



**GÜÇ SİSTEMLERİNDE SINIRLI SAYIDA ÖLÇÜM CİHAZI
KULLANILARAK GÜÇ KALİTESİ OLAYLARININ İZLENMESİ VE YÜK
MODELLEMESİ İÇİN YENİ YAKLAŞIMLAR**

Mehmet KARADENİZ

**DOKTORA TEZİ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

TEMMUZ 2022

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Mehmet KARADENİZ

18/07/2022

GÜÇ SİSTEMLERİNDE SINIRLI SAYIDA ÖLÇÜM CİHAZI KULLANILARAK GÜÇ KALİTESİ OLAYLARININ İZLENMESİ VE YÜK MODELLEMESİ İÇİN YENİ

YAKLAŞIMLAR

(Doktora Tezi)

Mehmet KARADENİZ

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Temmuz 2022

ÖZET

Elektrik enerjisinde güç kalitesi, şebekeye bağlı cihazların hatasız ve verimli çalışması bakımından oldukça önemlidir. Bu bakımdan, şebekedeki güç kalitesi sapmalarının ve güç kalitesi olaylarının izlenmesi istenir. Gerekli tüm işaretleri doğrudan ölçen yeterli sayıda cihazın şebekede bulunması oldukça maliyetli olduğu ve pratik olmadığı kabul edildiğinden, şebekeye ancak sınırlı sayıda ölçüm cihazı konulabilmektedir. Diğer yandan, bir güç kalitesi olayı meydana geldiğinde, şebekeye bağlı yüklerin bundan nasıl etkilendiklerinin bilinmesi oldukça önemlidir. Bunun için ise şebekeye bağlı yüklerin dinamik modellerinin bilinmesi gerekmektedir. Bu tezde yapılan çalışmalarda, bu ihtiyaçları karşılamak üzere sınırlı sayıda ölçüm cihazı ile şebekenin ölçülmeyen değerlerinin kestiriminin yapılması ve şebekeye bağlı yüklerin modellerinin elde edilmesi yöntemlerine yeni yaklaşımlar geliştirilmiştir. Şebeke değerlerinin kestirimi için geliştirilen yaklaşımlarda ölçüm hatasının etkisinin azaltılması, yük modellerinin elde edilmesi için geliştirilen yaklaşımlarda ise yüklerin en kısa zamanda en az işlemle modellenmesi amaçlanmıştır. Ölçüm hatalarının işlem doğruluğuna olumsuz etkileri, mevcut kestirim yöntemlerindeki en önemli sorunlardan biridir. Bu olumsuz etkilerin azaltılması için yeni eleman modelleri ve bir Kalman filtresi önerilmiştir. Önerilen yeni eleman modelleri ve Kalman filtresinin kullanımları ile ölçüm hatalarının etkileri etkin bir şekilde bastırılmıştır. Bundan başka, kısa hatlı şebekeler için Kalman filtresine dayalı bir kestirim yöntemi daha önerilmiştir. Bu yöntemin gerektirdiği işlem miktarı diğer kestirim yöntemlerine göre daha düşük olma eğilimindedir. Güç kalitesi olayları karşısında yüklerin davranışının kestirimi amacıyla modellenmesi için az miktarda işlem gerektiren bir yöntem önerilmiştir.

Bilim Kodu : 90513

Anahtar Kelimeler : Güç kalitesi, geçici durum kestirimi, kompozit yük modelleme

Sayfa Adedi : 147

Danışman : Prof. Dr. Saffet AYASUN

İkinci Danışman : Prof. Dr. M. Timur AYDEMİR

NEW APPROACHES FOR MONITORING POWER QUALITY EVENTS AND LOAD
MODELLING IN POWER SYSTEMS USING LIMITED NUMBER OF
MEASUREMENTS

(Ph. D. Thesis)

Mehmet KARADENİZ

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2022

ABSTRACT

Power quality in electrical energy is very important in terms of faultless and efficient operation of devices connected to the grid. In this regard, it is desirable to monitor power quality deviations and power quality events in the network. Since it is considered very costly and impractical to have a sufficient number of devices to measure all the required signals directly in the network, only a limited number of measuring devices can be placed in the network. On the other hand, it is very important to know how the loads are affected by a power quality event. For this, it is necessary to know the dynamic models of the loads connected to the grid. In this thesis, new approaches to the methods of estimating the unmeasured values of the network with a limited number of measuring devices and obtaining the models of the loads connected to the grid have been developed to meet these needs. In the approaches developed for the estimation of the values in the network, it is aimed to reduce the effect of the measurement error, and in the approaches developed to obtain the load models, it is aimed to model the loads in the shortest time with the least operation. The negative effects of measurement errors on the accuracy of estimation processes is one of the most important problems in current estimation methods. New network element models and a Kalman filter have been proposed to mitigate these negative effects. The effects of measurement errors are effectively suppressed with the proposed new network element models and the use of the Kalman filter. Moreover, another estimation method based on Kalman filter is proposed for short-line networks. The amount of processing required by this method tends to be lower than other estimation methods. A relatively low-cost method is proposed for modeling loads to predict the behavior of loads in response to power quality events.

Science Code : 90513

Key Words : Power quality, transient state estimation, composite load modeling

Page Number : 147

Supervisor : Prof. Dr. Saffet AYASUN

Co-Supervisor : Prof. Dr. M. Timur AYDEMİR

TEŞEKKÜR

Doktora tezi olarak sunduğum bu çalışma, Prof. Dr. M.Timur AYDEMİR ve Prof. Dr. Saffet AYASUN danışmanlığında gerçekleştirilmiştir.

Kıymetli zamanlarını bize ayıran, doktora tez çalışmamın her aşamasında çok fazla emeği ve katkısı bulunan değerli hocamız Sayın Prof. Dr. M.Timur AYDEMİR ve Prof.Dr. Saffet AYASUN'a,

Çalışmalarım sırasında yol göstericilikleri ile katkıda bulunan tez izleme jüri üyeleri Sayın Dr. Yakup ÖZKAZANÇ ve Prof. Dr. Özgül SALOR DURNA'ya,

Çalışmalarım süresince sabır göstererek bana destek olan sevgili eşim Gülnara KARADENİZ'e, çocuklarım İlhan ve Engin'e ve tüm aileme,

Ayrıca tez çalışmamın her aşamasında fikir ve önerileri ile yardımlarını esirgemeyen tüm arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xvii
1. GİRİŞ.....	1
2. ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE GÜÇ KALİTESİ	13
2.1. Güç Kalitesi Tanımları	13
2.2. Güç Kalitesi Standartları	15
2.3. Güç Kalitesi Bozulma Türleri	17
2.4. Güç Kalitesi Sapmaları	19
2.4.1. Frekans sapmaları	20
2.4.2. Gerilim dengesizliği	24
2.4.3. Gerilim dalgalanmaları	27
2.4.4. Dalga şekli bozunumları	28
2.5. Güç Kalitesi Olayları	34
2.5.1. Kesintiler ve gerilim düşmeleri/yükselmeleri tanımlamaları	34
2.5.2. Kesintiler	35
2.5.3. Gerilim düşmesi	36
2.5.4. Transientler	40

	Sayfa
3. GÜÇ KALİTESİ DURUM KESTİRİM YÖNTEMLERİ	43
3.1. Durum Kestirim Yöntemlerinin Genel Yapısı	45
3.2. Güç Sistemi Durum Kestirimi	46
3.3.1. Ölçüm eşitliğinin çözümü	47
3.3. Harmonik Durum Kestirimi	48
3.3.1. Ölçüm eşitliğinin kurulması	49
3.3.2. Ölçüm eşitliğinin çözülmesi ve gözlenebilirlik	50
3.3.3. Durum çalışması	50
3.4. Geçici Durum Kestirimi	54
3.4.1. Dommel'in elektrik devre elemanı modelleme yaklaşımı	56
3.4.2. Ölçüm eşitliğinin formülasyonu	65
3.4.3. Geçici durum kestirimi algoritması	66
3.4.4. Gözlenebilirlik	67
3.4.5. Durum çalışması	68
4. GEÇİCİ DURUM KESTİRİMİ	73
4.1. Pürüzsüz Türev	73
4.1.1. Pürüzsüz türev modelinin çıkarılması	74
4.1.2. Durum çalışması	75
4.2. Bazı Şebeke Elemanlarının Yeniden Modellenmesi	76
4.2.1. Seri direnç-endüktör	77
4.2.2. Kapasitör	78
4.2.3. Hat modeli	89
4.2.4. Eşdeğer devre diyagram bileşenlerinin tekrar elde edilmesi	90
4.2.5. Durum çalışması	90

	Sayfa
4.2.6. IEEE-14 şebekesinde GDK durum çalışması	97
4.3. Kalman Filtresi	100
4.3.1. Kalman filtresi modelinin elde edilmesi	101
4.3.2. Durum çalışması: Geçici durum kestirimi sonuçlarının süzülmesi	102
4.4. Kalman Filtresine Dayalı Geçici Durum Kestirimi Yöntemi	104
4.4.1. Yöntem	105
4.4.2. Durum çalışması	107
5. ŞEBEKE YÜKLERİNİN BASİTLEŞTİRİLMİŞ KOMPOZİT YÜK MODELİ İLE MODELLENMESİ	111
5.1. Yük Modelleri	112
5.2. Yük Modeli Türleri	113
5.2.1. Statik yük modelleri	113
5.2.2. Dinamik yük modelleri	115
5.2.3. Kompozit yük modelleri	115
5.3. Basitleştirilmiş Kompozit Yük Modeli için Yeni Bir Tanılama Yöntemi	118
5.3.1. Basitleştirilmiş kompozit yük modelinin durum eşitlikleri ve parametrelerinin sadeleştirilmesi	119
5.3.2. Yük modeli parametrelerinin tanınması	122
5.3.3. Elde edilen sonuçlar	127
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	137
KAYNAKLAR	141
ÖZGEÇMİŞ	146

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Güç sistemi elektromanyetik olaylarının kategorileri ve tipik özellikleri	18
Çizelge 2.2. Standart belgelerde kesinti tanımları	36
Çizelge 3.1. Temel devre elemanları ile ölçüm eşitliğinin yapılandırılması.....	49
Çizelge 3.2. 5. Harmonik için şebekenin hat empedansları	51
Çizelge 3.3. Nİİ eşdeğer devre bileşenleri	65
Çizelge 3.4. Temel devre elemanları ile ölçüm eşitliğinin yapılandırılması	66
Çizelge 4.1. Nİİ eşdeğer devre diyagram bileşenleri	90
Çizelge 5.1. Farklı şebeke gerilim seviyelerinde model parametrelerinin kestirimi	131
Çizelge 5.2. Mekanik yüklerin farklı momentlerinde model parametrelerinin kestirimi	131
Çizelge 5.3. Çeşitli seviyelerde gerilim düşüşlerinde model parametrelerinin kestirimi	132
Çizelge 5.4. Çeşitli seviyelerde gerilim yükselişlerinde model parametrelerinin kestirimi.....	132

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Primer kontrol çevrimi	21
Şekil 2.2. Basit bir güç sistemi kontrol modeli	22
Şekil 2.3. Basit bir güç sistemi kontrol modelinin kısımları: a) Türbin enerji üretimi bloğu b) Salınım eşitliği modeli c) Şebeke yük modeli	22
Şekil 2.4. Yükün p.u. cinsinden 10 saat süre içindeki değişimi	23
Şekil 2.5. Frekansın 10 saat süre içindeki değişimi	25
Şekil 2.6. Daha yüksek bir regülasyon sabitinde frekansın 10 saat süre içindeki değişimi	25
Şekil 2.7. Gerilim dengesizliği durumunda Simetrik Bileşenlerin hesaplandığı model	26
Şekil 2.8. Simetrik bileşenler bloğunun iç yapısı	26
Şekil 2.9. Sekonder faz gerilimleri dengesizliği	26
Şekil 2.10. Gerilim dalgalanması modeli	28
Şekil 2.11. Primer ve sekonderdeki gerilim dalgalanması (0.4-1.0 s)	28
Şekil 2.12. Harmonik üreten doğrultucu devreli yük	29
Şekil 2.13. Yükün çektiği akım: a) akımın dalga şekli b) akımın harmonikleri	30
Şekil 2.14. Primer ve sekonderde gerilim harmonikleri: a) sekonder faz gerilimi dalga şekli b) sekonder gerilimi harmonikleri c) primer faz gerilimi harmonikleri	30
Şekil 2.15. Ara harmonik üreten bir yük modeli	31
Şekil 2.16. Sekonder akımı dalga şekli (a) ve harmonikleri (b)	32
Şekil 2.17. Sekonder faz gerilimi harmonikleri	32
Şekil 2.18. Çentiklemenin olduğu bir sistem modeli	34
Şekil 2.19. Gerilimde çentikleme etkisi	34
Şekil 2.20. Gerilimin seviyesine göre olayların sınıflandırılması için örnek eşik değerleri	35

