr}] \quad (4.4)$$

Yukarıdaki denklemlerde s indisi parametrenin statora ait olduğunu, r indisi ise rotora ait olduğunu gösterir. f ise gerilim, akım veya akıyı temsil edebilir. Manyetik lineer sistem için akı bağıntıları ise şöyle gösterilir;

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

sarım endüktansları şöyledir;

$$\mathbf{L}_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

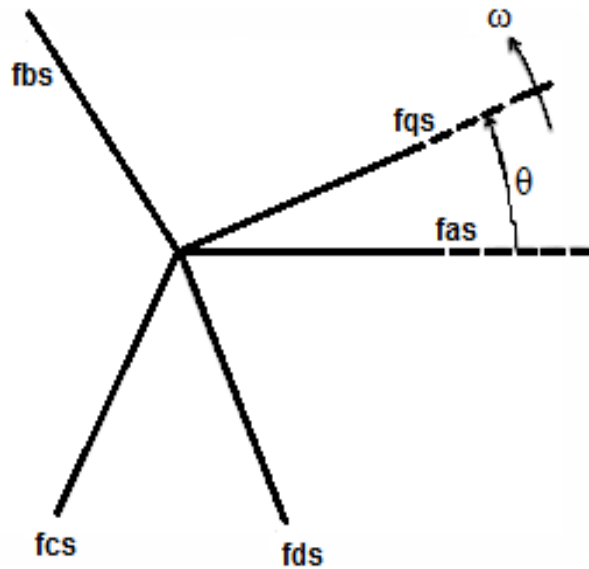
$$\mathbf{L}_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\mathbf{L}_{rs} = \mathbf{L}_{sr} = \begin{bmatrix} \cos\theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos\theta_r \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

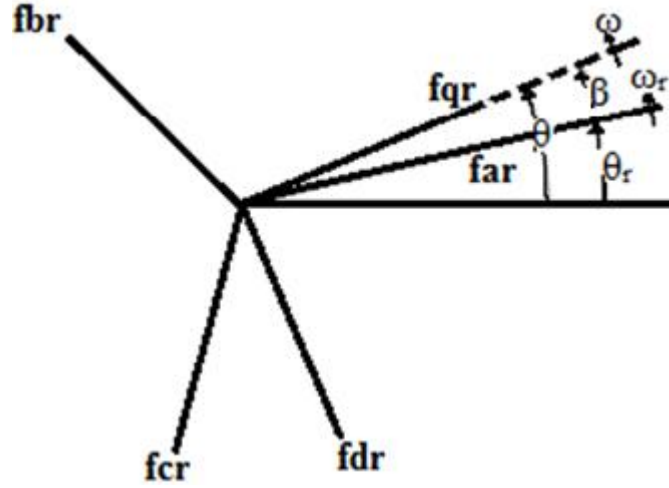
Yukarıdaki denklemlerde L_{ls} ve L_{ms} sırasıyla stator sarımları kaçak ve mıknatıslanma endüktansları, L_{lr} ve L_{mr} ise rotor sarımlarının kaçak ve mıknatıslanma endüktanslarıdır.

4.2 Stator ve Rotor Devreleri İçin Dönüşüm Denklemleri

Yukarıdaki denklemlere Park dönüşümü uygulanırsa üç fazlı sistem iki fazlı sisteme dönüşür.



Şekil 4.1 Durağan stator büyüklükleri ile dq eksenini arasındaki trigonometrik ilişki



Şekil 4.2 Stator ve rotor büyüklükleri ile dq eksenini arasındaki trigonometrik ilişki

$$\mathbf{f}_{qd0s} = \mathbf{K}_s \mathbf{f}_{abcs} \quad (4.9)$$

$$(\mathbf{f}_{qd0s})^T = [f_{qs} \ f_{ds} \ f_{0s}] \quad (4.10)$$

$$\mathbf{f}_{qd0r} = \mathbf{K}_r \mathbf{f}_{abcr} \quad (4.11)$$

$$(\mathbf{f}_{qd0r})^T = [f_{qr} \ f_{dr} \ f_{0r}] \quad (4.12)$$

Yukarıdaki denklemlerde kullanılan $\mathbf{K}_s$ matrisi stator parametrelerini dq eksenine dönüştüren matris, $\mathbf{K}_r$ matrisi ise rotor parametrelerini dq eksenine dönüştüren matristir. $\mathbf{K}_s$ ve $\mathbf{K}_r$ matrisleri aşağıdaki gibidir;

$$\mathbf{K}_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin\theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{K}_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\beta & \cos(\beta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin\beta & \sin(\beta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Ters dönüşüm matrisleri ise şöyledir;

$$K_s^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

$$K_r^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\beta & \sin\beta & 1 \\ \cos(\beta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\beta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\beta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\beta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Denklemlerdeki θ dq eksen takımının konumunu w ise dq eksen takımının açısal hızını verir. Şekil 4.1 'de gösterilmiştir. θ ile w arasındaki ilişki şöyledir;

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \text{ veya} \quad (4.17)$$

$$\theta = \int w dt \quad (4.18)$$

θ_r ise rotorun açısal konumudur. β , θ_r , θ ve w_r arasındaki ilişki aşağıdaki gibidir ve şekil 4.2'de gösterilmiştir.

$$\beta = \theta - \theta_r \quad (4.19)$$

$$\omega_r = \frac{d\theta_r}{dt} \quad (4.20)$$

4.3 Makinenin d-q Eksenindeki Modeli

Stator sargıları gerilim denkleminde K_s dönüşüm matrisi, rotor gerilim denkleminde K_r dönüşüm matrisi uygulanırsa dq eksenindeki stator ve rotor gerilim ifadeleri şu şekilde olur;

$$V_{qd0s} = r_s i_{qd0s} + \omega \lambda_{dq0s} + p \lambda_{qd0s} \quad (4.21)$$

$$V_{qd0r} = r_r i_{qd0r} + \omega \lambda_{dq0r} + p \lambda_{qd0r} \quad (4.22)$$

burada

$$(\lambda_{dqs})^T = [\lambda_{ds} - \lambda_{qs} \ 0] \quad (4.23)$$

$$(\lambda_{dqs})^T = [\lambda_{dr} - \lambda_{qr} \ 0] \quad (4.24)$$

dönüşüm matrisleri akı bağıntısı denklemlerine de yazılırsa;

$$\begin{bmatrix} \lambda_{qd0s} \\ \lambda_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_s \mathbf{L}_s \mathbf{K}_s^{(-1)} & \mathbf{K}_s \mathbf{L}_{sr} \mathbf{K}_r^{(-1)} \\ \mathbf{K}_r (\mathbf{L}_{sr})^T \mathbf{K}_s^{(-1)} & \mathbf{K}_r \mathbf{L}_r \mathbf{K}_r^{(-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{qd0s} \\ i_{qd0r} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

burada;

$$\mathbf{K}_s \mathbf{L}_s \mathbf{K}_s^{(-1)} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{lr} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

$$L_M = \frac{3}{2} L_{ms} \quad (4.27)$$

$$\mathbf{K}_r \mathbf{L}_r \mathbf{K}_r^{(-1)} = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_{lr} + L_M & 0 \\ 0 & 0 & L_{lr} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

$$\mathbf{K}_s \mathbf{L}_{sr} \mathbf{K}_r^{(-1)} = \mathbf{K}_r \mathbf{L}_{sr} \mathbf{K}_s^{(-1)} = \begin{bmatrix} L_M & 0 & 0 \\ 0 & L_M & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

denklem 4.21 ve 4.22'deki ifadeleri daha açık yazarsak dq eksen takımındaki gerilim ifadeleri aşağıdaki gibi olur;

$$V_{qs} = r_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} + p \lambda_{qs} \quad (4.30)$$

$$V_{ds} = r_s i_{ds} - \omega \lambda_{qs} + p \lambda_{ds} \quad (4.31)$$

$$V_{0s} = r_s i_{0s} + p \lambda_{0s} \quad (4.32)$$

$$V_{qr} = r_s i_{qr} + (\omega - \omega_r) \lambda_{dr} + p \lambda_{qr} \quad (4.33)$$

$$V_{dr} = r_s i_{dr} - (\omega - \omega_r) \lambda_{qr} + p \lambda_{dr} \quad (4.34)$$

$$V_{0r} = r_s i_{0r} + p \lambda_{0r} \quad (4.36)$$

denklem 4.26, 4.28 ve 4.29'u 4.25'de yerine koyarsak akı bağıntısı denklemlerini aşağıdaki gibi elde ederiz;

$$\lambda_{qs} = L_{ls} i_{qs} + L_M (i_{qs} + i_{qr}) \quad (4.37)$$

$$\lambda_{ds} = L_{ls} i_{ds} + L_M (i_{ds} + i_{dr}) \quad (4.38)$$

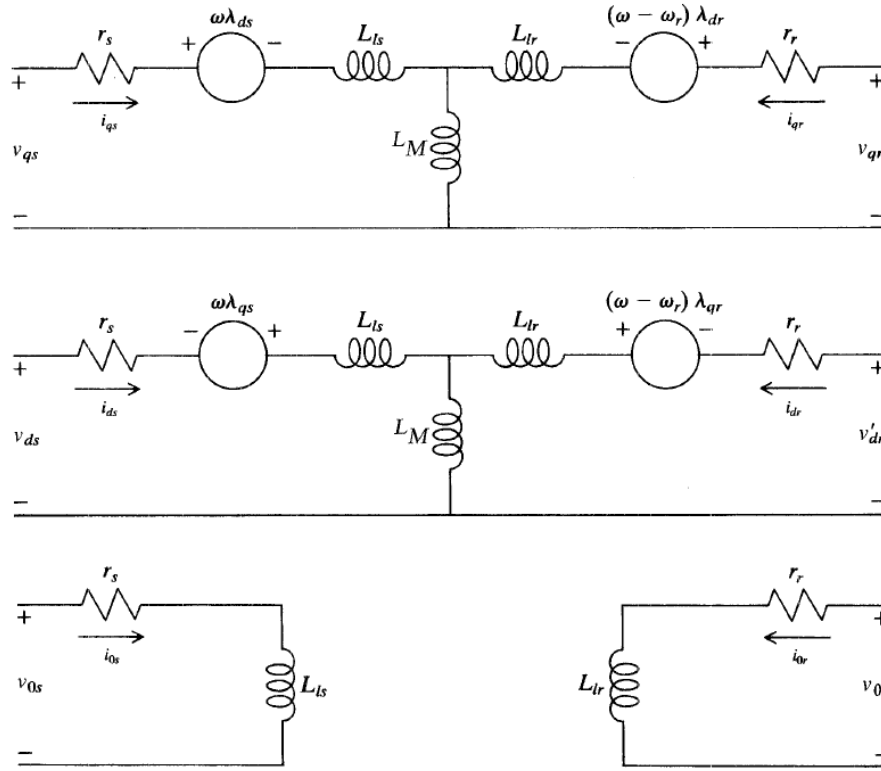
$$\lambda_{qs} = L_{ls} i_{0s} \quad (4.39)$$

$$\lambda_{qr} = L_{lr}i_{qr} + L_M(i_{qs} + i_{qr}) \quad (4.40)$$

$$\lambda_{dr} = L_{lr}i_{dr} + L_M(i_{ds} + i_{dr}) \quad (4.41)$$

$$\lambda_{qr} = L_{lr}i_{0r}, \quad [9] \quad (4.42)$$

Şekil 4.3'te asenkron makinenin dq eksen takımındaki eşdeğer devreler verilmiştir.



Şekil 4.3 Asenkron makinenin dq eksen takımındaki eşdeğer devresi [9]

Moment ifadesi şu şekilde yazılır;

$$T_e = \left(\frac{P}{2}\right) [\mathbf{K}_s^{-1} \mathbf{i}_{qs}]^T \frac{\partial}{\partial \theta_r} [\mathbf{L}_{sr}] (\mathbf{K}_r^{-1}) \mathbf{i}_{qd0r} \quad (4.43)$$

Momenti akımlar cinsinden şöyle yazılır;

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) L_M (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}) \quad (4.44)$$

Momenti akı ve akımlar cinsinden ise aşağıdaki gibi yazılır;

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{qr} i_{dr} - \lambda_{dr} i_{qr}) \quad (4.45)$$

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{p}{2}\right)(\lambda_{ds}i_{qs} - \lambda_{qs}i_{ds}) , [10] \quad (4.46)$$

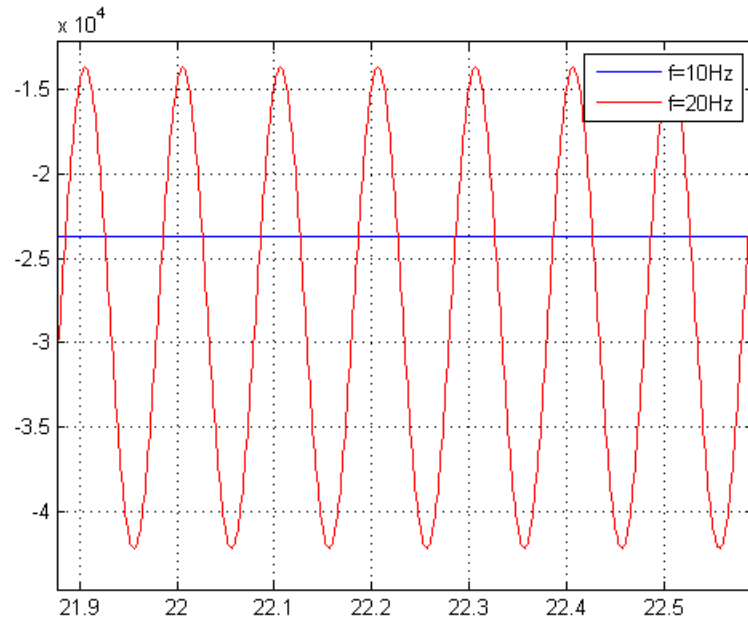
4.4 ÇBAG 'de Frekans Eşitliği

ÇBAG statorundan sabit (veya kontrol edilebilir) V_s gerilimi ve f_s frekansında güç verir. Rotoruna ise güç dönüştürücüsü üzerinden değişken genlikte ve frekansta gerilim uygulanır. Güç akışı güç dönüştürücüsünden rotora doğru veya rotordan dönüştürücüye doğru olabilir. Frekans teorisine göre;

$$\omega_r = \omega_s \pm \omega_1 ; \quad \omega_r = p\omega_m \quad [11] \quad (4.47)$$

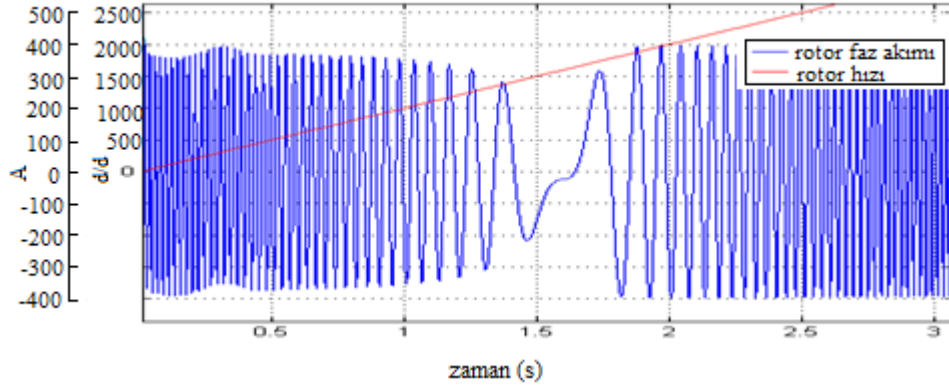
Denklem 4.47’de ω_r rotor milinin elektriksel hızını, ω_m rotor mili mekanik hızını, p çift kutup sayısını ω_s stator hızını ve ω_1 ise rotor devresi hızını verir.

Denklem 4.47’de işaret (+) ise stator faz sırası ile rotor faz sırası aynıdır ve $\omega_r < \omega_s$ olur. Bu ÇBAG senkronaltı çalışmaktadır. İşaret (-) ise $\omega_r > \omega_s$ ve ÇBAG senkronüstü çalışmaktadır. Sabit frekans çıkışı için rotor devresi frekansı ω_1 rotor hızının değişimine göre ayarlanmalıdır. Rotor devresinin frekansı faz sırası ve gerilimi ayarlanarak ÇBAG değişken hızda ve sabit frekansta çalışabilir. Şekil 4.4 de fazlar arası gerilimi 690V, frekansı ise 50Hz olan şebekeye bağlı ÇBAG’ün rotor mili elektriksel olarak 60Hz’de dönerken 10Hz ve 20Hz hızında gerilim uygulanmış ve momentleri gösterilmiştir.



Şekil 4.4 Rotora uygulanan 10Hz ve 20Hz frekansındaki gerilimlerde elektromanyetik momentin durumu

Sincap kafesli asenkron makinelerde ise frekans dengesi kendiliğinden sağlanır. Şekil 4.5'te rotor hızıyla rotor akımlarının frekansının değişimi verilmiştir.



Şekil 4.5 Rotor hızıyla rotor akımı frekansının değişimi

4.5 ÇBAG Kontrolü

4.5.1 Doğrudan Güç Kontrolü

Statorun aktif ve reaktif gücünü vektör kontrolü yapabilmek için dq referans ekseninin hızı stator akı hızıyla senkron hale getirilir ve stator akı vektörü d eksenineyle çakıştırılır. Böylece

$$\lambda_{ds} = \lambda_s \text{ ve } \lambda_{qs} = 0 \quad (4.48)$$

olur.

Elektromanyetik moment ise şu şekildedir.

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) \frac{L_M}{L_s} \lambda_{ds} i_{qr} \quad (4.49)$$

Elektromanyetik moment ve aktif güç sadece rotor akımının q eksenine bileşenine bağlı olur. Stator direncini ihmal edersek;

$$V_{sn} = d\lambda_{sn}/dt ; n=a,b \text{ veya } c \quad (4.50)$$

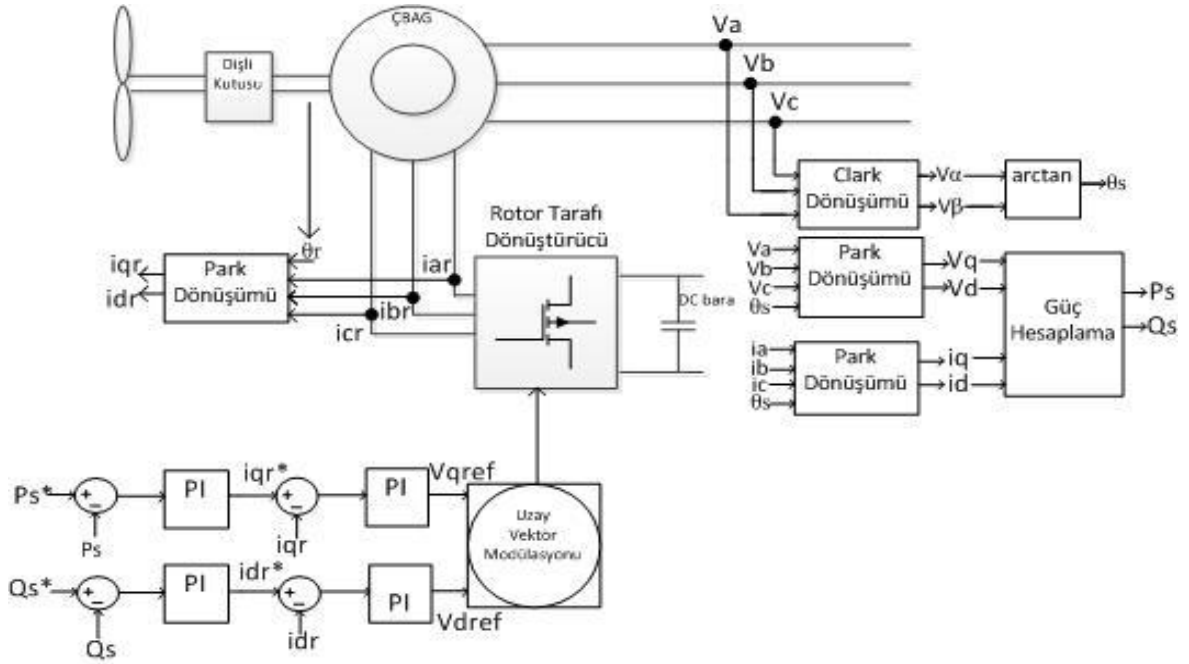
halini alır. Böylece stator gerilim vektörü de q eksenineyle çakışık hale gelir. O zaman

$$V_{ds} = 0 \text{ ve } V_{qs} = V_s \quad (4.51)$$

eşitlikleri yazılabilir. Stator aktif ve reaktif gücünü rotor akımları cinsinden şöyle yazabiliriz;

$$P_s = -V_s \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \quad (4.52)$$

$$Q_s = \frac{V_s \lambda_s}{L_s} - \frac{V_s L_m}{L_s} i_{dr} \quad [12] \quad (4.53)$$

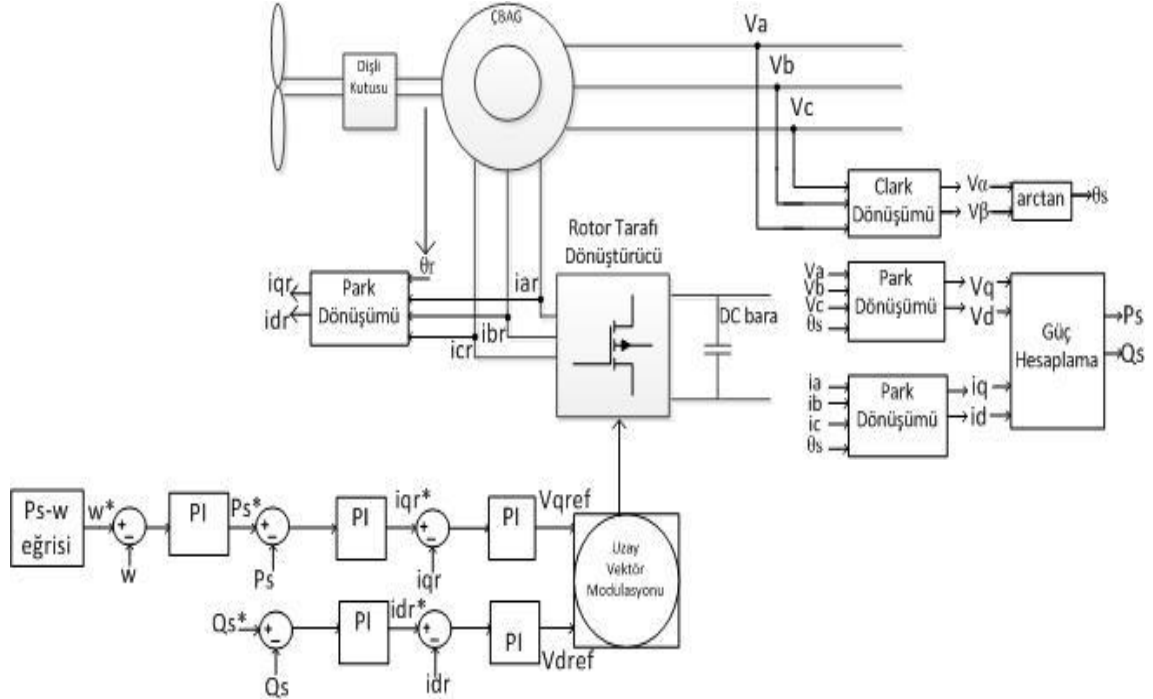


Şekil 4.6 Doğrudan güç kontrolünün uygulanması

Şekil 4.6'da doğrudan güç kontrolünün uygulanması gösterilmiştir. Stator akım ve gerilimleri okunarak senkron hızda dönen dq eksen takımına dönüştürülür ve stator aktif ve reaktif gücü hesaplanır. Hesaplanan aktif güç ile referans olarak girilen aktif güç karşılaştırılır ve akım kontrolöründen geçirilir. Akım kontrolöründen rotor akımının referans aktif bileşeni elde edilir. Rotor akımının referans aktif bileşeni ile rotor iletkenlerinden ölçülen akımın aktif bileşeni karşılaştırılır ve gerilim kontrolöründen geçirilerek dönüştürücü tarafından üretilmesi istenen gerilimin aktif bileşeni elde edilir. Referans olarak girilen reaktif güç ile ise hesaplanan reaktif güç karşılaştırılır ve akım kontrolöründen geçirilerek rotor akımının referans reaktif bileşeni elde edilir. Rotor akımının referans reaktif bileşeni ile rotor iletkenlerinden ölçülen akımın reaktif bileşeni karşılaştırılır ve gerilim kontrolöründen geçirilir. Böylece dönüştürücü tarafından üretmek istediğimiz gerilimin reaktif bileşeni elde edilir. Uzay vektör modülasyonu kullanılarak üretmek istediğimiz referans gerilime uygun anahtarlama gerçekleştirilir.

4.5.2. Hız Kontrolü

Doğrudan güç kontrolü bloğuna hız kontrolörü ekleyerek hız kontrolü gerçekleştirilir [14].

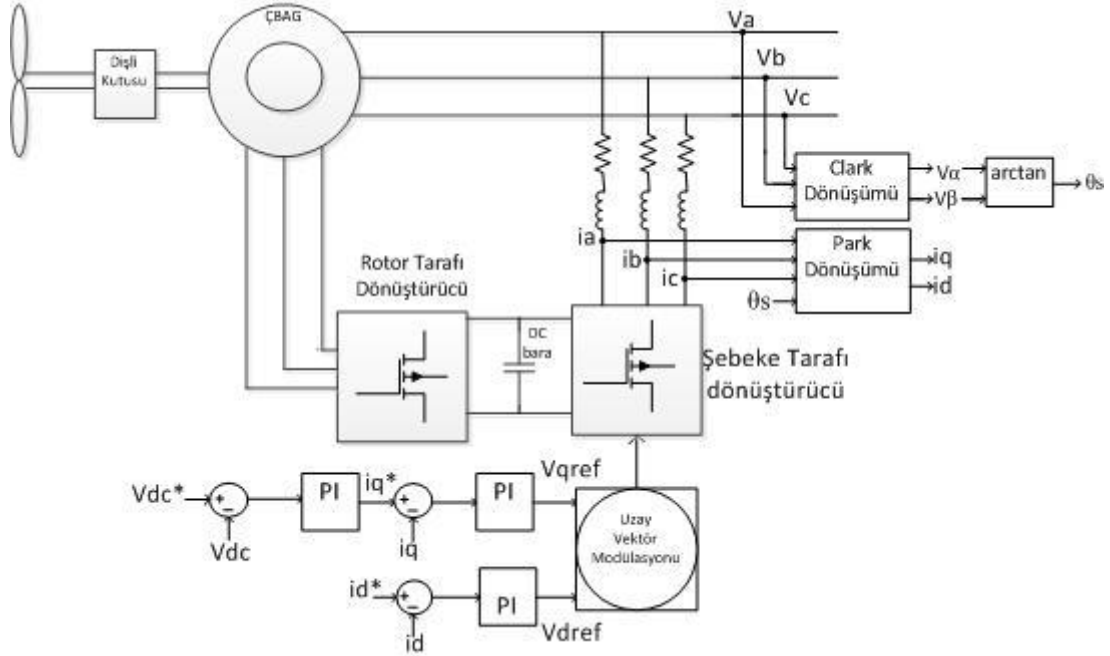


Şekil 4.7 Hız kontrolünün uygulanması

Şekil 4.7’de hız kontrolünün uygulanması verilmiştir. Referans hız stator tarafından üretmek istediğimiz aktif güce bağlı olarak generatörün çıkış gücü-hız karakteristiğinden seçilir. Seçilen referans hız ile generatörün dönüş hızı karşılaştırılır ve güç kontrolöründen geçirilerek referans stator aktif gücü olur. Bundan sonrası bir önceki bölümde anlatılan doğrudan güç kontrolü ile aynıdır.

4.5.3 DC Gerilim Kontrolü

DC gerilimi kontrol edebilmek için şebeke hızında dq eksen takımına dönüşüm yapılır. Şebeke gerilim vektörü q eksenineyle çakıştırılır ve d eksenineyle de güç faktörü kontrolü gerçekleştirilir. Şekil 4.8’de DC gerilim kontrolü verilmiştir.



Şekil 4.8 DC gerilim kontrolünün gösterimi

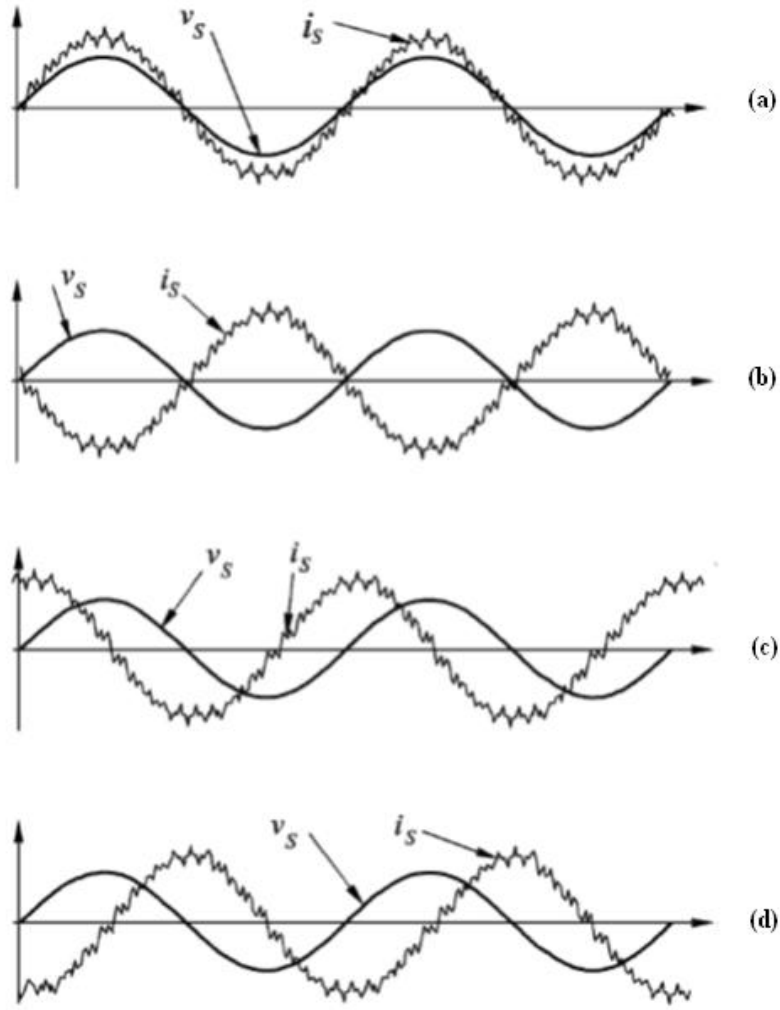
DC gerilim kontrolü için stator gerilimleri ve şebeke tarafı dönüştürücüsü tarafından şebekeye basılan akımlar ölçülür. Ölçülen üç fazlı akım ve gerilimler senkron hızda dönen dq eksen takımına dönüştürülür. Referans olarak girilen DC bara gerilim değeri ile ölçülen DC bara gerilimi karşılaştırılır ve akım kontrolöründen geçirilir. Akım kontrolöründen akımın referans aktif bileşeni elde edilir. Elde edilen referans aktif bileşen ile akımın ölçülen aktif bileşeni karşılaştırılır ve gerilim kontrolöründen geçirilerek referans gerilimin aktif bileşeni elde edilir. Akımın referans reaktif bileşeni ile akımın ölçülen reaktif bileşeni karşılaştırılır ve gerilim kontrolöründen geçirilerek gerilimin referans reaktif bileşeni bulunur. Elde edilen referans aktif ve reaktif gerilim bileşenlerine göre uzay vektör modülasyonu kullanılarak dönüştürücü için uygun anahtarlama elde edilir.

4.5.4 ÇBAG Kontrolünde Güç Dönüştürücüleri

ÇBAG kontrolünde arka arkaya bağlı iki adet çift yönlü dönüştürücü kullanılır. Dönüştürücüler hem inverter hem de doğrultucu olarak çalışabildikleri için çift yönlü denilmiştir. Böylece ÇBAG hem senkron hızın üstünde hem de senkron hızın altında çalışabilir. Dönüştürücülerden bir tanesi rotor tarafındadır ve bu dönüştürücü generatörün aktif ve reaktif gücünü kontrol ederken diğer dönüştürücü ise şebeke tarafına bağlıdır ve DC baranın kontrolünü gerçekleştirir.

DC bara kontrolünü gerçekleştirebilmek için DC bara geriliminin, şebeke geriliminin maksimum değerinden daha büyük olması gerekir. Aksi durumunda anahtarlara paralel bağlı ters diyotlar ilettime girer ve kontrol kaybolur [15]. Bu yüzden DC bara referans gerilimi şebeke geriliminin maksimum değerinden daha büyük seçilir.

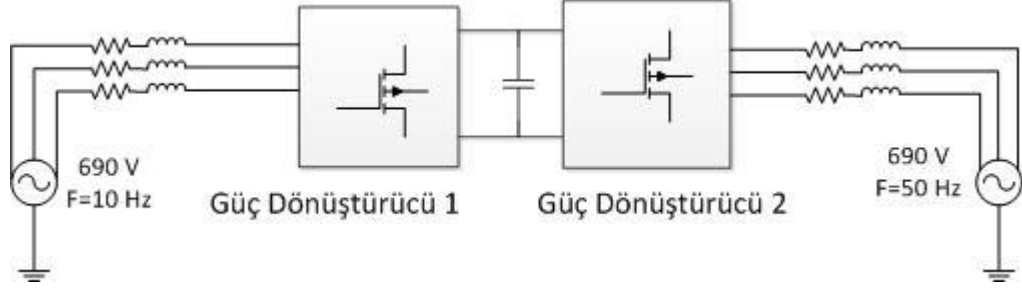
Senkronüstü çalışmada rotor tarafından şebekeye doğru güç akışı gerçekleşir. Bu çalışma esnasında rotor tarafındaki dönüştürücü doğrultucu olarak çalışır ve rotor iletkenlerinden gelen enerji DC bara gerilimini artırır. DC baranın kontrolünü gerçekleştiren dönüştürücü ise inverter moduna geçip kondansatörün enerjisini şebekeye aktarır ve DC bara gerilimini referans değerinde tutmaya çalışır. Senkron altı çalışmada ise rotor tarafındaki dönüştürücü inverter modundadır ve DC baradaki enerjiyi rotor iletkenlerine aktarır. Böylece DC bara gerilimi düşmeye başlar ve şebeke tarafındaki dönüştürücü doğrultucu moduna geçerek şebekeden alınan enerjiyi kondansatöre vererek DC baranın kontrolünü sağlamış olur. Dönüştürücüler birim güç faktöründe çalışabildikleri gibi endüktif veya kapasitif olarak da çalışabilirler. Şekil 4.9 'da dönüştürücünün sırasıyla doğrultucu, inverter, tam kapasitif ve tam indüktif olarak çalışırken akım ve gerilim grafikleri verilmiştir.



Şekil 4.9 a-) Birim güç faktörlü doğrultucu modu b-) Birim güç faktörlü inverter modu c-) Sıfır güç faktörlü kapasitif modu d-) Sıfır güç faktörlü endüktif modu [16].