Şekil	Sayfa
Şekil 2.21. Gerilim düşmesinin nedenleri	37
Şekil 2.22. Hatta bir kısa devre meydana gelmesi ile gerilim düşmesi olayı için bir model	38
Şekil 2.23. Kısa devre modelindeki baraların gerilim dalga formları	38
Şekil 2.24. Asenkron motorun çalıştırılması ile meydana gelen gerilim düşmesi olayı için bir model	39
Şekil 2.25. Asenkron motor çalıştırma modelindeki bara gerilimleri	39
Şekil 2.26. Transformatör enerjilendirme ile meydana gelen gerilim düşmesi olayı için bir model	40
Şekil 2.27. Transformatör enerjilendirme modelinde bara gerilimleri	40
Şekil 2.28. Kapasitör gruplarının enerjilendirilmesi ile meydana gelen geçici durum modeli	41
Şekil 2.29. Kapasitör gruplarının enerjilendirilmesi ile meydana gelen transient	41
Şekil 3.1. Güç kalitesi durum kestirim yöntemleri ve hesaplanan değerler	44
Şekil 3.2. Durum çalışması I: 3 baralı devre	51
Şekil 3.3. a) Temel elektrik devre elemanları b) Nİİ Eşdeğer devresi	56
Şekil 3.4. Endüktörün Nİİ modeli	58
Şekil 3.5. Kapasitörün Nİİ modeli	60
Şekil 3.6. II model hattı (a) ve Nİİ modeli (b)	61
Şekil 3.7. 3 faz II model hattın Nİİ modeli	62
Şekil 3.8. Bir fazlı transformatör	62
Şekil 3.9. Üç fazlı transformatör modeli	63
Şekil 3.10. Geçici durum kestirimi algoritması	67
Şekil 3.11. GDK durum çalışması için 3 baralı devre	68
Şekil 3.12. GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek değerleri ve kestirimden elde edilen sonuçları temsil etmektedir	71

Şekil	Sayfa
Şekil 3.13. GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı	71
Şekil 4.1. $s(t)$ işaretinin 2 noktalı türevi ($N=1$). Mavi çizgiler hatasız gerçek türevi, kırmızı çizgiler türevdeki hata etkisinin bastırılmış halini göstermektedir	76
Şekil 4.2. $s(t)$ işaretinin 3, 6, 11 ve 41 noktalı türevleri ($N=2, 5, 10$ ve 40). Mavi çizgiler hatasız gerçek türevi, kırmızı çizgiler türevdeki hata etkisinin bastırılmış halini göstermektedir	76
Şekil 4.3. Direnç-endüktör modeli	78
Şekil 4.4. Kapasitör modeli: Model-1	80
Şekil 4.5. Dommel'in kapasitör modeli ile Model-1'in $\Delta t = 500\mu s$ cevaplarının karşılaştırılması. Dommel'in modeli ile Model-1'in cevabı mavi ve kırmızı renkli eğrilerle verilmiştir	80
Şekil 4.6. %1'lik gürültü etkisinde Dommel'in modeli ile Model-1'in $\Delta t = 200\mu s$ tepkilerinin karşılaştırılması. Dommel'in modelinin ve Model-1'in cevabı mavi ve kırmızı eğrilerle verilmiştir	81
Şekil 4.7. %1'lik gürültü etkisinde tek geçmiş değerli model'in $\Delta t = 50\mu s$ için cevabı	81
Şekil 4.8. Genişletilmiş sayısal kapasitör modeli	83
Şekil 4.9. %1'lik gürültü etkisinde Model-1 (mavi) ve Model N'in (kırmızı) $\Delta t = 50\mu s$ tepkilerinin karşılaştırılması	84
Şekil 4.10. Hattın π modeli (a) ve sayısal integratör modeli	90
Şekil 4.11. GDK durum çalışması için 3 baralı devre	91
Şekil 4.12. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Gerçek ve kestirim değerleri mavi ve kırmızı eğrilerle temsil edilmektedir	93
Şekil 4.13. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı	93
Şekil 4.14. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir	94

Şekil	Sayfa
Şekil 4.15. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı	94
Şekil 4.16. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki alıcı ve gönderen taraftaki akımlar. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir	95
Şekil 4.17. Kapasitör-N ($N=10$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir	96
Şekil 4.18. Kapasitör-N ($N=10$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı	96
Şekil 4.19. IEEE-14 şebekesi	97
Şekil 4.20. IEEE-14 şebekesinin Simulink modeli	98
Şekil 4.21. IEEE-14 şebekesinin Simulink modelinde hatların II modeli	98
Şekil 4.22. 1-6 numaralı bara gerilimlerinin kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir	99
Şekil 4.23. 9-14 numaralı bara gerilimlerinin kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir	99
Şekil 4.24. 2 numaralı baradan çıkan hat akımlarının kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir	100
Şekil 4.25. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzülmesinden sonra gerçek değerlerle karşılaştırılması. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir	102
Şekil 4.26. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzüldükten sonra kestirim hataları	103
Şekil 4.27. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzülmesinden sonra gerçek değerlerle karşılaştırılması. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir	103
Şekil 4.28. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzüldükten sonra kestirim hataları	104

Şekil	Sayfa
Şekil 4.29. İki bara arasına bağlı hat	104
Şekil 4.30. Durum çalışmasında kestirimi yapılan dört baralı şebeke	107
Şekil 4.31. Ölçülen v_1 ve kestirimi yapılan v_2, v_3, v_4 bara gerilimleri. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir	108
Şekil 4.32. Kestirimi yapılan i_{2-4} ve i_{3-4} hat akımları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir	108
Şekil 4.33. Kestirimi yapılan toplam bara akımları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir	109
Şekil 5.1. Endüstride yük modellerinin kullanım oranı. a) aktif güç b) reaktif güç	113
Şekil 5.2. ZIP+IM Modeli	116
Şekil 5.3. WECC kompozit yük modeli	117
Şekil 5.4. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli	117
Şekil 5.5. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli ve devresi	119
Şekil 5.6. Basitleştirilmiş kompozit yük modelinin transient reaktans modeli	120
Şekil 5.7. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli ve devresi: Motorun mıknatıslama empedansı motor kısmından ayrılıp statik empedans ile birleştirilmiş ve eşdeğer empedans olarak gösterilmiştir	122
Şekil 5.8. Model parametrelerini tanılama algoritması	123
Şekil 5.9. Durum Çalışması I - Olay 1 için gerçek ve kestirimi yapılmış gerçek ve reaktif güçlerin karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)	129
Şekil 5.10. Durum Çalışması I - Olay 2 için gerçek ve kestirimi yapılmış gerçek ve reaktif güçlerin karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)	130

Şekil**Sayfa**

Şekil 5.11. Durum Çalışması II için gerçek ve reaktif güçlerin gerçek değerleri ile kestirim sonuçlarının karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)	133
Şekil 5.12. Durum Çalışması III'teki şebeke	134
Şekil 5.13. Durum Çalışması III'ün 0,3s ile 0,7s arasındaki olay-1 ve 1,0s ile 1,05s arasındaki olay-2 sırasında Yük 1'in aktif ve reaktif güçlerin gerçek ve kestirim sonuçlarının karşılaştırılması: a) aktif güçler b) reaktif güçler (gerçek ve kestirim değerleri sırasıyla mavi ve kırmızı olarak gösterilmiştir))	135
Şekil 5.14. Durum Çalışması III'ün 0,3s ile 0,7s arasındaki olay-1 ve 1,0s ile 1,05s arasındaki olay-2 sırasında Yük-2'nin aktif ve reaktif güçlerin gerçek ve kestirim sonuçlarının karşılaştırılması: a) Yük 2'nin aktif gücünün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları, b) Yük 2'nin reaktif gücünün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek ve kestirim değerleri sırasıyla mavi ve kırmızı olarak gösterilmiştir)	136

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklamalar
E	Anlık elektromotor kuvvet
E_d	Anlık elektromotor kuvvetin d eksen bileşeni
E_q	Anlık elektromotor kuvvetin q eksen bileşeni
G_C	Kapasitörün Nİİ modelinde iletkenliği
G_{etkin}	Nİİ modelinde iletkenlik
G_L	Endüktörün Nİİ modelinde iletkenliği
G_R	Direncin Nİİ modelinde iletkenliği
G_{RL}	Direnç-Endüktör yapısının Nİİ modelinde iletkenliği
H	Rotor atalet sabiti
I	Yükün çektiği akım
I_d	Yükün çektiği akımın d eksen bileşeni
$I_{Geçmiş}$	Nİİ modelinde akımın bir önceki adımdaki değeri
I_q	Yükün çektiği akımın q eksen bileşeni
J	Eylemsizlik momenti
P	Kompozit yükün çektiği aktif güç
P_{eq}	Kompozit yükün eşdeğer statik empedansının çektiği aktif güç
P_m	Kompozit yükün motor kısmının çektiği aktif güç
P_{st}	Kompozit yükün statik empedans kısmının çektiği aktif güç
Q	Kompozit yükün çektiği reaktif güç
Q_{eq}	Kompozit yükün eşdeğer statik empedansının çektiği reaktif güç
Q_{st}	Kompozit yükün statik empedans kısmının çektiği reaktif güç
Q_m	Kompozit yükün motor kısmının çektiği reaktif güç
P_{mt}	Kompozit yük motor güç dönüşüm kısmının çektiği aktif güç
Q_{mt}	Kompozit yük motor güç dönüşüm kısmının çektiği reaktif güç
s	Asenkron motordaki kayma
U	Yükün bağlı olduğu bara gerilimi

Simgeler	Açıklamalar
U_d	Yükün bağlı olduğu bara geriliminin d eksen bileşeni
U_q	Yükün bağlı olduğu bara geriliminin q eksen bileşeni
ω_r	Normalize rotor elektriksel hızı

Kısaltmalar	Açıklamalar
AA	Alternatif Akım
AŞ	Akıllı Şebeke
BİT	Bilgi ve İletişim Teknolojileri
BKYM	Basitleştirilmiş Kompozit Yük Modeli
DA	Doğru Akım
DÜ	Dağıtık Üretim
EM	Elektromanyetik
EMTP	Elektromanyetik Transient Programı
EU	Elektromanyetik Uyumluluk
FÖB	Faz Ölçüm Birimi
GDK	Geçici Durum Kestirimi
GDDK	Gerilim Düşmesi Durum Kestirimi
GK	Güç Kalitesi
GKDK	Güç Kalitesi Durum Kestirimi
GSDK	Güç Sistemleri Durum Kestirimi
HDK	Harmonik Durum Kestirimi
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
IT	Bilişim Sistemleri
KF	Kalman Filtresi
KYM	Kompozit Yük Modeli
Nİİ	Numerik İntegratör İkamesi
PU	Per Unit
RMS	AA gerilim ve akımların değeri
TDA	Tekil Değer Ayırışımı

Kısaltmalar**Açıklamalar****THB**

Toplam Harmonik Bozunum

WECC

Western Electricity Coordinating Council

YEK

Yenilenebilir Enerji Kaynakları

ZIP

Sabit empedans, sabit akım ve sabit güç çeken karma yük



1. GİRİŞ

Enerji üreticilerinin çoğunun temel amacı, son kullanıcılara yani müşterilere güvenilir, yüksek kaliteli, sürekli ve ekonomik bir elektrik enerjisi sağlamaktır. Endüstride kullanılan ekipmanların şebeke gerilim ve akımlarında meydana gelen değişimlere karşı hassas olması nedeniyle, bu değişimler kullanıcılarda maddi kayıplara neden olabilmektedir. Finansal bakımdan elektrik enerjisi endüstrisindeki kayıpların önemli bir miktarının güç kalitesi sorunları nedeniyle olduğu bilinmektedir. Güç kalitesi izleme sistemlerindeki eksikliklerden dolayı bu kayıpların dünyadaki elektrik endüstrisinde yılda 500 milyar avroyu aştığı tahmin edilmektedir [1].

Enerjinin güvenilir ve kesintisiz olması dışında, şebeke gerilimi genliği, frekansı, dalga şekilleri gibi hususlar sağlanan enerjinin kalitesini belirlemektedir. Örneğin, harmonikler şebeke geriliminin dalga şeklini bozarken, güç sistemi kayıplarının artması, iletkenin aşırı ısınması, reaktif güç yükünün artması, rölelerin arızalanması, düşük güç faktörü gibi çeşitli sorunlara neden olurlar [2]. Diğer taraftan şebeke genliğinin dalgalanması ile aydınlatmada kırpışma meydana gelir. Meydana gelen gerilim düşmesi olayları ise bazı cihazların tamamen durmasına veya bazı ekipmanların daha az performansla çalışmasına neden olur. Elektronik cihazlar mikroişlemciye dayalı olduklarından, güç kalitesine karşı oldukça hassastırlar. Abonelerin kullandığı kontrolörler, hız ayarlı sürücüler, bilgisayarlar vb. cihazlar gerilim sıçramalarına karşı çok hassastır. Motorları çalıştırmak için kullanılan röleler ve kontaktörler bile gerilim değişikliklerine karşı hassaslık göstermektedir [3]. Bu nedenle güç kalitesinin kullanıcı tarafındaki elektronik cihazlara herhangi bir zarar vermeyecek, cihazların ve ekipmanların doğru çalışabilecek şekilde kabul edilebilir seviyelerde tutulması gerekmektedir.

Güç kalitesi sorunlarının, kamu hizmetleri tarafından giderilmesi gerekli hale gelmiştir. Yeterli güç kalitesi ile hizmet sağlama, tüketici ekipmanı ile elektrik şebekesi arasındaki temel uyumluluğu garanti ettiğinden dolayı güç kalitesi, elektrik güç sistemlerinin artık ihmal edilemeyecek hayati bir yönünü oluşturmaktadır. Genel sistem performansı büyük ölçüde buna bağlı olduğundan, gelişen ve modern şebekelerde güç kalitesini korumak ve iyileştirmek kritik bir görev olmaya devam etmektedir [4].

Günümüzde güç kalitesi, ortaya çıkan yeni cihazlar ve yeni şebeke yapıları ile daha da önem kazanmaktadır. Elektronik cihazlar şebekede harmonikler, dalga şekli bozulması gibi sorunlara sebep olarak, bağlandıkları şebekedeki güç kalitesi sorununu arttırmaktadırlar. Diğer yandan, artan enerji taleplerini karşılayabilmek için güneş, rüzgar ve jeotermal gibi Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK), enerji sistemleri içerisinde yer almaktadır. Hizmet kalitesi, güvenlik, güvenilirlik ve verimliliğe yönelik artan talebin yanı sıra giderek çevresel ve sürdürülebilir enerji kaynaklarının da sisteme dahil edilmesi, elektrik şebekelerinin yönetimini daha karmaşık hale getirmektedir. Artık, Akıllı Şebeke (AŞ) olarak adlandırılan daha esnek ve verimli bir elektrik sistemine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu dönüşümü sağlamak için, Dağıtılmış Üretim (DÜ), depolama kapasiteli Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve en son Bilgi ve İletişim Teknolojileri (BİT) dahil olmak üzere yeni teknolojilerin bir kombinasyonuna ihtiyaç vardır. Ancak dağıtık üretim, Güç Kalitesi (GK) sorunlarını da artırmaktadır [5].

Şebekeye bağlı cihazların güç kalitesi sorunlarından etkilenmesi, tüketicilerin iyi hizmet alması bakımından şebeke yöneticisini ilgilendirmektedir. Güç kalitesi sorunlarının giderilebilmesi amacıyla bu sorunlara karşı düzeltici ve önleyici tedbirlerin alınabilmesi için, şebeke yöneticilerinin güç kalitesi izleme sistemlerine ihtiyacı vardır. Bir şebekede farklı etkilerin bir kombinasyonu tarafından üretilen harmonik bozulmalar, gerilim düşmeleri, titreme ve kesintiler olabilir. Bu bozuklukları tespit etmek ve sınıflandırmak bu sorunların giderilmesi için bir plan oluşturmaya yardımcı olacağından, sorunların doğru bir şekilde izlenmesi gerekmektedir. İyi bir güç kalitesi izleme sistemi, farklı noktalardan uzun bir süre boyunca toplanan büyük miktarda veriyi analiz edebilmelidir [1].

GK izleme sistemlerinin çalışmasında, ölçümlerin alınması ve gerekli değerlerin hesaplanması için standartlara ihtiyaç duyulmaktadır. Şebekedeki gerilim, frekans gibi değerlerin ölçümü, güç kalitesi ile ilgili değerlerin hangi işlemler sonucunda çıkarılacağı standartlar tarafından belirtilmektedir. Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission – IEC) ve Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (the Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE), standartları hazırlayan başlıca kuruluşlardır. Güç kalitesi hakkında bilgi veren başlıca belgeler, bu iki kuruluşun hazırlamış olduğu IEC 61000-4-30 ve IEEE 1159'dur. Bunlardan başka EN 50160 Avrupa standardı da bulunmaktadır [4].

GK izleme sistemleri, ölçüm cihazlarından, IT sistemleri ve yazılımlardan, haberleşme sistemlerinden oluşmaktadır. Güç izleme ve kontrolü için izleme cihazları ve farklı elektronik ekipmanlar kullanılmaktadır. İzleme cihazları, mühendislerin ve şebeke operatörlerinin, sistem üzerinde büyük etkileri olabilecek belirli kalite niteliklerini analiz edebilmelerini sağlar. Günümüzde ölçüm cihazlarının masraflı olması ve sistem içerisinde iletişim imkanlarının sınırlı olması nedeniyle şebekenin her noktasında ölçümün yapılamamasına neden olmakta, doğrudan alınan ölçüm verileri ile izlemenin yapılabilmesine engel olmaktadır. Modern elektrik şebekelerinin boyutu ve karmaşıklığı göz önüne alındığında, şebekedeki her noktanın ölçülerek izlenmesinin pratik olmadığı açıktır [6-7]. Genel olarak elektrik dağıtım şebekesinin boyutu büyüktür ve bu nedenle şebekedeki her bir bara veya noktaya izleyici yerleştirmek pahalı ve verimsiz olabilir. Bu nedenle, ölçüm cihazlarının şebekeye en iyi faydanın temin edileceği şekilde yerleştirilmesi gerekmekte, bunu sağlamak için benzer okumalar verecek ortak noktaları belirlemek üzere sistemin doğru bir şekilde analiz edilmesi gerekir. Bu yerleştirme işlemi, çeşitli algoritmalar, teknikler ve yazılımlar geliştirerek yapılır. Ölçüm cihazlarını şebekeye akıllıca yerleştirmek, güç kalitesi izleme sisteminin maliyetini düşürmeye de yardımcı olur [8-9]. Bu nedenlerden dolayı bir şebekeye güç kalitesi izleme sistemi kurulacağı zaman masrafları en aza indirebilmek için ilk cevaplanması gereken soru, ne kadar ölçüm cihazının şebekenin hangi noktalarına yerleştirileceğidir.

Şebeke üzerindeki ölçüm cihazı sayısının şebekenin tüm noktalarındaki güç kalitesi değerlerinin ve olaylarının ölçülerek izlenmesine yetecek sayıda bulunmadığı için, güç kalitesi izleme amacıyla yapılan çalışmalar, az sayıda cihazla izleme üzerinde yoğunlaşmaktadır. Bu çalışmalar günümüzde literatürde “Güç Kalitesi Durum Kestirimi” (GKDK) başlığı altında yer almaktadır [10]. Güç Kalitesi Durum Kestirimi yöntemleri, güç kalitesi değerlerinin kestirimini yapmak amacıyla şebekede ölçümü yapılmayan gerilim ve akımların hesaplanmasını sağlayan yöntemlerdir [11]. Bu yöntemler şebekenin bir kısmından alınan ölçüm verilerini kullanarak, şebeke için belirlenmiş durum değişkenlerini hesaplarlar. Durum değişkenleri hesaplandıktan sonra şebekenin diğer tüm değerleri hesaplanabilir duruma gelir.

Güç Kalitesi Durum Kestirim yöntemleri arasında Harmonik Durum Kestirimi (HDK), Gerilim Düşmesi Durum Kestirimi (GDDK) ve Geçici Durum Kestirimi (GDK) yer almaktadır [12]. Tüm bu yöntemlerde, temel şebeke frekansındaki bara gerilimlerinin

genliklerinin ve açılarının kestiriminde kullanılan Güç Sistemleri Durum Kestirimi (GSDK) yönteminde olduğu gibi, ölçülebilen her bir noktadan toplanan kısmi verilerden yararlanılarak ölçüm matrisini oluşturur ve durum değişkenleri hesaplanır. Harmonik Durum Kestirimi yöntemi [13-14], şebekenin ölçümlerin yapıldığı noktalarındaki ölçüm gürültüsüyle bozulan sınırlı harmonik verilerinden, ölçülmeyen noktalardaki harmonik seviyelerin "en iyi" kestirimini elde etmektedir. Bu, harmonik kaynakların bilinmediği ve sistemdeki harmonik seviyelerin sınırlı sayıda harmonik ölçümünden belirlendiği harmonik penetrasyonunun tersidir [15-16]. Gerilim Düşmesi Durum Kestirimi yöntemleri ise baralardaki gerilim düşme olayı sıklığını veya her bir baranın gerilim seviyesini kestirmeyi amaçlar [17-18]. Geçici Durum Kestirimi (GDK), gerilim ve akımların anlık zamanlı bilgiler olarak kestirimlerinin yapıldığı simülasyonun tersi bir işleve sahiptir. Tüm parametreleri bilinen bir güç sistemindeki gerilim, akım gibi değerlerindeki bozulmanın sonuçlarını analiz etmek için anlık değerleri hesaplayan simülasyon işlemi yapılırken, parametreleri kısmen bilinen bir sistemdeki geçici değişimin etkilerini belirlemek için GDK'dan yararlanır. Bu nedenle GDK, güç sistemlerinde teşhis amaçlı güçlü bir araç olarak kullanılabilir [19].

GDK, diğer GSDK yöntemlerinde olduğu gibi, ölçüm verileri ile bulunması istenen durum değişkenleri arasında bir formülasyon gerektirir. Bu formülasyon tüm GSDK yöntemlerinde "ölçüm eşitliği" olarak adlandırılır. Bununla birlikte GDK, diğer durum kestirim yöntemlerinden farklı olarak, sistem elemanlarının davranışları için bir zaman düzlemi çözümünü gerektirir. Zaman düzlemi çözümü elde etmek üzere sürekli sistemleri temsil eden diferansiyel eşitliklerin dijital simülasyonunda kullanılan iki yaygın yöntem, durum değişken formülasyonu [20] ile Dommel'in Elektromanyetik Transient Programı (EMTP) için geliştirdiği Numerik İntegratör İkamesi (Nİİ) (numerical integrator substitution – NIS) yöntemine dayalı oluşturulan diferansiyel eşitliklerin sayısal çözümü ve fark eşitlikleridir [21-22]. Dommel'in EM Numerik İntegratör İkamesi yaklaşımı, sistem bileşenlerinin diferansiyel eşitliklerini gerilimler, akımlar ve geçmiş değerleri içeren cebirsel eşitliklere dönüştürür. Dommel'in Numerik İntegratör İkamesi yöntemi ve fark eşitlikleri yaklaşımının en önemli avantajlarından biri, kısmen ölçülebilen ve kısmen formülize edilebilen bir şebekenin çözümlemesinin yapılabilmesidir. Dommel'in yöntemi önce bir fazlı basit sistemlerde sonuç verdiği gösterilmiş [10], daha sonra üç fazlı elemanlar ve sistemler için de formülasyonu yapılarak uygulanabildiği ortaya konmuştur [23]. Son zamanlarda yapılmış çalışmalarda da GDK yöntemi uygulanmaya devam

etmektedir [24]. Uzun iletim hatları için de formülasyonları geliştirilmeye başlanmıştır [25-26].

Dommel'in Numerik Integratör İkamesi yönteminin uygulanması ile GDK için iki önemli yapıtaş oluşturulmaktadır: 1) ölçüm değerleri ile durum değişkenleri arasında bir matematiksel bağlantının kurulabilmesi sağlanır, ve 2) şebekenin bilinen elemanlarının zaman tepkileri kestirilebilir hale gelir. Ölçüm değerleri ile durum değişkenleri arasındaki ilişkiye ölçüm eşitliği adı verilir. Nİİ yöntemi ile oluşturulan bu GDK yönteminin pratikliği ve uygulanabilirliği göz önüne alındığında, şebeke elemanlarının özelliklerine dayalı oluşturulan ölçüm eşitliği ile çalışan yöntemlerin, şebekenin rastgele noktalarından alınan ölçümleri değerlendirebilmesi ve şebekenin kısmi bilgisi ile formüle edilebilmesi bakımından avantajlı olduğu görülür.

GDK yöntemlerinin izleme başarısını etkileyen en temel unsur, ölçüm hatalarıdır. Büyük ölçüm hatalarının verilerden ayıklanmasından sonra elde kalan ölçüm verilerinde az miktarda olsa da hatalar bulunur. Bu hataların etkileri ise kapasitör gibi yapısı gereği türev bilgisi gerektiren şebeke elemanların hesaplama işlemine girmesiyle büyür. Dommel'in kapasitör elemanı için sunduğu Nİİ yaklaşımı özünde türev alma işlemidir ve Dommel'in Nİİ kapasitör modeli ile yapılan GDK çalışmalarında izleme bakımından pek uygun olmayan sonuçlar çıkmaktadır. Bu tezde bu sonuçların iyileştirilmesi için öncelikle pürüzsüz türev yaklaşımı geliştirmiş ve buna bağlı olarak kapasitör elemanı için yeni bir model çıkarılmıştır. Bu model, aynı zamanda içinde kapasitör elemanı bulunan II hat modeli gibi yapılarda da kullanılarak iyileştirme sağlamaktadır. Yapılan bir diğer yenilik, birbirine seri bağlı direnç-endüktör yapısının Nİİ modelinin çıkarılmasıdır. Bu model de II hat modeli gibi yapılarda kullanılabilir. Bunlara ilave olarak, ölçüm gürültüsünü bastırmak üzere birinci derece genel bir Kalman süzgeci tasarlanmıştır. Önerilen Kalman süzgeci için gürültü miktarı bilgisi dışında sisteme ait yapı veya sistem elemanlarının parametrelerinin bilinmesine gerek yoktur. GDK sonuçlarının süzülmesiyle, iyileştirilmiş izleme çıktıları sağlamaktadır. Tüm bu modellerin bir arada kullanılabilir olduğu ve iyileştirmeye ayrı ayrı katkı sağladığı gösterilmiştir. Son olarak, kısa hatlı şebekelerin izlenmesi için Kalman filtresine dayalı yeni bir GDK yöntemi önerilmiştir. Bu yöntem de gürültü etkisi yapan ölçüm hatalarını bastırmak üzere geliştirilmiştir.

GDK yöntemleri ile şebekenin ölçüm yapılmayan noktalarındaki anlık değerler izlenebilmektedir. GDK yöntemlerinin temel unsurları şebekeyi oluşturan bağlantılar ve bu bağlantılarda kullanılan hatlar, transformatörler gibi ekipmanların parametreleri ve ölçümlerdir. Bu bakımdan GDK yöntemleri şebeke bağlantılarına ve bağlantıyı oluşturan parametrelere ihtiyaç duyarken, yükler hakkında bir bilgi olmaksızın kullanılabilirler.