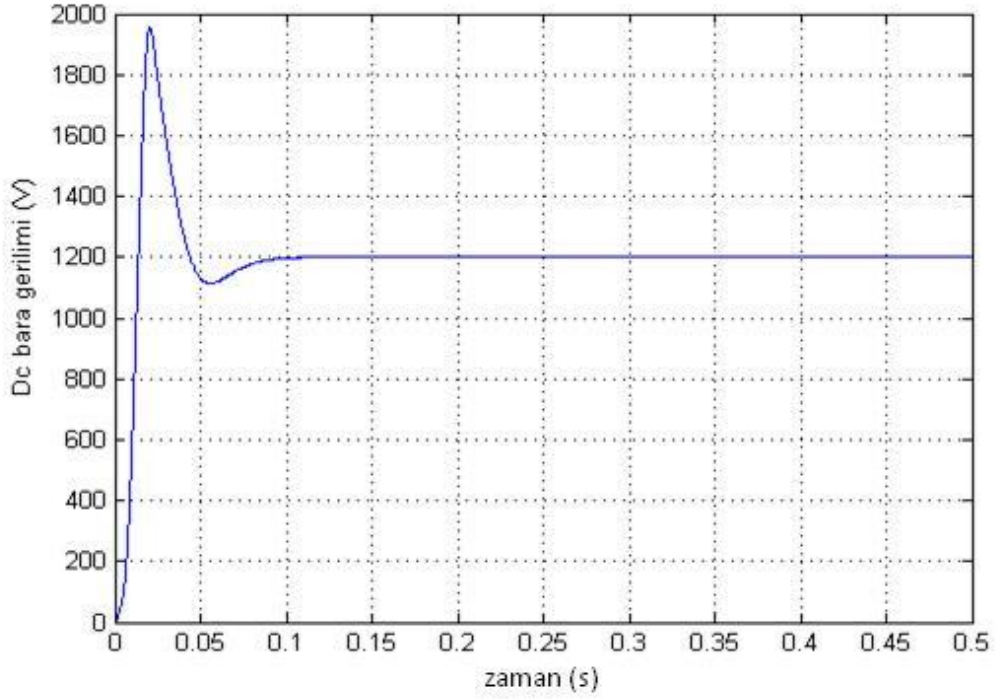
ÇBAG kontrolünde dikkat edilmesi gereken bir husus da rotor tarafındaki ve şebeke tarafındaki dönüştürücülerin hızıdır. Eğer rotor tarafındaki dönüştürücü şebeke tarafındaki dönüştürücüden daha hızlı ise senkronüstü çalışmada DC bara gerilimi referans geriliminin üzerine, senkronaltı çalışmada ise DC bara gerilimi referans geriliminin altına düşer ve istediğimiz şekilde kontrol sağlanamaz. Bu yüzden şebeke tarafındaki dönüştürücünün daha hızlı olması gerekir.

Şekil 4.10'da fazlar arası gerilimleri 690V olan ve frekansları 10Hz ve 50Hz olan iki kaynak arasına arka arkaya bağlı iki dönüştürücü yerleştirilmiş ve sistemin modeli matlab simulinkte kurularak güç akışı incelenmiştir.

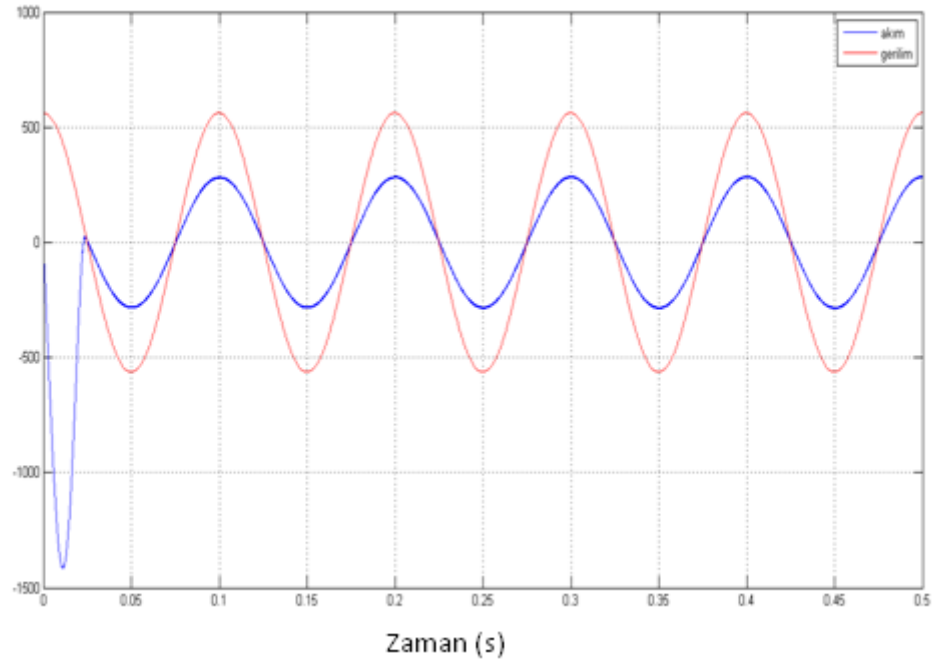


Şekil 4.10 Farklı frekanslı iki gerilim kaynağı arasındaki güç dönüştürücüleri

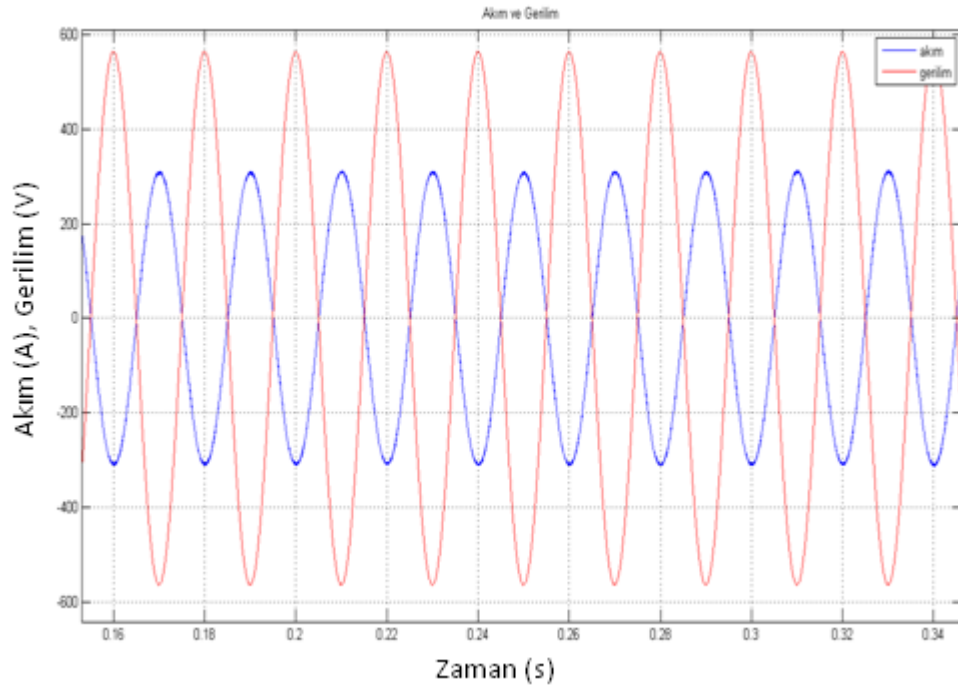
Şebeke frekansı 10Hz olan kaynak tarafındaki dönüştürücünün (dönüştürücü1) doğrultucu, diğer dönüştürücünün (dönüştürücü2) inverter olarak çalışması durumunda DC barayı şekil 4.11, birim güç faktöründe doğrultucu akım ve gerilimini şekil 4.12 ve birim güç faktöründe inverter akım ve gerilimini ise şekil 4.13 göstermektedir.



Şekil 4.11 Dönüştürücü1'in doğrultucu ve dönüştürücü2'nin inverter olarak çalışması durumunda DC bara gerilimi

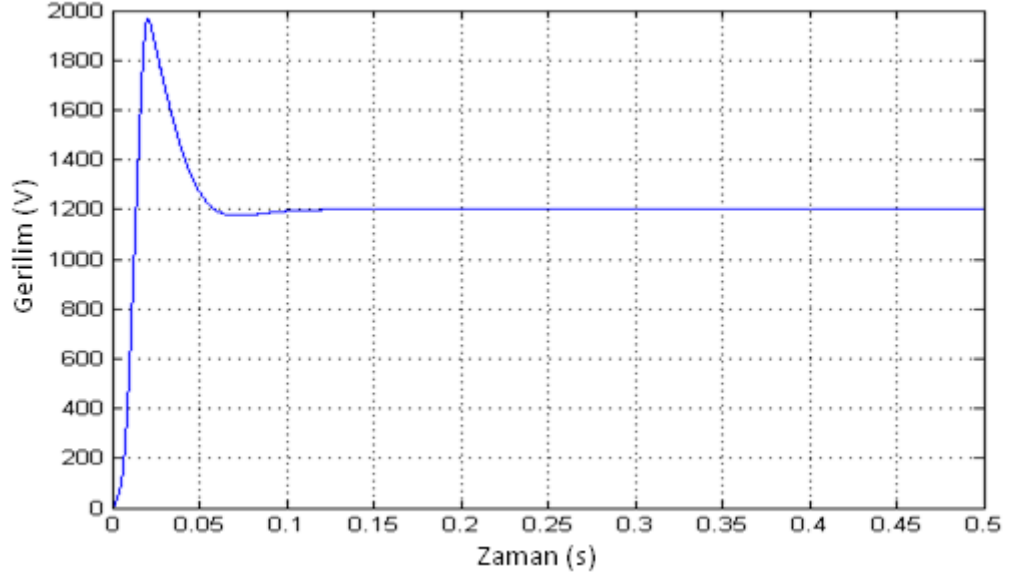


Şekil 4.12 Dönüştürücü1'in birim güç faktöründe doğrultucu olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği

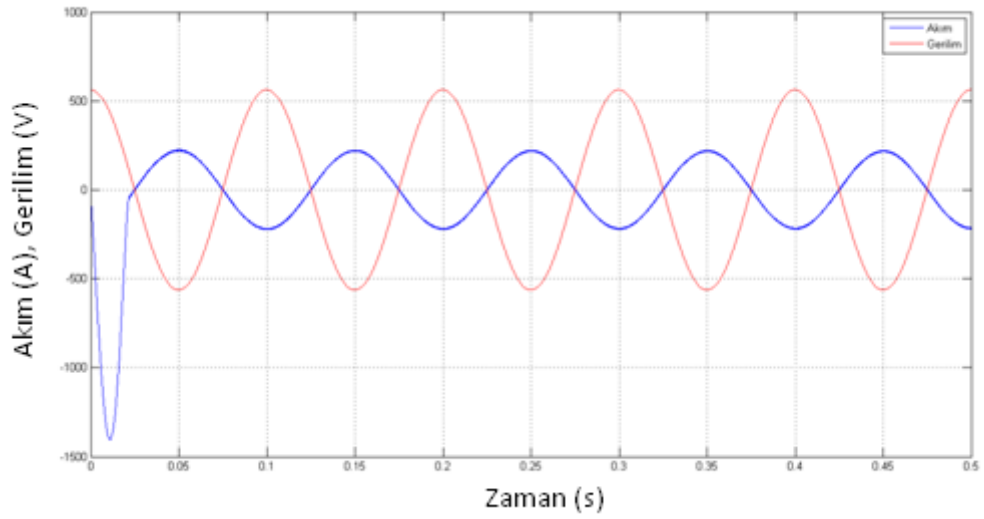


Şekil 4.13 Dönüştürücü2'in birim güç faktöründe inverter olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği

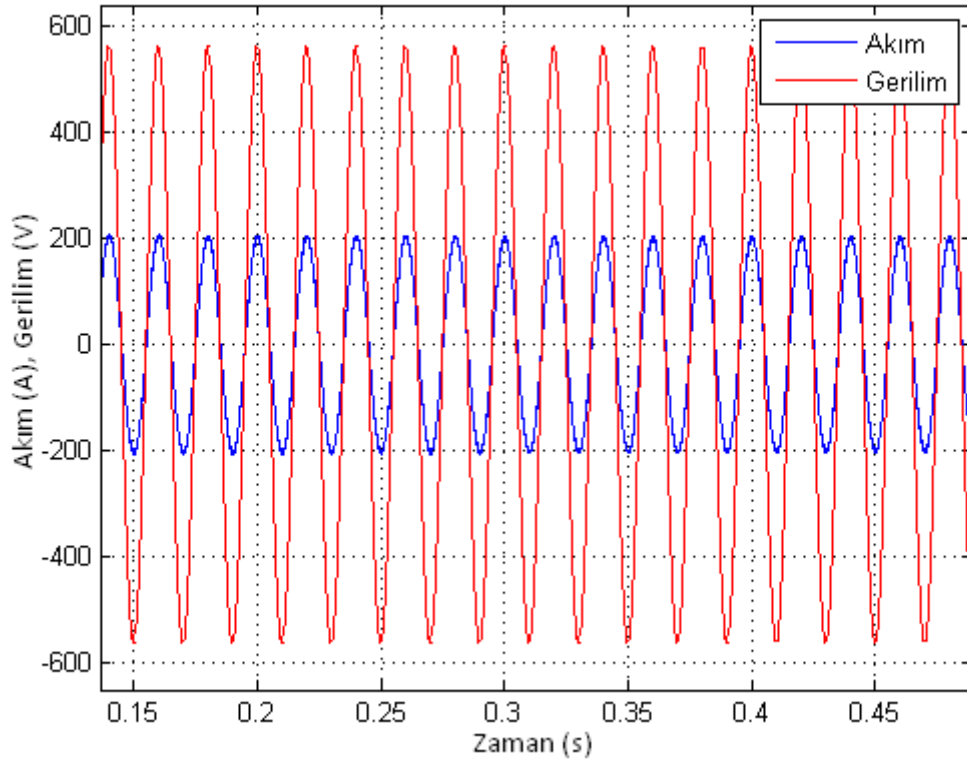
Dönüştürücü1'in inverter, dönüştürücü2'nin ise doğrultucu olması durumunda DC barayı şekil 4.14, birim güç faktöründe inverter akım ve gerilimini şekil 4.15 ve birim güç faktöründe doğrultucu akım ve gerilimini ise şekil 4.16 göstermektedir.



Şekil 4.14 Dönüştürücü1'in doğrultucu ve dönüştürücü2'nin inverter olarak çalışması durumunda DC bara gerilimi



Şekil 4.15 Dönüştürücü1'in birim güç faktöründe inverter olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği

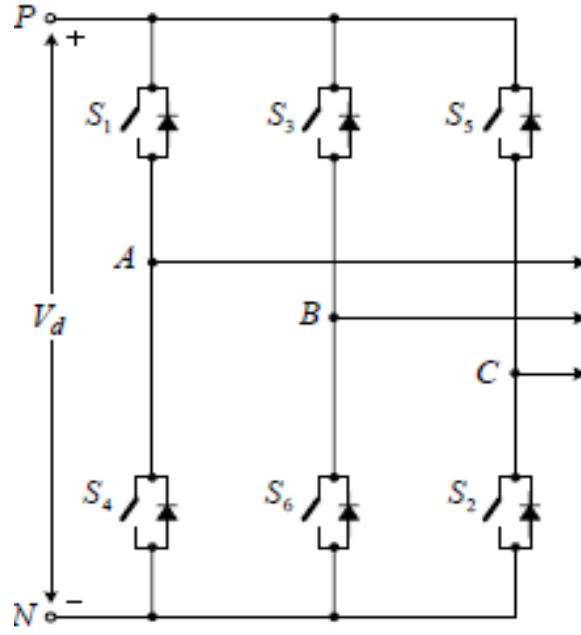


Şekil 4.16 Dönüştürücü2'in birim güç faktöründe doğrultucu olarak çalışması halinde akım ve gerilim grafiği

4.5.5 Uzay Vektör Modülasyonu

Makine kontrolünün temel taşlarından biri de yarı iletken anahtarları tetiklemek için kullanılan yöntemdir. Sinüs PWM, uzay vektör PWM, delta modülasyon gibi birçok PWM tekniği vardır. Bu teknikler analitik olarak incelendiğinde en iyi modülasyon tekniğinin uzay vektör PWM olduğu görülmüştür [17].

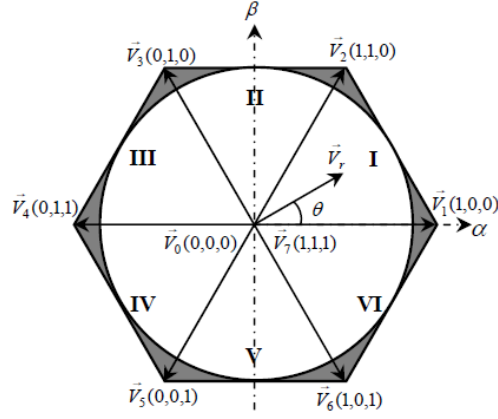
Uzay vektör modülasyonunda Şekil 4.16'daki anahtarların alt ve üst kol anahtarlarının iletim ve kesim durumlarına göre sekiz farklı anahtarlama durumu vardır. Anahtarlama durumlarından her biri bir gerilim vektörü oluşturmaktadır. Vektörlerden altısı aktif ikisi ise sıfır vektörüdür. Çizelge 4.1 'de anahtarlama durumları ve vektörler verilmiştir. Şekil 4.17'de ise uzay gerilim vektörleri gösterilmiştir.



Şekil 4.17 Yarıiletken anahtarlama elemanlarından oluşan üç fazlı inverter

Çizelge 4.1 Uzak vektörleri ve anahtar durumları

Uzak Vektörü		İletimdeki anahtarlar
Sıfır Vektör	$\vec{V}_0$	S ₁ , S ₃ , S ₅
		S ₄ , S ₆ , S ₂
Aktif Vektörler	$\vec{V}_1$	S ₁ , S ₆ , S ₂
	$\vec{V}_2$	S ₁ , S ₃ , S ₂
	$\vec{V}_3$	S ₄ , S ₃ , S ₂
	$\vec{V}_4$	S ₄ , S ₃ , S ₅
	$\vec{V}_5$	S ₄ , S ₆ , S ₅
	$\vec{V}_6$	S ₁ , S ₆ , S ₅



Şekil 4.18 Uzay gerilim vektörleri

4.5.5.1 Anahtarlama Sürelerinin Hesabı

İlk olarak üç fazlı gerilimler Clarke dönüşümü uygulanarak iki fazlı gerilime dönüştürülür;

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos 0 & \cos(\frac{2\pi}{3}) & \cos(\frac{4\pi}{3}) \\ \sin 0 & \sin(\frac{2\pi}{3}) & \sin(\frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{AO}(t) \\ V_{BO}(t) \\ V_{CO}(t) \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

V_α ve V_β gerilimleri, uzak vektörü olarak

$$\overrightarrow{V_{ref}} T_s = \overrightarrow{V_1} T_a + \overrightarrow{V_2} T_b + \overrightarrow{V_3} T_0 \quad (4.55)$$

$$T_s = T_a + T_b + T_0 \quad (4.56)$$

$$V_{ref}(\cos\theta) T_s = \frac{2}{3} V_d T_a + \frac{1}{3} V_d T_b \quad (4.57)$$

$$V_{ref}(\sin\theta) T_s = \frac{1}{\sqrt{3}} V_d T_b \quad (4.58)$$

şeklini alır.

$$m_a = \frac{\sqrt{3} V_{ref}}{V_d} \quad (4.59)$$

olarak tanımlanırsa;

$$T_a = T_s m_a \sin(\frac{\pi}{3} - \theta) \quad (4.60)$$

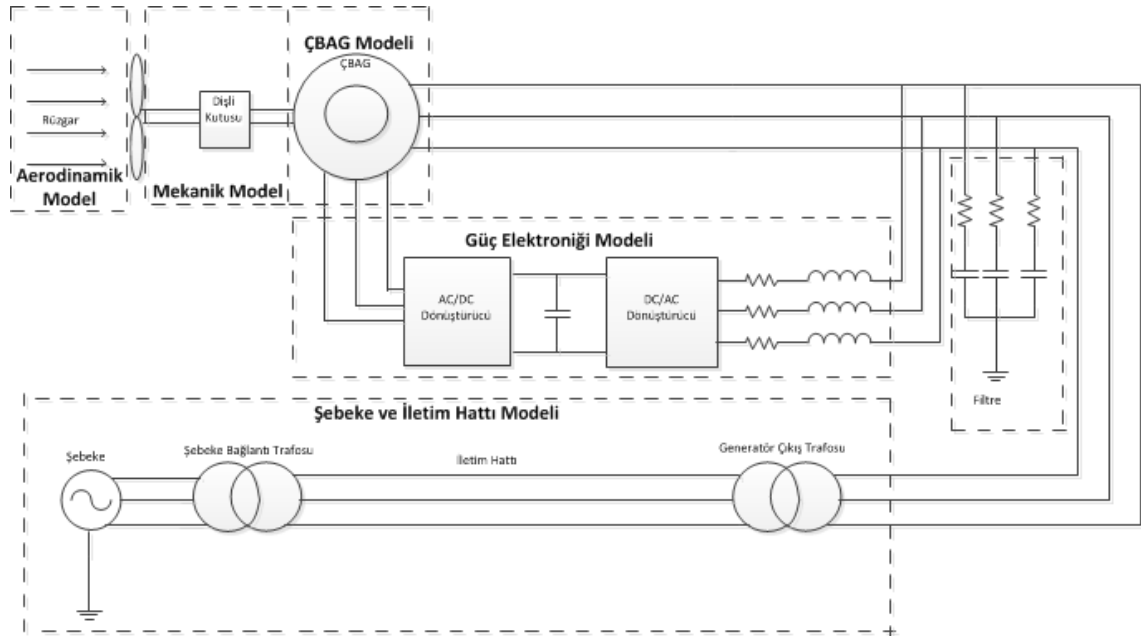
$$T_b = T_s m_a \sin(\theta) \quad (4.61)$$

$$T_o = T_s - T_a - T_b \quad (4.61)$$

şeklinde bulunur.

RÜZGAR TÜRBİNİNİN MATEMATİKSEL MODELİ**5.1 Giriş**

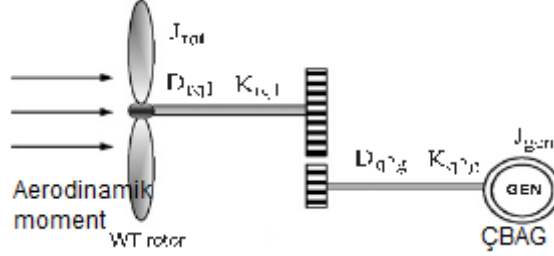
Rüzgar türbinini aerodinamik model, mekanik model, ÇBAG modeli, güç elektroniği modeli, şebeke ve iletim hattı modeli olmak üzere beş ana model altında toplayabiliriz. Bu modeller şekil 5.1’de gösterilmiştir. Bölüm 2’de aerodinamik model bölüm 3’te ise ÇBAG modeli gösterilmiştir. Bu yüzden bu bölümde aerodinamik model ve ÇBAG modeli gösterilmemiştir.



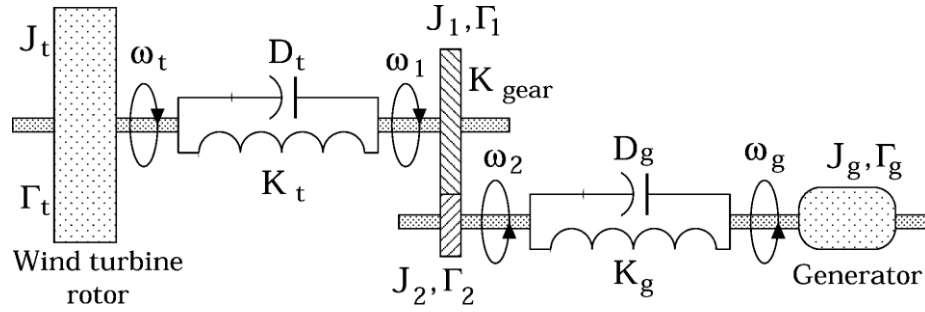
Şekil 5.1 Rüzgar türbininin komple modeli

5.2 Mekanik Model

Rüzgar türbinlerinin geçici hal analizi için mekanik model önemlidir. Mekanik model türbin rotoru, dişli kutusu, şaft ve elektrik generatöründen oluşur. Şekil 5.2'nin eşdeğeri Şekil 5.3 gibidir;



Şekil 5.2 Rüzgar türbininin mekanik aksamı



Şekil 5.3 mekanik aksamın eşdeğeri

Şekil 5.3'teki büyüklüklerin moment denklemleri aşağıdaki gibi yazılabilir [5],[14];

$$T_t = J_t \frac{d\omega_t}{dt} + D_t \omega_t + K_t(\theta_t - \theta_1) \quad (5.1)$$

$$T_t = J_t \frac{d\omega_t}{dt} + D_t \omega_t + K_t(\theta_t - \theta_1) \quad (5.2)$$

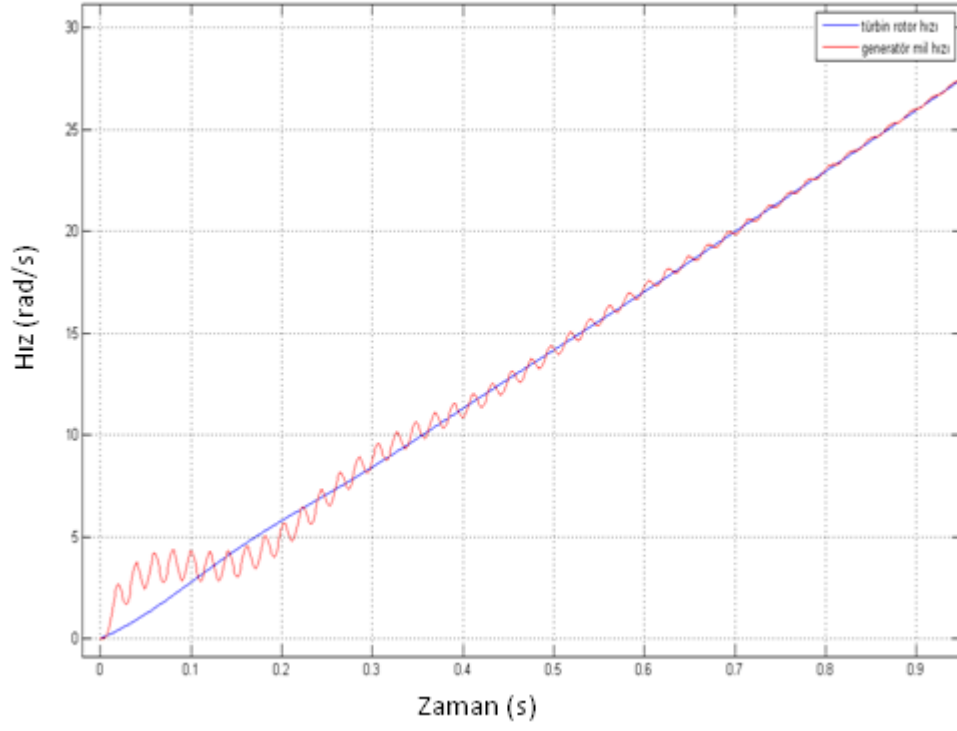
$$T_2 = J_2 \frac{d\omega_2}{dt} + D_g \omega_2 + K_g(\theta_2 - \theta_g) \quad (5.3)$$

$$-T_g = J_g \frac{d\omega_g}{dt} + D_g \omega_g + K_g(\theta_g - \theta_2) \quad (5.4)$$

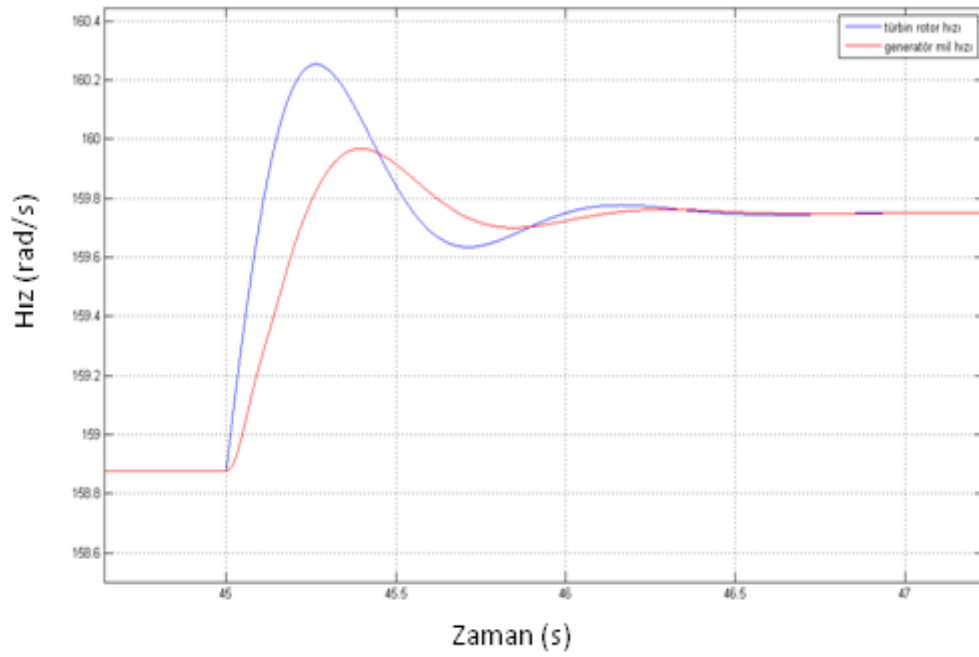
Yukarıdaki denklemlerde T_1 dişli kutusuna giren moment, T_2 ise dişli kutusundan çıkan momenttir ve aralarında,

$$T_1 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right) T_2 \quad (5.5)$$

ilişkisi mevcuttur. Bu denklemlerde N_1 ve N_2 dişli sayısı, J eylemsizlik momenti, K burulma katsayısı ve D de sürtünme katsayısıdır.



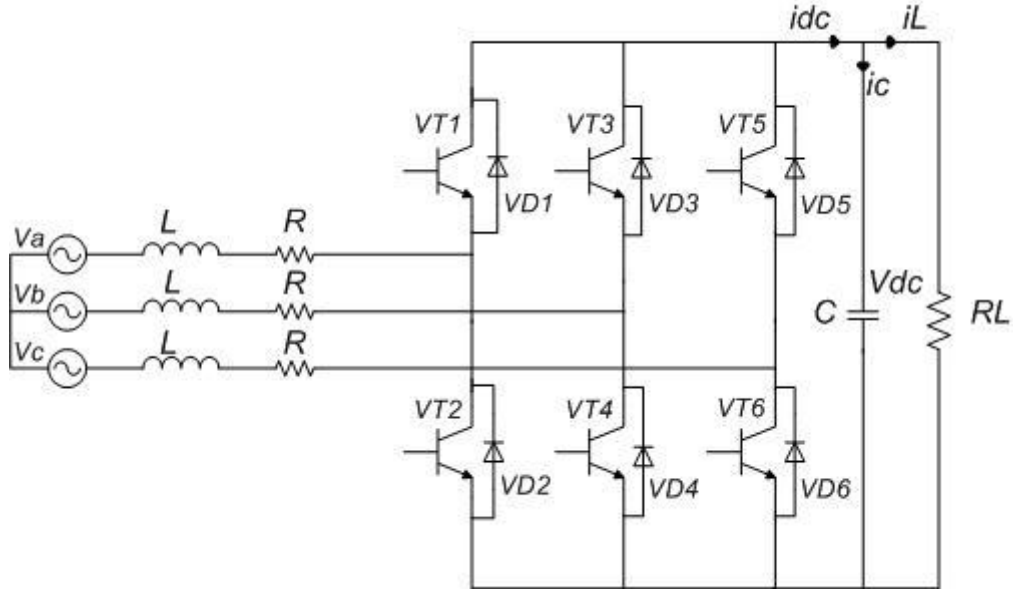
Şekil 5.4 Generatörün kalkış sırasındaki türbin hızı ve generatör mil hızı



Şekil 5.5 Moment değişim sırasındaki türbin hızı ve generatör mil hızı

5.3 Doğrultucu ve İnverter Modeli

Üç fazlı gerilim kaynağı doğrultucu Şekil 5.3’de gösterilmiştir. Matematiksel modeli kurabilmek için AC gerilim kaynağının dengeli, filtrenin doğrusal ve anahtarlama elemanlarının da ideal olduğu varsayılmıştır.



Şekil 5.6 üç fazlı PWM doğrultucu devre şeması [18]

Gerilim denklemlerini

$$V_a = L \frac{di_a}{dt} + Ri_a + V_{ra} \quad (5.6)$$

$$V_b = L \frac{di_b}{dt} + Ri_b + V_{rb} \quad (5.7)$$

$$V_c = L \frac{di_c}{dt} + Ri_c + V_{rc} \quad (5.8)$$

şeklindedir.

Doğrultucunun giriş gerilimleri

$$V_{ra} = [S_a - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)]V_{DC} \quad (5.9)$$

$$V_{rb} = [S_b - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)]V_{DC} \quad (5.10)$$

$$V_{rc} = [S_c - \frac{1}{3}(S_a + S_b + S_c)]V_{DC} \quad (5.11)$$

olarak verilir. Burada S_k ($k=a,b,c$) anahtarlama fonksiyonudur. Kondansatör akımı

$$C \frac{dV_c}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c \quad (5.12)$$

olarak verilir.

Doğrultucunun abc eksen takımındaki modeli

$$L \frac{di_a}{dt} = V_a - R i_a + \frac{S_b + S_c - 2S_a}{3} V_{dc} \quad (5.13)$$

$$L \frac{di_b}{dt} = V_b - R i_b + \frac{S_a + S_c - 2S_b}{3} V_{dc} \quad (5.14)$$

$$L \frac{di_c}{dt} = V_c - R i_c + \frac{S_a + S_b - 2S_c}{3} V_{dc} \quad (5.15)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} = S_a + S_b + S_c - i_L \quad (5.16)$$

bu denklemlere Park Dönüşümü uygularsak

$$L \frac{di_d}{dt} = u_d - R i_d + \omega L i_q - u_{rd} \quad (5.17)$$

$$L \frac{di_q}{dt} = u_q - R i_q - \omega L i_d - u_{rq} \quad (5.17)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} = \frac{3}{2} (S_d i_d + S_q i_q) \quad (5.18)$$

bu denklemlerde

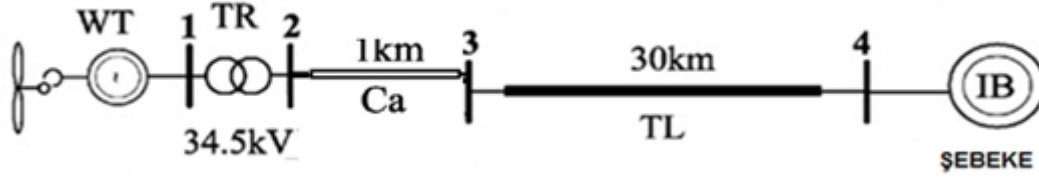
$$u_{rd} = S_d V_{dc} \quad (5.19)$$

$$u_{rq} = S_q V_{dc} \quad (5.20)$$

u_{rd} ve u_{rq} dq eksen takımındaki doğrultucu giriş gerilimleri S_d ve S_q anahtarlama fonksiyonları, U_d ve U_q gerilim kaynağı, i_d ve i_q ise akımlar w ise dq eksen takımının açısal hızıdır [18]. Bu denklemlerin tamamı inverter çalışma için de geçerlidir [19].

5.4 Trafo, İletim Hattı ve Kablonun Dinamik Modeli

Trafo, iletim hattı ve kablounun matematiksel modeli R , L , C değerlerini senkron hızda dönen dq eksen takımında tanımlayarak gerçekleştirebiliriz [1]. Şekil 1'in matematiksel modeli aşağıda verilmiştir.