GDK yöntemleri yükler hakkında bir bilgi olmaksızın izlemeye kullanılabilmesine karşın, güç kalitesi olayları genellikle şebekedeki yapısal değişiklikler nedeniyle ortaya çıkmaktadır. Bu yapısal değişiklikler şebeke bağlantılarında veya şebekeye bağlı yüklerde meydana gelen değişimlerden kaynaklanabilir. Şebeke bağlantılarını hatlar, trafolar, kesiciler gibi şebeke ekipmanları oluşturur ve şebeke bağlantıları şebeke analizörü tarafından takip edilerek durumları izlenir. Bu izleme sayesinde şebeke bağlantılarında meydana gelen değişiklikler bilindiğinden, bu değişiklikler nedeniyle meydana gelen olayın sebebi daha kolay ortaya çıkartılabilir. Diğer taraftan, şebeke yüklerinin büyüklüğü ve dinamik yapısı sürekli olarak değişmektedir ve buna karşı şebeke yöneticisinin şebeke yükleri ile ilgili bilgileri oldukça sınırlıdır. Şebekenin yönetilebilmesi, şebekenin durumu veya şebekede meydana gelen olaylar hakkında değerlendirme yapılabilmesi için yükler hakkında bilgiye ihtiyaç vardır. Bu bilgiyi, şebeke enerjisini kullanan müşterilerin sürekli bildirimde bulunarak şebeke yöneticilerine bilgi göndermesi fazladan donanım gerektiren bir yol olacaktır ve ayrıca bu durum gizlilik ilkeleri ile çatışabilecektir. Bu nedenle, şebeke yüklerinin çeşitli durumlarda vereceği tepkileri kestirebilmek için sürekli modellenmeleri gerekir.

Güç kalitesi olaylarının bir diğer sebebi, şebeke yüklerinde meydana gelen değişikliklerdir. Şebeke yükleri de şebekenin bir parçası olarak güç kalitesi olaylarından etkilenir veya yapısındaki ani bir değişiklik nedeniyle kendileri güç kalitesi olaylarına neden olabilir [27]. Meydana gelen bir olaya şebekeye bağlı bir yükün sebep olup olmadığını belirleyebilmek için olaydan sonra o yükün dinamik yapısında bir değişiklik olup olmadığına bakılabilir. Ancak yüklerin dinamik yapısı değişkendir, oldukça karmaşıktır ve genellikle şebeke yöneticisi tarafından bilinmemektedir [28]. Bir yükün zaman içerisinde değişiminin gözlenebilmesi ve güç kalitesi olayları karşısındaki tepkisinin incelenebilmesi için belirli aralıklarla o yükün modeli oluşturulabilir. Böylece, bir olay meydana geldiğinde olay öncesi ve sonrasında elde edilen modeller karşılaştırılabilir. Bu karşılaştırma sayesinde yükün olaya sebep olup olmadığı hakkında hüküm verme şansına sahip olunur.

Bu bakımdan bir güç kalitesi olayı meydana geldiğinde şebeke yüklerinin davranışının kestirimi, güç kalitesi olaylarının nedenlerinin belirlenmesine katkı sağlayabilir [29].

Yük modellemesi, belirli bir yük modelinin seçimi ve seçilen modelin parametrelerinin tanımlanmasının yapılması işlemlerini içermektedir. Yük parametrelerinin tanımlanabilmesi için, yükün dinamik özelliklerini olabildiğince ortaya çıkaracak zengin ölçüm verilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu veriler, şebekede meydana gelen güç kalitesi olayları sırasında kaydedilen ölçümlerden elde edilebilir. Güç kalitesi olaylarından elde edilen verilerle yük modelinin tanımlanması yapılabilmektedir [27]. GDK yöntemlerinden elde edilen sonuçlardan şebekedeki yüklerin modellerinin çıkarılması halinde, meydana gelen olaylarda yüklerin bir etkisinin olup olmadığı veya yüklerin olaylardan ne kadar etkilendikleri incelenebilir. Yük modellerinin olayların sebebinin bulunmasında bir katkı sunabilmesi için, şebeke yüklerinin meydana gelen her bir olayın verisi ile modellenenebilmesi gerekir. Bu nedenle modelleme algoritması, bir sonraki olaya yetişebilecek hızda olmalıdır. Dolayısıyla, yük modellemesi için gereken işlem yükünün az olması, işlemler için gereken sürenin yeterince kısa olması gerekir.

Şebeke yüklerinin davranışını modellemek üzere çeşitli modeller mevcuttur. Bu modeller statik ve dinamik olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Statik modeller arasında ZIP Modeli, Üssel Model, Frekansa Bağımlı Model bulunmaktadır [30]. Sabit empedans, sabit akım ve sabit güç bileşenlerinin bir arada yer aldığı model ZIP modeli olarak anılmaktadır [31]. Dinamik modeller arasında Asenkron Motor ve Üssel Toparlama Yük Modeli bulunmaktadır [32]. Daha kapsamlı olmak üzere, hem statik hem dinamik yük karakteristiklerini barındıran, bu amaçla yapısında empedans, sabit güç, asenkron motor gibi statik ve dinamik bileşenleri barındıran modeller arasında Kompozit Yük Modeli (KYM), Kompleks Yük Modeli, WECC Kompozit Yük Modeli (Western Electricity Coordinating Council Composite Load Model) geliştirilmiştir [33-34].

Bir yükün davranışının kestiriminde kullanılacak yük modelinin, çeşitli gerilim değişiklikleri ve farklı koşullar altında iyi kestirimler yapabilecek bir genelleme yeteneğinin olması çok önemlidir [35]. İyi bir yük modelinin kestirimi genel olarak, daha önce hiç karşılaşılmayan gerilim değişimleri altında gerçek yük davranışına yaklaşmalıdır. Mevcut yük modelleri arasında Kompozit Yük Modeli hem statik hem dinamik

bileşenlerin davranışlarını gösterebilen, aynı zamanda meydana gelen bir olayın verileriyle parametre tanılamaya daha yatkın bir model olarak görülmektedir [36].

Kompozit Yük Modeli, benzer özellikteki yük gruplarının belirli bir karakteristiğe sahip bir tek eleman ile modellenebileceğini öngörür. Şebekenin belirli bir noktasına bağlı çok sayıda ve çeşitli türde ekipmanlar toplamda elektrik yüklerini oluştururlar. Belirli ekipman türlerinin benzer özellikler gösterdiği bilinmektedir. Benzer özellikteki ekipmanlar şebeke üzerinde bir noktaya bağlandıklarında, tüm bu ekipmanların toplamdaki davranışları da benzer özellikler göstermektedir. Örneğin şebeke üzerinde bir noktaya sadece empedans özelliği gösteren ekipmanlar bağlandığında, bu noktadaki toplam yük de empedans özelliği göstermektedir. Dolayısıyla böyle bir durumda ekipmanların toplamda bir empedans yükü olduğu düşünülebilir ve tüm bu ekipmanların tek bir empedans ile temsil edilebileceği varsayılabilir. Benzer şekilde, şebeke üzerinde bir noktaya bağlı tüm motorlar da tek bir motor olarak modellenebilir [37]. Bundan başka sabit güç çeken ekipmanlar, sabit akım çeken ekipmanlar ve elektronik ekipmanlar kendi aralarında yük grupları oluştururlar. Dolayısıyla her bir yük grubu için bir basit bileşen yaklaşımı yapılarak, çoklu yük gruplarının oluşturduğu bir yük basit birkaç devre elemanı ile modellenebilir. Her bir ekipman grubunu temsil eden basit yapı, modelin bir bileşenini oluşturur. Bu yük modelinde yükün bileşen miktarlarının belirlenmesi ile o yüke ait bir model ortaya çıkarılabilir. Böyle bir yaklaşımda yük modeli, yük bileşenlerinden oluşturulan kompozit (bileşik) bir modeldir ve bu modellemeye “kompozit yük modeli” adı verilmektedir [38-39].

Kompozit yük modelleme iki ana adımdan oluşmaktadır: 1) yük modeli yapısının seçilmesi ve 2) yük modeli parametrelerinin belirlenmesi [40]. Yük modeli yapısı, yükün hangi tür ekipmanlardan oluştuğu bilgisi veya öngörüsüne göre seçilebilir. Modelde yük çeşitliliği fazla tutulabilir, fakat seçilen bileşen sayısı arttıkça tanımlanması gereken parametre sayısı artmakta, bu da tanımlama yöntemlerini güçleştirmekte, tanımlama için gereken işlem ve zaman miktarını arttırmaktadır. Örneğin, bir yükün WECC kompozit modelinin çıkarılabilmesi için 131 parametresinin belirlenmesi gerekmektedir. Yine WECC’in geliştirdiği Dağıtık Üretimli Kompozit Yük Modelinde ise belirlenmesi gereken 183 parametresi bulunmaktadır ve modelin diferansiyel eşitlik adedi 25’e varmaktadır [41]. WECC’in geliştirdiği bu modeller gerçek yüklerin tepkilerinin kestirimini oldukça iyi yapan modeller olmasına karşın, çok sayıda parametresinin kısa zamanda tanımlanabilmesi

oldukça zordur. Halbuki sık değişen yüklerin modelini oluşturmadaki en önemli problem, model parametrelerinin yeterince kısa sürede tanımlanabilmesidir. Dolayısıyla, yükün kestiriminin yeterince iyi yapılabileceği ve hızlı tanımlama gerektiren durumlar için uygun bir model seçilmelidir.

Literatürdeki mevcut tanımlama yöntemleri statik ZIP ile Asenkron Motorun oluşturduğu ZIP+Asenkron Motor modeli üzerinedir [42]. ZIP+Asenkron Motor modelinin dinamik yükleri modelleme kapasitesinin iyi olması nedeniyle ilgi duyulmaktadır [27]. ZIP+Asenkron Motor kompozit yük modelinin daha sade bir versiyonu olan, sadece bir empedans ve bir asenkron motordan oluşan, daha az parametreye sahip Basitleştirilmiş Kompozit Yük Modeli (BKYM) üzerindeki çalışmalar, modellemede daha hızlı tanımlama ve kestirim imkanı sağlamaktadır. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli parametrelerinin belirlenmesine yönelik çalışmalar mevcuttur. [43] ve [44] 'te parametre ayarlamaya dayalı çevrimiçi bir yöntem önerilmiştir. [45]'de kompozit yükün en önemli parametreleri iki aşamalı bir yaklaşımla tanımlanmıştır. Bu yöntemlerde tanımlama işleminin hesaplama döngüleri vardır; deneme yanılma sürecinden sonra yükün empedans miktarı ile motorun bir kısım parametresi elde edilir. Ancak güç kalitesi olayları sıklıkla meydana gelir ve bir olayın yükü etkilemesi ve yükte kalıcı değişikliklere neden olması mümkündür. Bu durumda, bir güç kalitesi olayı meydana geldiğinde, yük modelinin hızlı bir şekilde tanımlanması gerekecektir. Dolayısıyla bahsedilen bu yöntemler kararlılık analizinde kullanılabilirken, güç kalitesi olaylarını yakalamak için yeterince hızlı olamayabilirler. Bu nedenle bu çalışmanın temel amacı, parametre doğruluğuna belki biraz daha az duyarlı ancak daha hızlı bir yöntem geliştirmektir.

Bu tezde ikinci olarak, şebekede meydana gelen bir gerilim düşmesi veya yükselmesi verileri ile şebekedeki yükleri modellemek üzere yük modeli parametrelerinin tanımlanabileceği bir yöntem geliştirilmiştir. Model, direnç ve endüktörün bağlı olduğu bir empedans ve ona paralel bağlı bir asenkron motordan oluşur. Bu yük modeli, bir yükün meydana gelen olaylara tepkisini kestirebilir. Ağda meydana gelen bir olay yükün geriliminde ani değişikliklere neden olurken, önerilen yaklaşımla yükün çektiği güç değerleri kestirilebilir. Modelin parametreleri belirlendikten sonra, yükün yeni olaylara vereceği tepkisi kestirilebilir ve bu kestirim sayesinde eldeki modellerle meydana gelen bir olay karşısında yükte bir değişiklik olup olmadığı mevcut ölçüm verileriyle belirlenebilir. Modelin parametreleri, gerilim düşüşü/yükselişi olaylarının verileriyle tanımlanır. Yöntem

tarafından parametreleri tanılanan model, daha sonra oluşabilecek herhangi bir olay için yük tepkisi kestirimi yapılabilir. Bu yöntem ile yükün empedans kısmı ve motor dinamiklerini etkileyen önemli parametreler belirlenir. Literatürdeki çalışmalarla karşılaştırıldığında, bu parametrelerin daha az hesaplama çabası ile daha kısa sürede elde edildiği görülmektedir. Gerçek yükün yanıtı ile elde edilen kestirim sonuçları karşılaştırılarak, olay sırasında yükün değişip değişmediği belirlenebilir, yük modelinin olaydan önceki parametreleri ile olay sonrası parametreleri karşılaştırılarak, yükün değişimi gözlenebilir. Ayrıca şebeke modeline yük modeli de dahil edilerek şebekede meydana gelebilecek olaylar incelenebilir. Yöntemin en önemli avantajı, parametre tanılama sürecinin kısa sürede ve daha az işlemle sonuç vermesidir. Bu yöntem ile belirli bir hata oranı ile yük parametreleri tanılanır ve yükün cevabının kestirimi yapılabilir. Tanılamadaki hata miktarının, yük tepkisinin kestiriminde oldukça az etkisi vardır. Bu nedenle, yöntemin sonuçları, yükün tepkisinin kestiriminde doğrudan kullanılabilir veya bu yöntemle belirlenen parametre değerleri, başka yöntemlere başlangıç değerleri sağlayabilir.

Bu tezde, şebeke üzerine yerleştirilmiş sınırlı sayıda ölçüm cihazları ile ölçüm yapılmayan noktalardaki gerilim ve akım değerlerinin izlenmesi ve şebeke yüklerinin modellenmesi için Geçici Durum Kestirimi ve Basitleştirilmiş Kompozit Yük modelinin parametre tanılaması üzerine çalışmalar yapılmıştır. Geçici Durum Kestirimi çalışmaları için geliştirilen bileşenler ve yönteme sağlanan katkılar şunlardır:

1. Pürüzsüz türev yaklaşımı ve Kapasitör Nİİ modeli: Daha düşük gürültülü kapasitör modelinin ve buna bağlı olarak daha düşük gürültülü hat modelinin elde edilmesi.
2. Seri Direnç-Endüktör modeli: Hat empedansının daha hassas modellenmesi
3. Kalman filtresi: Daha düşük gürültülü GDK sonuçlarının elde edilmesi.
4. Kalman filtresine dayalı yeni bir GDK yönteminin geliştirilmesi.

Yük modelleme çalışmalarında Basitleştirilmiş Kompozit Yük modeli için hızlı tanılama yöntemi geliştirilmiştir. Her iki yöndeki çalışmalar bir araya getirildiğinde, ortaya sınırlı sayıda güç kalitesi ölçüm cihazı ile ölçüm yapılamayan noktalardaki gerilim ve akım anlık değerlerinin izlenebildiği ve yine ölçümlerin yapılamadığı noktalardaki yüklerin modellenebildiği bir yapı çıkmaktadır. Bu yapı sayesinde olayların sebeplerinin belirlenmesi de mümkün olabilir.

Tezin organizasyonu řu şekildedir: Bölüm 2’de elektrik şebekelerinde görülen güç kalitesi sorunları, temel sebepleriyle birlikte ele alınmıştır. Bölüm 3’te literatürde yer alan temel Geçici Durum Kestirimi yöntemi anlatılmaktadır. Bölüm 4’te Geçici Durum Kestirimi için yapılan katkılar, Bölüm 5’te ise yük modelleme için geliştirilen tanılama yöntemi anlatılmaktadır. Bölüm 6’da ise sonuçlara yer verilmiştir.





2. ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE GÜÇ KALİTESİ

Elektrik enerjisi sistemlerinde çeşitli sebeplerle sistemin sağladığı gerilimin genliği, frekansı ve dalga formunda sapmalar veya ani değişimler meydana gelir. Bu sapma ve değişimlerden şebekeye bağlı cihazların çalışması olumsuz etkilenirler: çalışma verimleri düşer, hatalı çalışabilir veya arızalanabilirler. Cihazların çalışma kalitesini etkilemesi bakımından bu sapma ve değişimler güç kalitesi sorunları olarak anılmaktadır.

Sebepleri ve ortaya çıkış biçimleri bakımından güç kalitesi sorunları birbirinden farklılık gösterir. Güç kalitesine neden olan sebeplerin ve şebeke üzerinde neden oldukları karakteristiklerin farklı olması, şebekedeki varlığı ve ölçülebilirliği için her bir güç kalitesi sorununun tanımlanmasını gerektirir. Günümüzde güç kalitesi ile ilgili çeşitli kuruluşlar tarafından yapılmış tanımlar ve standartlar bulunmaktadır. Bu standartlar güç kalitesini tanımlama ve sorun giderme üzerinedir.

Bu bölümde güç kalitesi tanımı, güç kalitesi bozulmaları ile ilgili standartlar hakkında temel bilgilere yer verilmiş, çeşitli güç kalitesi sapmaları ve olayları üzerinde durulmuştur.

2.1. Güç Kalitesi Tanımları

Güç kalitesi, elektrikli ekipmanların güç şebekesinden kendisine sağlanan enerjiyi sağlıklı ve verimli tüketebilme yeteneğini ifade eder. Enerjinin kesintisiz olması, gerilimin ve akımın sinüzoidal dalga formuna sahip olması, gerilim genliğinin ve frekansının mümkün olduğunca belirlenen değerlerde tutulması, enerjinin sağlıklı ve verimli tüketilebilmesi için gerekli en temel şartlardır. Bir elektrik enerji sisteminde bu gibi şartlar yerine getirilemediğinde o sistemde güç kalitesi sorunları ortaya çıkar. Böyle bir durumda bu sistem tarafından sağlanan enerjinin güç kalitesinde azalma meydana gelir ve bunun sonucunda bu enerjiyi tüketen cihazlar verimsiz veya hatalı çalışırlar, hatta arızalanabilirler.

[46]'ye göre, güç kalitesi, harmonikler, gerilim dalgalanmaları, gerilim düşmesi ve kısa süreli gerilim kesintisi, üç fazlı sistemlerde dengesizlik, transientler gibi özelliklerin nominal değerlerinden herhangi bir sapma derecesi olarak tanımlanabilir. Elektrik gücünün

hem kullanımının hem de dağıtımının elektrikli ekipmanın performansını etkileme derecesi olarak da tanımlanabilir. Bu tanıma göre güç kalitesinin iki ana bileşeni bulunmaktadır: 1) Süreklilik veya kesintisiz çalışma, 2) Gerilim kalitesi: gerilim değerlerinin her zaman belirli bir aralıkta tutulma derecesi.

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu'nun (IEC) IEC 61000-4-30'daki [47] güç kalitesi tanımı "Bir elektrik sistemi üzerinde belirli bir noktada elektriğin özellikleri, bir dizi referans teknik parametreler" şeklindedir. Güç kalitesinin bu tanımı daha çok güç sisteminin performansının ölçülmesi ilgili olup, ekipmanın performansı ile ilgili değildir.

Genel olarak, güç kalitesini bir elektrik prizinden çıkan elektrik enerjisi ile prize takılan yük arasındaki uyumluluk olarak düşünülebilir [48]. Güç kalitesi, gerilim kalitesi ile akım kalitesinin birleşimidir. Gerilim kalitesi, gerçek gerilimin ideal gerilimden sapmaları ile ilgilidir. Akım kalitesi de aynı şekilde gerçek akımın ideal akımdan sapmalarıyla ilgilidir [49].

Güç kalitesi, elektromanyetik uyumluluk ile ilgili görülmektedir. IEC 61000-1-1'e [50] göre, "Elektromanyetik uyumluluk, bir ekipmanın veya sistemin, o ortamdaki herhangi bir şeye tahammül edilemez elektromanyetik bozulmalar getirmeden kendi elektromanyetik ortamında tatmin edici bir şekilde çalışma yeteneğidir." Bu en kabul gören ve temel alınan tanımdır. Şebeke elemanlarının şebeke bağlantıları üzerinden birbirlerini etkilemesi elektromanyetik uyumluluğun kapsamına girmektedir.

IEC standartlarında "elektromanyetik uyumluluk" (Electromagnetic Compatibility – EMC kısaltması ile) terimi kullanılmaktadır. Elektromanyetik uyumluluk, ekipman arasındaki karşılıklı etkileşimle ve ekipman ile tedarik arasındaki etkileşimle ilgilidir. Elektromanyetik uyumluluk kapsamında iki önemli terim kullanılmaktadır: "emisyon", bir cihaz tarafından üretilen elektromanyetik kirliliktir; "bağışıklık", cihazın elektromanyetik kirliliğe dayanma yeteneğidir. Emisyon, akım kalitesi terimiyle, "bağışıklık" ise gerilim kalitesi terimi ile ilgilidir.

2.2. Güç Kalitesi Standartları

Elektrik şebekeleri sürekli olarak doğal etkenler, arızalar, kendisine bağlı yük miktarlarının değişmesi, yüklerin çektiği akımların değişmesi gibi hadiselerin etkisi altındadır. Bu etkiler gerilim seviyelerinin ve frekanslarının değişmesine sebep olurken, şebeke yöneticisi bu etkileri belirler ve gidermeye çalışır. Bu etkilerin belirlenebilmesi için şebekedeki güç kalitesinin izlemesi gerekir. Güç kalitesi izleme, gerekli ölçümlerin yapılması ve elde edilen ölçüm verilerinden çeşitli analizler yapılarak gerekli gösterge değerlerinin (indeksler) çıkarılmasıdır.

Şebekede güç kalitesi sorunlarından dolayı meydana gelen değişikliklerin belirlenebilmesi için gerekli ölçümlerin yapılması, bir güç kalitesi probleminin olduğunun belirlenmesi ve güç kalitesi parametrelerinin saptanması için standartlara ihtiyaç duyulmaktadır. Şebekedeki gerilim, frekans gibi değerlerin ölçümü, hangi işlemler sonucunda güç kalitesi ile ilgili değerlerin çıkarılacağı standartlar tarafından belirtilmelidir. Örneğin şebeke geriliminin etkin değerinin ölçümü, belirli aralıktaki değerlerin ortalaması alınarak yapılır. IEC 61000-4-30'da 50 Hz şebekeler için gerilim etkin değer ölçümünde 10 periyot, 10 dakika ve 2 saat zaman aralıkları standart olarak verilmiştir.

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission – IEC) ve Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (the Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE) standartları hazırlayan başlıca kuruluşlardır. GK hakkında bilgi veren başlıca belgeler, bu iki kuruluşun hazırlamış olduğu IEC 61000-4-30 ve IEEE 1159'dur. Bunlardan başka EN 50160 Avrupa standardı da bulunmaktadır [4].

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission – IEC), çoğu IEC 61000 serisinin parçası olan Elektromanyetik Uyumluluk (EU) (Electromagnetic Compatibility – EMC) hakkında bir dizi standart ve teknik rapor yayınlamıştır. Güç kalitesine ilişkin çoğu uluslararası standart bu serinin bir parçasıdır. Uluslararası Elektroteknik Komisyonu'nun hazırlamış olduğu IEC 61000 Elektromanyetik Uyumluluk, herbiri alt kısımlardan oluşmak üzere altı kısımdan oluşmaktadır:

1. Tanımlar ve metodoloji (IEC 61000-1-X)
2. Çevre (IEC 61000-2-X)

3. Limitler (IEC 61000-3-X)
4. Testler ve ölçümler (IEC 61000-4-X)
5. Kurulum ve azaltımlar (IEC 61000-5-X)
6. Genel bağışıklık ve emisyonlar (IEC 61000-6-X)

Güç kalitesi olgusunu izlemeye yönelik IEC standartları, 61000-4-xx numaralı bir dizi belgede sağlanmaktadır. Bu serideki münferit standartlar, her bir güç kalitesi varyasyonu veya sorun türü için özel gereksinimleri kapsar. Örneğin, IEC 61000-4-7, harmonik bozulma seviyelerinin izlenmesi için spesifikasyonlar sağlarken, IEC 61000-4-15 gerilim kırışmasını izlemek için spesifikasyonlar sağlar.

Güç kalitesi olgusunu karakterize etmek için genel gereksinimler, IEC (61000-4-30) içinde tamamlanan standartta özetlenmiştir. Bu standart, uygun olan yerlerde ayrıntılı spesifikasyonlar için uygun bireysel standartları (61000-4-7 ve 61000-4-15 gibi) ifade eder. IEC 61000-4-30, çevresel koşullardan bağımsız olarak herhangi bir uyumlu ölçüm cihazı kullanarak güvenilir, tekrarlanabilir ve karşılaştırılabilir sonuçlar elde etmek üzere ilgili parametreler için ölçüm yöntemlerini açıklar. Güç frekansı, besleme gerilimi ve akımının büyüklüğü, gerilim dalgalanması, besleme gerilimi düşüşleri ve yükselmeleri, gerilim kesintileri; geçici gerilimler; besleme gerilimi ve akım dengesizliği, gerilim ve akım harmonikleri ve ara harmonikler, besleme geriliminden şebeke sinyali, hızlı gerilim değişiklikleri için güç kalitesi parametrelerinin ölçülmesi ve yorumlanması için standart yöntemler tanımlanmıştır.

Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü IEEE'nin güç kalitesi ile ilgili hazırladığı pek çok standart olup [51] öne çıkanları şunlardır:

- IEEE 1159-1995 Elektrik Gücü Kalitesinin İzlenmesi İçin IEEE Uygulama Önerileri
- IEEE 141-1993 Endüstriyel Tesis Sistemleri İçin Elektrik Güç Dağıtımı İçin IEEE Uygulama Önerileri
- IEEE 519-1992 Elektrik Güç Sistemlerinde Harmonik Kontrol için IEEE Uygulama Önerileri ve Gereksinimler
- IEEE 1453 AA güç sistemlerinde gerilim dalgalanmalarının ve ilgili ışık titremesinin ölçümü ve sınırları için uygulama önerisi.
- IEEE 1564 Gerilim düşme endekslerinin oluşturulması için önerilen uygulama

IEEE P1366 Elektrik Dağıtım Güvenilirlik Endeksleri için Kılavuz.

IEEE 1100 Hassas Elektronik Ekipmanlara Güç Verme ve Topraklamaya Yönelik Tavsiye Edilen Uygulama,

IEEE 1547 Dağıtılmış kaynakları elektrik güç sistemleriyle birbirine bağlamak için standart.

IEEE 1547.1 Dağıtılmış kaynakları elektrik güç sistemleriyle birbirine bağlayan ekipman için uygunluk testi prosedürleri standardı.

1547.2 Dağıtılmış kaynakları elektrik güç sistemleriyle birbirine bağlamak için IEEE 1547 standardı için uygulama kılavuzu.

1547.3 Elektrik güç sistemleriyle bağlantılı dağıtılmış kaynakların izlenmesi, bilgi alışverişi ve kontrolü için kılavuz.

1547.4 Dağıtılmış kaynak adası sistemlerinin elektrik güç sistemleriyle tasarımı, işletimi ve entegrasyonu için kılavuz.

1547.5 10 MVA'dan büyük elektrik güç kaynaklarının güç aktarım şebekesine bağlanması için teknik yönergeler.

2.3. Güç Kalitesi Bozulma Türleri

Güç kalitesi bozulmaları “güç kalitesi sapmaları” ve “güç kalitesi olayları” olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Sapmalar, sürekli ölçümler gerektiren kararlı durum veya yarı kararlı durum bozulmalarıdır. Olaylar ise başlangıcı ve bitişi olan ani bozulmalardır.