Şekil 5.7 Şebeke bağlantılı rüzgar türbin sistemi

5.4.1 İletim Hattı Modeli

$$\frac{L_{TL}}{\omega_b} \frac{di_{dl}}{dt} = v_{d2} - v_{d1} - R_{TL}i_{dl} + \omega_e L_{TL}i_{ql} \quad (5.21)$$

$$\frac{L_{TL}}{\omega_b} \frac{di_{ql}}{dt} = v_{q2} - v_{q1} - R_{TL}i_{ql} - \omega_e L_{TL}i_{dl} \quad (5.22)$$

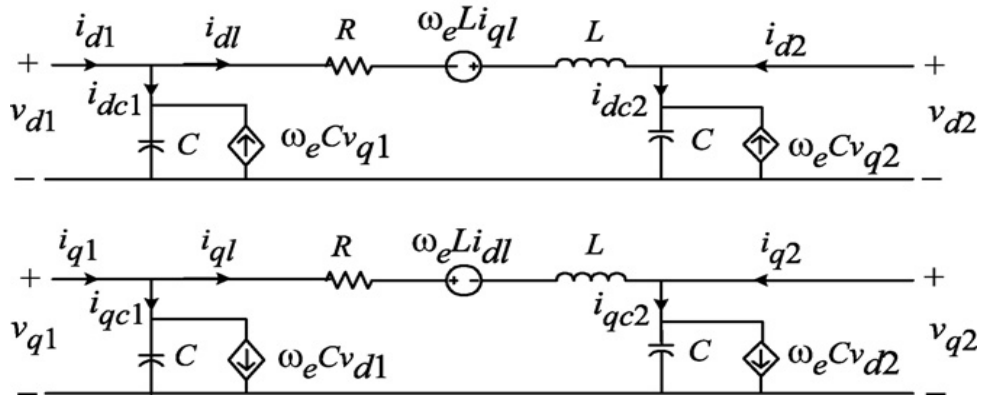
$$\frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dV_{d1}}{dt} = i_{dc1} + \omega_e C_{TL}V_{q1} \quad (5.23)$$

$$\frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dV_{q1}}{dt} = i_{qc1} - \omega_e C_{TL}V_{d1} \quad (5.24)$$

$$\frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dV_{d2}}{dt} = i_{dc2} + \omega_e C_{TL}V_{q2} \quad (5.25)$$

$$\frac{C_{TL}}{\omega_b} \frac{dV_{q2}}{dt} = i_{qc2} - \omega_e C_{TL}V_{d2} \quad (5.26)$$

Denklem 5.21-5.26'daki 1 ve 2 indisleri Şekil 5.7'de 3 ve 4'de eşdeğerdir. İletim hattının eşdeğer devresi Şekil 5.8'te verilmiştir.



Şekil 5.8 İletim hattının eşdeğer devresi

5.4.2 Trafo Modeli

$$\frac{L_{tr}}{\omega_b} \frac{di_{dl}}{dt} = v_{d2} - v_{d1} - R_{tr}i_{dl} + \omega_e L_{tr}i_{ql} \quad (5.27)$$

$$\frac{L_{tr}}{\omega_b} \frac{di_{ql}}{dt} = v_{q2} - v_{q1} - R_{tr}i_{ql} - \omega_e L_{tr}i_{dl} \quad (5.28)$$

$$\frac{C_o}{\omega_b} \frac{dV_{d1}}{dt} = i_{dl} + \omega_e C_o V_{q1} \quad (5.29)$$

$$\frac{C_o}{\omega_b} \frac{dV_{q1}}{dt} = i_{ql} - \omega_e C_o V_{d1} \quad (5.30)$$

5.4.3 Kablo Modeli

$$\frac{L_{ca}}{\omega_b} \frac{di_{dl}}{dt} = v_{d2} - v_{d1} - R_{ca}i_{dl} + \omega_e L_{ca}i_{ql} \quad (5.31)$$

$$\frac{L_{ca}}{\omega_b} \frac{di_{ql}}{dt} = v_{q2} - v_{q1} - R_{ca}i_{ql} - \omega_e L_{ca}i_{dl} \quad (5.32)$$

$$\frac{C_{ca}}{\omega_b} \frac{dV_{d1}}{dt} = i_{dc1} + \omega_e C_{ca}V_{q1} \quad (5.33)$$

$$\frac{C_{ca}}{\omega_b} \frac{dV_{q1}}{dt} = i_{qc1} - \omega_e C_{ca}V_{d1} \quad (5.34)$$

Denklem 5.31-5.34'daki 1 ve 2 indisleri şekil 5.7'deki 2 ve 3 ile gösterilen noktalardaki gerilim değerlerine karşılık gelir.

5.4.4 Filtre Modeli

$$\frac{L_{filt}}{\omega_b} \frac{di_{d,filt}}{dt} = v_{d2} - v_{d1} - R_{filt}i_{d,filt} + \omega_e L_{filt}i_{q,filt} \quad (5.35)$$

$$\frac{L_{filt}}{\omega_b} \frac{di_{q,filt}}{dt} = v_{q2} - v_{q1} - R_{filt}i_{q,filt} - \omega_e L_{filt}i_{d,filt} , [13] \quad (5.36)$$

Denklem 5.35-5.36'daki 1 ve 2 indisleri şekil 5.7'deki 2 ve 3 ile gösterilen noktalardaki gerilim değerlerine karşılık gelir.

ÇBAG KULLANILAN RÜZGAR TÜRBİNİNİN SİMULASYONU

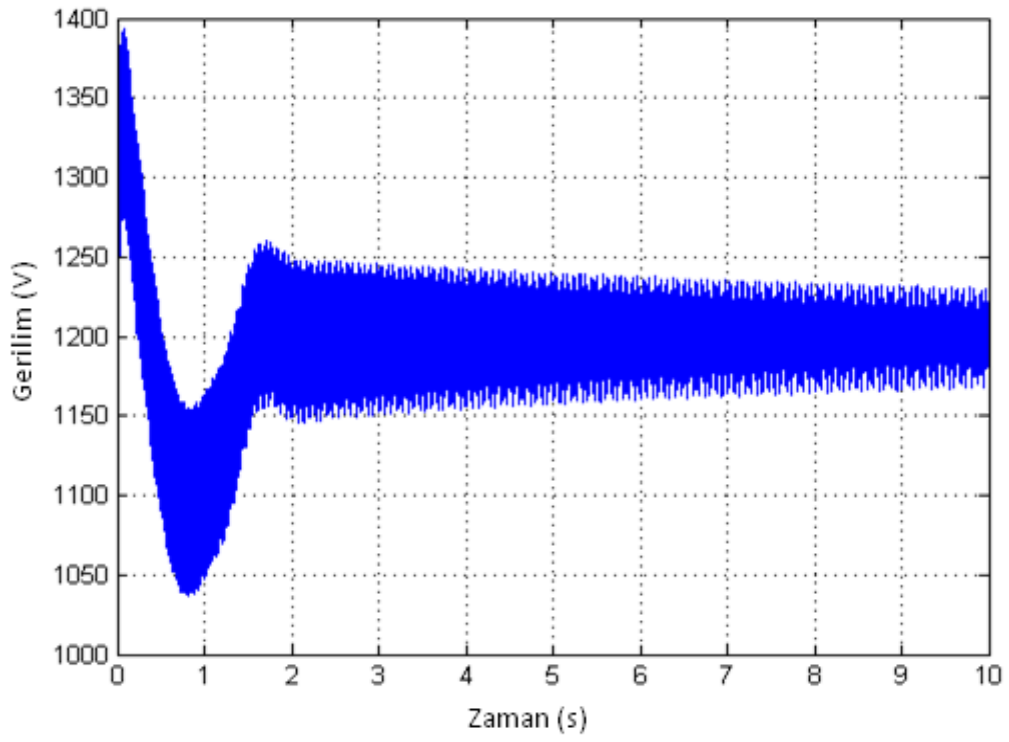
6.1. Giriş

Rüzgar türbinin simülasyonunda mekanik model ve ÇBAG modeli Matlab Simulink simülasyon programında matematiksel olarak modellenmiş, güç dönüştürücüleri, iletim hattı ve şebeke ise Matlab/SIMULINK/SimPowerSystems araç kutusunda elektriksel olarak modellenmiştir. Matematiksel ve elektriksel sistem birleştirilerek rüzgar türbininin şebeke entegrasyonu sağlanmıştır. ÇBAG'ün senkronüstü ve senkron altı hızlarda çalışmaları incelenmiş, doğrudan güç kontrolü ve hız kontrolü gerçekleştirilmiştir. Ayrıca sistemin hata durumlarına tepkisi incelenmiştir. Rüzgar türbininin modellenmesinde nominal gücü 2 MW olan sistem parametreleri kullanılmıştır.

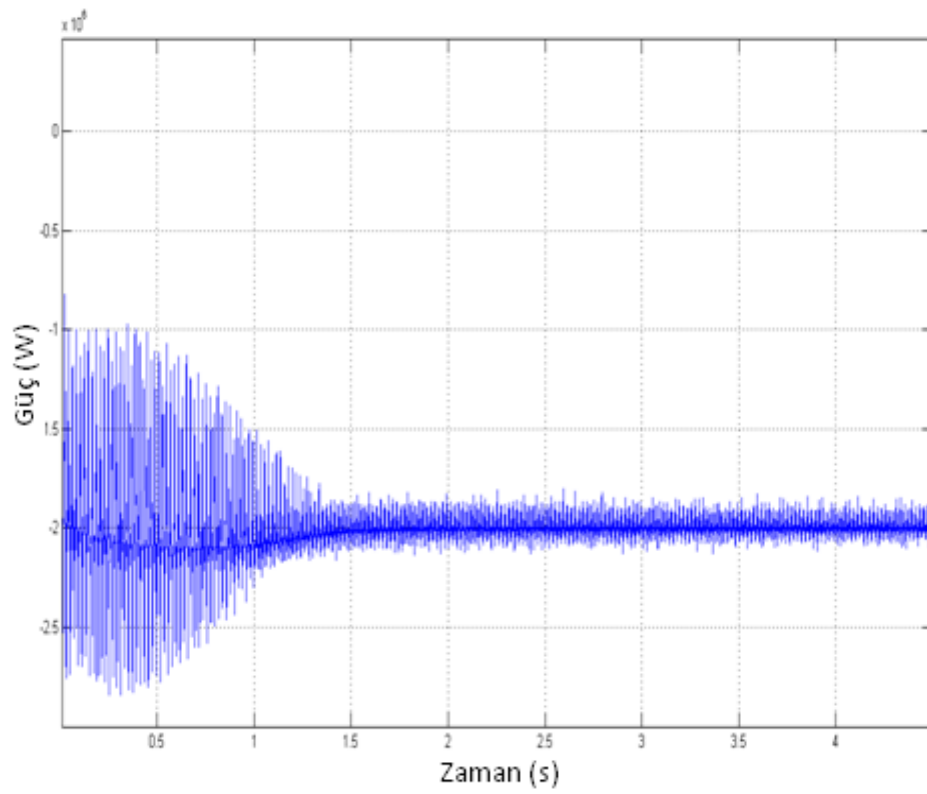
6.2 Senkronüstü Çalışma

Senkronüstü çalışmada hız senkron hız 55Hz girilerek stator aktif gücü referans değeri 2MW, reaktif gücü 0VAR olarak ayarlanmıştır. Doğrudan güç kontrolü metodu kullanılmıştır.

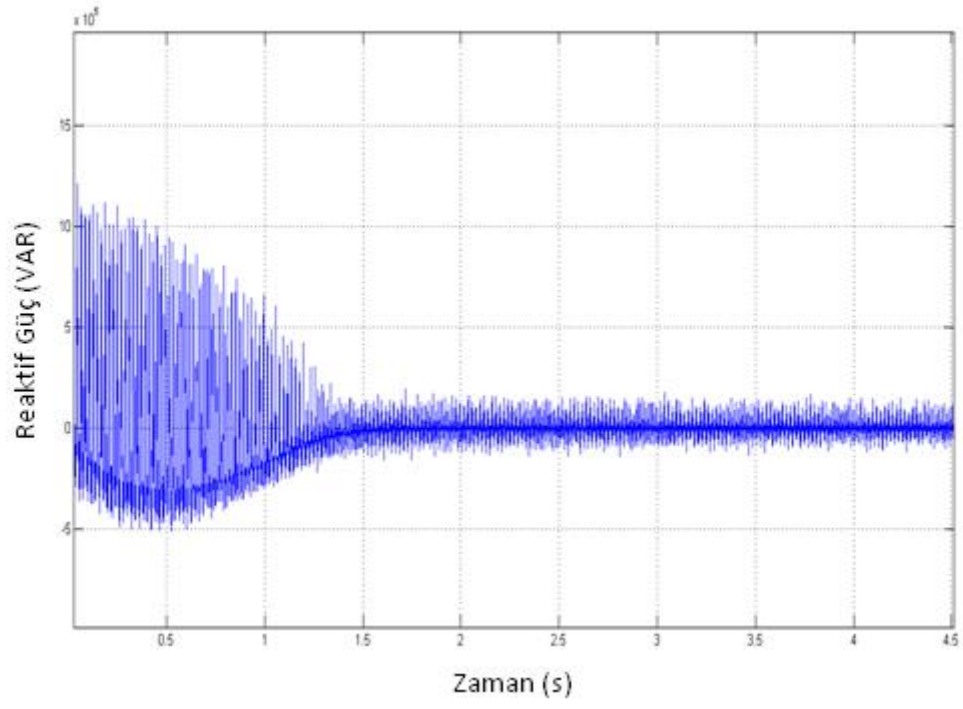
Şekil 6.1'de DC bara gerilimi gözlenmektedir. DC bara referans gerilimi 1200V olarak ayarlanmıştır ve görüldüğü üzere DC bara gerilimi belli bir süre sonra 1200V'a oturmuştur. Şekil 6.2'de ise stator aktif gücü gözlenmektedir. Stator aktif gücünün 2MW'a oturduğu gözlenmektedir. Şekil 6.3'te ise reaktif gücün 0VAR olduğu gözlenmektedir. Bu şekillerden simülasyon sonuçlarımızın vermiş olduğumuz referans değerleri karşıladığı gözlenmektedir.



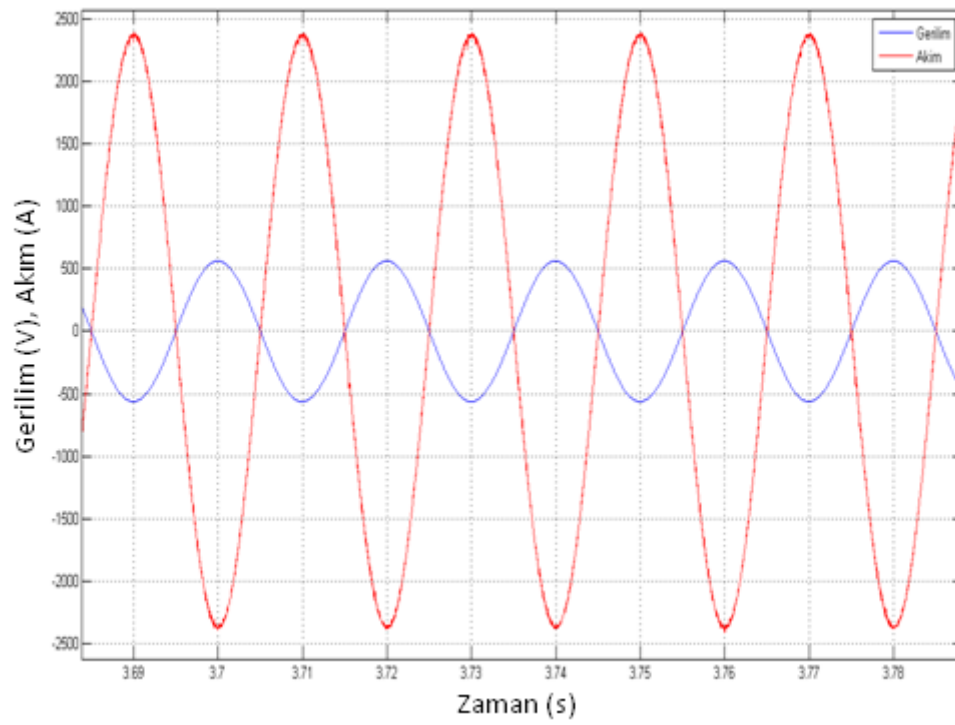
Şekil 6.1 Senkronüstü çalışma modunda DC bara gerilimi



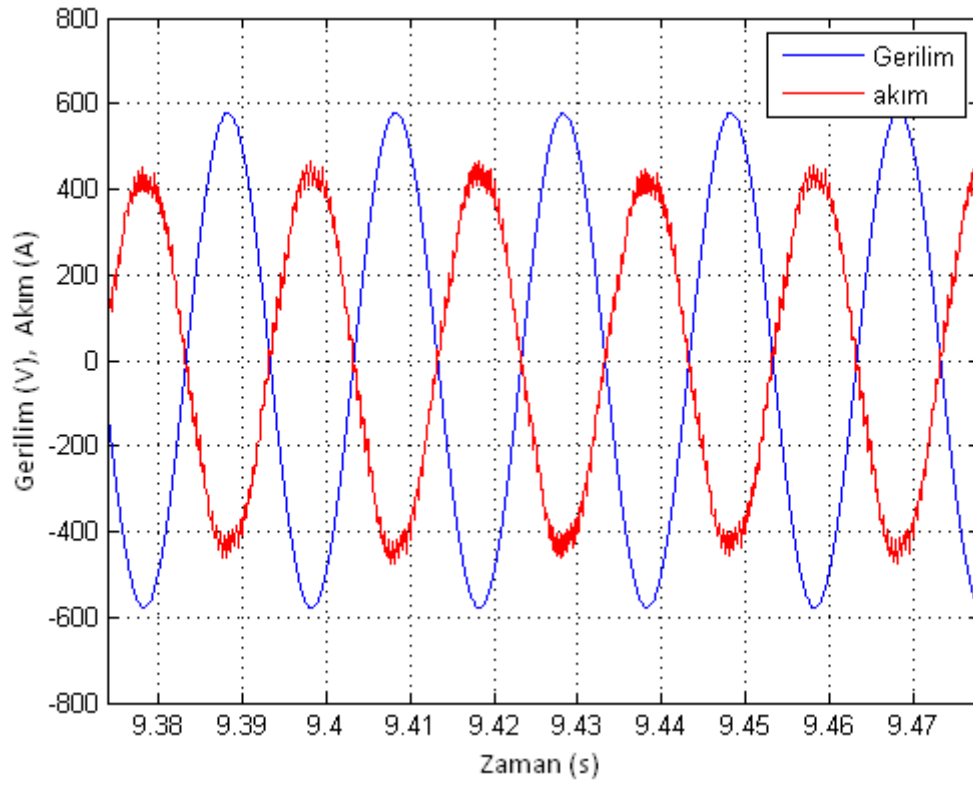
Şekil 6.2 Senkronüstü çalışma modunda stator aktif gücü



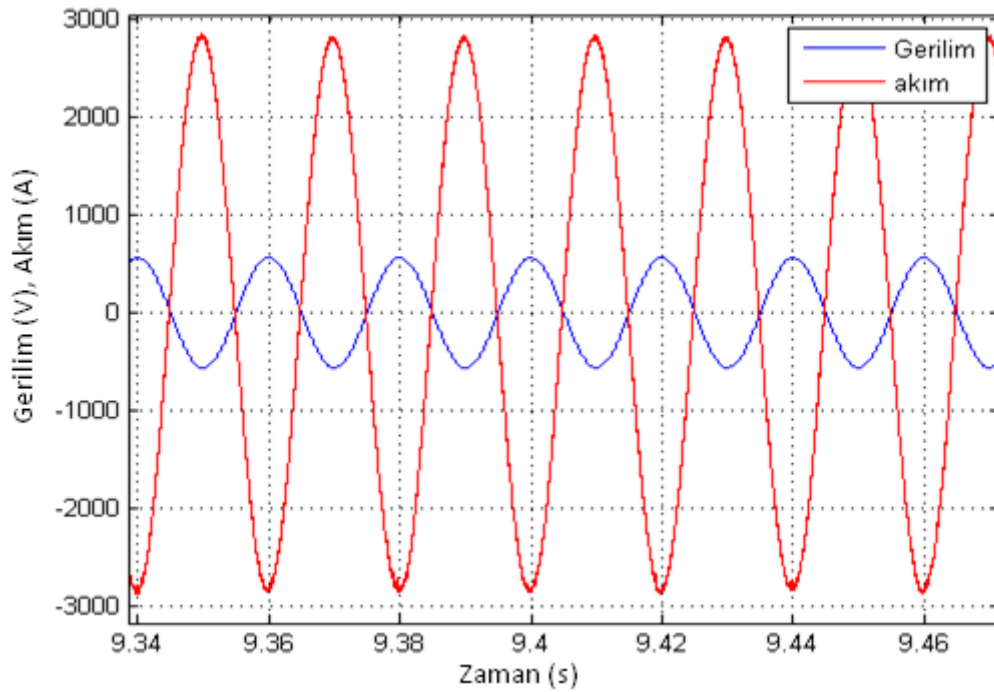
Şekil 6.3 Senkronüstü çalışma modunda stator reaktif gücü



Şekil 6.4 Senkronüstü çalışma modunda stator akım ve gerilimi



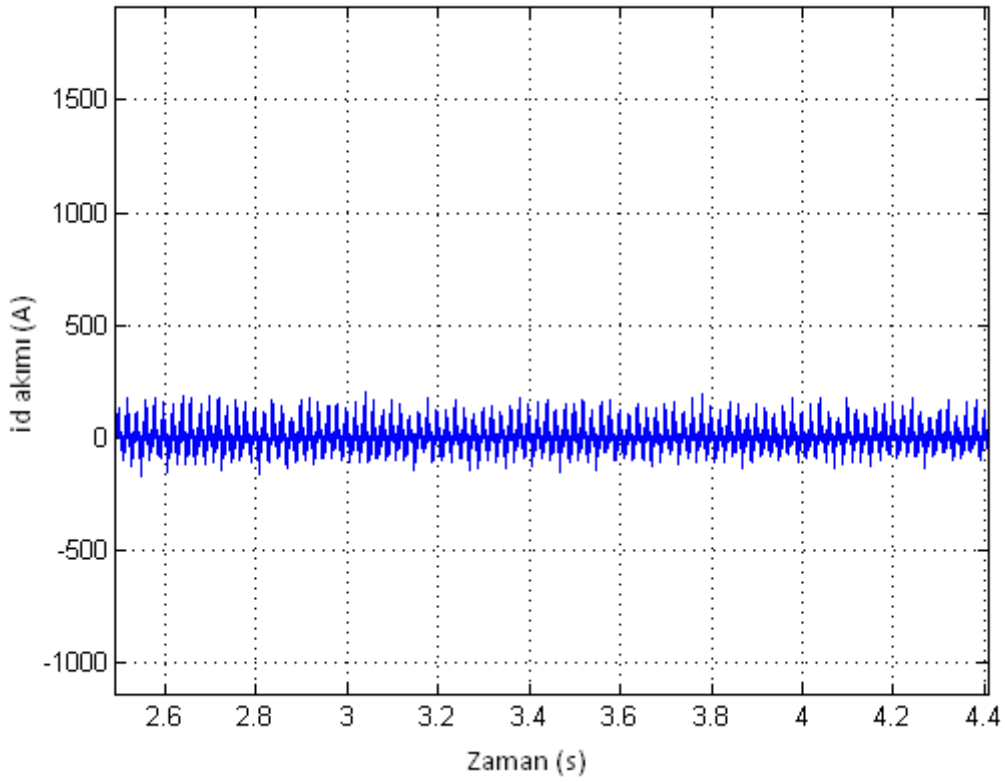
Şekil 6.5 Senkronüstü çalışma modunda şebeke inverteri akım ve gerilimi



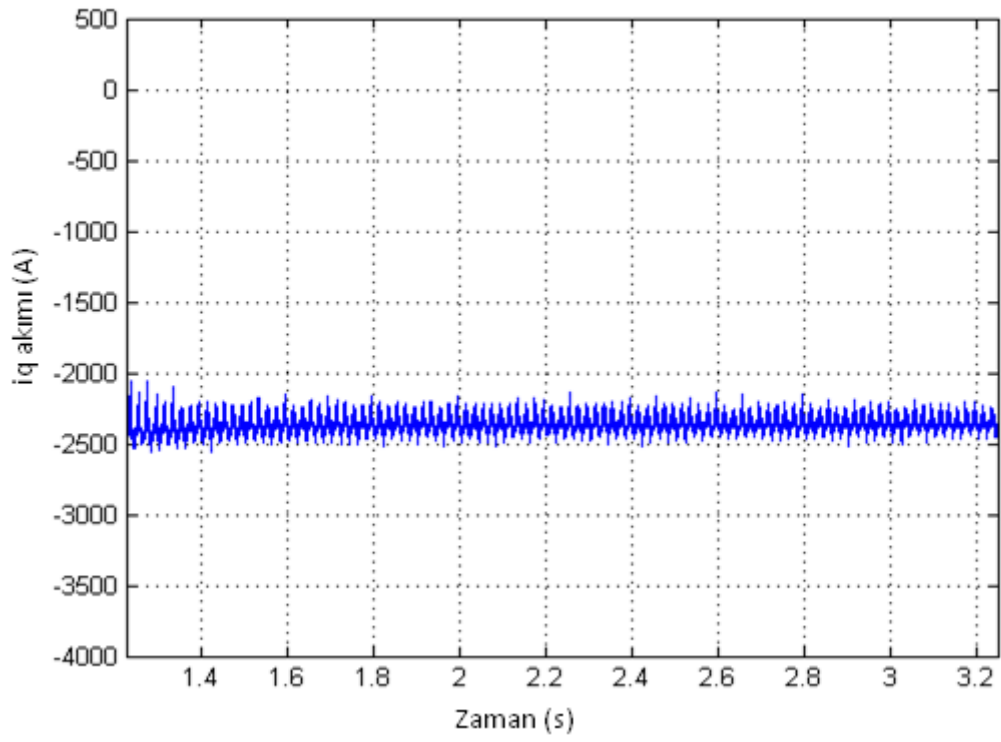
Şekil 6.6 Senkronüstü çalışma modunda generatör çıkış gerilim ve akımı

Sistemin birim güç faktöründe çalışabilmesi için stator reaktif referans gücünü 0VAR, şebeke tarafı dönüştürücüsü akımının referans reaktif bileşeni 0 A olarak alınmıştır ve şekil 6.4'te stator akım ve gerilimleri arasında faz farkı olmadığı, şekil 6.5'te şebeke tarafı inverterinin akım ve gerilimleri arasında faz farkı olmadığı ve şekil 6.6'da ise generatör tarafından şebekeye basılan akım ve gerilim arasında faz farkı olmadığı gözlenmekte ve sistemin istendiği gibi birim güç faktöründe çalışması sağlanmaktadır.

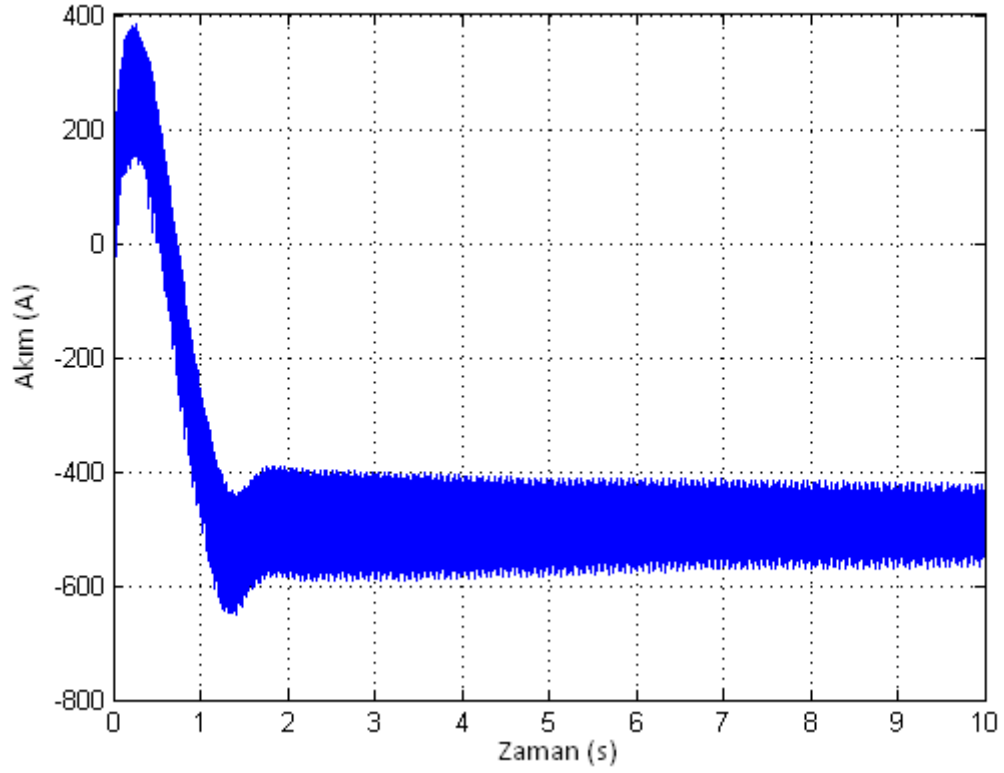
Şekil 6.7-6.8-6.9 ve 6.10'da ise genaratör ve şebeke tarafı inverterinin akımlarının aktif ve reaktif bileşenleri verilmiştir.



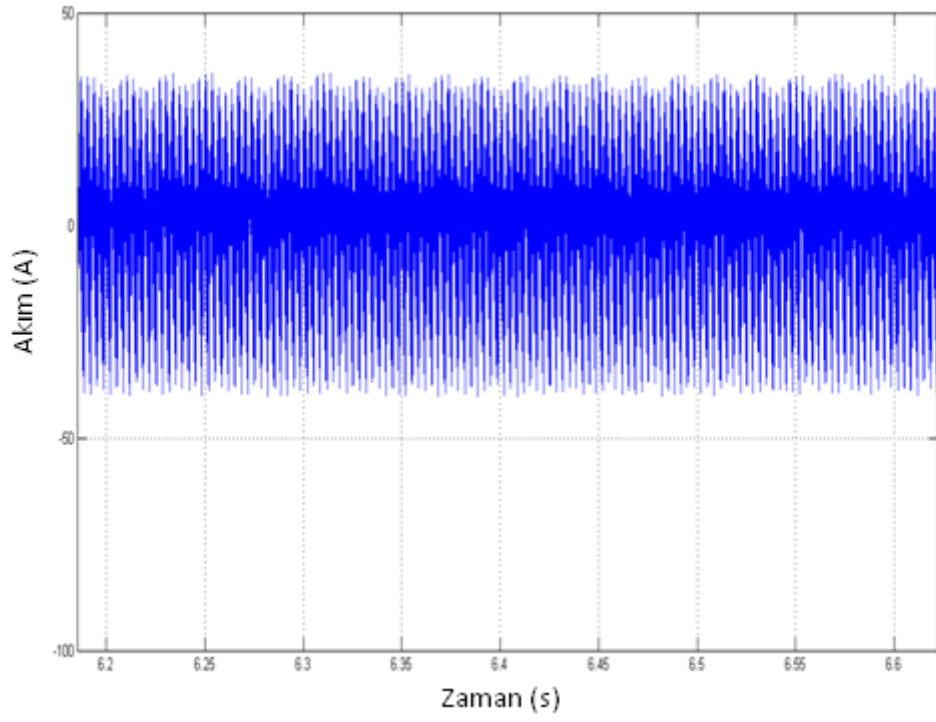
Şekil 6.7 Senkronüstü çalışma modunda stator akımı reaktif bileşeni



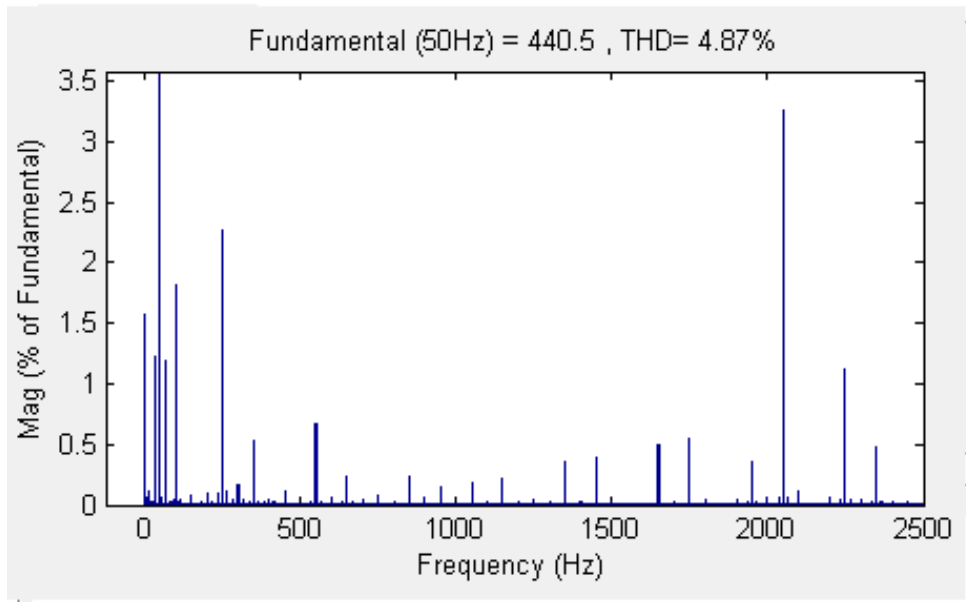
Şekil 6.8 Senkronüstü çalışma modunda stator akımı aktif bileşeni



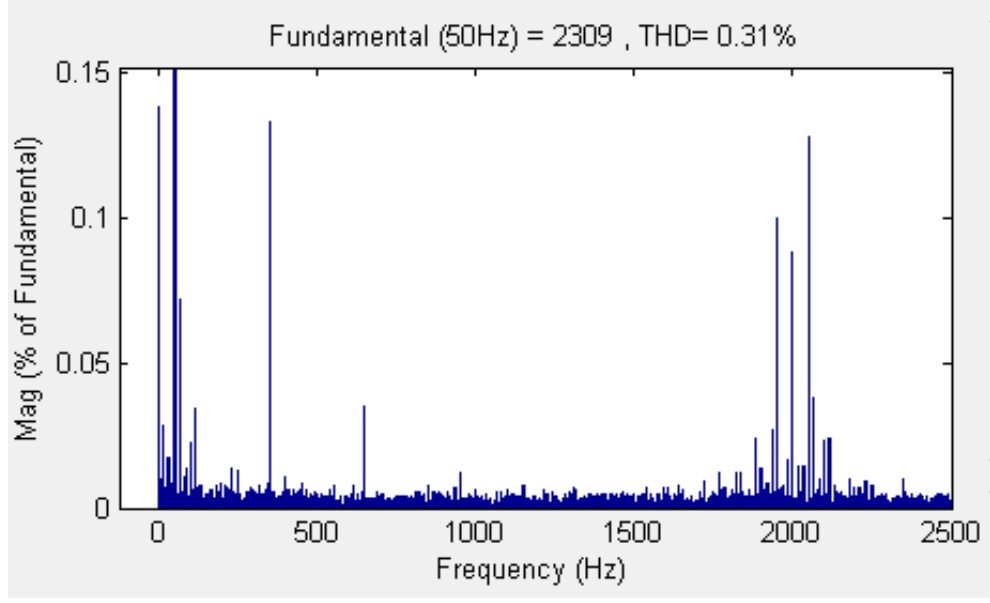
Şekil 6.9 Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı aktif bileşeni



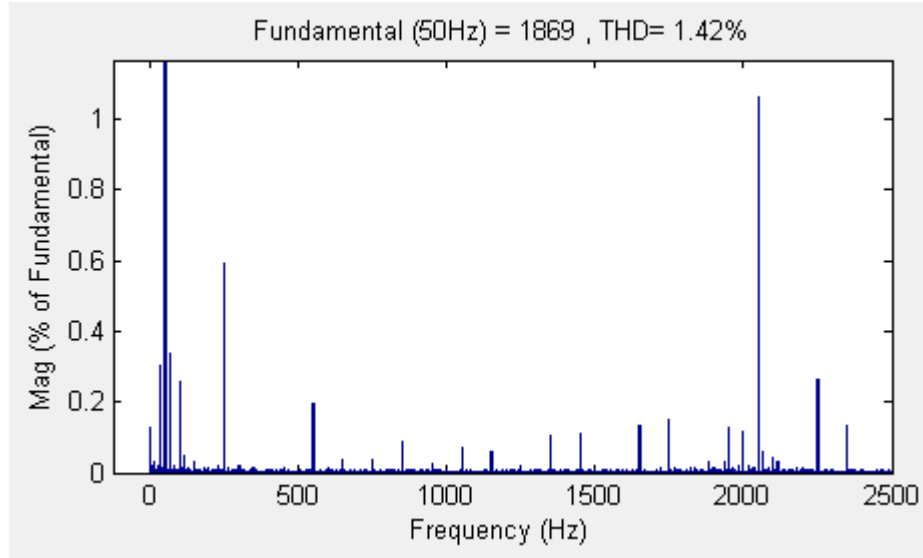
Şekil 6.10 Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı reaktif bileşeni



Şekil 6.11 Senkronüstü çalışma modunda şebeke tarafı inverter akımı THD'si



Şekil 6.12 Senkronüstü çalışma modunda stator akımı THD sonucu

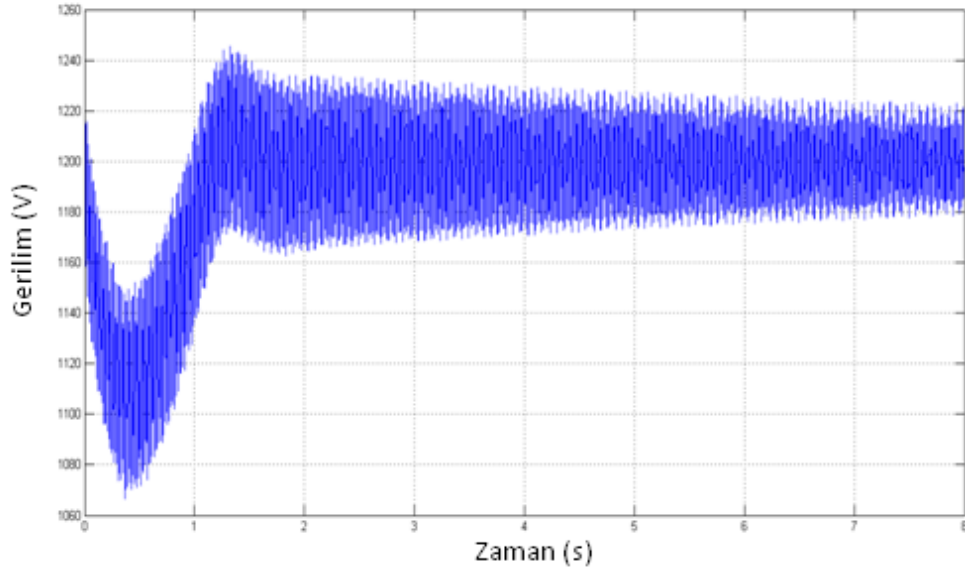


Şekil 6.13 Senkronüstü çalışma modunda şebeke akımı THD sonucu

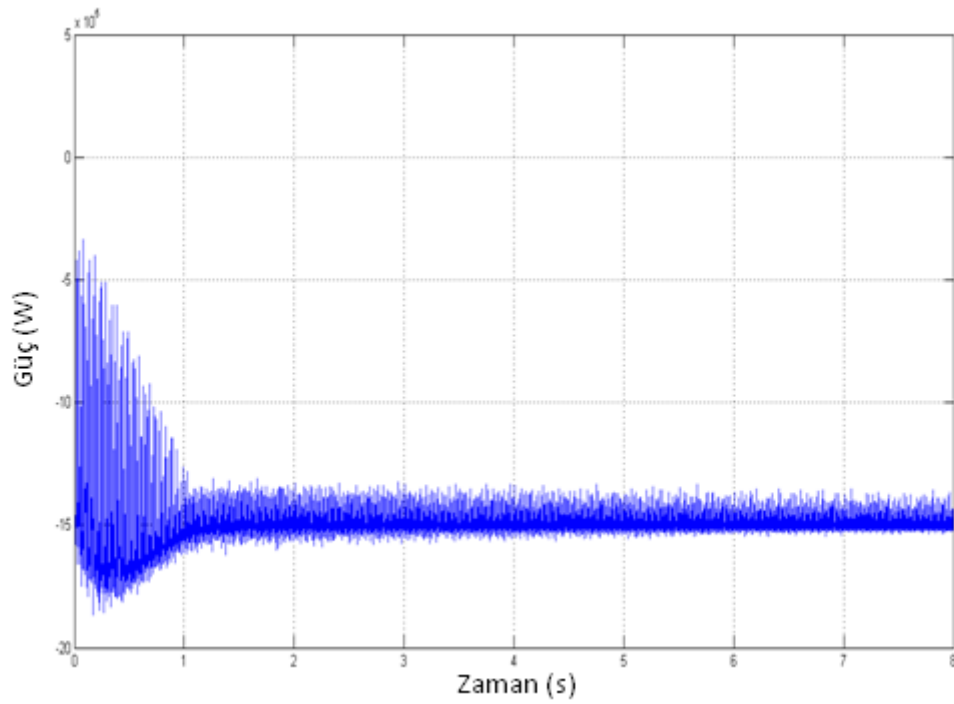
Şekil 6.11’de şebeke tarafı inverter akımının THD sonucu verilmiştir. THD değerinin IEEE 519 standartlarına göre %5’ten küçük olması istenmektedir. İnverter için bu değerleri sağlayacak filtre seçilmiştir ve THD sonucumuz %5’in altındadır. Aynı durum şekil 6.12 ve 6.13 için de geçerlidir. Şebekeye basılan akım IEEE 519 standartlarına uymaktadır.

6.3 Senkronaltı Çalışma

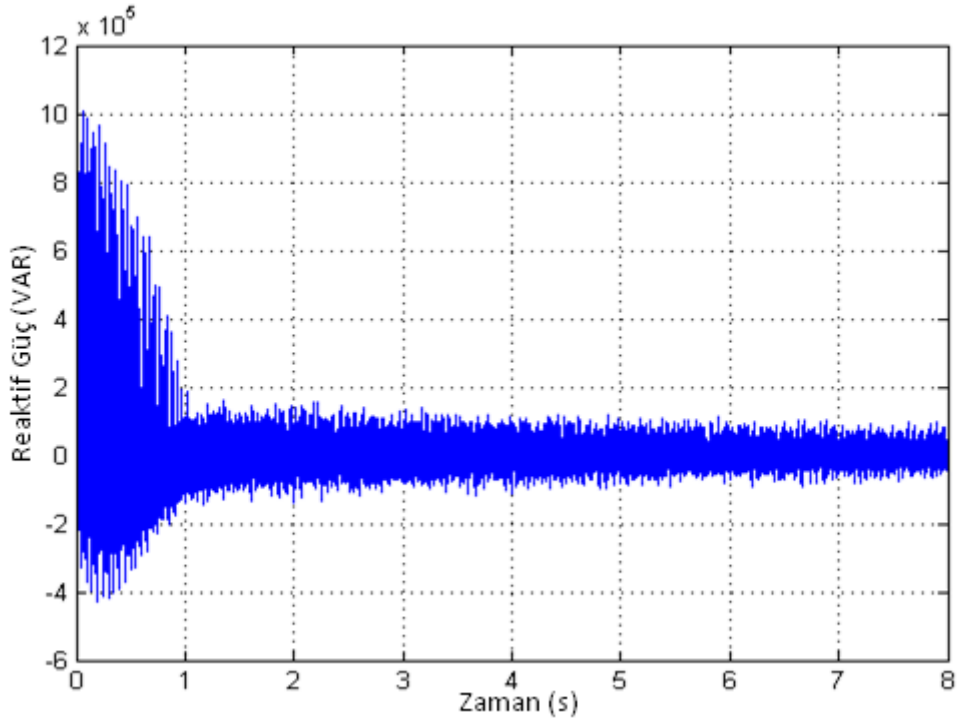
Senkronaltı çalışmada hız senkron hızın altında bir değerde sabit girilerek stator aktif gücü referans değeri 1.5MW, reaktif gücü 0VAR olarak ayarlanmıştır. Doğrudan güç kontrolü metodu kullanılmıştır.



Şekil 6.14 Senkronaltı çalışma modunda DC bara gerilimi

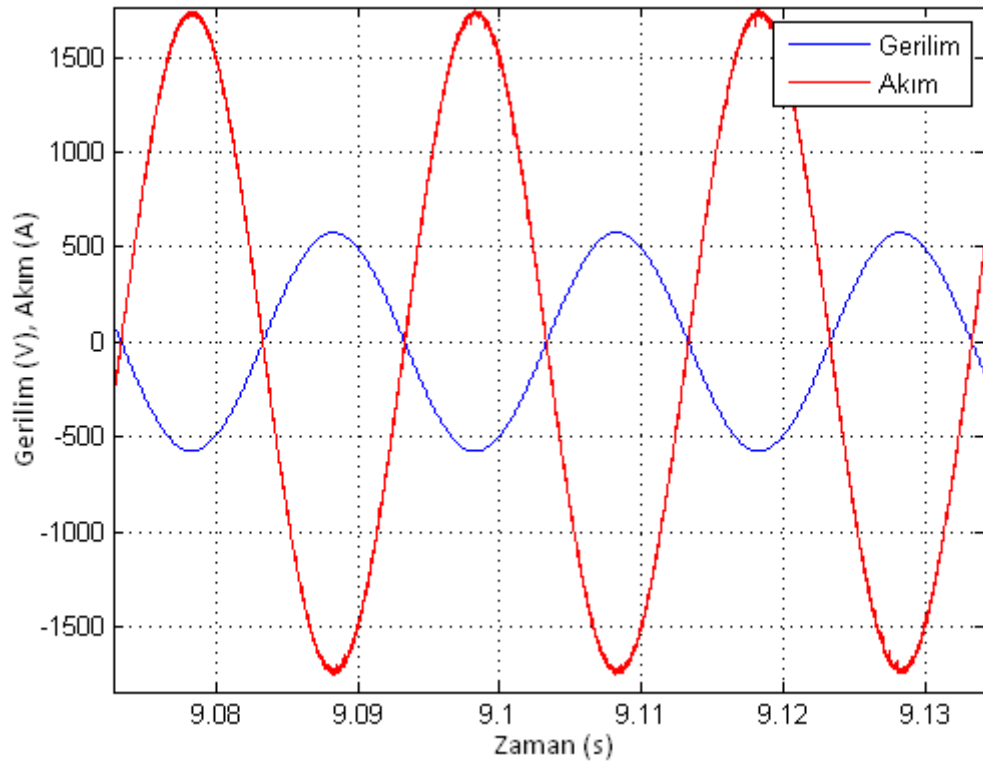


Şekil 6.15 Senkronaltı çalışma modunda stator aktif gücü

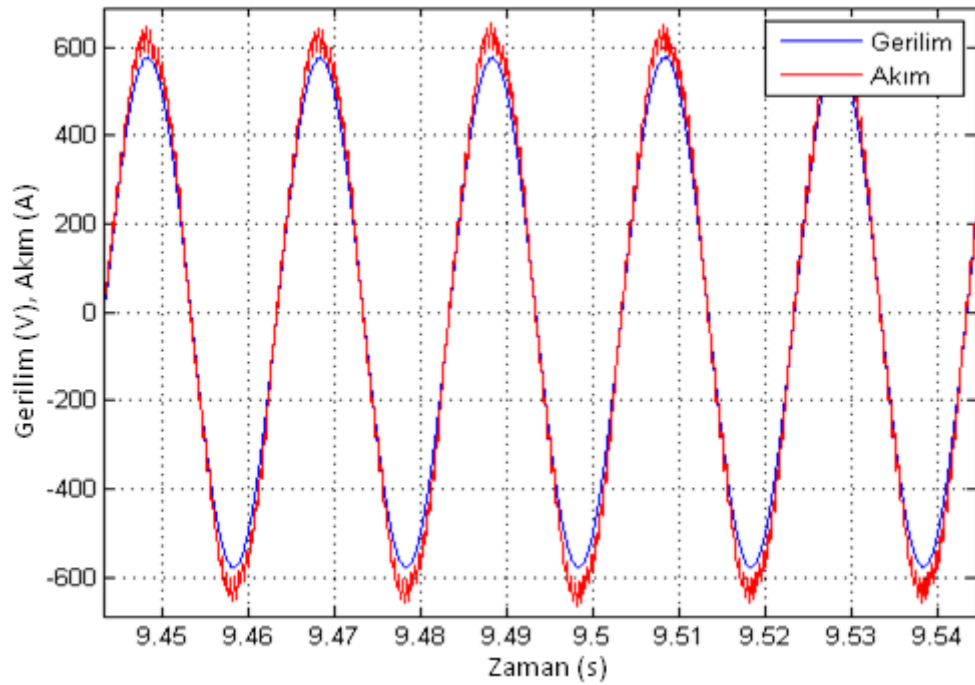


Şekil 6.16 Senkronaltı çalışma modunda stator reaktif gücü

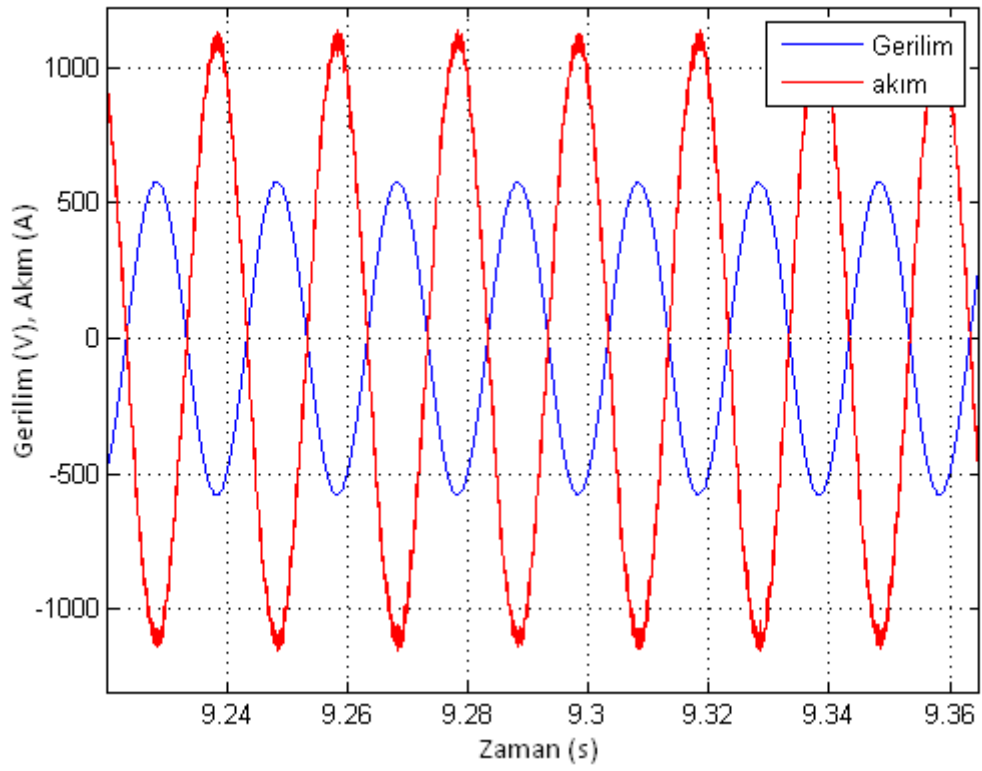
DC bara gerilimi referans değeri 1200V olarak alınmıştır ve şekil 6.14’te görüldüğü gibi DC bara gerilimimiz 1200V’a oturmuştur. Stator aktif gücü referans değeri 1.5MW ve stator reaktif gücü referans değeri 0VAR olarak ayarlanmıştır. Şekil 6.15’te stator aktif gücünün 1.5MW’a stator reaktif gücünün ise 0VAR’e oturduğu gözlenmektedir. Sistem birim güç faktöründe çalıştırılmak istendiği için stator reaktif gücü 0VAR ve şebeke inverter akımı reaktif bileşeni 0 A olarak ayarlanmıştır. Şekil 6.17’de stator akım ve gerilimi arasında faz farkı olmadığı ve birim güç faktöründe olduğu gözlenmektedir. Senkronaltı hızda çalıştığımız için ÇBAG’e rotorundan enerji verilmekte bu yüzden şebeke tarafındaki dönüştürücümüz doğrultucu olarak çalışmaktadır. Şekil 6.18’de dönüştürücünün birim güç faktöründe doğrultucu olarak çalıştığı gözlenmektedir. Şekil 6.19’da ise generatör çıkış gerilim ve akımının birim güç faktöründe çalıştığı gözlenmektedir. ÇBAG senkronaltı hızda çalıştığı için ve rotor tarafından generatöre enerji verildiği için generatör çıkış akımının stator akımından küçük olduğu da gözlenmektedir.



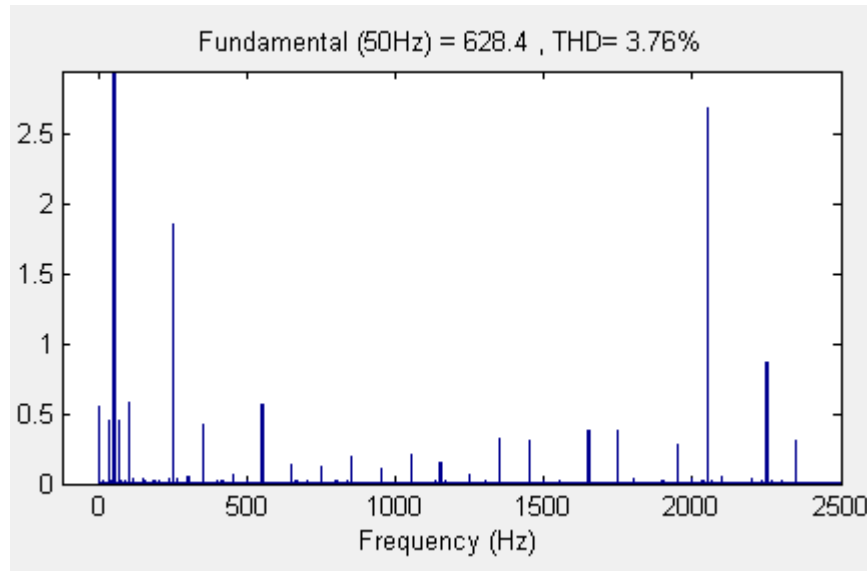
Şekil 6.17 Senkronaltı çalışma modunda stator akım ve gerilimi



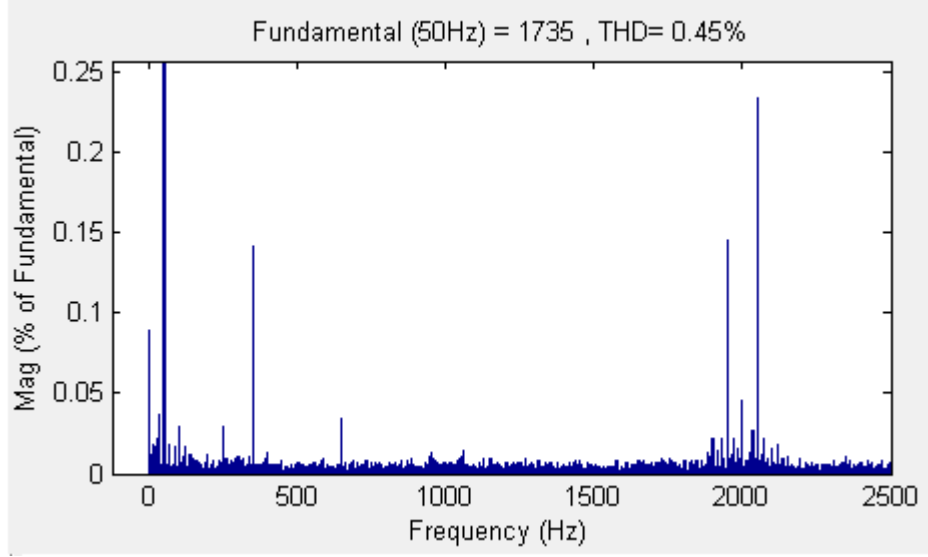
Şekil 6.18 Senkronaltı çalışma modunda şebeke inverteri akım ve gerilimi



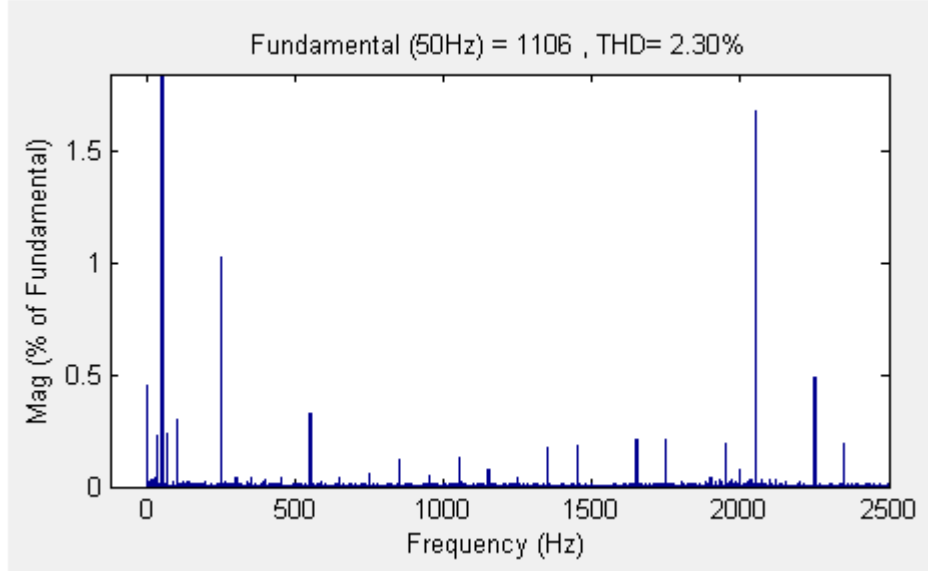
Şekil 6.19 Senkronaltı çalışma modunda generatör çıkışı akım ve gerilimi



Şekil 6.20 Senkronaltı çalışma modunda şebeke inverter akımı THD sonucu



Şekil 6.21 Senkronaltı çalışma modunda stator akım THD sonucu

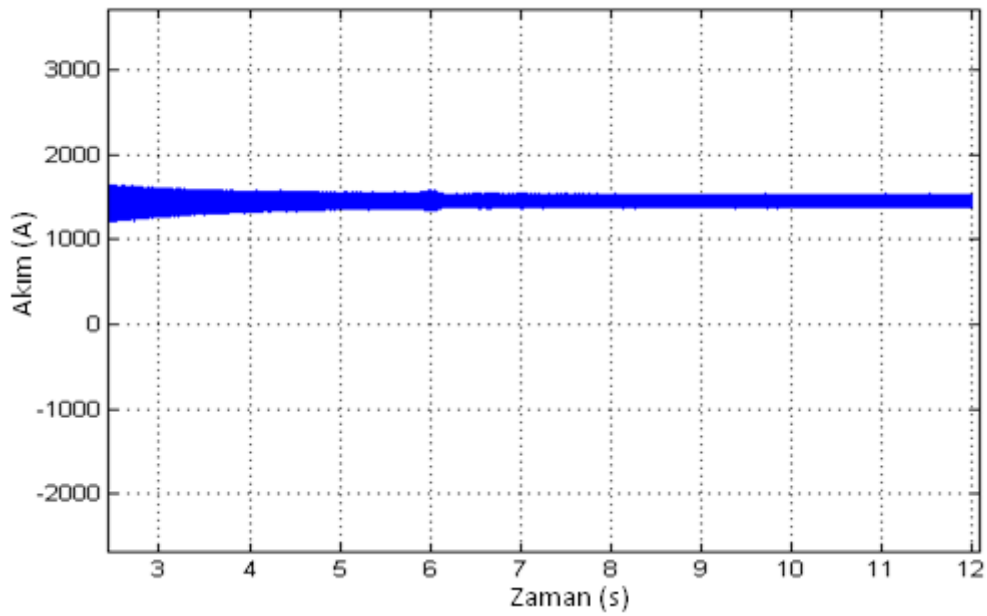


Şekil 6.22 Senkronaltı çalışma modunda generatör çıkış akımı THD sonucu

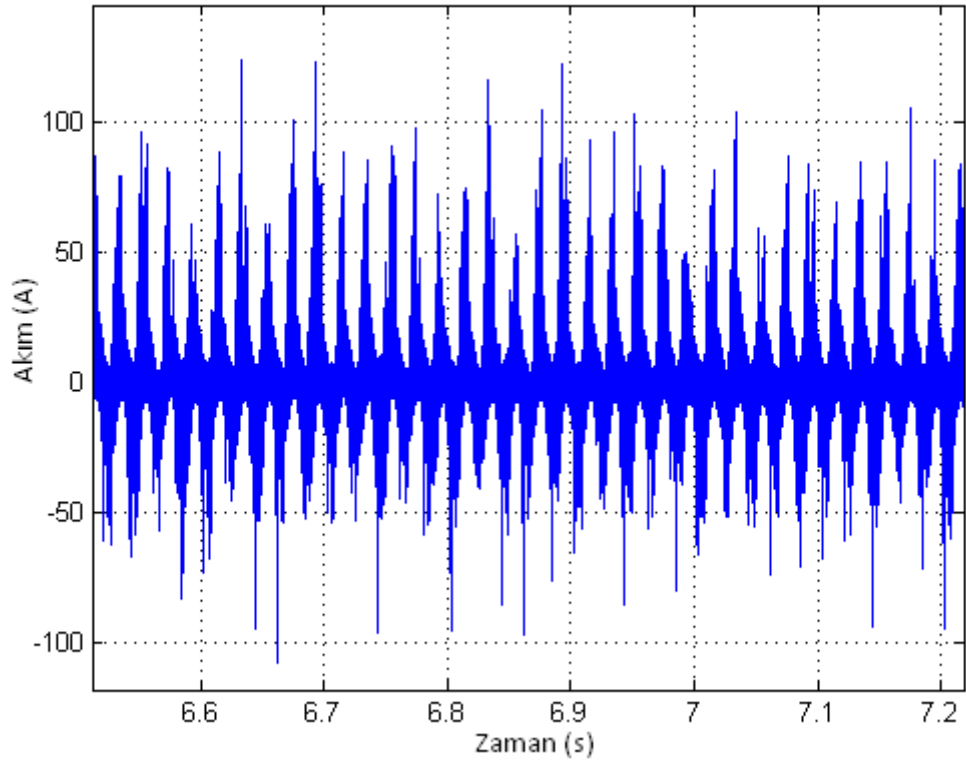
Şekil 6.20’de şebeke tarafı inverter akımının THD sonucu verilmiştir. THD değerinin IEEE 519 standartlarına göre %5’ten küçük olması istenmektedir Aynı durum şekil 6.21 ve 6.22 için de geçerlidir. Şebekeye basılan akım IEEE 519 standartlarına uymaktadır.

6.4 Hız Kontrollü Çalışma

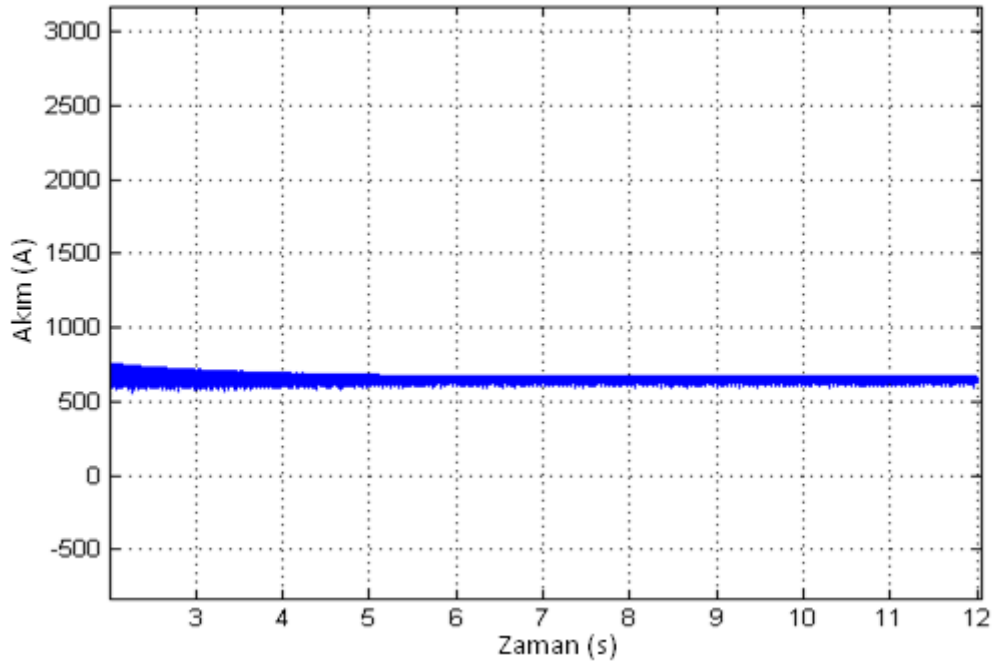
ÇBAG'ün hızı verilen referans hız değerinde birim güç faktöründe çalıştırılmıştır. Şekil 6.28'de hızın referans hız değerine oturduğu gözlenmektedir. Birim güç faktöründe çalıştırıldığı için mıknatıslanma akımı rotor tarafından karşılanmaktadır. Şekil 6.24'te stator akımı reaktif bileşeninin 0 olduğu ve şekil 6.25'ten de görüldüğü gibi mıknatıslanma akımı rotor tarafından karşılanmaktadır. Stator aktif gücü şekil 6.26'da görüldüğü gibi 1.2 MW seviyesindedir. Şekil 6.29 ve 6.30'dan sistemin birim güç faktöründe çalıştığı gözlenmektedir.



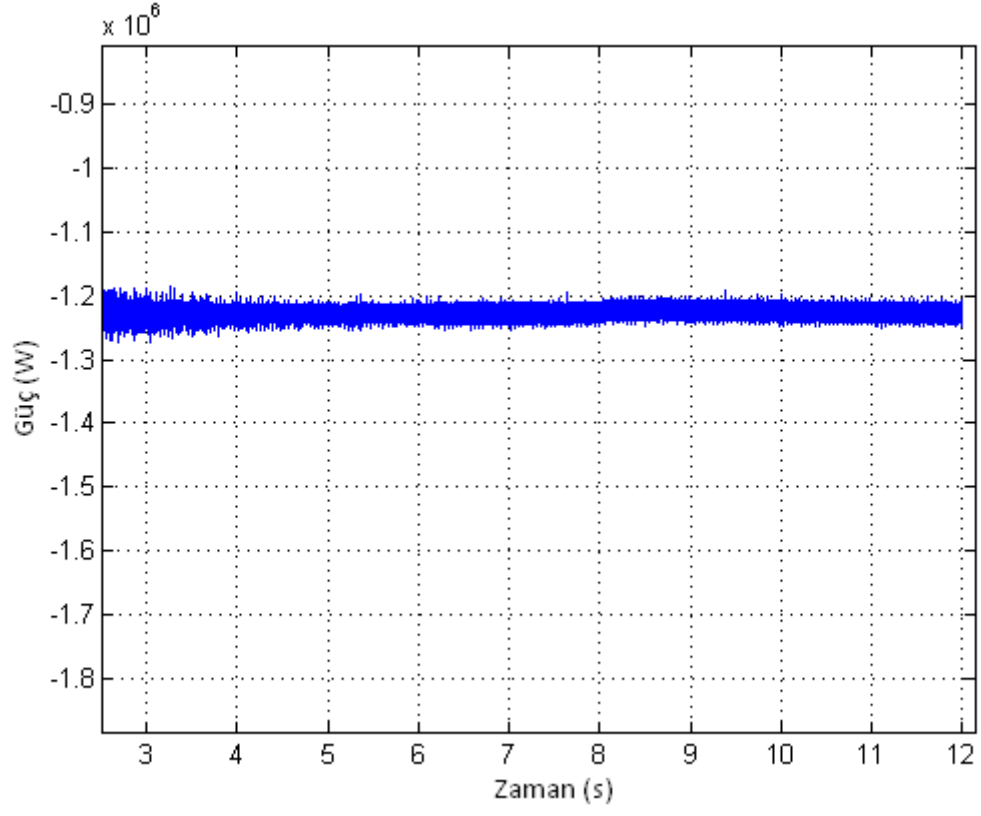
Şekil 6.23 Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı aktif bileşeni



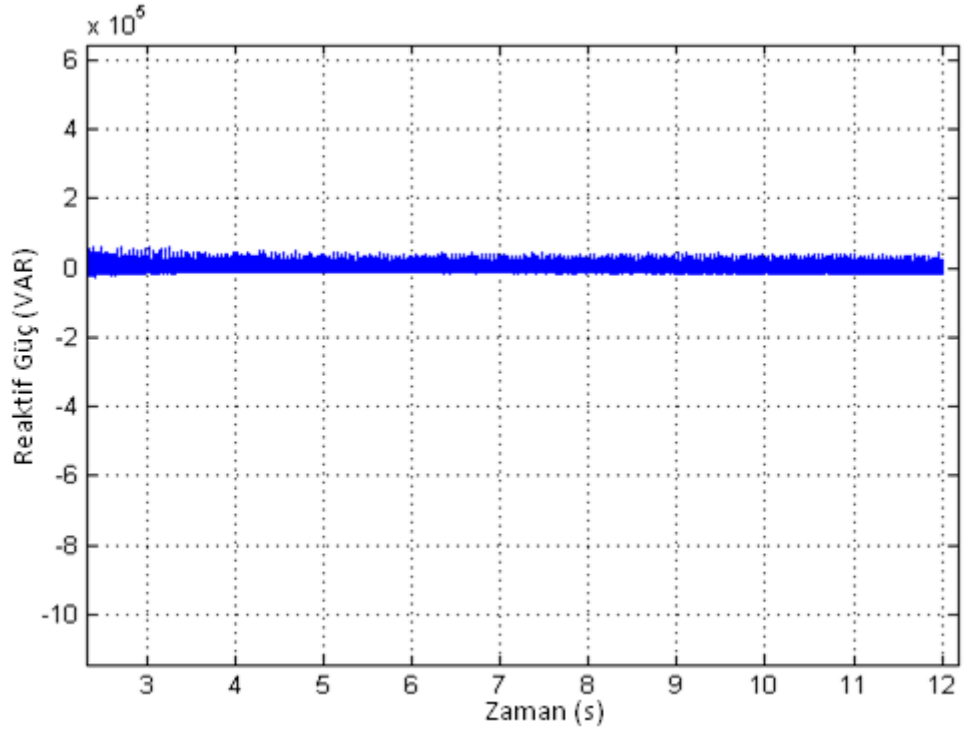
Şekil 6.24 Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı reaktif bileşeni