IEEE Std 1159-1995(R2001) “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, tek fazlı ve çok fazlı AA güç sistemlerinin elektrik güç kalitesinin izlenmesi üzerine olup [52], bu belgede geçen 2 numaralı çizelgede güç sistemleri elektromanyetik hadiselerinin kategorileri ve tipik karakteristikleri listelenmiştir (Çizelge 2.1). Elektromanyetik olaylarda farklı kategorilerin geliştirilmesinin ana nedenlerinden birinin, ilgili belirli varyasyona bağlı olarak güç kalitesi problemlerini çözmenin farklı yollarının olmasıdır.

Güç kalitesi problemleri sapmalar ve olaylar olarak ayrılabilirler. Sapmalar, sürekli ölçümler gerektiren veya buna imkan veren kararlı durum veya yarı kararlı durum bozunumlarıdır. Olaylar, başlangıcı ve bitişi olan anınsızın meydana gelen rahatsızlıklardır. Çizelge 2.1’de tipik süre’de kalıcı durum olarak belirtilen kategoriler ile gerilim

dalgalanmaları ve şebeke frekansı sapmaları “Güç kalitesi sapmaları”, diğer kategoriler ise “Güç kalitesi olayları” ana grupları içinde ele alınmaktadır [51]. Güç kalitesi sapmaları ile güç kalitesi olaylarının izlenmesinde veri işleme yöntemleri temel farklılıklar göstermektedir. Güç kalitesi izleme sistemleri öncelikle sistemde bir sapmanın veya bir güç kalitesi olayının meydana geldiğine karar verir. Sorunun bir olay sınıfından ise bu olayın anlık verilerini kaydeder, sorun sapma ise sadece sapma değerlerini kaydeder.

Çizelge 2.1. Güç sistemi elektromanyetik olaylarının kategorileri ve tipik özellikleri

Kategoriler	Tipik Spektral İçerik	Tipik Süre	Tipik Gerilim Büyüklüğü
1.0 Geçici olaylar			
1.1 Dürtüsel			
1.1.1 Nanosaniye	5 ns yükseliş	< 50 ns	
1.1.2 Mikrosaniye	1 µs yükseliş	50ns-1ms	
1.1.3 Milisaniye	0,1 ms yükseliş	> 1ms	
1.2 Salınımlı			
1.2.1 Düşük frekans	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2 Orta frekans	5–500 kHz	20 µs	0 – 8 pu
1.2.3 Yüksek frekans	0,5–5 MHz	5 µs	0 – 4 pu
2.0 Kısa süreli değişimler			
2.1 Anlık kısa süreli			
2.1.1 Gerilim Düşmesi		0,5–30 salınım	0,1 – 0,9 pu
2.1.2 Gerilim Yükselmesi		0,5–30 salınım	1,1 – 1,8 pu
2.2 Anlık uzun süreli			
2.2.1 Kesinti		0,5 salınım – 3s	< 0,1 pu
2.2.2 Gerilim Düşmesi		30 salınım – 3s	0,1 – 0,9 pu
2.2.3 Gerilim Yükselmesi		30 salınım – 3s	1,1 – 1,4 pu

Çizelge 2.1. (Devamı) Güç sistemi elektromanyetik olaylarının kategorileri ve tipik özellikleri

2.3 Geçici			
2.3.1 Kesinti		3s – 1 dk	< 0,1 pu
2.3.2 Gerilim Düşmesi		3s – 1 dk	0,1 – 0,9 pu
2.3.3 Gerilim Yükselmesi		3s – 1 dk	1,1 – 1,2 pu
3.0 Uzun süreli değişimler			
3.1 Sürekli kesinti		> 1 dk	0,0 pu
3.2 Düşük gerilim			0,8 – 0,9 pu
3.3 Aşırı gerilim			1,1 – 1,2 pu
4.0 Gerilim dengesizliği		Kalıcı durum	% 0,5 – 2
5.0 Dalga şekli bozunumu		Kalıcı durum	
5.1 DA ofset		Kalıcı durum	% 0 – 0,1
5.2 Harmonikler		Kalıcı durum	% 0 – 20
5.3 Ara harmonikler		Kalıcı durum	% 0 – 2
5.4 Çentik		Kalıcı durum	
5.5 Gürültü		Kalıcı durum	% 0 – 1
6.0 Gerilim dalgalanmaları		Aralıklı	% 0,1 – 7
7.0 Şebeke frekansı sapmaları		< 10 s	

2.4. Güç Kalitesi Sapmaları

Bu kısımda, nispeten kalıcı özellikler gösteren bozulma çeşitleri olan güç kalitesi sapmaları üzerinde durulacaktır. Frekans sapmaları, gerilim dengesizliği, gerilim dalgalanmaları, ve harmonikler gibi bozulma türleri genellikle kalıcı olma eğiliminde olup, başlangıç ve bitiş anlarının tarif edilmediği türden bozulmalardır.

2.4.1. Frekans sapmaları

Şebeke frekansı, şebekedeki yüklerin sürekli değişmesi nedeniyle nominal değerinden sapar. Elektrik enerjisinde frekans sapması, sistemde üretilen enerji ile tüketilen enerji dengesizliğinden kaynaklanır. Sistem frekansını belirli bir aralıkta tutmak ve bu dengesizliği gidermek için jeneratörlerde Otomatik Üretim Kontrolü bulunmaktadır [53]. Jeneratörler üzerinden, şebekenin optimal çalışması için belirlenen Alan Kontrol Hatası ve Otomatik Üretim Kontrolü mekanizması ile şebeke frekansı belirli değerler içinde tutulmaya çalışılır.

Şebeke frekansında meydana gelen sapmaların bazı olumsuz sonuçları vardır. Şebeke frekansında sapma meydana geldiğinde sıfır geçişlere göre senkronize olan sistem saatleri yanlış değerler gösterir, şebekeye bağlı motorların hızları değişir, motor ve transformatörlerdeki manyetik akı miktarları etkilenecek manyetik doyuma sebep olabilir ve verimleri düşebilir.

Enerji dengesizliği ile sistem frekansı arasındaki ilişki

Elektrik enerjisinin büyük miktarlarda uzun süreler boyunca depolanması mümkün olmadığından, elektrik enerjisinin üretimi ve tüketimi dengede olmalıdır. Üretilen ve tüketilen elektrik enerjisi arasında herhangi bir dengesizlik, sistemdeki mevcut enerji miktarında değişikliğe neden olur. Sistemde belirli bir anda mevcut olan enerji, tüm jeneratörlerin ve motorların rotorlarındaki dönme enerjisi E_{rot} ile belirlenir:

$$E_{rot} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (2.1)$$

burada J tüm dönen makinelerin toplam eylemsizlik momenti, ω ise bu makinelerin döndüğü açısal hızdır. Üretilen güç P_g ile toplam tüketim ve kayıpları ifade eden P_c arasındaki dengesizlik, dönme enerjisi miktarında ve dolayısıyla açısal hızda bir değişikliğe neden olur:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_g - P_c}{J\omega} \quad (2.2)$$

Bu eşitliğe “Salınım Eşitliği” adı verilir (Eş. 2.2). ω_0 nominal hız ve S_b baz güç olmak üzere, atalet sabiti H şu şekilde tanımlanır:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_0^2}{S_b} \quad (2.3)$$

Frekansın nominal değerine yakın kaldığı varsayımı ile Eş.2.3, Eş.2.2’nin içine yerleştirildiğinde aşağıda verilen eşitlik elde edilir:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} (P_g - P_c) \quad (2.4)$$

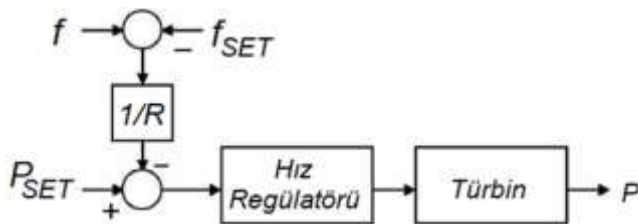
burada P_g ve P_c , atalet sabiti H ile aynı baz güç üzerinden per-unit değerlerdir.

Frekans kontrolünün temeli

Belirli bir bölgede, birbirine yakın jeneratörler bir grup olarak düşünülebilir. Belirli jeneratör grupları arasına hatlar giriyorsa, frekans kontrolünde bu grupların ayrı alanlar halinde düşünülmesi gerekir.

Şekil 2.1’de bir jeneratör türbininde üretilen mekanik güç üzerinden frekans kontrolü için primer kontrol çevrimi gösterilmektedir. f_{SET} şebekenin istenen frekansı, P_{SET} türbinin kurulduğu enerji üretimi, f sistemin gerçek frekansı, R regülatör ayarı (frekansa göre türbine ilave edilecek gücün oranı), P ise türbinin güç çıkışıdır. Türbinin enerjisi P_{SET} , o anda tahmin edilen tüketim miktarına kurulum. Türbinin üreteceği güç

$$P = P_{SET} - \frac{1}{R} (f - f_{SET}) \quad (2.5)$$



Şekil 2.1. Primer kontrol çevrimi

ile belirlenir. Birden fazla jeneratörün olduğu gruptaki her bir jeneratör için

$$P_i = P_{SET,i} - \frac{1}{R_i}(f - f_{SET,i}) \quad (2.6)$$

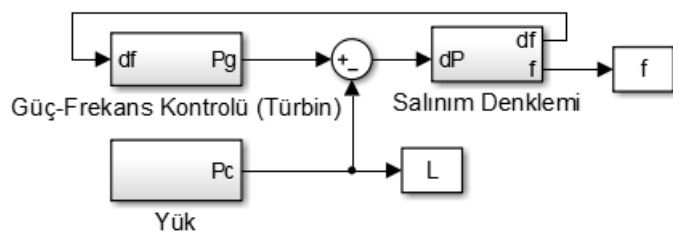
olmak üzere toplam güç aşağıdaki gibi olur:

$$P_c = \sum_i P_i \quad (2.7)$$

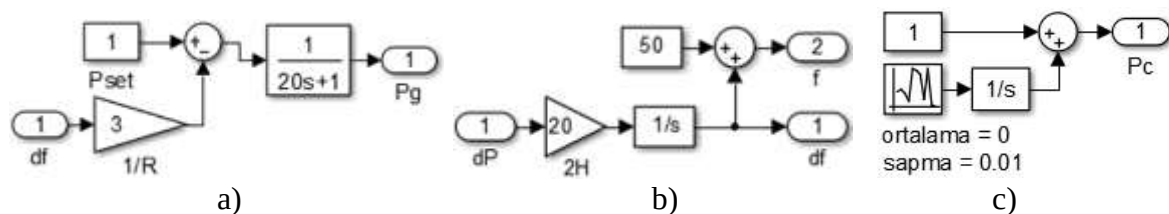
Frekans kontrolünün basit bir modeli ve şebeke frekansının devinimi

Aynı alanda bir jeneratör grubunun ürettiği enerji ile frekans kontrolü için yapılan Simulink diyagramı Şekil 2.2'deki gibidir. Jeneratörlerin ürettiği güç ile elektriksel yüklerin çektiği güç farkı salınım eşitliğinden geçirilerek şebeke frekansı elde edilmekte ve yine bu frekansa göre jeneratörler enerji üretimlerini güncellemektedirler.

Yükün zaman içinde rastgele değişimini simule etmek için oluşturulan altsistem şekil 2.3a’da verilmiştir. Şekil 2.2’deki elektriksel yük, salınım eşitliği ve türbin için oluşturulan alt sistemler ise Şekil 2.3b ve Şekil 2.3c’de verilmiştir.

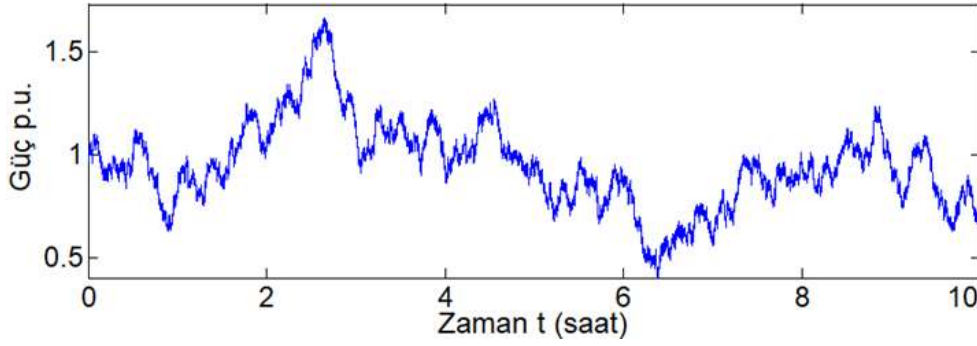


Şekil 2.2. Basit bir güç sistemi kontrol modeli



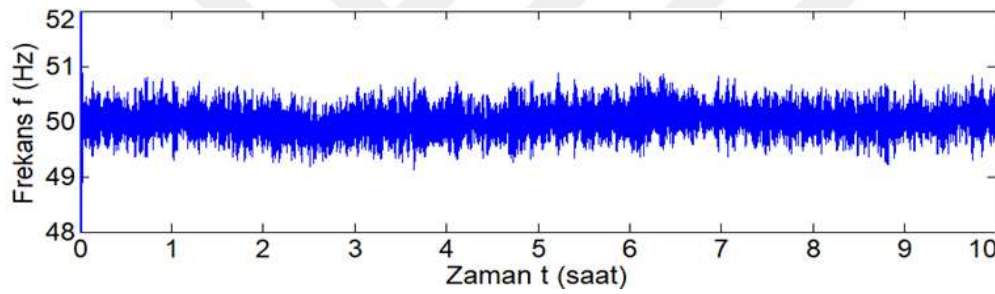
Şekil 2.3. Basit bir güç sistemi kontrol modelinin kısımları: a) Türbin enerji üretimi bloğu
b) Salınım eşitliği modeli c) Şebeke yük modeli

Yükün birim değer olarak zaman içinde değişimi Şekil 2.4'te gösterilmektedir.