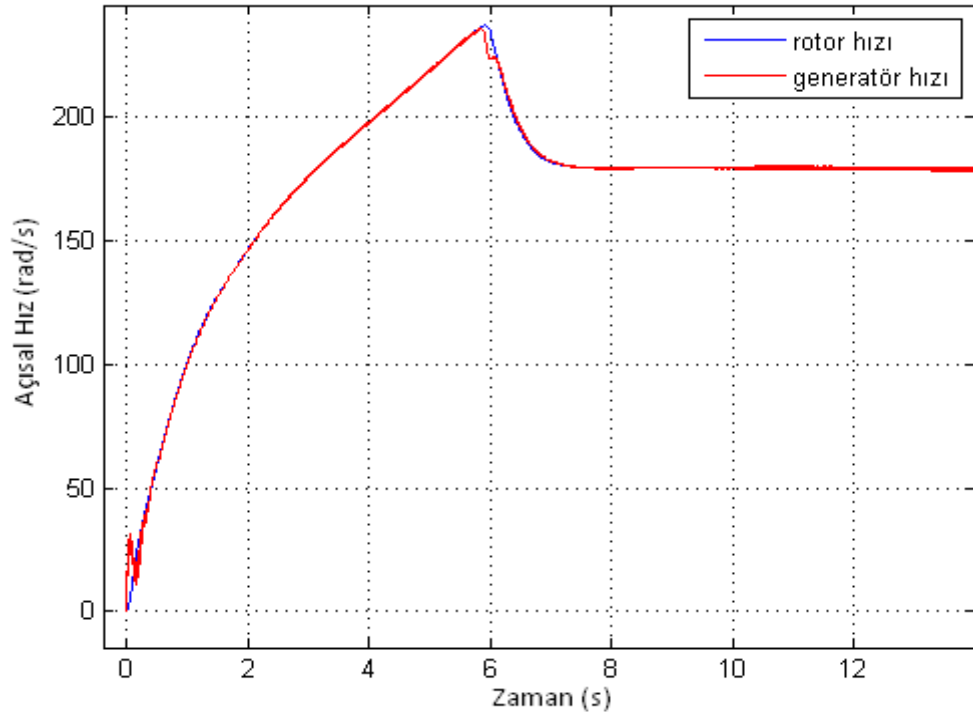
Şekil 6.25 Hız kontrollü çalışma modunda rotor akımı reaktif bileşeni



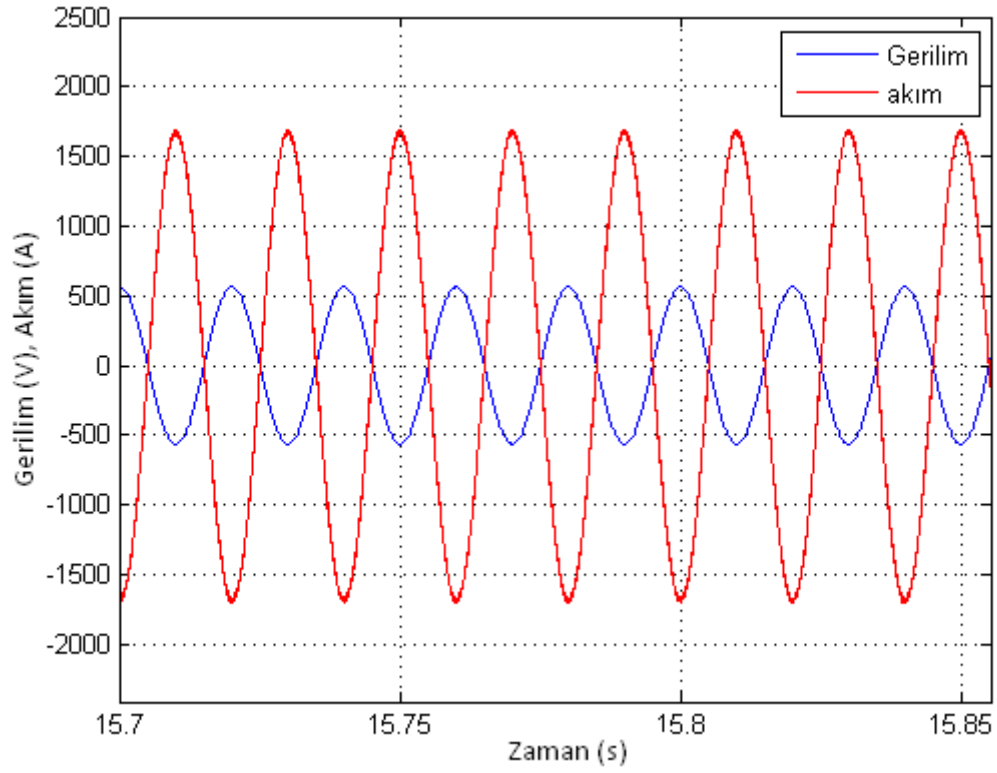
Şekil 6.26 Hız kontrollü çalışma modunda stator aktif gücü



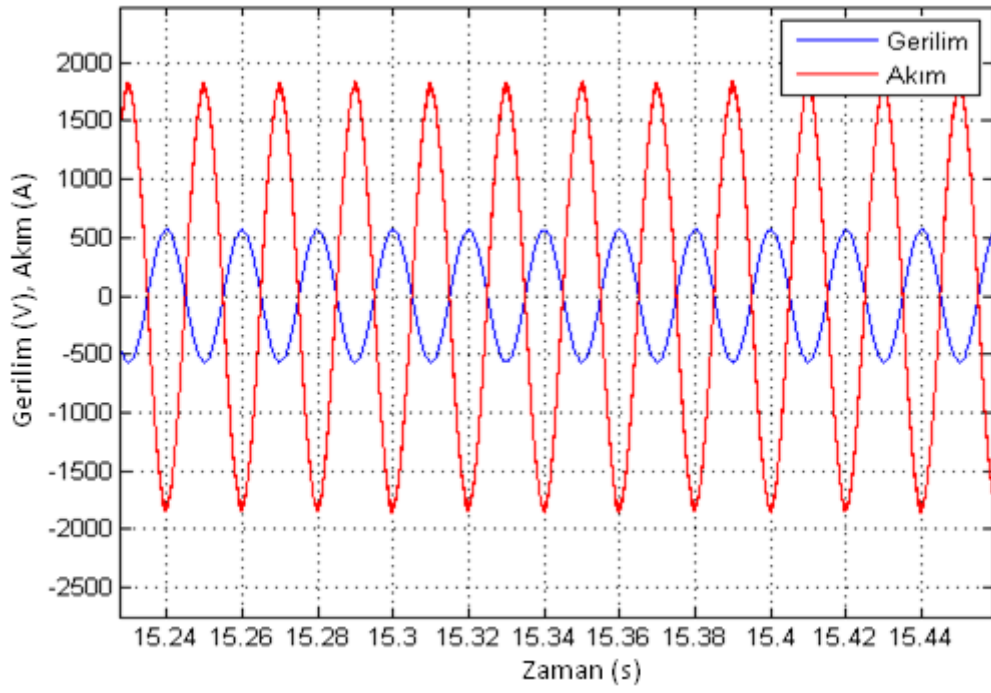
Şekil 6.27 Hız kontrollü çalışma modunda stator reaktif gücü



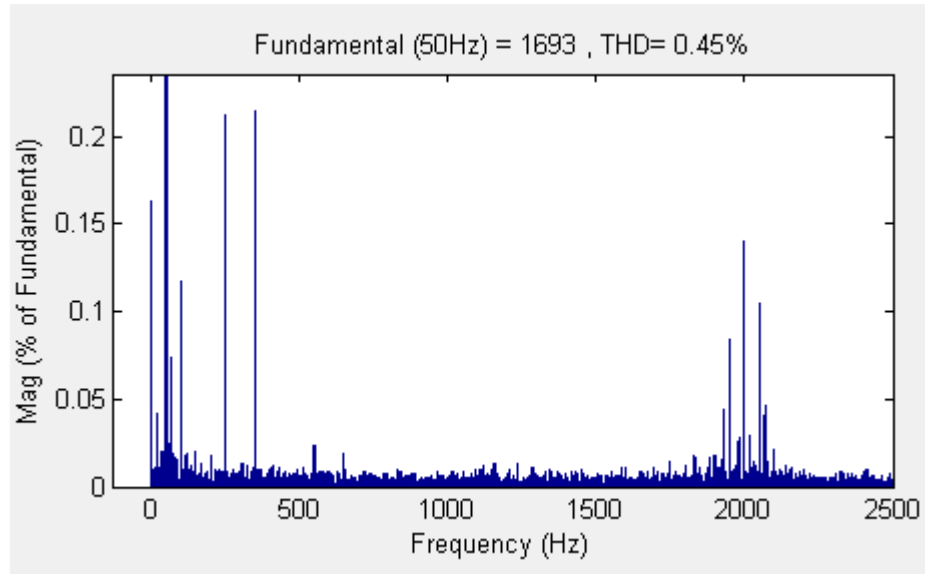
Şekil 6.28 Hız kontrollü çalışma modunda generatör hızı



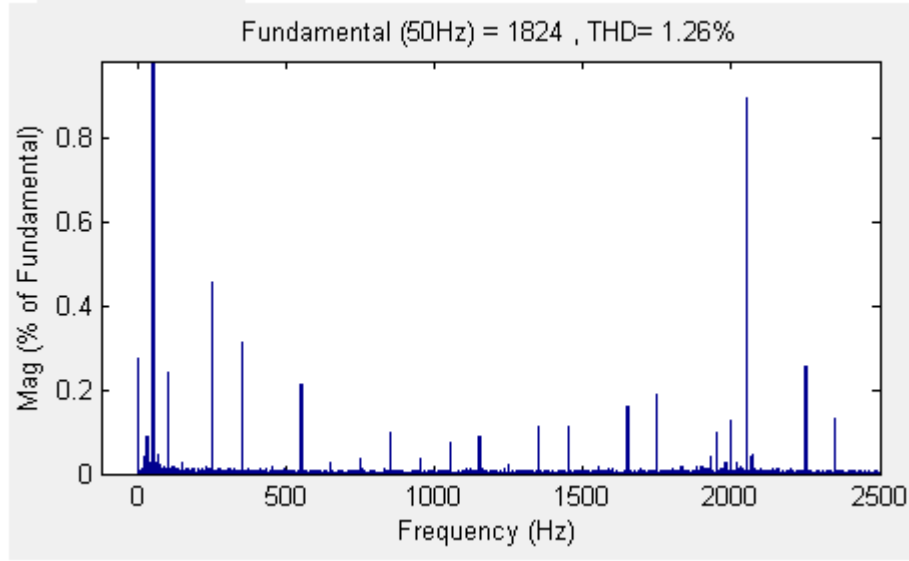
Şekil 6.29 Hız kontrollü çalışma modunda stator akım ve gerilimi



Şekil 6.30 Hız kontrollü çalışma modunda generatör çıkış akım ve gerilimi



Şekil 6.31 Hız kontrollü çalışma modunda stator akımı THD sonucu

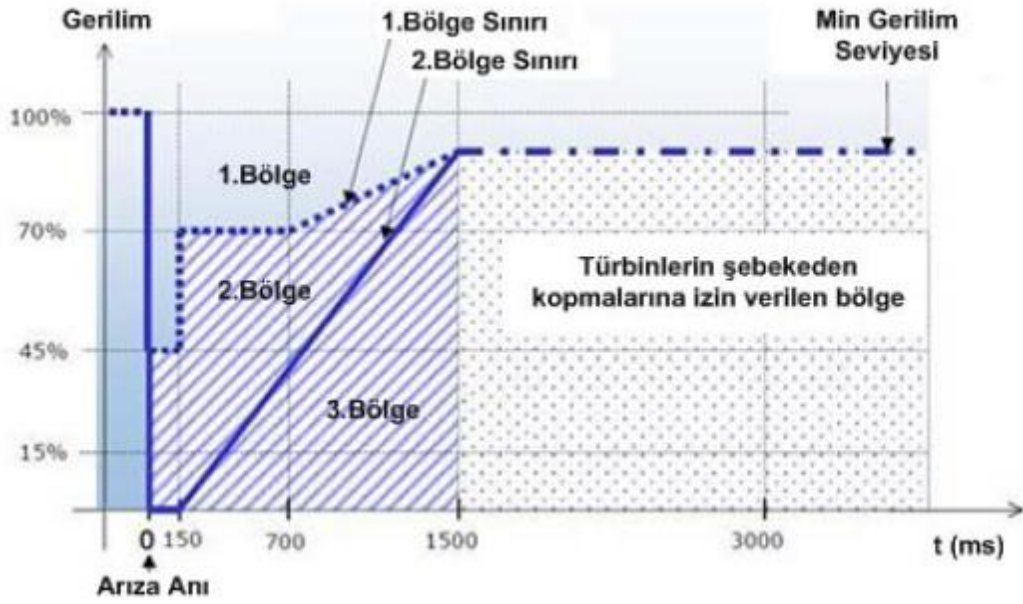


Şekil 6.32 Hız kontrollü çalışma modunda generatör çıkış akımı THD sonucu

Şekil 6.31’de stator akımının THD sonucu verilmiştir THD sonucumuz %5’in altındadır. Şekil 6.32’de şebekeye basılan akımın THD sonucu verilmektedir. Şebekeye basılan akım IEEE 519 standartlarına uymaktadır.

6.5 Sistemin Kısa Devre Duyarlılığı

Rüzgar enerjisi yatırımlarındaki ilerleme, güç sistemi işletme kriterlerinin gözden geçirilmesini ve değiştirilmesini zorunlu kılmaya başlamıştır. Bu yüzden rüzgar gücünün getirileri ve gelecekteki kapasite artışı, ancak rüzgar çiftliklerinin, sistemin kararlılığı ve güvenilirliği için güç sistemi operatörlerince (GSO) tanımlanan düzenlemelere, şebeke yönetmeliklerine göre işletilmesiyle ulaşılabilir. Rüzgar gücünden elektrik üretimindeki bu hızlı büyümeden önce, rüzgar türbinleri orta ve alçak gerilim dağıtım sistemlerinde dağıtık enerji kaynağı olarak görülüyorlardı. Bu eski türbin teknolojileri, güç sistemindeki gerilim ve frekans değişikliklerine tepki verecek yeterliliğe sahip değildi. Geçmişte, bir arıza durumundaki genel uygulama, rüzgar türbinlerinin şebeke bağlantısının kesilmesi ve arıza durumu ortadan kalkınca tekrar şebekeye bağlanmasıydı. Ancak, son yıllarda güç sistemi içinde rüzgar gücü payının yükselmesi, arıza anında sistem kararlılığının bozulmaması için, arıza süresince ve arıza sonrasında rüzgar türbinlerinin şebekeden kopmamasını zorunlu hale getirmiştir [20].

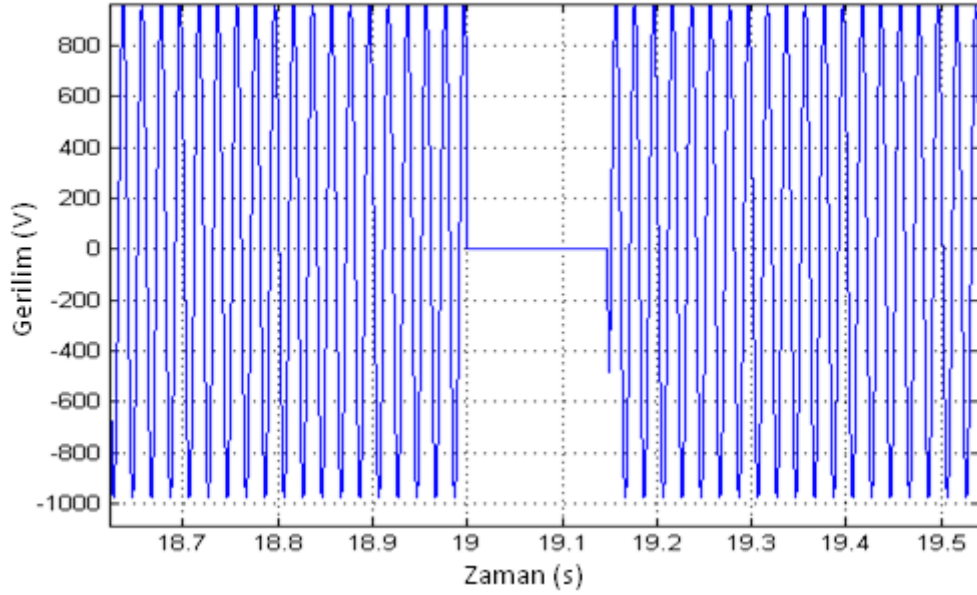


Şekil 6.33 Rüzgar türbinlerinin arıza ve arıza sonrasında sağlaması gereken tepki

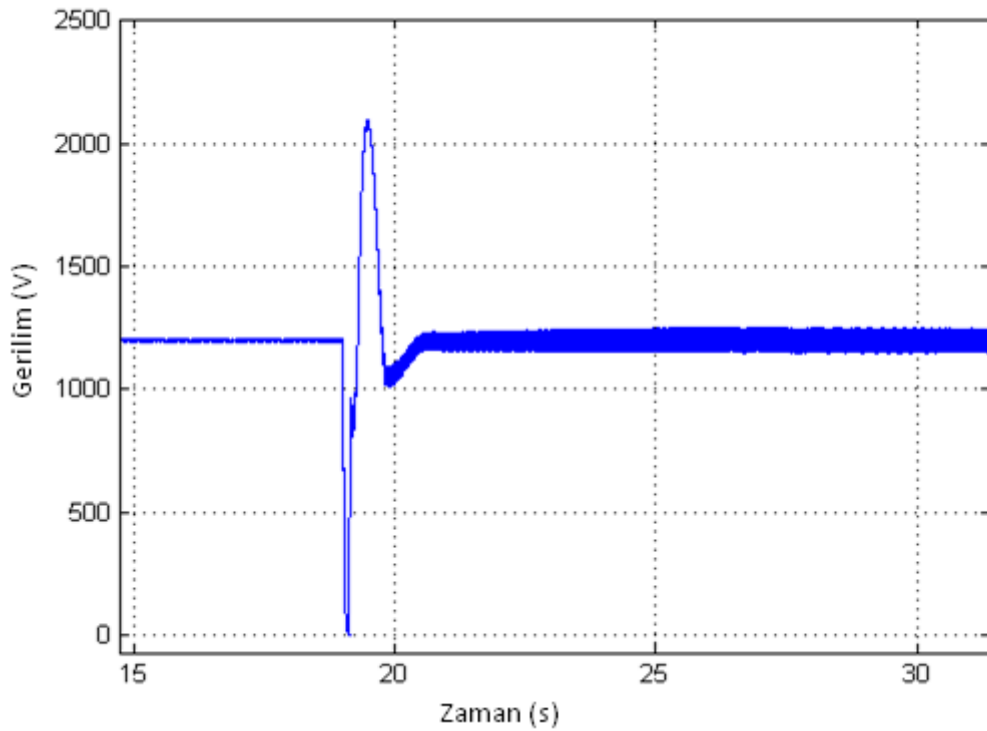
Şekil 6.33’de rüzgar santrallerinin arıza süresince ve arıza sonrasında vermeleri gereken tepkileri belirlemektedir. Arıza anında ve arıza sonrasında, herhangi bir fazda veya tüm fazlarda oluşan gerilim düşümü 1. bölgede kaldığı süre boyunca, rüzgar santrallerinin şebekeye bağlı kalabilmesi gerekmektedir. 2. bölgede rüzgar santrallerinin iki farklı şekilde tepki vermesine izin verilir. Birinci durumda, rüzgar santrali arıza ve arıza sonrasında 1. bölgede olduğu gibi şebekeye bağlı kalır. İkinci durumda ise, eğer arıza anında rüzgar türbini kararsız hale gelirse, GSO ile yapılan anlaşmayla santralin kısa süreli şebekeden ayrılmasına izin verilebilir. 3. bölgede, rüzgar santralinin her durumda sistemden kısa süreli ayrılmasına izin verilir. Eğer koruma sistemleri devreye girerse santral şebekeden tamamen ayrılabilir [20].

6.5.1 Generatör Çıkışındaki Kısa Devrenin Etkisi

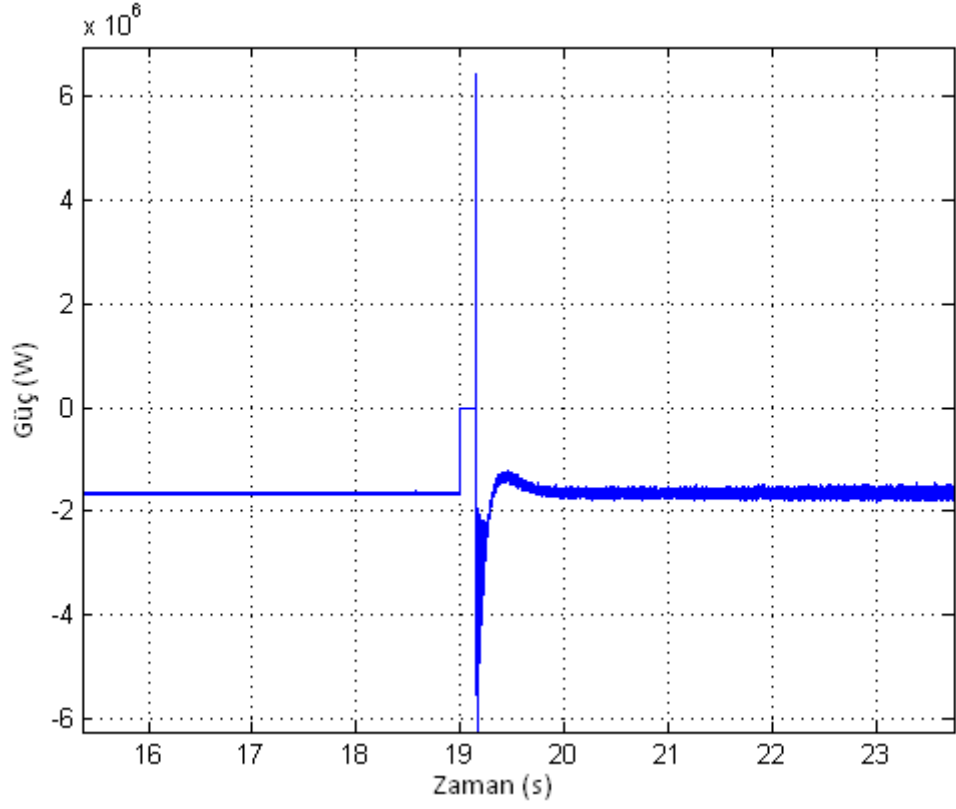
Bu bölümde generatörün stator uçlarının kısa devre olması halindeki etkileri incelenmiştir. Üç faz stator gerilimleri 150 ms boyunca sıfıra düşürülmüştür.



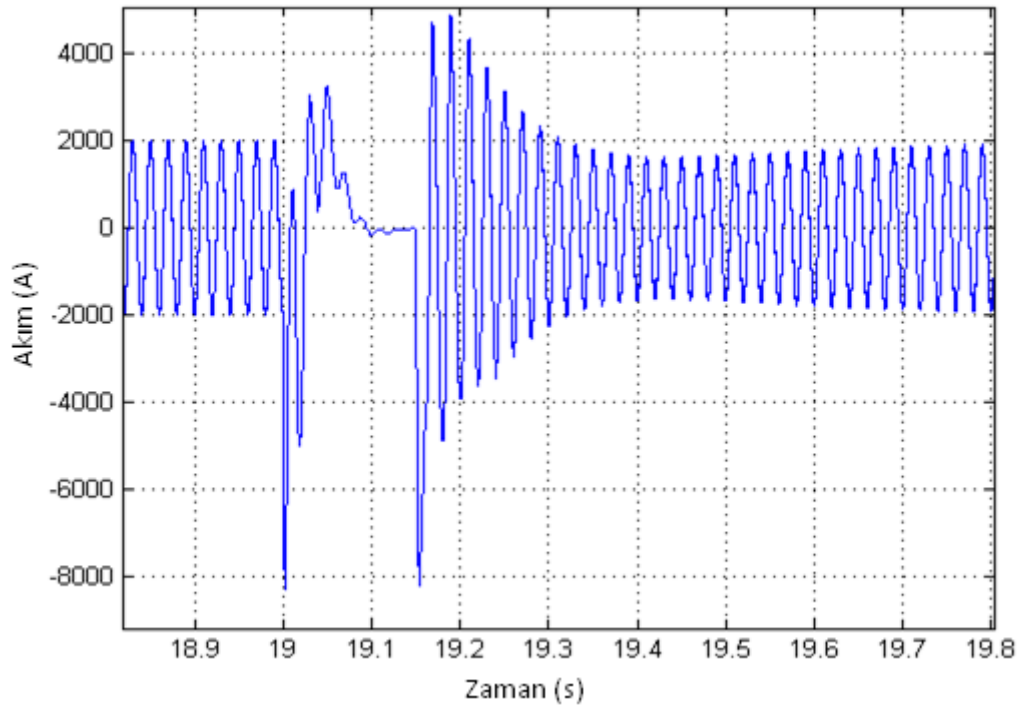
Şekil 6.34 Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator gerilimi



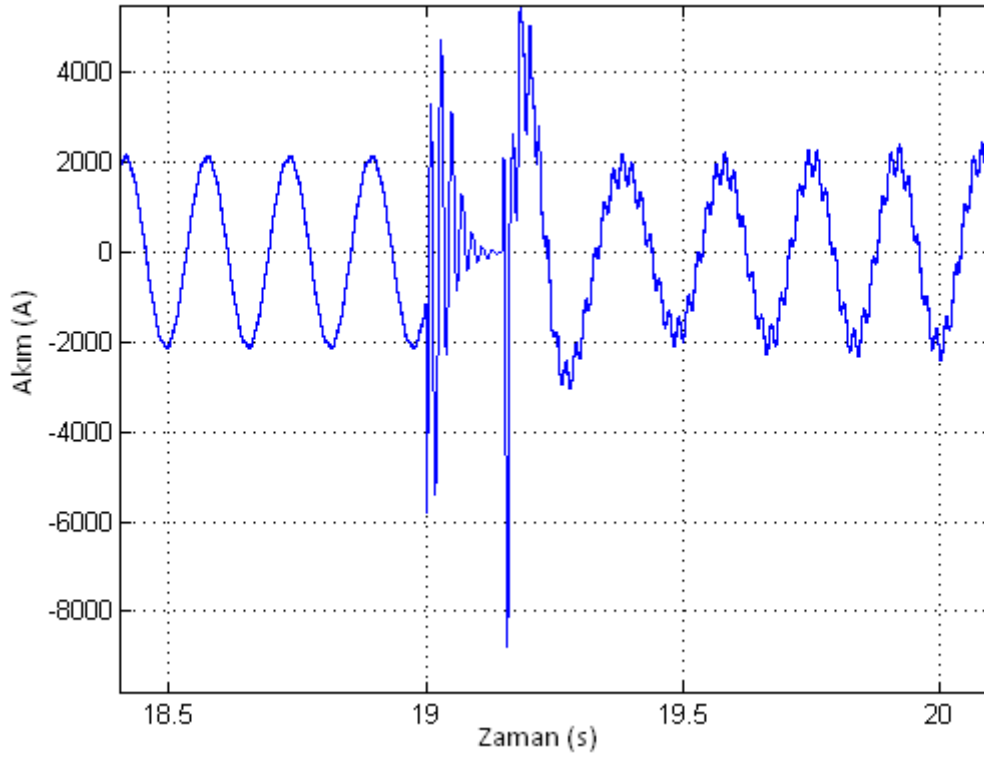
Şekil 6.35 Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



Şekil 6.36 Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü



Şekil 6.37 Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında stator akımı

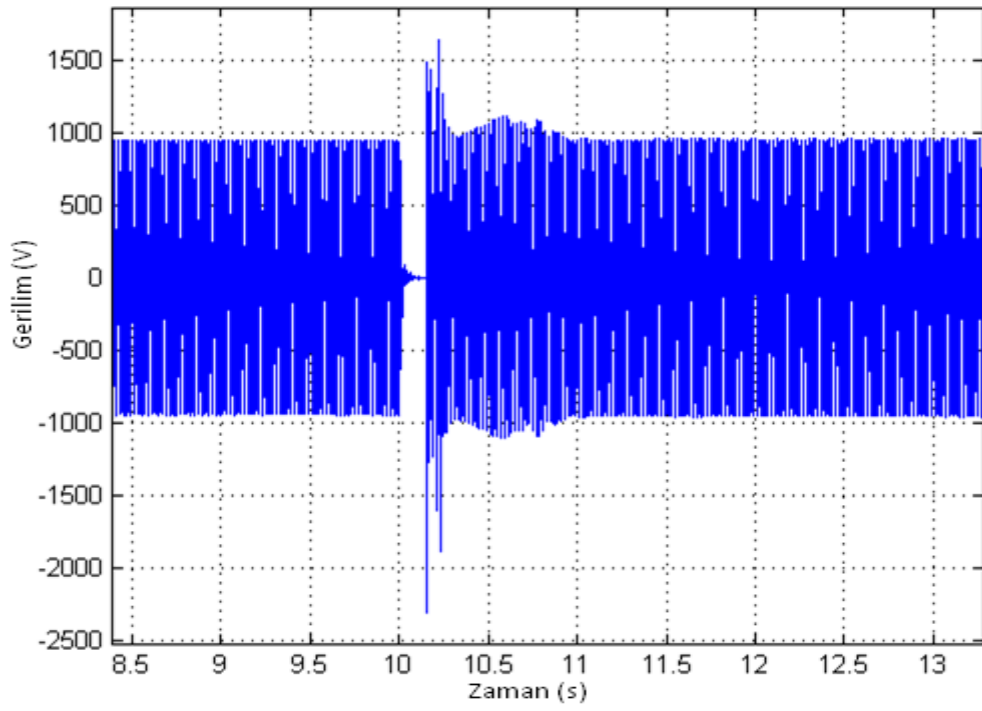


Şekil 6.38 Generatör çıkışında kısa devre testi sırasında rotor akımı

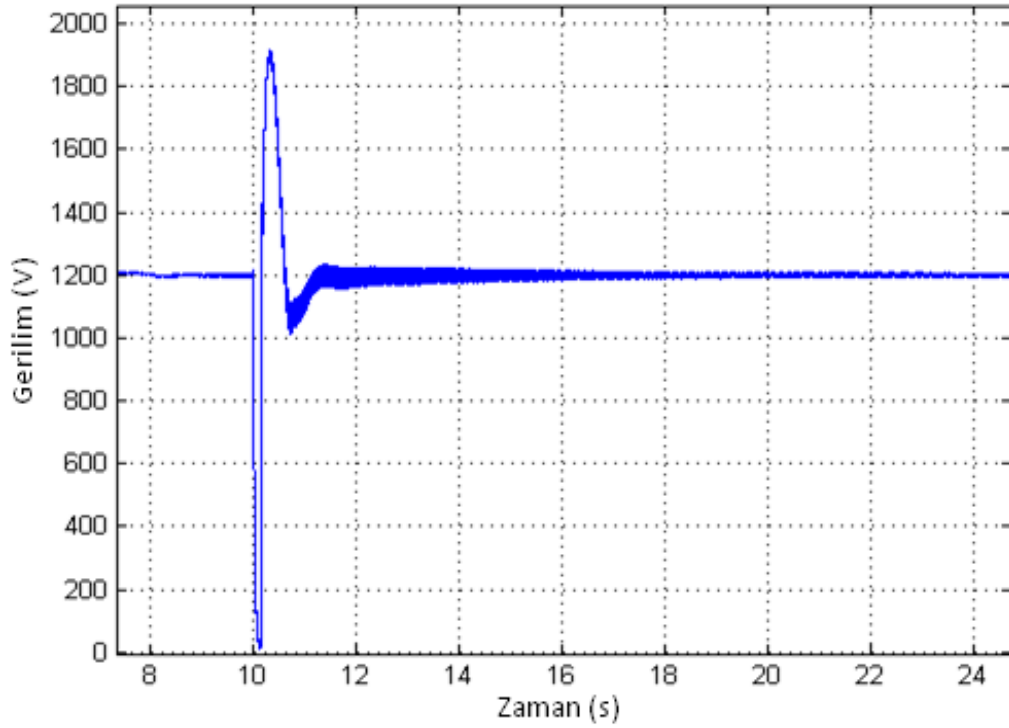
Şekil 6.36’da kısa devre hatası sırasında ÇBAG’ün stator aktif gücü sıfır olduğu görülmektedir. Bu nedenle ÇBAG enerjisini rotor üzerinden boşaltmak istemektedir ve Şekil 6.35’te gösterildiği gibi DC bara gerilimi referans geriliminin üzerine çıkmaktadır. DC bara gerilimindeki artış dönüştürücülerdeki yarı iletken anahtarlara zarar verebilir. Hata sırasında ve hatanın hemen sonrasında rotor ve stator akımlarında dalgalanmalar meydana gelmektedir. Şekil 6.37 ve Şekil 6.38’de stator ve rotor akımları gösterilmiştir.

6.5.2 Şebekedeki Kısa Devrenin Etkisi

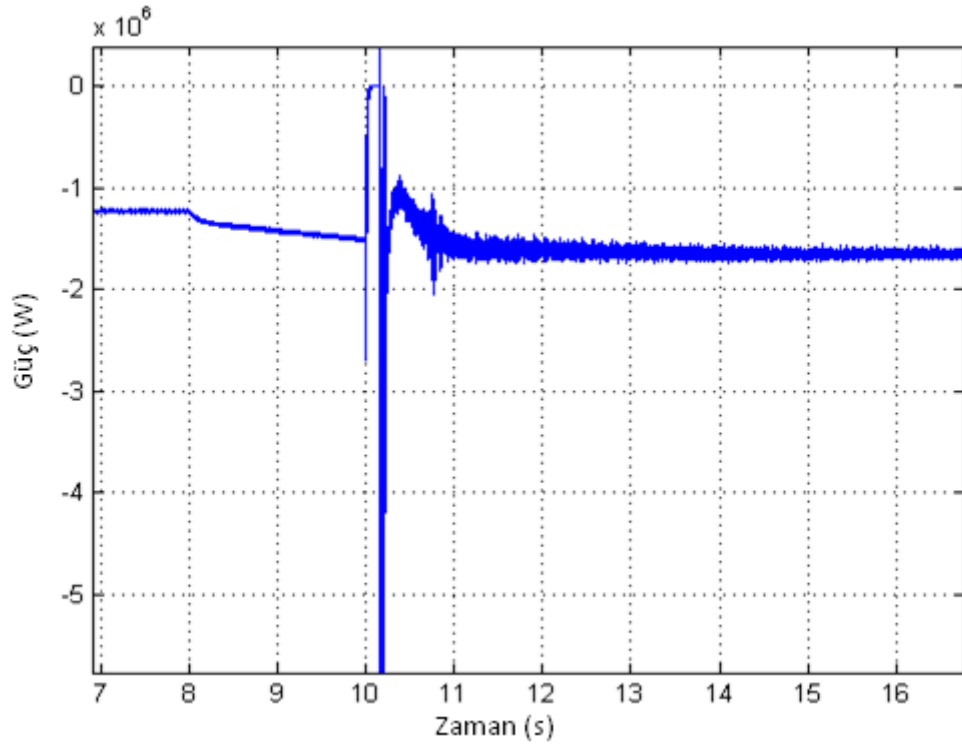
Bu bölümde kısa devre hatasının şebeke tarafında meydana gelmesi halindeki etkileri incelenmiştir. Üç farklı hata durumuna karşı tepkiler gözlenmiştir. İlk olarak hata durumunda gerilim genliğinin 150 ms boyunca sıfıra düşmesi, ikinci olarak hata durumunda gerilim genliğinin 150 ms boyunca yarıya düşmesi ve son olarak da şebekenin bir fazının genliğinin 150 ms boyunca sıfıra düşmesi durumundaki sistemin tepkisi incelenmiştir. İncelemelerde iletim hattındaki trafolar lineer kabul edilmiştir. Hata durumunda gerilim genliğinin 150 ms boyunca sıfıra düşmesi durumundaki sistemin tepkisi incelenmiştir Şekil 6.26-6.30’da verilmiştir.



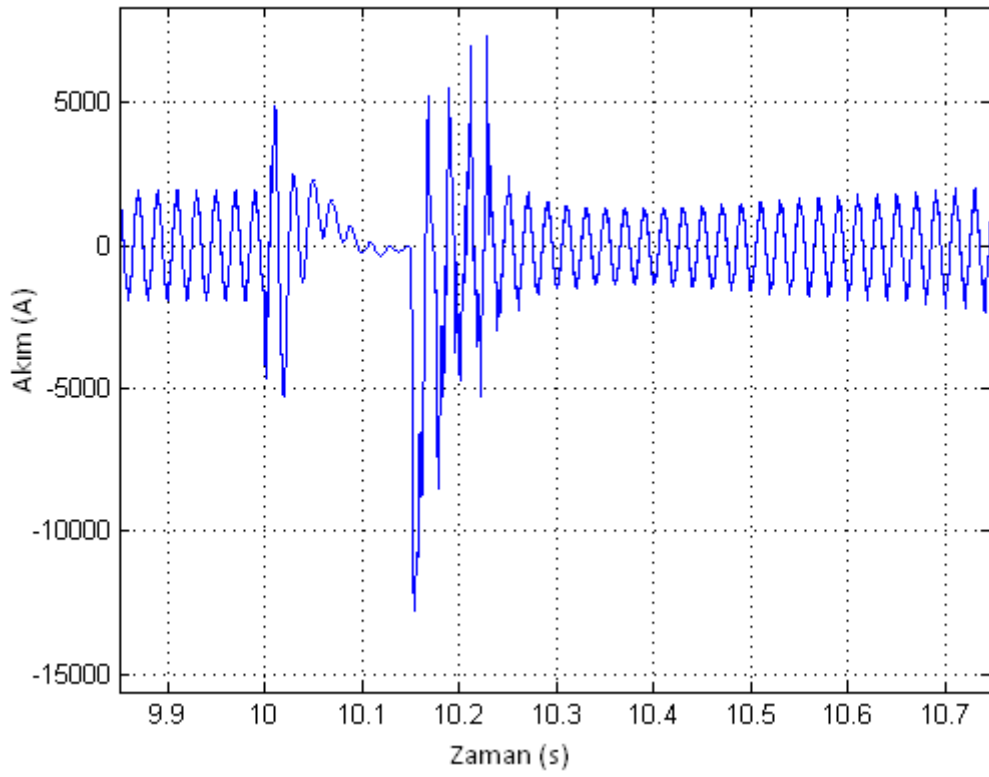
Şekil 6.39 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi



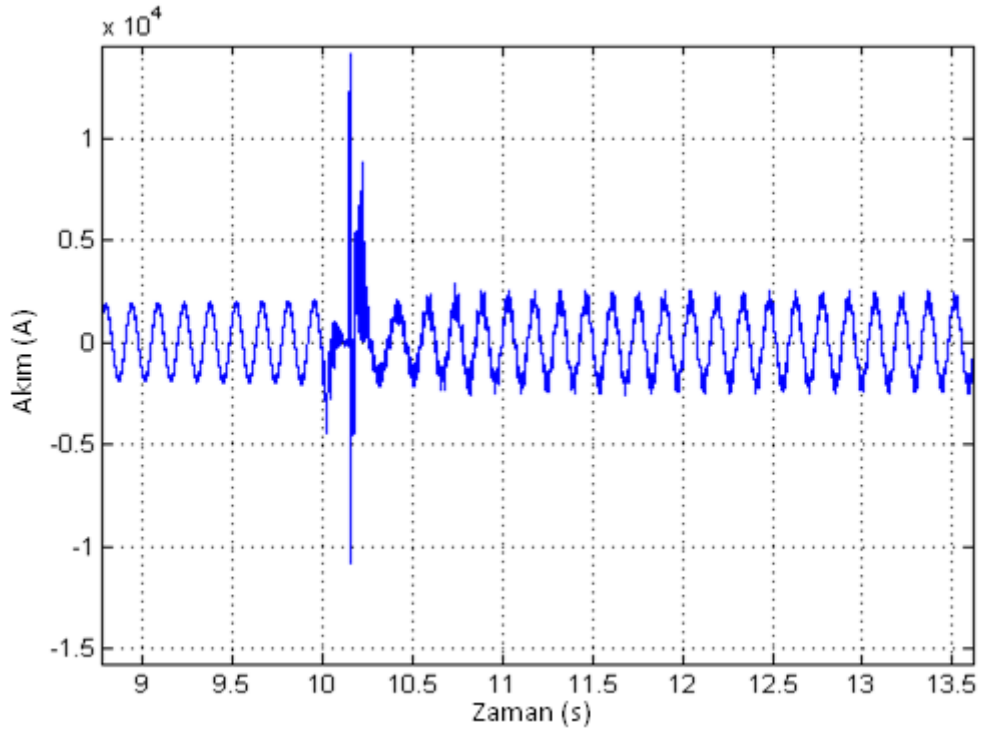
Şekil 6.40 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



Şekil 6.41 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü

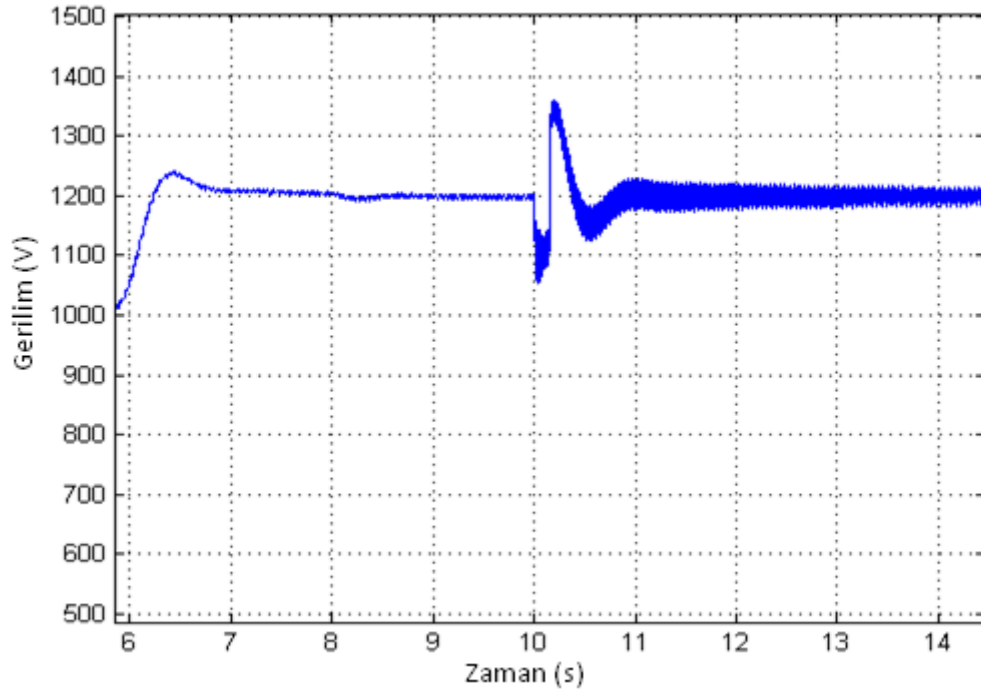


Şekil 6.42 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı

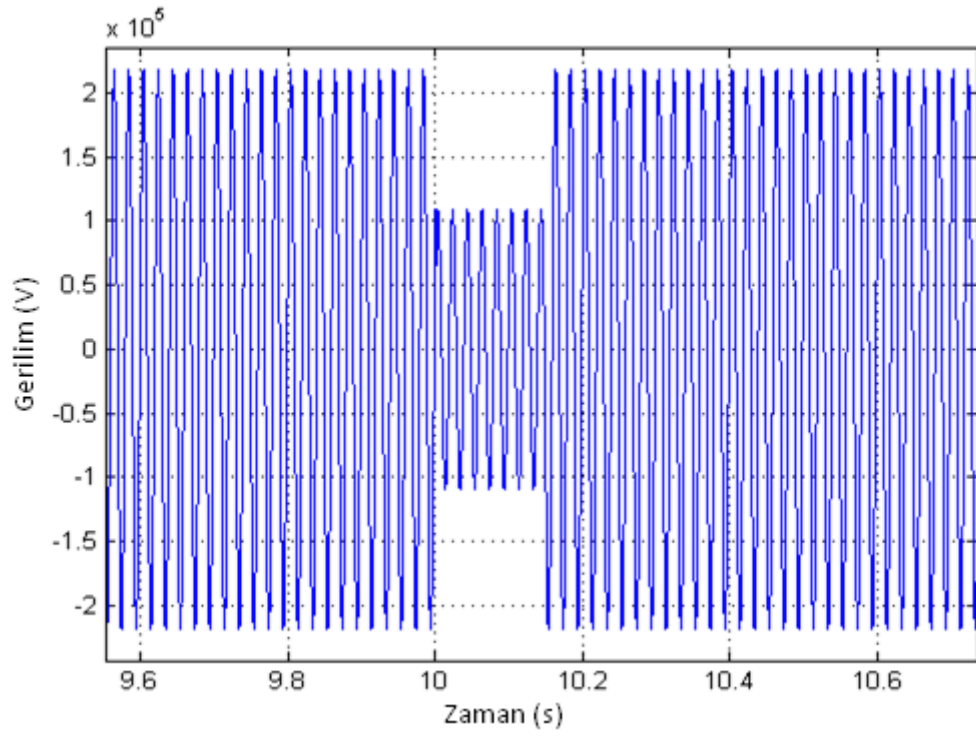


Şekil 6.43 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı

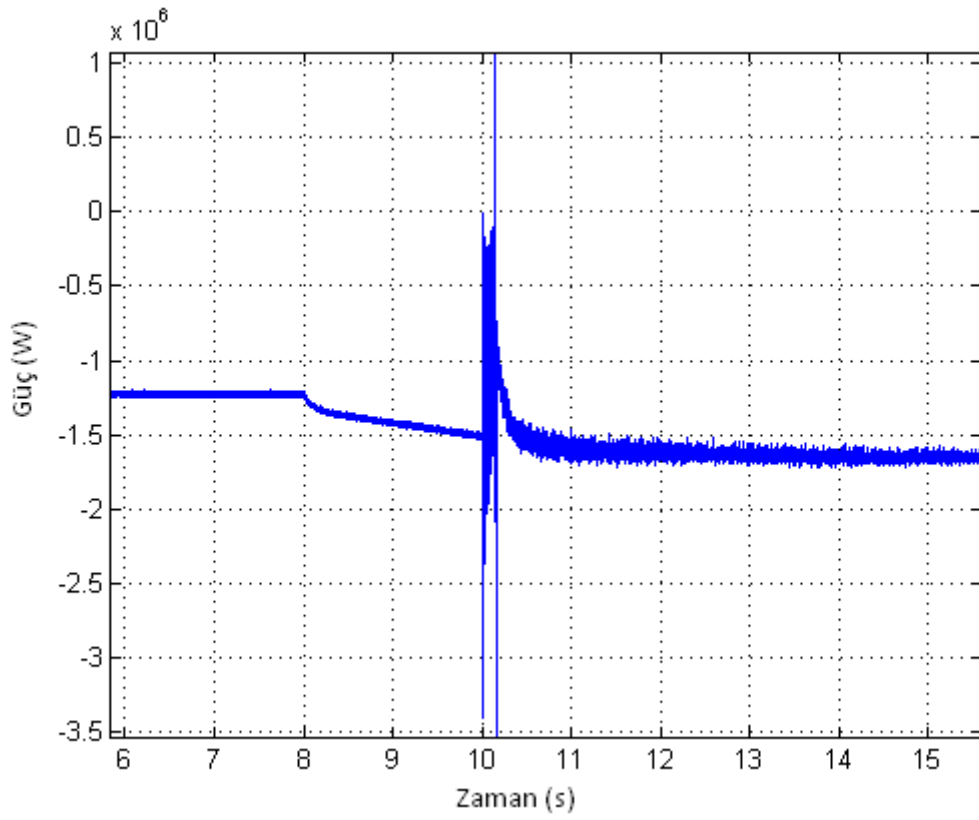
Hata durumunda 150 ms boyunca gerilim genliğinin yarıya düşmesi durumundaki sistemin tepkisi incelenmiştir Şekil 6.31-6.35’da verilmiştir.



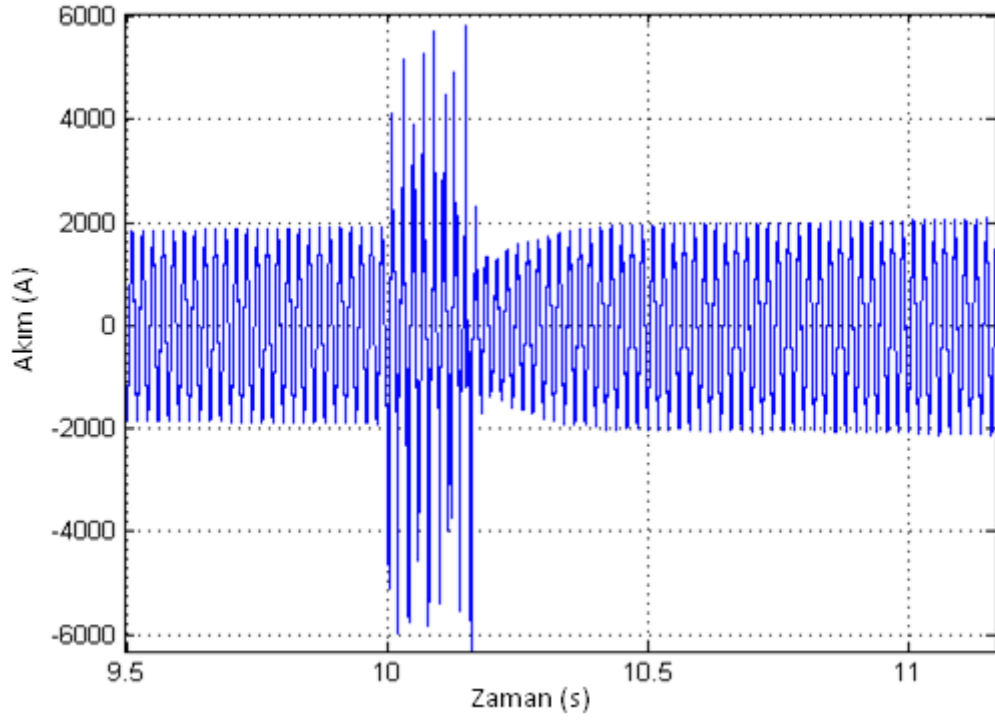
Şekil 6.44 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



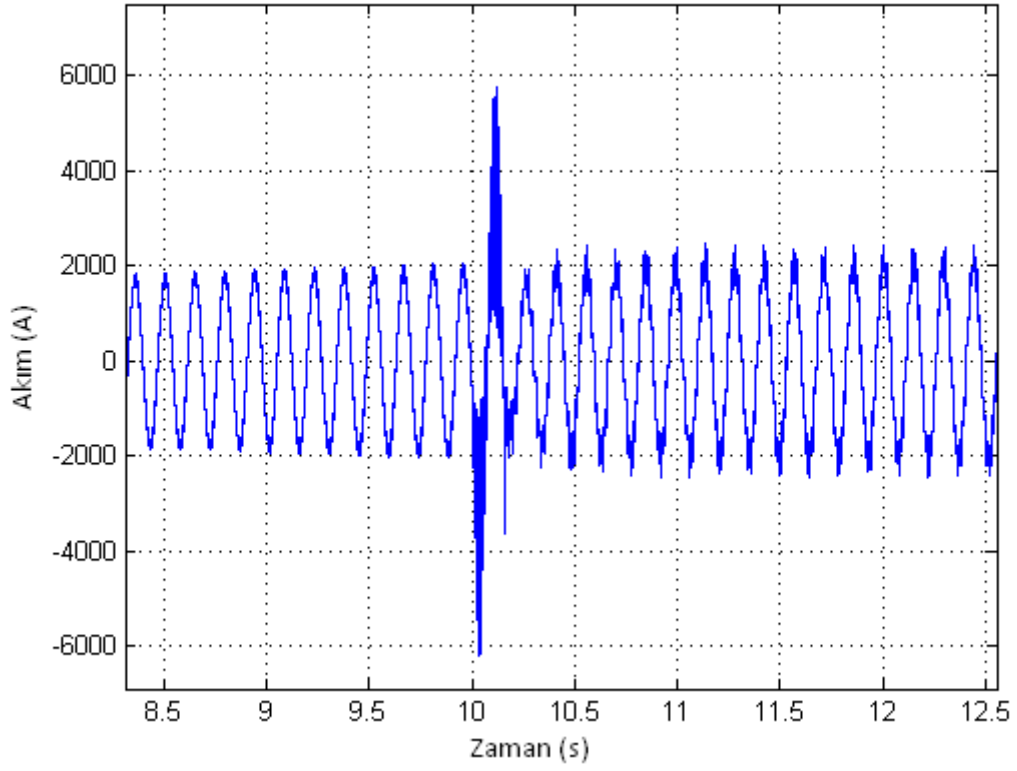
Şekil 6.45 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında şebeke gerilimi



Şekil 6.46 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü

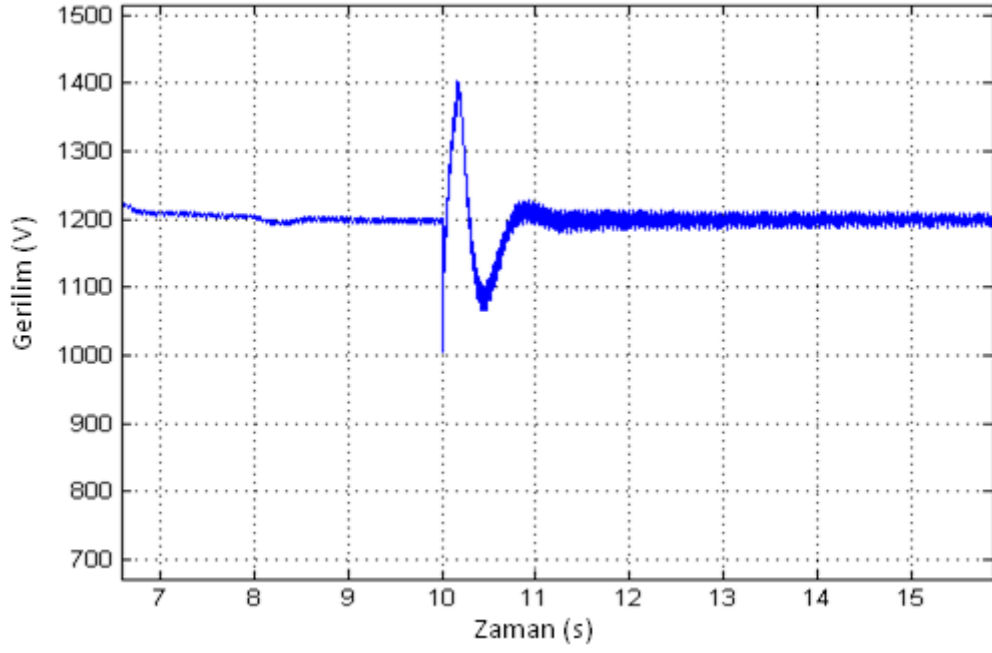


Şekil 6.47 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı

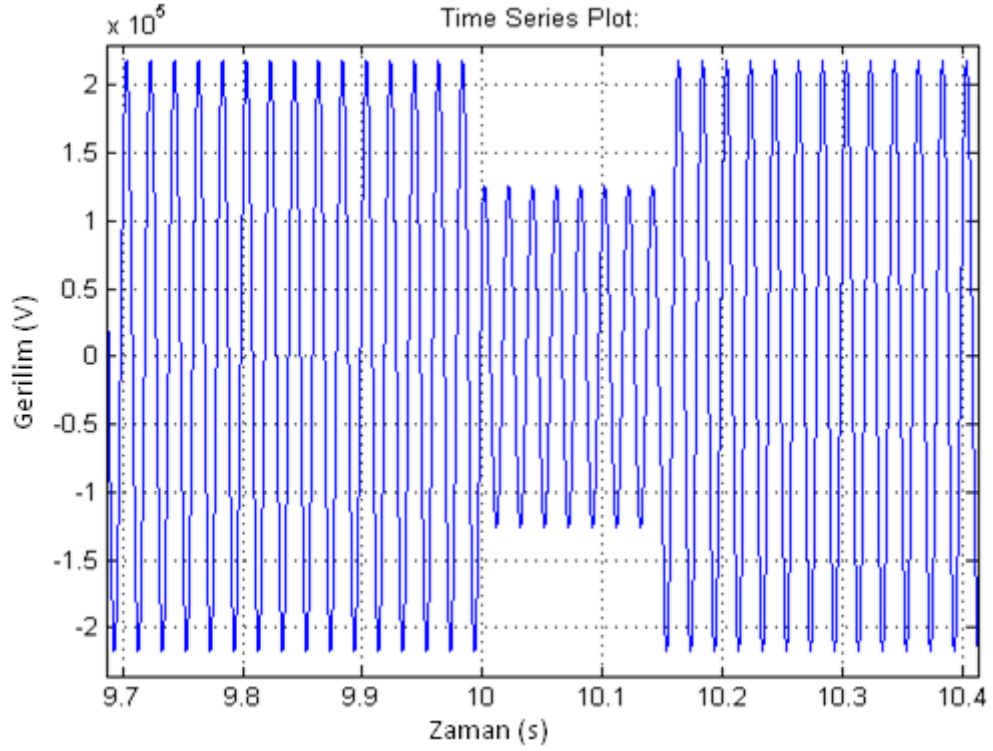


Şekil 6.48 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı

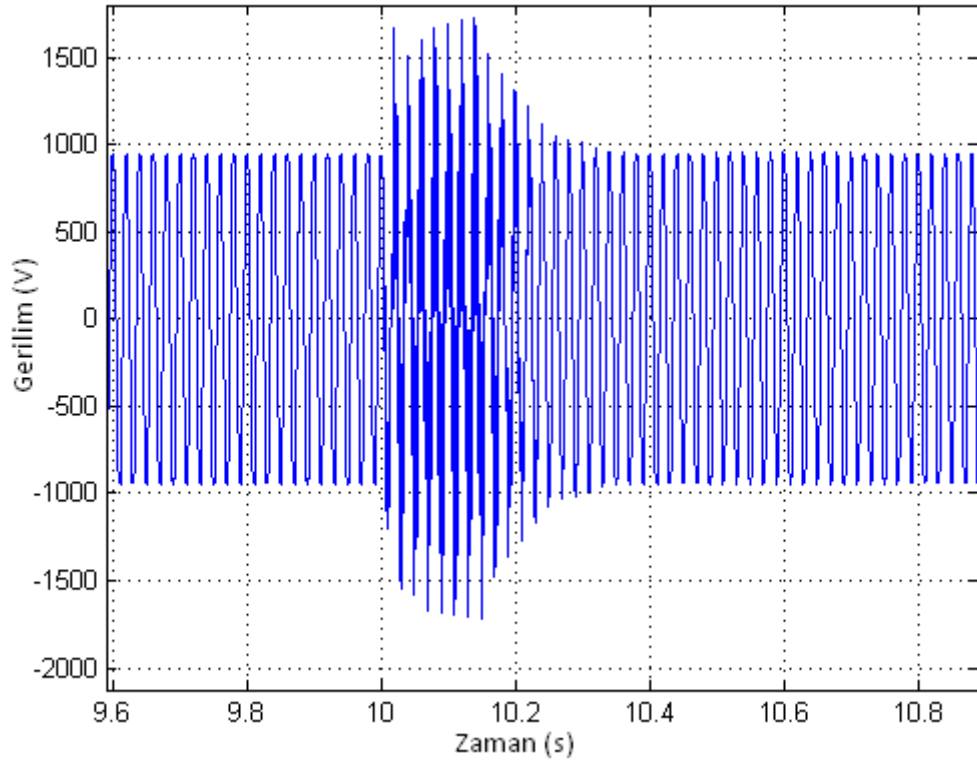
Hata durumunda 150 ms boyunca şebekenin bir fazının gerilim genliğinin sıfıra düşmesi durumundaki sistemin tepkisi incelenmiştir Şekil 6.36-6.41’da verilmiştir.



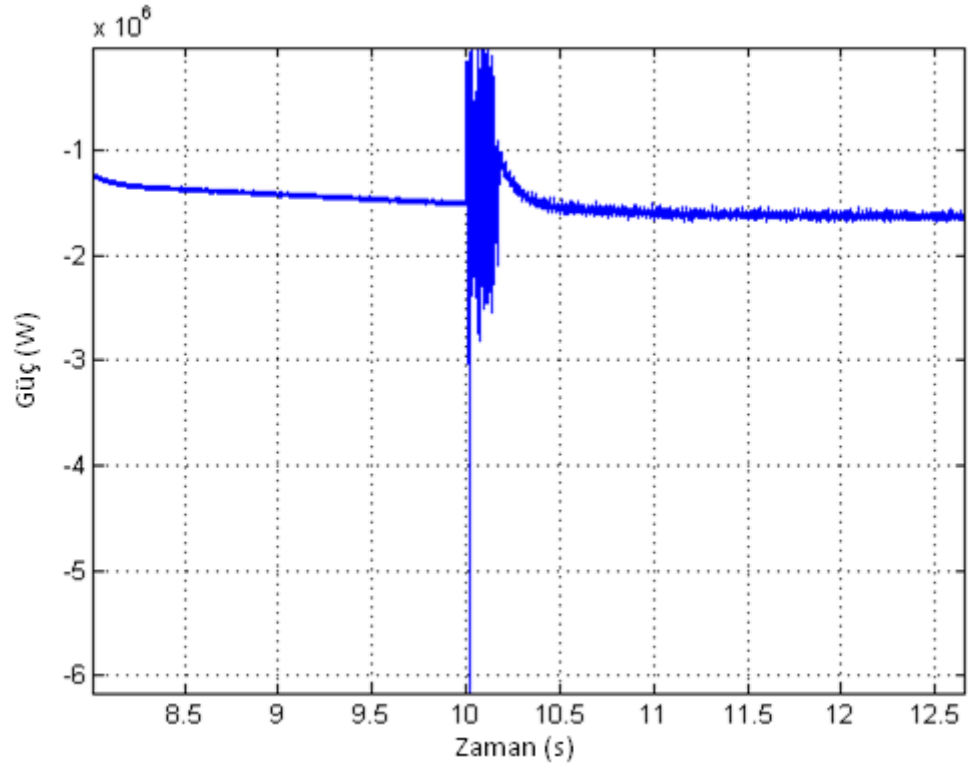
Şekil 6.49 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



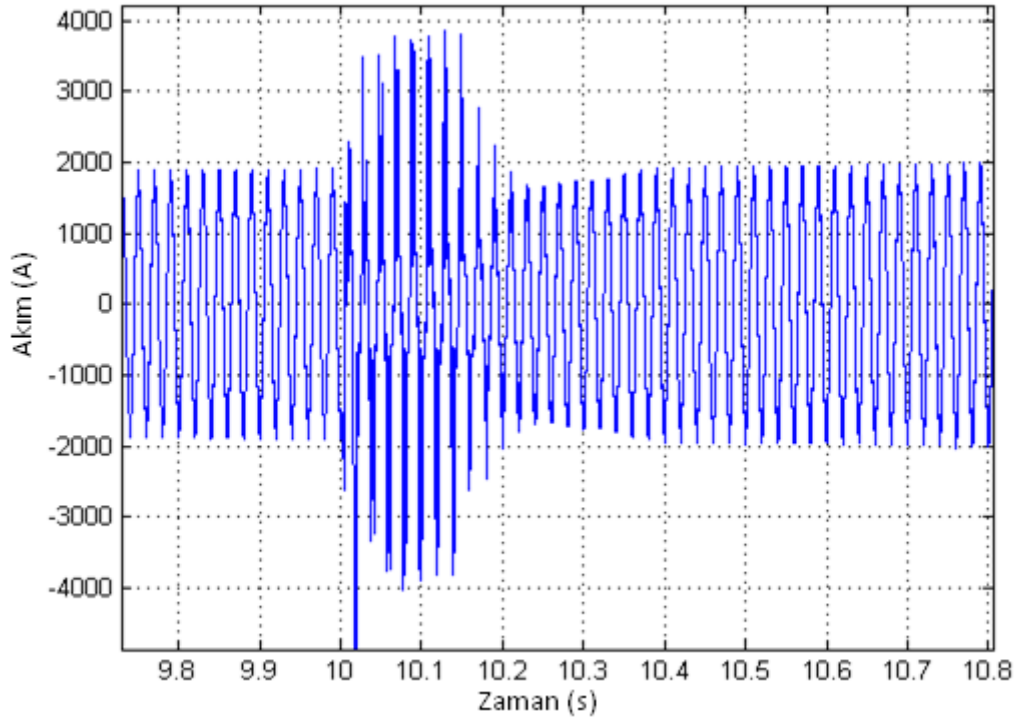
Şekil 6.50 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında Şebeke gerilimi



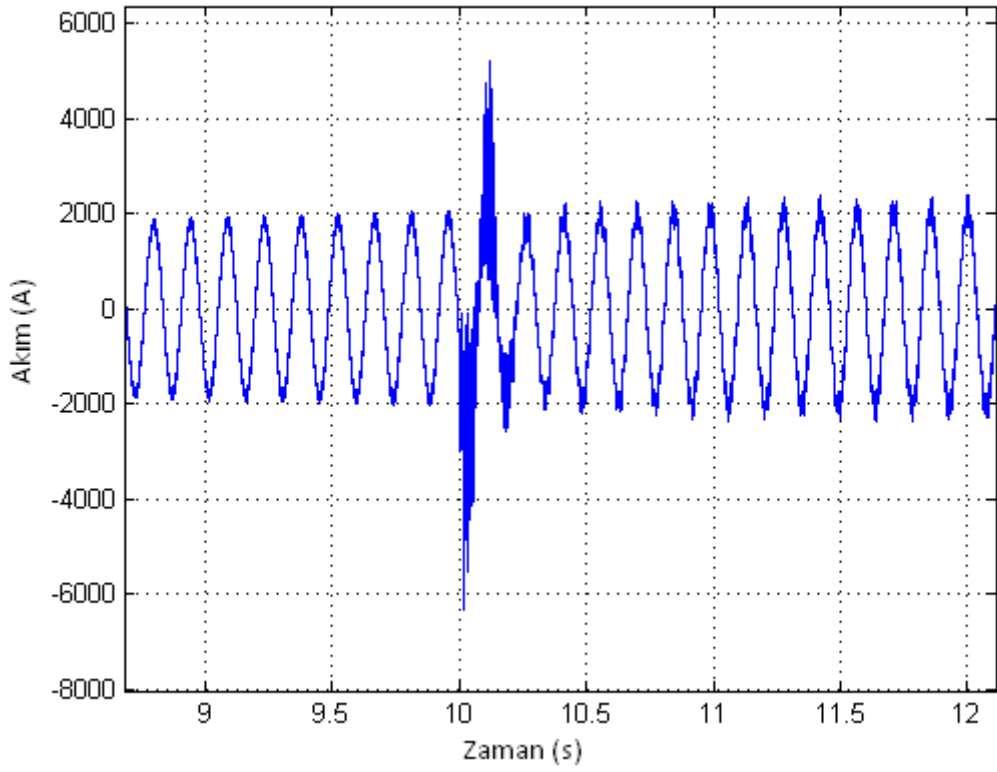
Şekil 6.51 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator gerilimi



Şekil 6.52 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator aktif gücü



Şekil 6.53 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında stator akımı

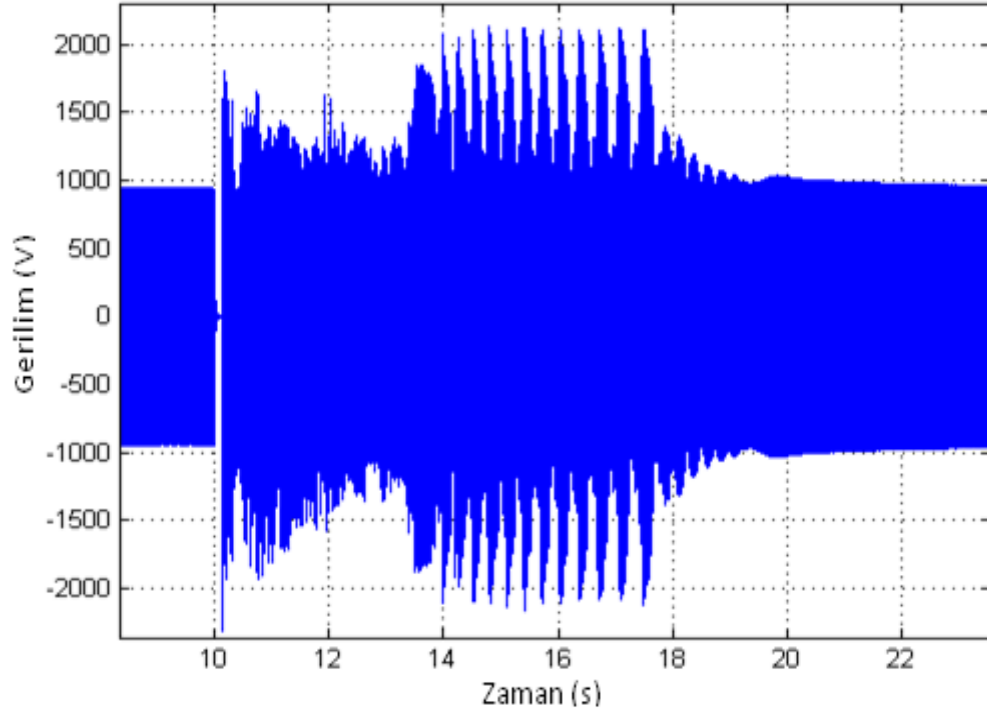


Şekil 6.54 Şebeke tarafında tek faz kısa devre testi sırasında rotor akımı

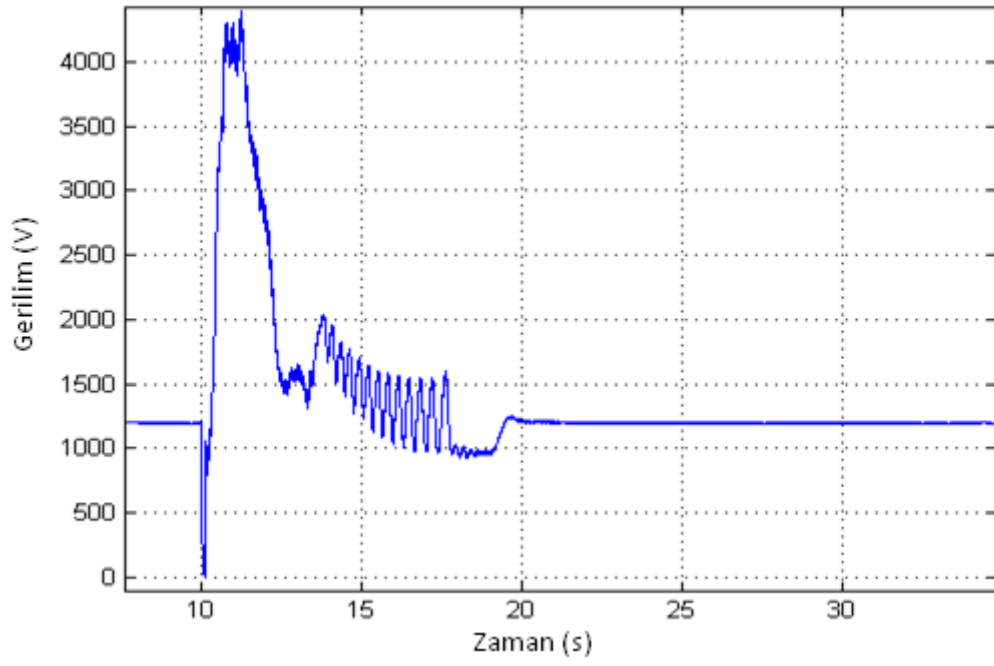
Üç faz kısa devre hatası ile tek faz kısa devre hata durumları incelendiğinde üç faz kısa devre hata durumunun sisteme etkisinin daha büyük olduğu gözlenmiştir. Hata durumunda gerilimin sıfıra düşmesi durumu ve gerilimin yarıya düşmesi durumu incelendiğinde ise gerilimin sıfıra düşmesi durumunun sisteme etkisinin daha büyük olduğu gözlenmiştir. Hata durumu sırasında ve sonrasında ÇBAG şebekeye bağlı kalmıştır.