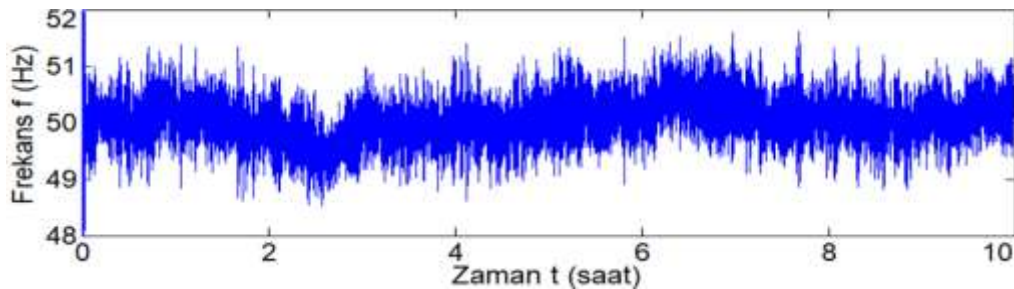
Şekil 2.4. Yükün p.u. cinsinden 10 saat süre içindeki değişimi

Yük değişimine karşılık frekans belirli bir aralıkta tutulmaya çalışılmaktadır. Modelden elde edilen sonuçlara göre frekansın 10 saat içindeki değişimi şekil 2.5'deki gibidir. Frekans 50 ± 0.8 Hz etrafında değişmektedir.



Şekil 2.5. Frekansın 10 saat süre içindeki değişimi

Jeneratör regülasyon sabiti ne kadar yüksek ise o kadar güçlü bir frekans kontrolü yapılabilir. Bunun için daha güçlü bir jeneratör kullanılabilir veya pratikte fazla sayıda jeneratör ile toplamda daha düşük regülasyon sabiti olan bir jeneratör grubu elde edilebilir. Bir karşılaştırma olarak, daha düşük regülasyon sabiti olan bir denetimden alınan sonuç şekil 2.6'daki gibidir. Frekansta daha yüksek salınım olduğu görülmektedir.



Şekil 2.6. Daha yüksek bir regülasyon sabitinde frekansın 10 saat süre içindeki değişimi

Standartlarda frekans sapmaları

IEC 61000-4-30, güç sistemi frekansının ölçümünde A sınıfı performans için şu standartları belirtir:

1. Frekans, 10 saniyelik bir aralıkta her 10 saniyede bir ölçülmelidir.
2. Harmonikler ve ara harmonikler zayıflatılmalıdır.
3. Her ölçüm aralığı, mutlak 10 saniyelik bir zaman anında başlamalıdır. Zaman anında hata, güç sistemi frekansının bir çevrimi ile sınırlıdır (50 Hz'lik bir sistemde 20 ms, 60 Hz'lik bir sistemde 16,7 ms).
4. Frekans kestirimindeki hata 10 mHz ile sınırlıdır.

IEEE Std 1159'da da frekans ölçümü için 10 saniyelik zaman aralığı vermektedir. IEC 61000-2-4 standardına göre 10s ölçüm aralığında şebeke frekansı 49.5 - 50.5 Hz arasında olmalıdır. Avrupa EN 50160'a göre bir güç sisteminde "10 saniyelik ortalamaların %95'i 49.5 - 50.5 Hz aralığının dışında olmayacaktır" standardı getirilmiştir.

2.4.2. Gerilim dengesizliği

Güç sistemlerinde faz gerilimlerinin genlikleri eşit olmayabilmektedir. Faz gerilimleri arasındaki farka gerilim dengesizliği adı verilmektedir. Faz gerilimleri dengesizliği, yüklerin fazlar arasında dengesiz dağılımından ve dolayısıyla fazlarda farklı miktarda akım çekilmesinden kaynaklanır. Gerilim dengesizliği, üç fazlı bir sistemin fazları arasındaki gerilim farklarının ölçüsüdür. Üç fazlı motorların performansını düşürür ve ömrünü kısaltır.

Gerilim dengesizliğini miktar olarak ortaya koymak için simetrik bileşenler yöntemi kullanılır. Bu yöntem gerilimlerin fazör bilgisini işlemden geçirerek, sistemdeki gerilimleri pozitif, negatif ve sıfır bileşenlerine ayırır. $v_a(t)$, $v_b(t)$ ve $v_c(t)$ faz gerilimleri olmak üzere, fazlar birbirlerini sırasıyla 120° aralılarla takip ederler:

$$\begin{aligned}
v_a(t) &= V_A \sin(\omega t) \\
v_b(t) &= V_B \sin\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right) \\
v_c(t) &= V_C \sin\left(\omega t + \frac{2}{3}\pi\right)
\end{aligned} \tag{2.8}$$

Bir “a” karmaşık katsayısı $a = e^{j2\pi/3}$ olarak tanımlandığında simetrik bileşenler yöntemi şu ifade ile tanımlanır:

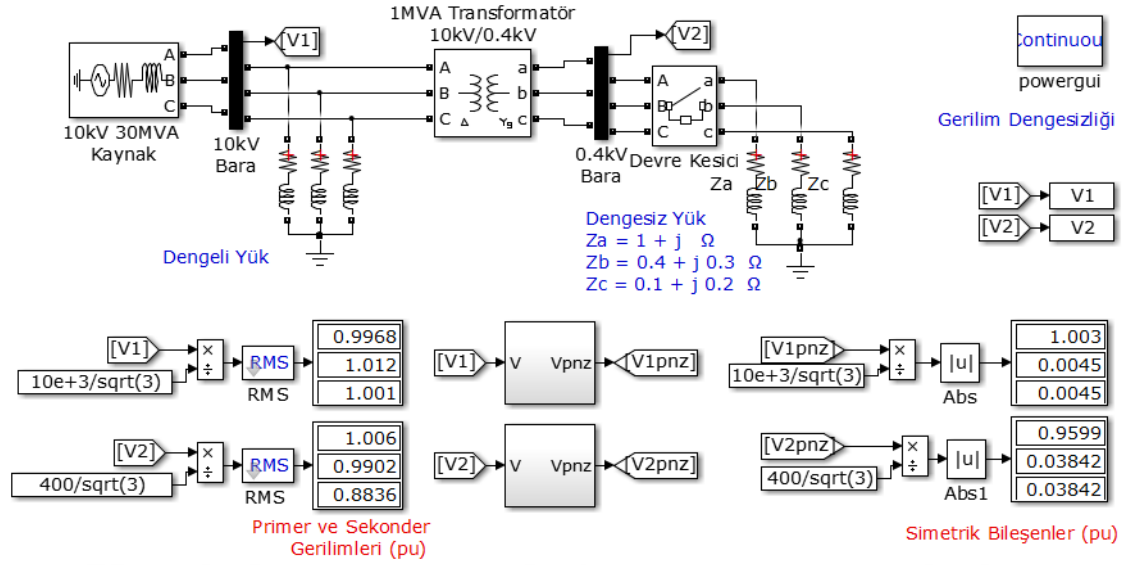
$$\begin{aligned}
V^+ &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\
V^- &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \\
V^0 &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)
\end{aligned} \tag{2.9}$$

Burada (Eş. 2.9) V^+ pozitif bileşen gerilimi, V^- negatif bileşen gerilimi, V^0 ise sıfır bileşen gerilimidir ve karmaşık sayılarla ifade edilirler. [51]’de, bu gerilimlere ilişkin şu yorumlar verilmektedir:

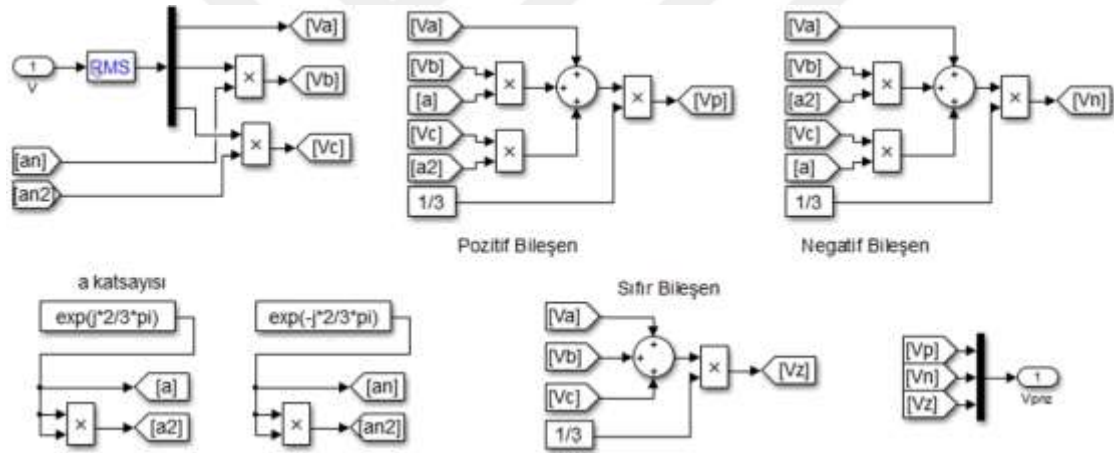
- Pozitif bileşen gerilimi, jeneratörlerden motorlara güç akışına katkıda bulunan gerilim miktarıdır. Yaklaşık olarak, üretimden yüke güç akışının sadece pozitif sırada gerçekleştiği söylenebilir.
- Negatif bileşen gerilimi, sistemdeki dengesizlik miktarının bir göstergesi olup, üç fazlı sistemin kullanımında verimsizliği gösterir.
- Sıfır bileşen geriliminin varlığı, toprağa bir bağlantı olduğunu gösterir. Sıfır bileşen akımı, faz iletkenlerinden geri dönmeyen akımın miktarı için bir ölçüdür.

Gerilim dengesizliği için bir model

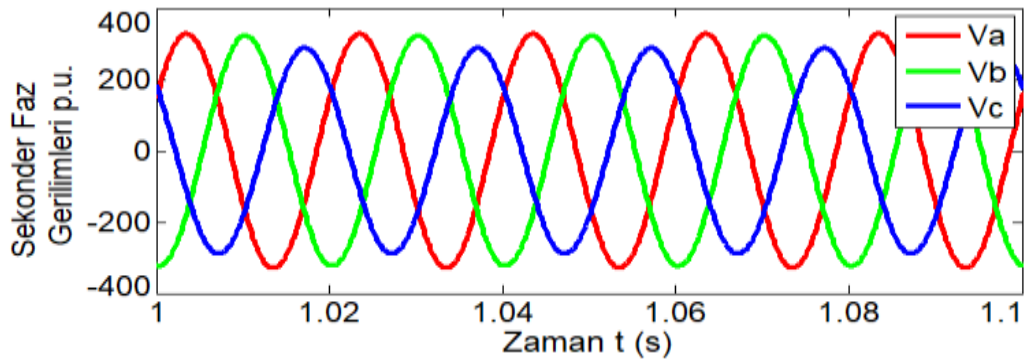
Şekil 2.7’de dengesiz endüktif bir yükün şebekede oluşturduğu gerilim dengesizliği ve bunun simetrik bileşenlerinin hesaplanan değerleri gösterilmektedir. Sekonder tarafına bağlanan dengesiz empedans yükü transformatörün her iki tarafında da gerilim dengesizliğine sebep olmaktadır. Faz gerilimleri ile simetrik bileşen gerilimleri pu olarak verilmiştir. Simetrik bileşenlere bakıldığında, sekonder kısımdaki dengesizliğin primer kısma göre daha yüksek olduğu görülmektedir. Şekil 2.8’de simetrik bileşenlerin hesaplandığı bloğun iç yapısı verilmektedir. Şekil 2.9’de ise sekonder tarafındaki faz gerilimleri gösterilmektedir.



Şekil 2.7. Gerilim dengesizliği durumunda Simetrik Bileşenlerin hesaplandığı model



Şekil 2.8. Simetrik bileşenler bloğunun iç yapısı



Şekil 2.9. Sekonder faz gerilimleri dengesizliği

Standartlarda gerilim dengesizliği

IEC 61000-4-30 A sınıfı standartlarına göre gerilim dengesizliği simetrik bileşenler yöntemi kullanılarak hesaplanmalıdır. Sonrasında dengesizlik, yüzde olarak ifade edilen negatif ve pozitif dizi bileşeni arasındaki oran olarak hesaplanır. Dengesizlik 50 Hz sistemler için 10 çevrim, 150 çevrim, 10 dakika ve 2 saatlik aralıklarla tekrarlı hesaplanır.

IEEE standartlarında gerilim dengesizliği, negatif veya sıfır bileşen bileşeninin pozitif bileşen bileşenine oranı olarak tanımlanır. IEC 61000-2-4 standardına göre 10 dakikalık ölçümde gerilim dengesizliği %2 ile sınırlı olmalıdır.