6.5.3 İletim Hattındaki Trafonun Hata Durumundaki Doyum Etkisi

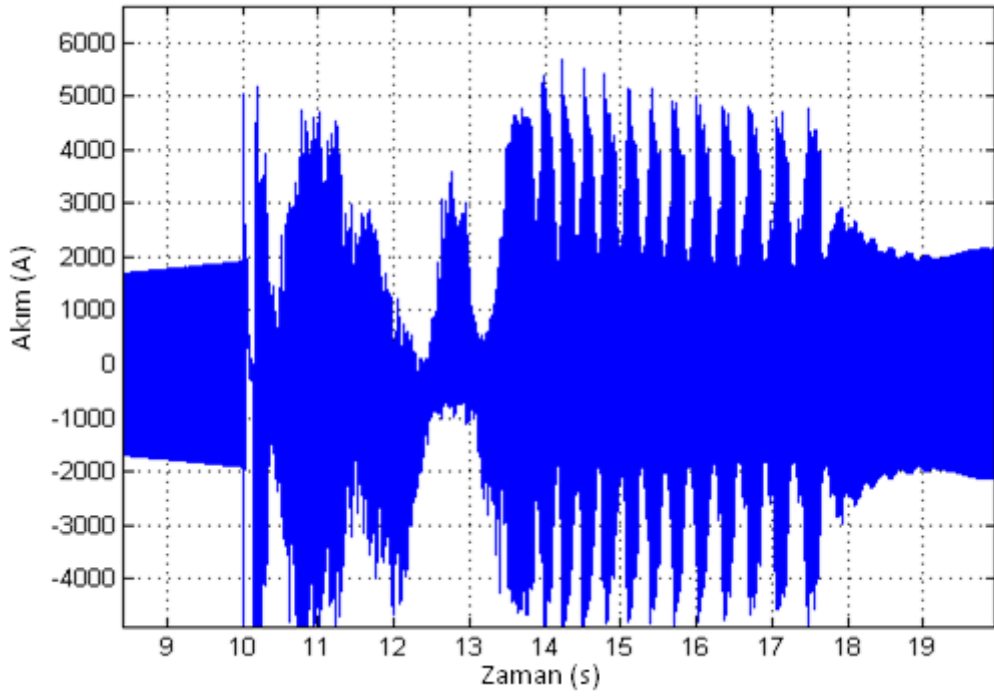
İletim hattındaki trafoların doyumlarının ihmal edilmemesi durumunda 150 ms boyunca şebeke geriliminin sıfır olması durumunda sistemin kısa devre tepkisi Şekil 6.55-6.58’de verilmiştir.



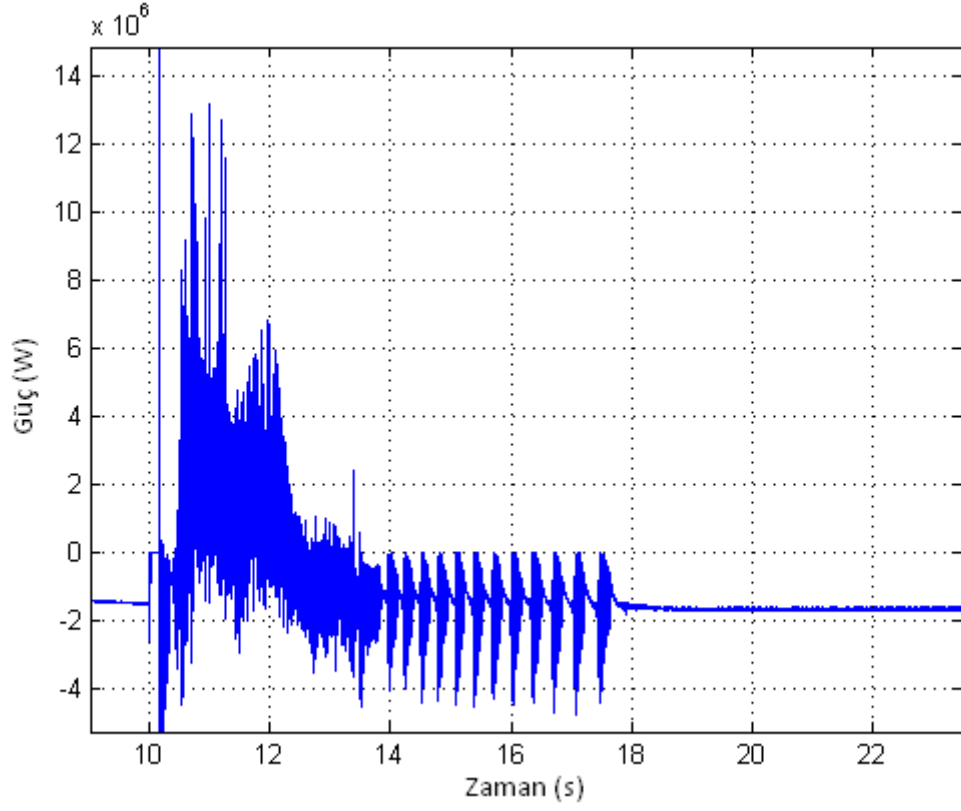
Şekil 6.55 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi



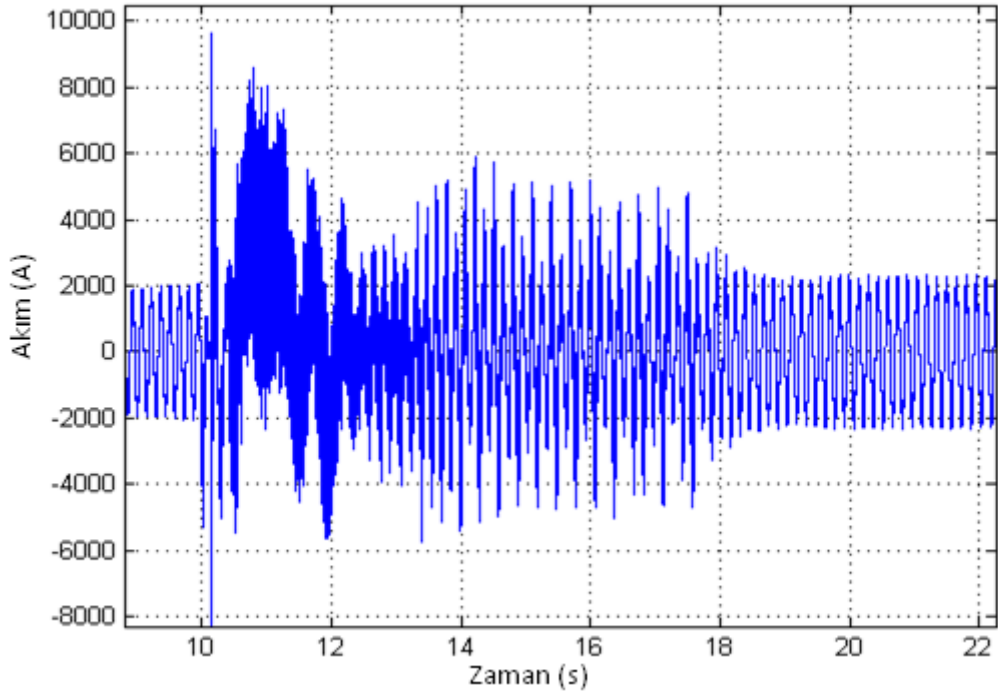
Şekil 6.56 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



Şekil 6.57 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı



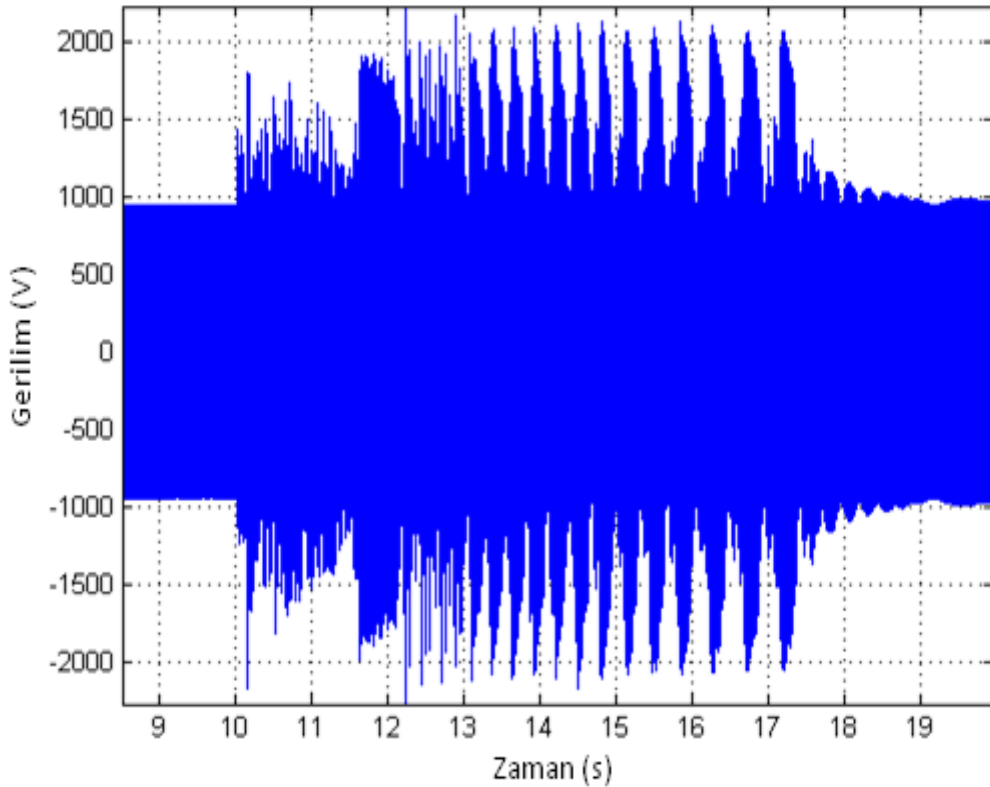
Şekil 6.58 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü



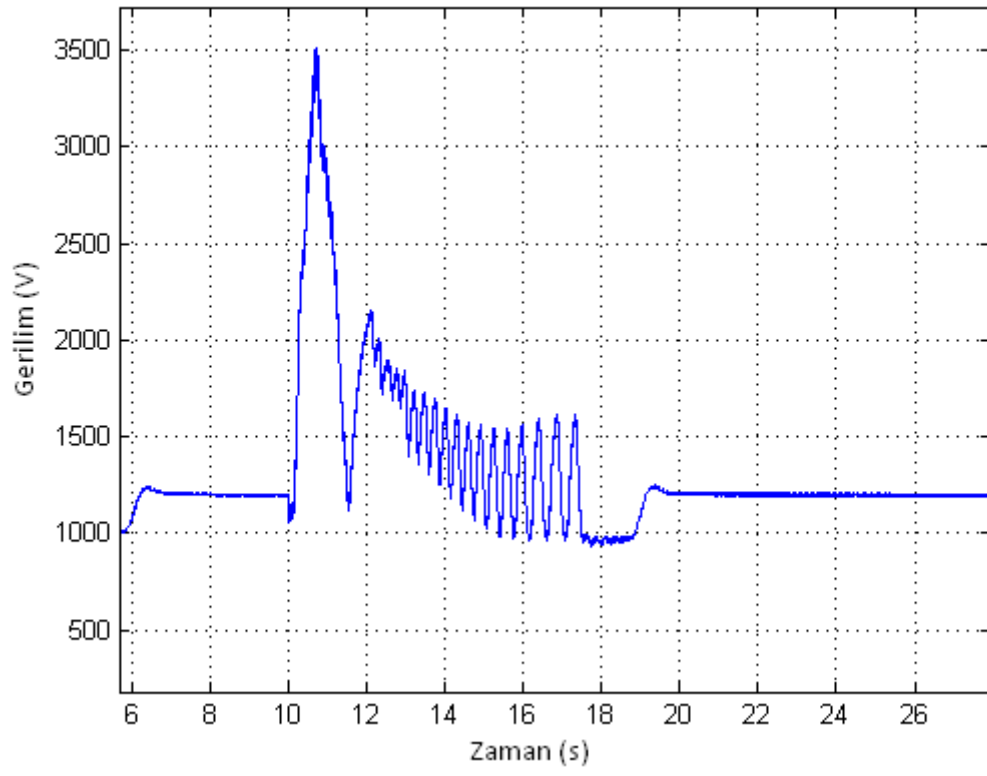
Şekil 6.59 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı

Kısa devre hata durumunda generatör üzerindeki enerji hızlı bir şekilde boşaltmak istemekte ve bu durumda trafo doyuma girmektedir. Trafo doyuma girdiğinde ise ÇBAG tarafından depolanan enerji şebekeye basılamamakta ve bu yüzden Şekil 6.55 'te gösterildiği gibi ÇBAG çıkış geriliminde dalgalanmalar olmakta ve kısa devre hata etkisi hata düzeldikten sonra uzun süre devam etmektedir. Doyum etkisinden dolayı DC baranın enerjisi de uzun süre boşalamamakta DC bara gerilimi uzun süre referans geriliminin üzerinde seyretmektedir. Şekil 6.56'da DC bara gerilimi görülmektedir. Stator akımı, rotor akımı ve stator aktif gücünde de dalgalanmalar meydana gelmektedir. Hata durumunda trafoların doyuma girmesi halinde sisteme etkinin daha büyük olduğu gözlenmiştir.

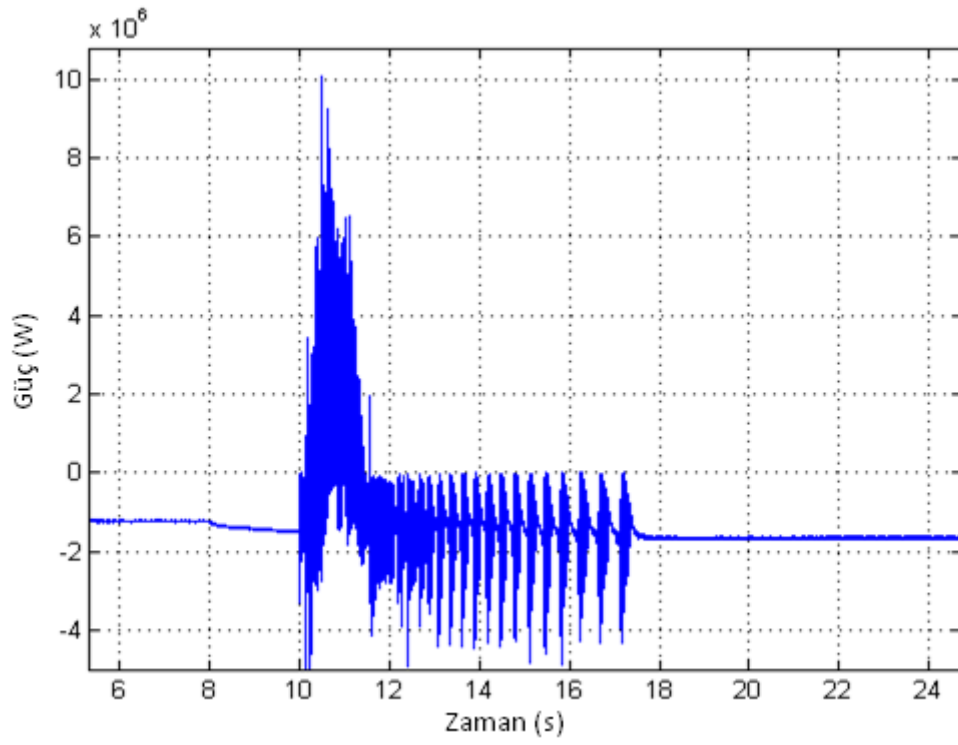
İletim hattındaki trafoların doyumlarının ihmal edilmemesi durumunda 150 ms boyunca şebeke geriliminin yarıya düşmesi durumunda sistemin kısa devre tepkisi şöyledir.



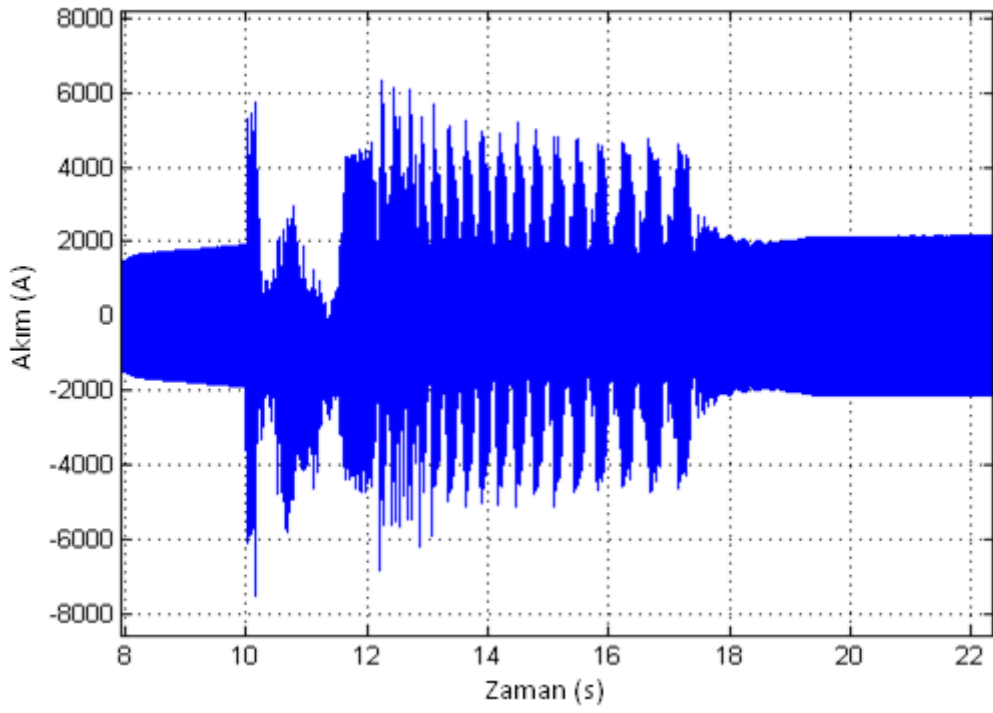
Şekil 6.60 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi



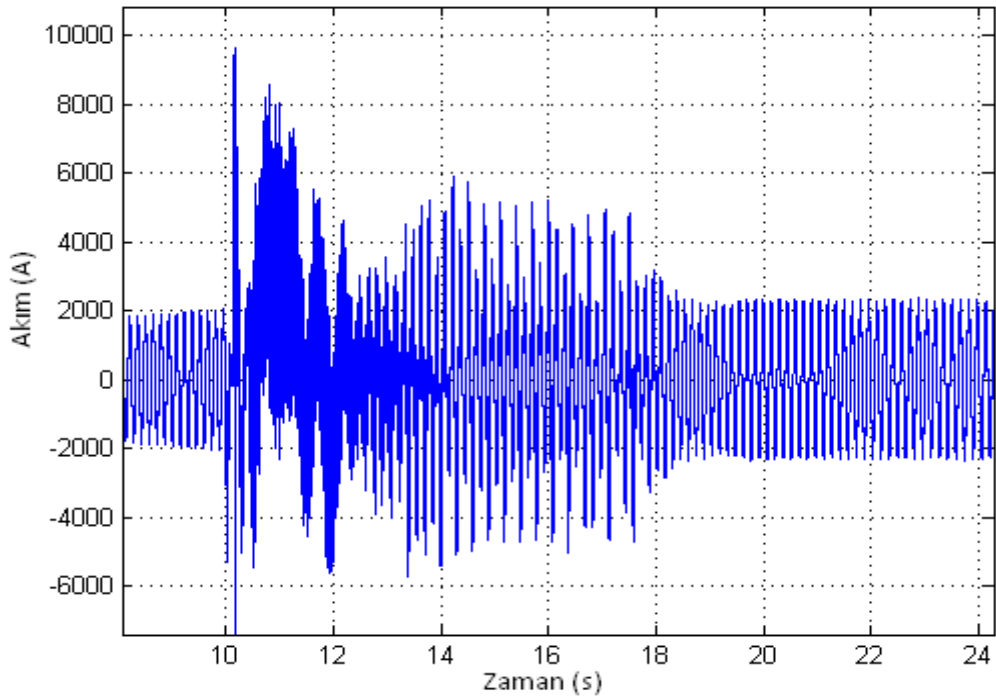
Şekil 6.61 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



Şekil 6.62 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü

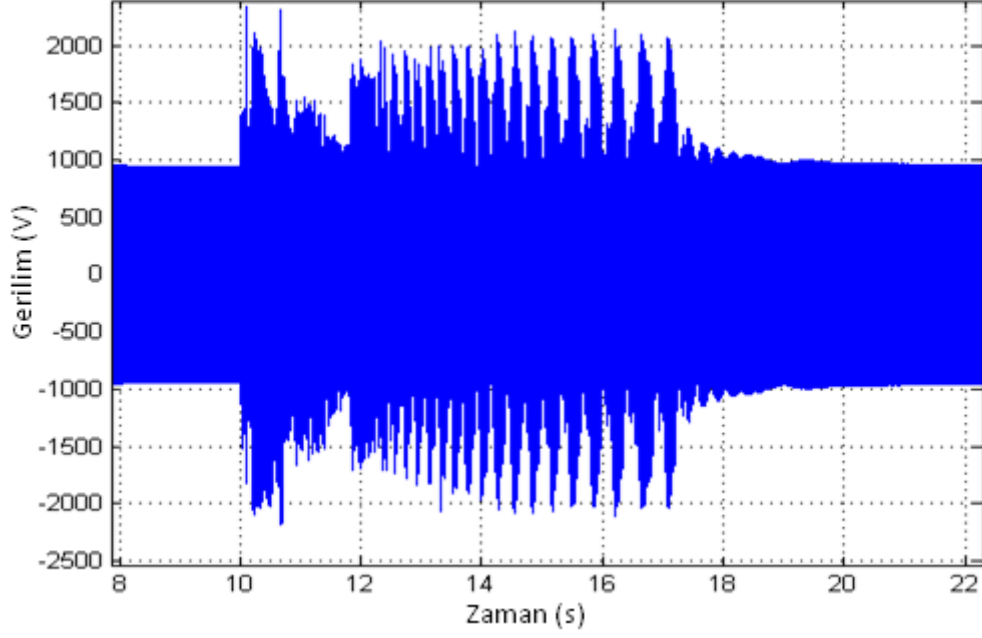


Şekil 6.63 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akımı

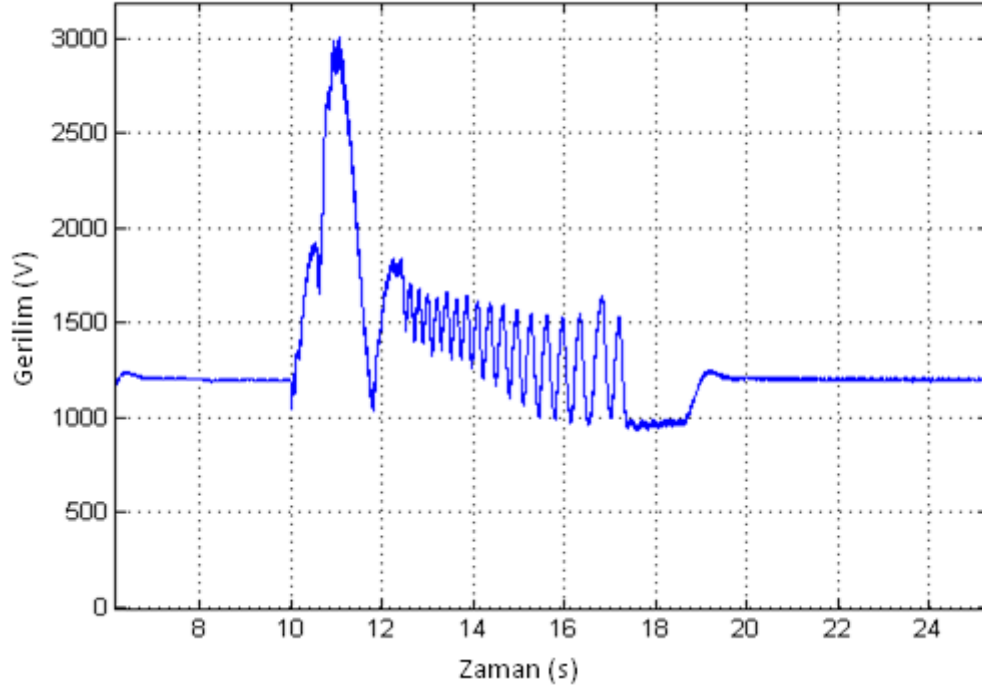


Şekil 6.64 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımı

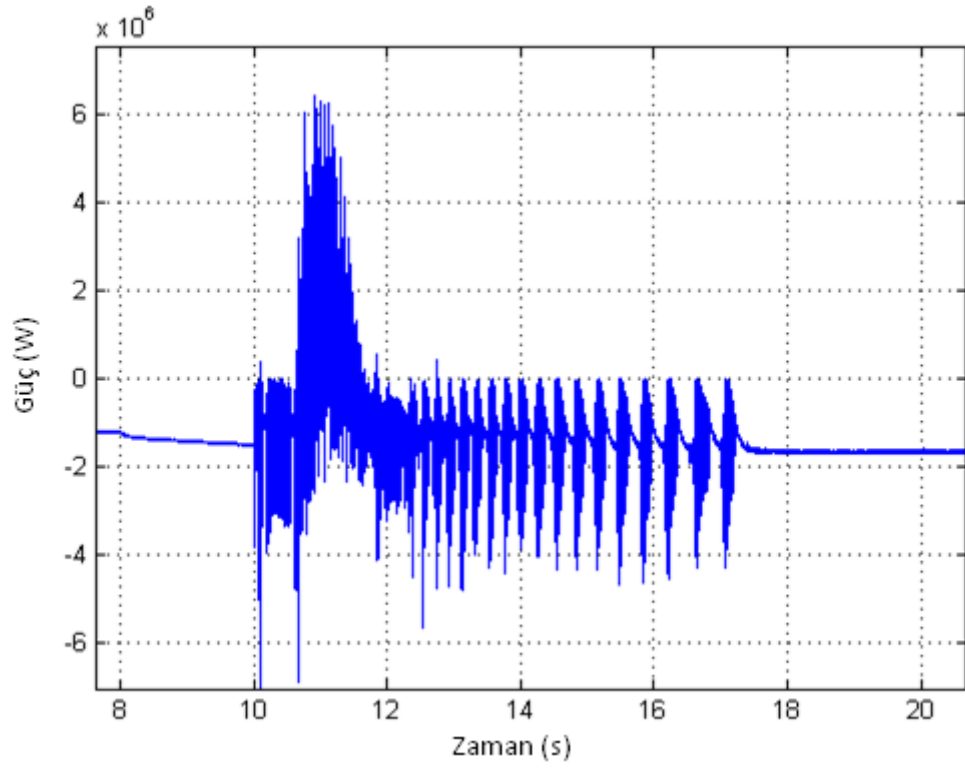
İletim hattındaki trafoların doyumlarının ihmal edilmemesi durumunda 150 ms boyunca şebeke geriliminin bir fazının genliğinin sıfıra düşmesi durumunda sistemin kısa devre tepkisi şöyledir.



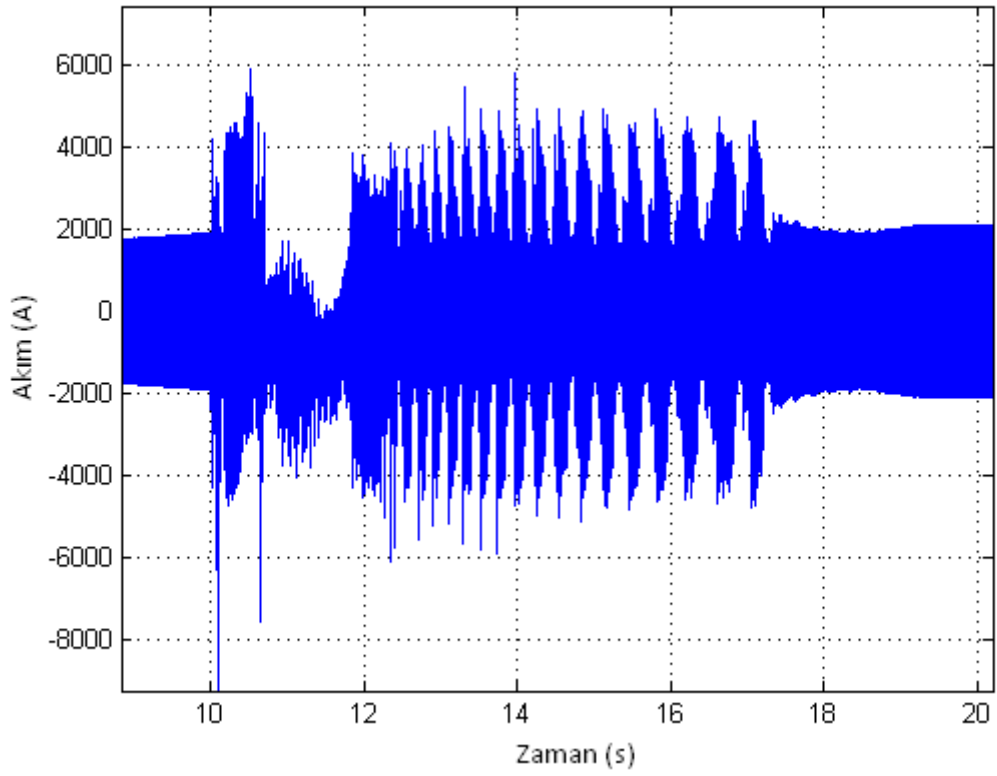
Şekil 6.65 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator gerilimi



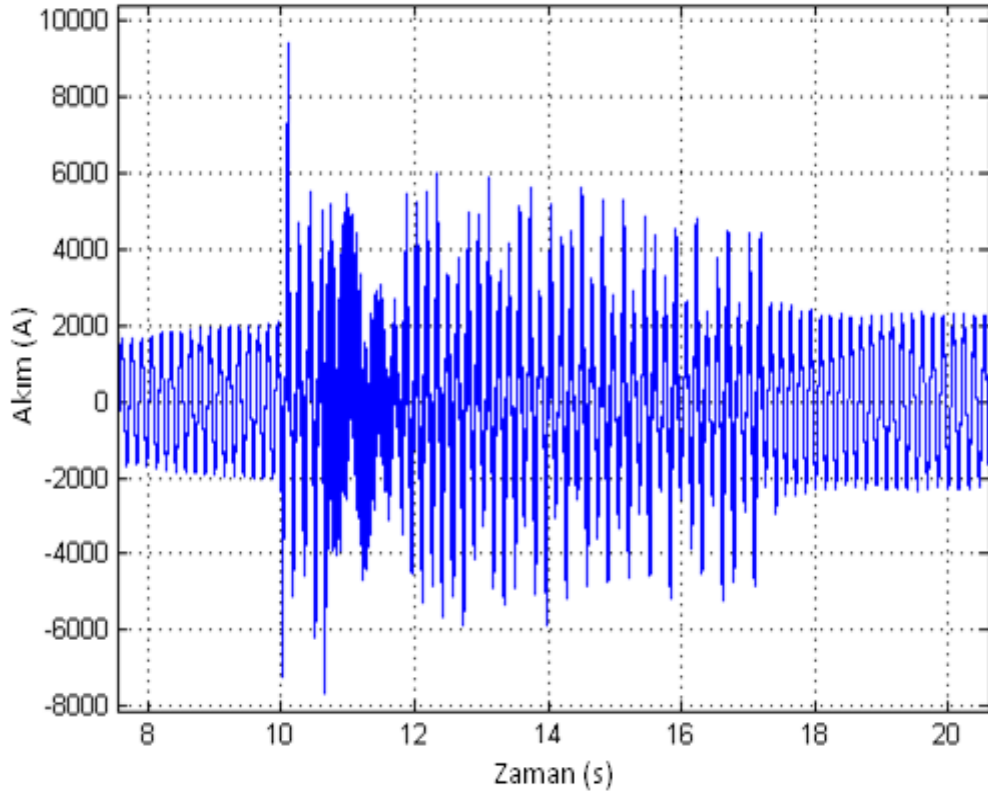
Şekil 6.66 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında DC bara gerilimi



Şekil 6.67 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator aktif gücü



Şekil 6.68 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında stator akım

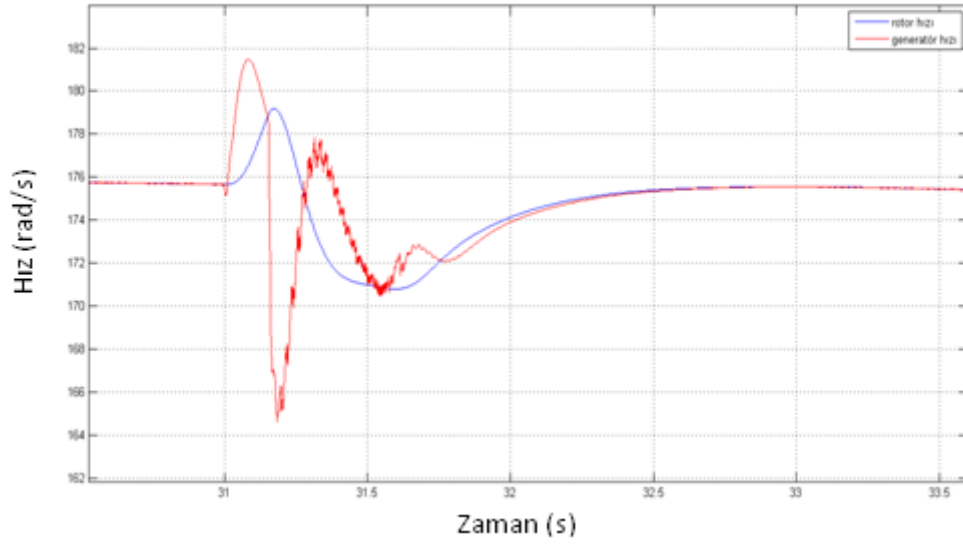


Şekil 6.69 Şebeke tarafında kısa devre testi sırasında rotor akımları

Tek faz kısa devre durumunda Şekil 6.65'te stator gerilimindeki dalgalanmalar görülmüştür. Şekil 6.66'da DC bara geriliminin referans gerilim olan 1200V'un üzerinde olduğu ve uzun süre 1200V'a oturmadığı görülmüştür. Şekil 6.67'de stator aktif gücündeki dalgalanmalar, Şekil 6.68'de stator akımındaki ve Şekil 6.69'da rotor akımındaki dalgalanmalar gösterilmiştir. Hata durumunda trafoların doyuma ulaşması halinde sisteme olan etkinin çok daha fazla olduğu görülmüştür. Üç faz kısa devre testinde ve tek faz kısa devre testinde elde edilen sonuçlardan trafoların hata sırasında doyuma girmesi halinde ÇBAG'ün şebekeden ayrılmak zorunda olduğu görülmüştür. Kısa devre hata etkisini azaltmak için arıza durumuna karşı özel trafolar kullanılabilir.

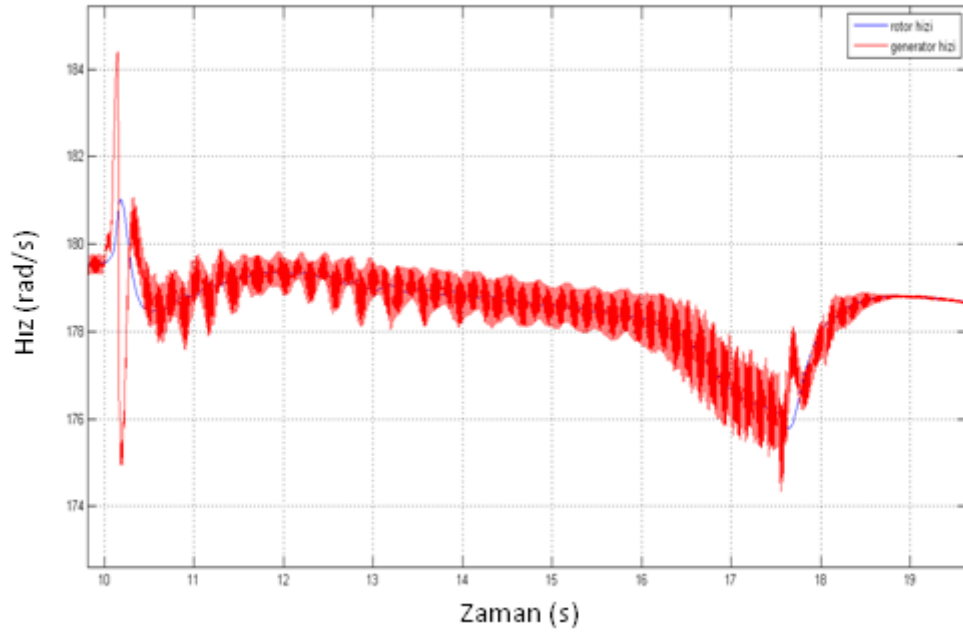
6.5.4 Hata Durumunda Rotor ve Generatör Hızları

Hata anında trafoların doyuma ulaşmadığı zaman rotor ve generatör hızları şekil 6.57’de verilmiştir.

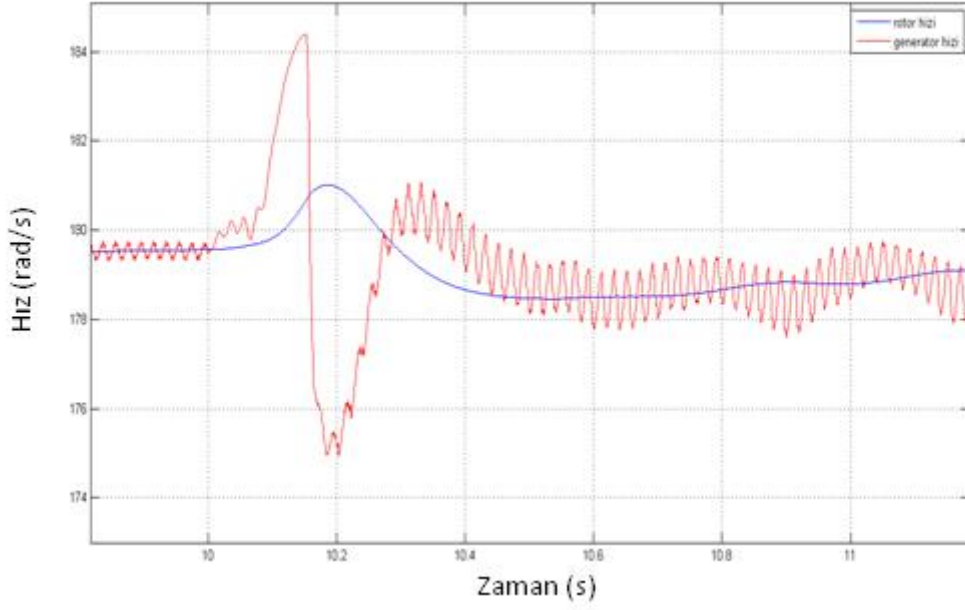


Şekil 6.70 Hata anında rotor ve generatör hızları

Hata anında trafoların doyuma ulaşması halinde ise rotor ve generatör hızları Şekil 6.58 ve 6.59’da verilmiştir.



Şekil 6.71 Trafoların doyuma ulaşmasında rotor ve generatör hızları



Şekil 6.72 Trafoların doyuma ulaşmasında rotor ve generatör hızları yakınlştırılmış gösterimi

Hata anında elektromanyetik momentte dalgalanma olduğu için hızda değişim olmakta ve mekanik burulmalardan kaynaklanan rotor tarafı ve generatör tarafı hızlarında faz farkı oluşmaktadır. Şekil 6.70’te doğrusal bir trafoda hata testi yapılmış ve rotor hızıyla generatör hızı gösterilmiştir. Şekil 6.71’de ise trafo hata anında doyuma girmektedir ve elektromanyetik moment dalgalığının uzun sürmesinden dolayı rotor hızı ve generaötr hızları arasındaki faz farkı uzun süre devam etmektedir. Şekillerden anlaşılacağı üzere hata anında trafonun doyuma girmesi halinde mekanik stres oldukça fazladır.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada çift beslemeli asenkron generatör kullanılan rüzgar türbin modeli kurulmuştur. Bu modelde ÇBAG ve mekanik model matematiksel olarak, güç dönüştürücüleri, filtre, DC bara, trafolar, iletim hattı ve şebeke elektriksel olarak modellenmiştir. ÇBAG'ün farklı hızlarda kontrolü gerçekleştirilmiştir.

ÇBAG kontrolü için arka arkaya bağlı çift yönlü dönüştürücüler kullanılmıştır. Şebeke tarafındaki dönüştürücü hızının, rotor tarafındaki dönüştürücüden daha hızlı olması gerekmektedir. Aksi halde DC barada şişme veya çökme gerçekleşir. Şebeke tarafındaki dönüştürücünün çok hızlı olması durumunda ise DC bara geriliminde salınım meydana gelmekte ve bu salınımlar rotor akımında harmonik oluşturmakta, rotor akımın harmonikli olması durumunda momentte salınımlar oluşmaktadır. Bu bilgiler göz önünde tutularak güç dönüştürücüleri için uygun PI parametreleri seçilmiştir.

Sistemin yüksek dereceli bir modeli kurularak PI parametrelerinin sisteme etkileri incelenebilir ve en uygun PI parametreleri seçilebilir.

ÇBAG'ın elektromekanik enerji dönüşümü yapabilmesi için gerekli olan mıknatıslanma akımı rotor tarafındaki dönüştürücü üzerinden karşılanabilmektedir. Bu şekilde sistem birim güç faktöründe çalışabilmektedir. sistemin farklı hız değerlerinde birim güç faktöründe çalışması gerçekleştirildi.

Rüzgardan maksimum enerjiyi alabilmek için hız kontrolünün yapılması gerekmektedir. Rüzgardan maksimum enerji alabilmek için ÇBAG'ün hız kontrolü gerçekleştirildi.

Böylece rüzgar hızına bağlı olarak referans hızı değiştirilerek maksimum güç noktası takibi gerçekleştirilebilir.

Şebekeye basılan akımlar incelenmiş ve %THD değerlerinin IEEE519 standartlarında uygun olacak şekilde filtreler seçilmiştir.

Sistemin kısa devre davranışları için farklı durumlar denendi. ÇBAG'ün çıkış geriliminin 150 msn boyunca sıfır olması, genliğin yarıya düşmesi ve tek faz genliğinin sıfır olması durumları incelendi. Daha sonra şebeke tarafı kısa devre yapılarak aynı durumlar incelendi. Kısa devre durumunda ÇBAG enerjisini hızlı bir şekilde boşaltmak istemekte, bu yüzden stator ve rotor akımlarında artış olmaktadır. Stator ve rotor akımlarının artması elektromanyetik momentin artmasına neden olmakta hız kontrolünün olmadığı sistemlerde hız değişimlerine neden olmaktadır. Rotor akımındaki artıştan ve şebekeye aktif güç basılamamasından dolayı DC barada gerilim yükselmesi oluşmaktadır. Bu da yarı iletken anahtarlama elemanlarında gerilim stresi oluşturmaktadır. Arıza ortadan kalktıktan sonra DC bara gerilimi de normale dönmektedir. Yapmış olduğumuz simülasyonlarda arıza sonrası sistem bir-iki saniye sonra eski durumuna geri dönmüştür ancak arıza sırasında trafoların doyuma ulaşması durumunda iletim hattında uzun süreli gerilim salınımları oluşmuş, DC bara gerilimi uzun süre referans geriliminin üstünde seyretmiş, stator aktif gücünde ve momentte dalgalanmalar meydana gelmiştir. Arıza sırasında trafoların doyuma girmesi sistemin uzun süre kontrolsüz çalışmasına neden olmaktadır. Bu nedenle sistemde arıza duyarlılığına karşı özel trafolar denenerek arıza sırası ve sonrasında sisteme olan etkileri incelenebilir. Yapılan çalışmada hata durumunda mekanik stresin yüksek olduğu da görülmüştür.

KAYNAKLAR

- [1] T. Ackermann, Ed., “Wind Power in Power Systems”, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2005.
- [2] Global Wind Statistic 2011, GWEC
- [3] Cumali İlkiliç (2012). “Wind energy and Assessment of wind energy potential in Turkey”, Renewable and Sustainable energy Reviews 16 (2012) 1165-1173
- [4] A.H.M.A. Rahim , M. Ahsanul Alam, M.F. Kandlawala. “Dynamic performance improvement of an isolated wind turbine induction generator” Computers and Electrical Engineering 35 (2009) 594–607
- [5] Surya Santoso, Ha Thu Le. “ Fundamental Time-domain Wind Turbine Models for Wind Power Studies ” Renewable Energy (2007) 32:2436-2452
- [6] Larsson, A, The Power Quality of Wind Turbines, PhD dissertation, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden (2000)
- [7] J. Hu, H. Nian, H. Xu, and Y. He, “Dynamic Modeling and Improved Control of DFIG Under Distorted Grid Voltage Conditions”, IEEE Transactions on Energy Conversion, 26:1, March 2011.
- [8] Mitcham, A. J., Grum, N. (1998) “An Integrated LP Shaft Generator for the more Electric Aircraft”, in IEE Colloquium on All Electric Aircraft, Institute of Electrical Engineers, London, 8:1-9.
- [9] Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D. (2002) Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, John Wiley & Sons Inc., New York.
- [10] Chee-Mun Ong (1998) “Dynamic Simulation of Electric Machinery”.Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ 07458
- [11] Ion Boldea (2006), “Variable Speed Generators ”, Taylor & Francis Group, 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300 Boca Raton,
- [12] F. Poitiers, m. Machmoum, R. Le Doeuff and M.E. Zaim, “Control of a Doubly-Fed Induction Generator For Wind Energy Systems”
- [13] H.S. Ko, G.G. Yoon, N.H. Kyung and W. P. Hong, “Modeling and Control of DFIG-Based Variable –Speed Wind-Turbine”, Electric Power Systems Research (2008) 78:1841-1849

- [14] E. B. Muhando, A.Uehara and C. H. Kim, "LQC Design for Megawatt-Class WECS with DFIG Based on Funtional Models' Fidelity Prerequisites",IEEE Transactions on Energy Conversion ,24:4,
- [15] J. Rodriguez, J.W. Dixon, J. R. Espinoza, J.Pontt and P.Lezana,"PWM Regenerative Rectifiers: State of the Art", IEEE Transcations on Industrial Electronics, 52:1
- [16] M.H. Rashid, Power Electronics Handbook, Academic Press A Harcourt Science and Technology Company 525 B Street, Suite 1900, San Diego, California 92101-4495, USA
- [17] L. Yabin , L. Hemin and P. Yonglong, "A Unity Power Factor Three Phase Buck Type SVPWM Rectifier Based onDirect Phase Control Shceme Mobile Robots", Power Electronics and Motion Control Conference 2006,. 8:2
- [18] K. Hartani and Y. Miloud ,"Control Strategy for Three Phase Voltage source PWM Rectifier Based on the Space Vector Modulation", Advances in Electrical and Computer Engineering, 10:3
- [19] R. Pena, J.C. Clare and G.M. Asher, "Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-back PWM Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation", IEE Proc.-Electr. Power Appl. 143:3
- [20] Erkan Koç ve A. Nezih Güven, "Değişken Hızlı Rüzgar Türbinlerinin Modellenmesi ve Arıza Sonrası Sisteme Katkı Yeteneklerinin İncelenmesi" EMO Bilimsel Dergi, 1: 1,

TÜRKİYE’DE İŞLETMEDEKİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN LİSTESİ

Çizelge EK-A Türkiye’de işletmedeki rüzgar türbinlerinin listesi

UNDER OPERATION WPP in TURKEY					March, 2012	
COMPANY NAME	PROJECT NAME	INSTALLED CAPACITY	NUMBER OF TURBINES	TURBINE BRAND	COMMENCEMENT OF OPERATION	LOCATION
Bores Bozcaada Rüz. En. San.Tic. A.Ş.	Bozcaada RES	10,2	17	ENERCON	2000	ÇANAKKALE
Alize En. El. Ür. A.Ş.	Sarıkaya RES	28,8	15	ENERCON	2009	TEKİRDAĞ
Alize En. El. Ür. A.Ş.	Çataltepe RES	16	8	ENERCON	2010	BALIKESİR
Doruk En. Ür. San. Tic. A.Ş.	Seyitali RES	30	15	ENERCON	2011	İZMİR
Alize En. El. Ür. A.Ş.	Kuyucak RES	25,6	14	ENERCON	2010	MANİSA
Doğal En. El. Ür. A.Ş.	Sayalar RES	34,2	38	ENERCON	2008	MANİSA
Sunjüt Suni Jüt San. Tic. A.Ş.	Sunjüt RES	1,2	2	ENERCON	2006	İSTANBUL
Lodos El. Ür. A.Ş.	Kemerburgaz RES	24	12	ENERCON	2008	İSTANBUL
Alize En. El. Ür. A.Ş.	Çamseki RES	20,8	11	ENERCON	2009	ÇANAKKALE
Anemon En. El. Ür. A.Ş.	İntepe RES	30,4	38	ENERCON	2007	ÇANAKKALE
Alize En. El. Ür. A.Ş.	Çeşme RES	1,5	3	ENERCON	1998	İZMİR
Mare Manastır Rüz. En. San. Tic. A.Ş.	Mare Manastır RES	39,2	49	ENERCON	2006/2007	İZMİR
Doğal En. El. Ür. A.Ş.	Burgaz RES	14,9	18	ENERCON	2007	ÇANAKKALE
Dares Datca Rüz. En. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	Dares Datça RES	29,6	36	ENERCON	2008	MUĞLA

Çizelge EK-A (devam)

ABK En. Ür. San. ve Tic. A.Ş.	Söke-Çatalbük RES	30	15	GAMESA	2012	AYDIN
Ziyaret RES El. Ür. San.Tic. A.Ş.	Ziyaret RES	57,5	23	GE	2010/2011	HATAY
Rotor El. Ür. A.Ş.	Gökçedağ RES	135	54	GE	2009/2010	OSMANİYE
Ütopya En. Ür. San. Tic. A.Ş.	Düzova RES	30	12	GE	2009/2010	İZMİR
Garet En. Ür. ve Tic. A.Ş.	SaRES	22,5	9	GE	2010/2011	ÇANAKKALE
Yapısan El. Ür. A.Ş.	Bandırma RES	35	22	GE+ NORDEX	2006	BALIKESİR
Pem En. A.Ş.	Kilik RES	40	16	NORDEX	2012	TOKAT
Mazı-3 Rüz. En. Sant. El. Ür. A.Ş.	Mazı-3 RES	30	12	NORDEX	2009/2010	İZMİR
Kores Kocadağ Rüz. En. Sant. Ür. A.Ş.	Kores Kocadağ-2 RES	15	6	NORDEX	2010	İZMİR
Kardemir Haddecilik San.Tic. Ltd.Şti.	Bozyaka RES	12,5	6	NORDEX	2011	İZMİR
Akhisar Rüz. En. El. Ür. San. Ltd. Şti.	AkRES	45	18	NORDEX	2011	MANİSA
Alentek En. A.Ş.	Susurluk RES	45	18	NORDEX	2011	BALIKESİR
Boreas En. Ür. San. ve Tic. Ltd. Şti.	Boreas 1 Enez RES	15	6	NORDEX	2010	EDİRNE
Innores El. Ür. A.Ş.	Yuntdağ RES	57,5	23	NORDEX	2008	İZMİR
Bergama RES En. Ür. A.Ş.	Aliağa RES	90	36	NORDEX	2010	İZMİR
Bilgin Rüz. Sant. En. Ür. A.Ş.	Soma RES	90	36	NORDEX	2010	MANİSA
As Makinsan En. El. Ür. San.Tic. A.Ş.	Bandırma-3 RES	24	10	NORDEX	2010	BALIKESİR

TÜRKİYE’DE YAPIM AŞAMASINDAKİ RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN LİSTESİ

Çizelge EK-B Türkiye’de yapım aşamasındaki rüzgar türbinleri listesi

UNDER CONSTRUCTION WPP in TURKEY				March, 2012	
COMPANY NAME	PROJECT NAME	INSTALLED CAPACITY	NUMBER OF TURBINES	TURBINE BRAND	LOCATION
Eolos Rüz. En. Ür. A.Ş.	Senkoy RES	27	9	ALSTOM WIND	HATAY
Kıroba El. Ür. A.Ş.	Madranbaba RES	19,5	10	GAMESA	AYDIN
Bares El. Ür. A.Ş.	Balıkesir RES	142,5	52	GE	BALIKESİR
Garet En. Ür. ve Tic. A.Ş.	Karadağ RES	10	4	GE	İZMİR
Can En. Ent. El. Ür. A.Ş.	Metristepe RES	40	16	NORDEX	BİLECİK
Baktepe En. A.Ş.	Amasya RES	40	16	NORDEX	AMASYA
Bangüç Bandırma El. Ür. A.Ş.	Bangüç RES	15	6	NORDEX	BALIKESİR
Enerjisa En. Ür. A.Ş.	Dağpazarı RES	39	13	SIEMENS	MERSİN
Ayen En. A.Ş.	Mordoğan RES	31,5	15	SUZLON	İZMİR
Ayen En. A.Ş.	Korkmaz RES	25,2	12	SUZLON	İZMİR
Ayen En. A.Ş.	Akbük II RES	21	10	SUZLON	MUĞLA
Aksu Temiz En. El. Ür. San. ve Tic. A.Ş.	Aksu RES	72	36	VESTAS	KAYSERİ
Kapıdağ Rüz. En. Sant. El. Ür. San. ve Tic. A.Ş.	Kapıdağ RES	34,85	17	VESTAS	BALIKESİR

UZAY VEKTÖR MODÜLASYONU C KODU

```

function [S1,S3,S5,S4,S6,S2,n,ma,Vref,a] = fcn(teta,Vdc,Vq,Vd,fs,tr)
Vref=sqrt(Vd^2+Vq^2);
%Vref=50;
%teta=atan2(Vq,Vd);
%if (teta<0)
%    teta=teta+2*pi;
%end
%teta=teta-pi/6;
n=0;
ma=(sqrt(3)*Vref)/Vdc;
if (ma>1)
    ma=1;
end
Ts=1/fs;
%a=rem(teta,(2*pi));
a=teta;
S1=0;
S2=0;
S3=0;
S4=0;
S5=0;
S6=0;

if (a>=0 && a<pi/3)
    n=1;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)%Ta kadar gecen sure gecmesi icin
        S1=1; S6=1; S2=1;
        S4=0; S3=0; S5=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S2=1;
        S4=0; S6=0; S5=0;
    end
end

```

```

end
if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
    S1=1; S3=1; S5=1;
    S4=0; S6=0; S2=0;
end
end
if(a>=pi/3 && a<(2*pi/3))
    n=2;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)
        S1=1; S3=1; S2=1;
        S4=0; S6=0; S5=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S4=1; S3=1; S2=1;
        S1=0; S6=0; S5=0;
    end
    if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S5=1;
        S4=0; S6=0; S2=0;
    end
end
if(a>=(2*pi/3) && a<(3*pi/3))
    n=3;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)
        S4=1; S3=1; S2=1;
        S1=0; S6=0; S5=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S4=1; S3=1; S5=1;
        S1=0; S6=0; S2=0;
    end
    if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S5=1;
        S4=0; S6=0; S2=0;
    end
end
if(a>=(3*pi/3) && a<(4*pi/3))
    n=4;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)
        S4=1; S3=1; S5=1;

```

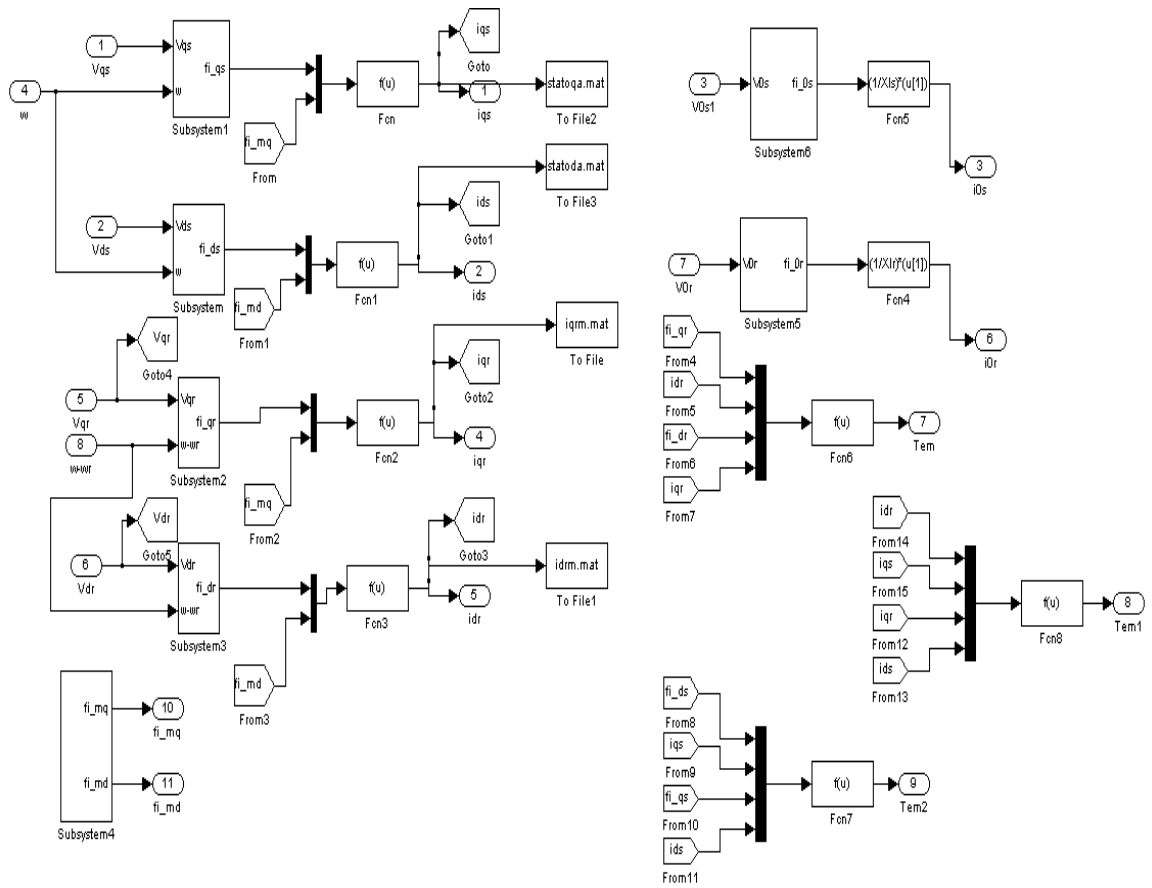
```

        S1=0; S6=0; S2=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S4=1; S6=1; S5=1;
        S1=0; S3=0; S2=0;
    end
    if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S5=1;
        S4=0; S6=0; S2=0;
    end
end
if(a>=(4*pi/3) && a<(5*pi/3))
    n=5;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)
        S4=1; S6=1; S5=1;
        S1=0; S3=0; S2=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S1=1; S6=1; S5=1;
        S4=0; S3=0; S2=0;
    end
    if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S5=1;
        S4=0; S6=0; S2=0;
    end
end
if(a>=(5*pi/3) && a<(6*pi/3))
    n=6;
    Ta=Ts*ma*sin((n*pi/3)-teta);
    Tb=Ts*ma*sin((teta-(n-1)*(pi/3)));
    To=Ts-Ta-Tb;
    if(tr<Ta)
        S1=1; S6=1; S5=1;
        S4=0; S3=0; S2=0;
    end
    if(tr>=Ta && tr<(Ta+Tb))
        S1=1; S6=1; S2=1;
        S4=0; S3=0; S5=0;
    end
    if(tr<Ts && tr>=(Ta+Tb))
        S1=1; S3=1; S5=1;
        S4=0; S6=0; S2=0;
    end
end
end

```

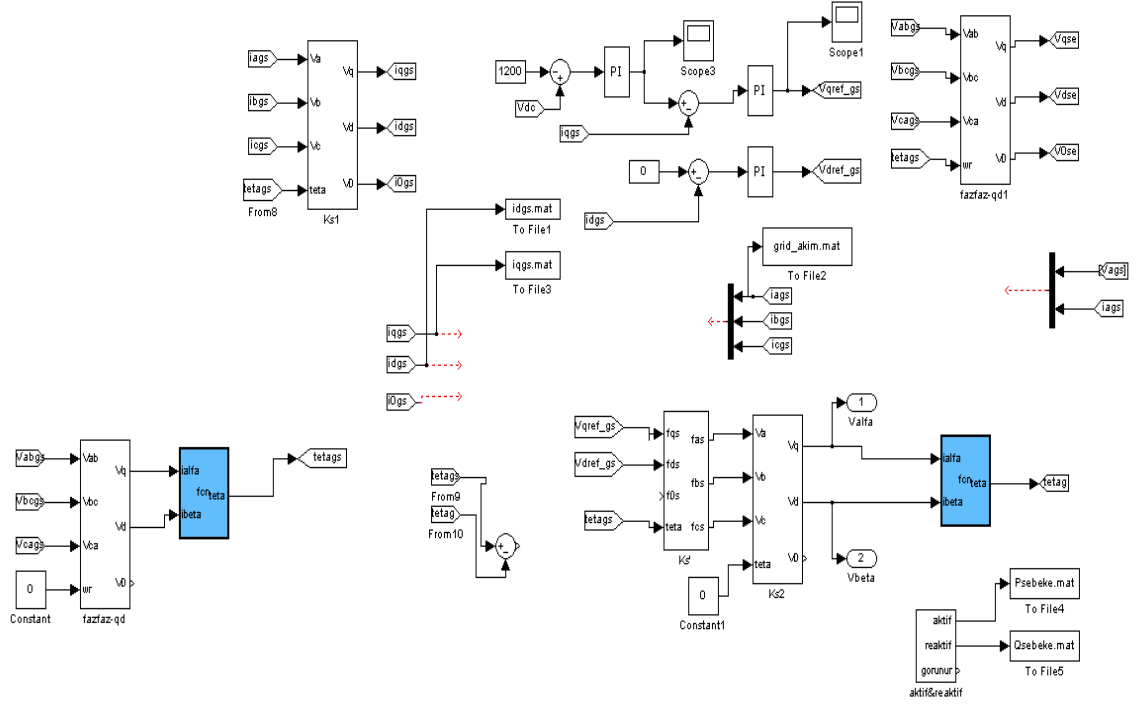
MATLAB SIMULINK MODELLERİ

D.1 ÇBAG Matlab Modeli



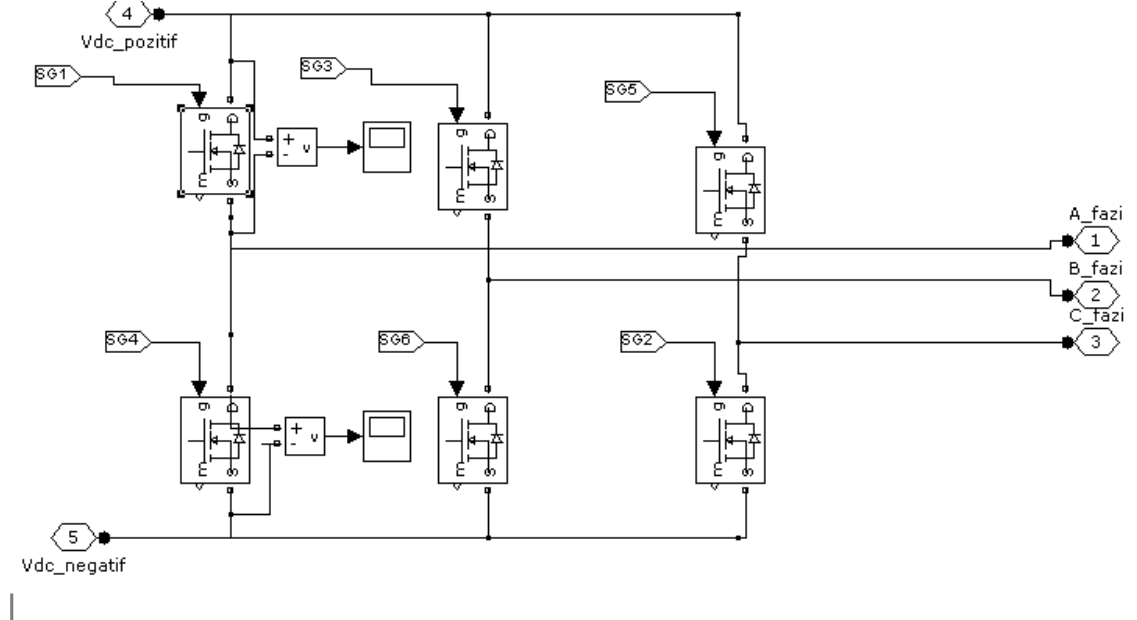
Şekil EK-D1 ÇBAG Matlab modeli

D.2 Şebeke Tarafı İnverter Kontrol Blok'u



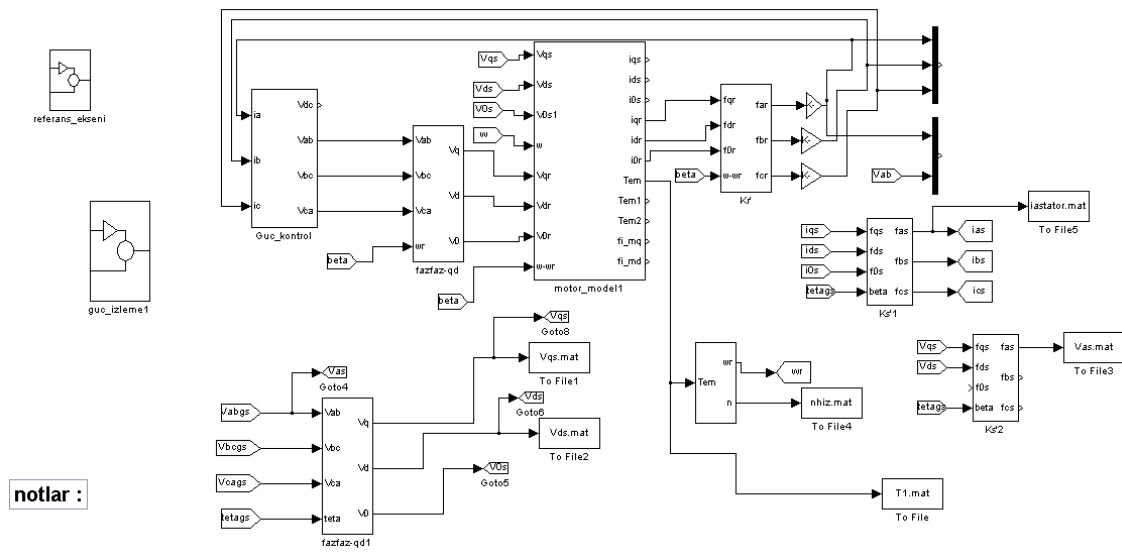
Şekil EK-D.2 Şebeke tarafı inverter kontrol bloğu

D.3 Anahtarlama Elemanları Modeli



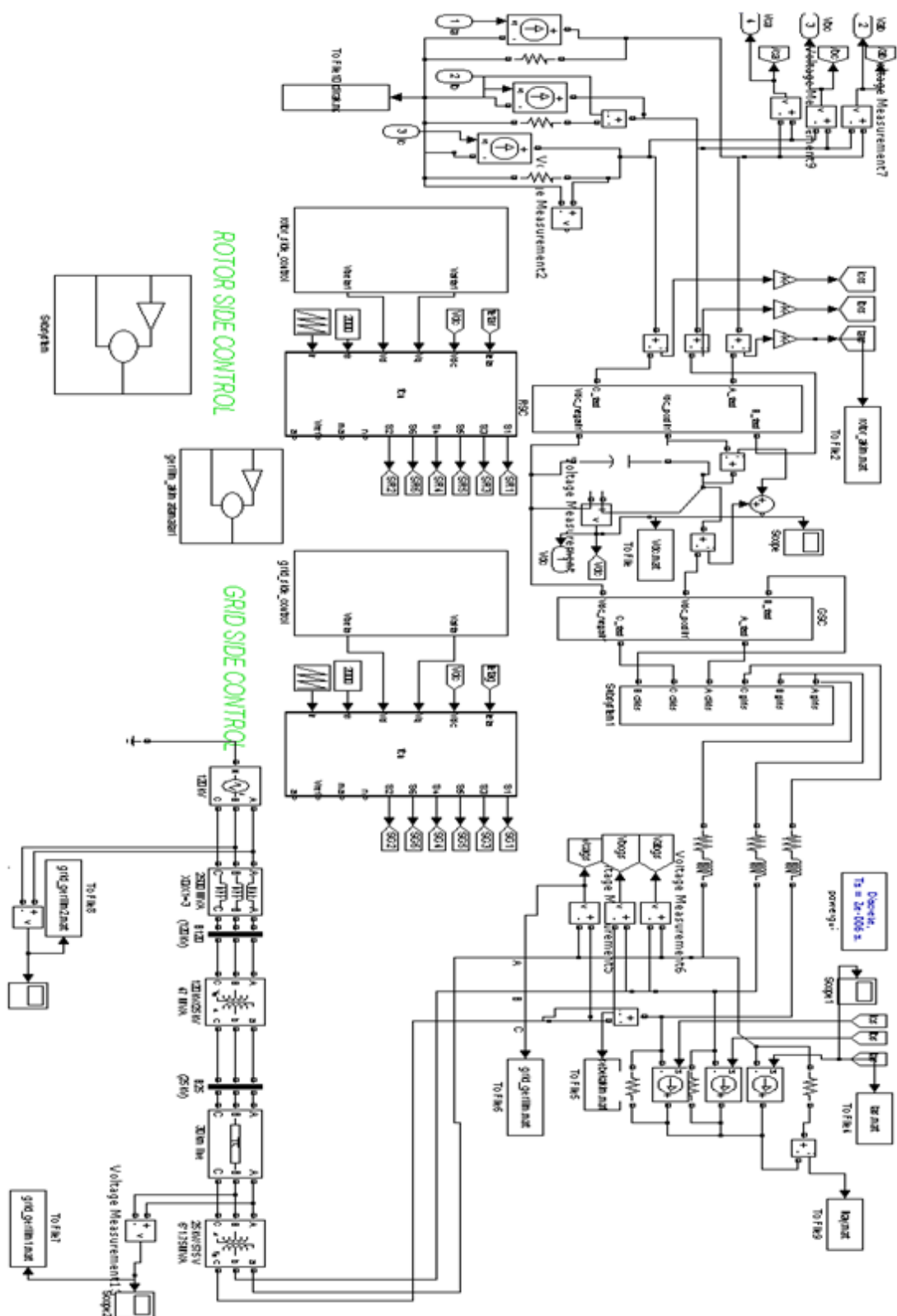
Şekil EK-D.3 Anahtarlama elemanları modeli

D. 6 Tüm Sistem Modeli



Şekil EK-D.6 Tüm sistem modeli

D. 7 Elektriskel Model



Şekil EK-D.7 Elektriksel model

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Hilmi GÜRLEYEN
Doğum Tarihi ve Yeri : 17.11.1986 / Tavşanlı
Yabancı Dili : İngilizce
E-posta : gurleyen@yildiz.edu.tr

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Elektrik Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2012
Lisans	Elektrik-Elektronik Müh.	Pamukkale Üniversitesi	2009
Lise	Fen Bilimleri	Tavşanlı Anadolu Lisesi	2005

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2011-	Yıldız Teknik Üniversitesi	Araştırma Görevlisi
2010-2011	Uşak Üniversitesi	Araştırma Görevlisi