2.4.3. Gerilim dalgalanmaları

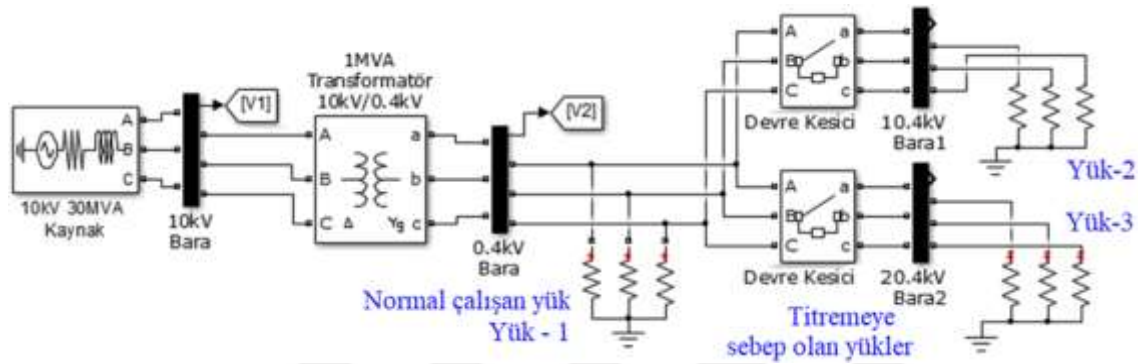
Gerilim dalgalanması veya titreme, şebeke gerilimindeki genlik ve frekansındaki rahatsız edici değişimler olarak tanımlanmaktadır. [54]'e göre gerilim dalgalanmasının tanımı şöyledir: “Gerilimin aydınlatma seviyesinde fark edilebilir veya rahatsız edici değişikliklere neden olacak şekilde ard arda değişmesine gerilim dalgalanması veya titreme denir”. Gerilim dalgalanması ölçümleri için gerekli standartlar IEC 61000-4-15 belgesinde tanımlanmıştır.

[55]'e göre gerilim dalgalanmasının iki ana sebebi vardır: birbirinden bağımsız olarak ayrı gerilim değişikliklerine neden olan yükler ve gerilim dalgalanmalarına neden olan yükler. Birinci grup birçok ısıtma ve soğutma yükünü içerir. Aşırı soğuklar veya sıcaklıklar meydana geldiği durumlar dışında bu yükler genellikle çok kısa bir görev döngüsüne sahiptir. Ana güç tüketicisi olarak bir elektrik motoruna sahip yükler ise gerilim dalgalanması için en kötüsüdür çünkü motor her çalıştırıldığında yüksek bir başlangıç akımı çeker. Buna örnek olarak klimalar, buzdolapları, büyük fotokopi makinelerini verilebilir. İkinci grup, akımının sürekli değiştiği yükleri içerir. Örnekler ark ocağı, ark ve direnç kaynağı, yük çekiş araçları ve rüzgar türbinleridir.

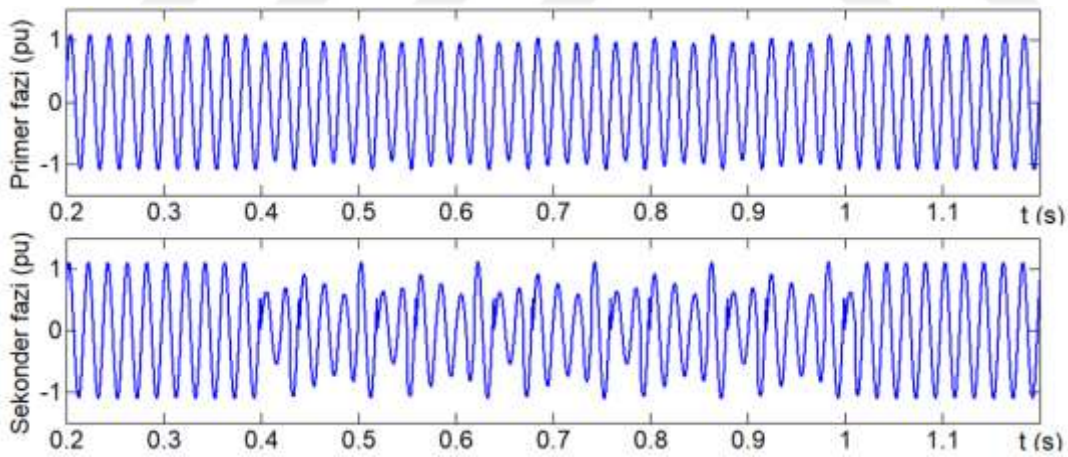
Gerilim dalgalanması için bir model

Şekil 2.10'da bazı yüklerin sürekli devreye girip çıkmasıyla titremeye sebep olduğu bir model verilmektedir. Yük-2 ve Yük-3 saniyede 0.4-1.0s arasında 33 ve 50 defa

anahtarlanarak şebekeden kesikli sürelerde akım çekmektedir. Bu yükler kısa süreliğine akım çektiklerinde şebeke geriliminin düşmesine neden olmakta, akım çekmedikleri sürede gerilim eski durumuna gelmekte, ancak bu tekrarlandığı için gerilimde dalgalanmaya sebep olmaktadır. Şekil 2.11’de modelin 0.4-1.0s arasındaki gerilimi dalgalanması gösterilmiştir. Gerilim dalgalanması sekonder taraftaki yükler sebebiyle meydana gelmekte olduğundan, titreme primer tarafa göre daha fazladır. Sekonder tarafta meydana gelen gerilim dalgalanması primer tarafı ve sonrasında bağlı olduğu şebekeyi etkilemektedir.



Şekil 2.10. Gerilim dalgalanması modeli



Şekil 2.11. Primer ve sekonderdeki gerilim dalgalanması (0.4-1.0 s)

2.4.4. Dalga şekli bozunumları

Gerilim dalga şeklinde bir bozunumdan söz edildiğinde, bu dalga şeklinin periyodik ancak sinüzoidal olmayan bir formda olduğu ifade edilir. Dalga biçimi bozulması, güç sistemindeki doğrusal olmayan öğelerin varlığından kaynaklanır. Doğrusal olmayan elemanlar, sinüzoidal bir gerilim kaynağından beslendiği halde sinüzoidal olmayan akım

çekerekler. Böyle bozuk akım dalga biçimi çeken elemanlar, beslendiği gerilim dalga biçiminin de bozulmasına yol açar. Bozulan gerilim dalga biçimi de şebekeye bağlı diğer elemanları etkiler.

Harmonikler

Şebekeye bağlı bazı yükler yapısı gereği sinüzoidal olmayan akım çekerekler. Dalga biçimi bozunumunun en önemli sebebi doğrusal olmayan güç elektroniği yükleridir. Bu tür yükler, çektikleri akımda ve buna bağlı olarak etkilediği şebeke geriliminde şebeke frekansının tam katı olacak şekilde harmonikler üretirler.

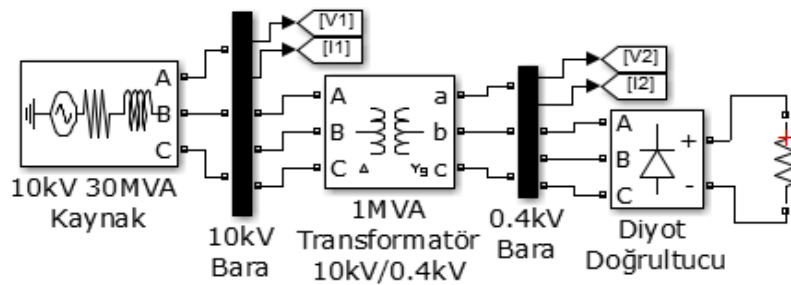
Sinüzoidal olmayan periyodik bir $v(t)$ gerilim dalga formu ise Fourier serisi olarak ifade edilebilir:

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} V_n \cos(n\omega t - \theta_n) \quad (2.10)$$

Bu serideki $\sqrt{2}V_1 \cos(\omega t)$ terimi gerilimin ana harmoniği olarak anılır ve V_1 ana harmoniğin etkin değeridir. n tamsayı olmak üzere diğer herhangi n . terim $\sqrt{2}V_n \cos(n\omega t - \theta_n)$ ise $v(t)$ geriliminin n . harmoniği olup, V_n bu harmoniğin etkin değeri ve θ_n ise bu harmoniğin faz açısıdır.

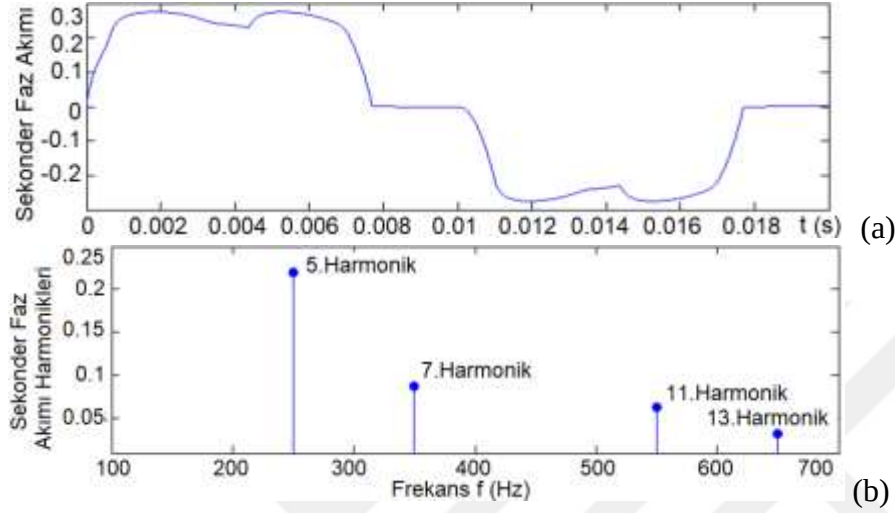
Harmoniklerin ortaya çıktığı bir sistem modeli

Şekil 2.12’de harmoniklere sebep olan doğrultuculu bir yük modeli verilmiştir.

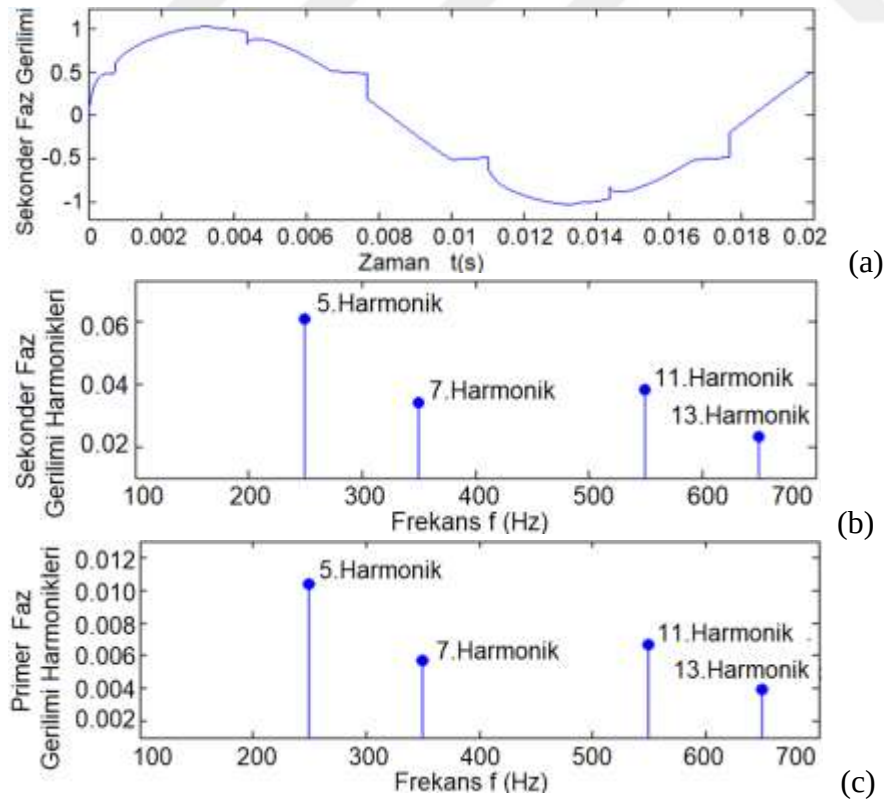


Şekil 2.12. Harmonik üreten doğrultuculu yük

Doğrultucu ile birlikte kullanılan 1 Ω 'luk direnç yükü sinuzoidal olmayan akım çeker. Şekil 2.13'de, doğrultuculu yükün bir fazdan çektiği akım gösterilmektedir. Akımın harmonikli olması, sekonder gerilimini etkilemektedir (Şekil 2.14). Sekonder gerilim harmonikleri primer tarafa azalarak geçmektedir (Şekil 2.14).



Şekil 2.13. Yükün çektiği akım: a) akımın dalga şekli b) akımın harmonikleri



Şekil 2.14. Primer ve sekonderde gerilim harmonikleri: a) sekonder faz gerilimi dalga şekli b) sekonder gerilimi harmonikleri c) primer faz gerilimi harmonikleri

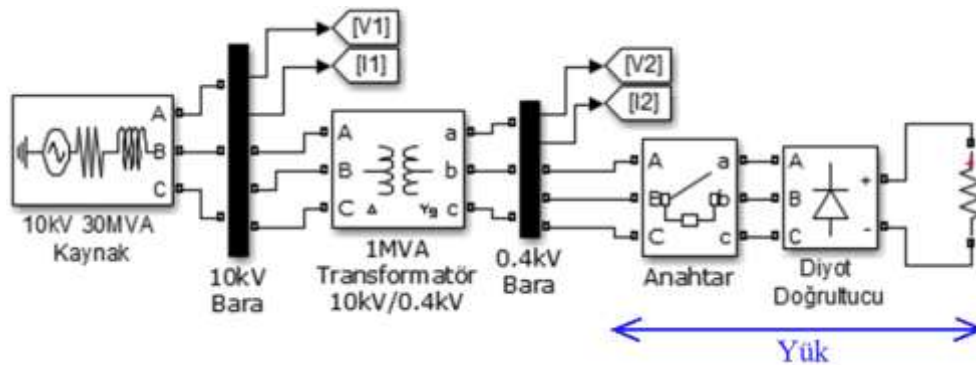
Ara harmonikler

Genellikle gerilim veya akım dalga biçimi, güç sistemi frekansının çoklu tamsayıları olmayan bileşenler de içerir. Böyle bileşenlere ara-harmonik adı verilir. Ara harmonikleri ölçmek için bir periyottan daha uzun bir süre boyunca ölçüm işlemini sürdürmek gerekir.

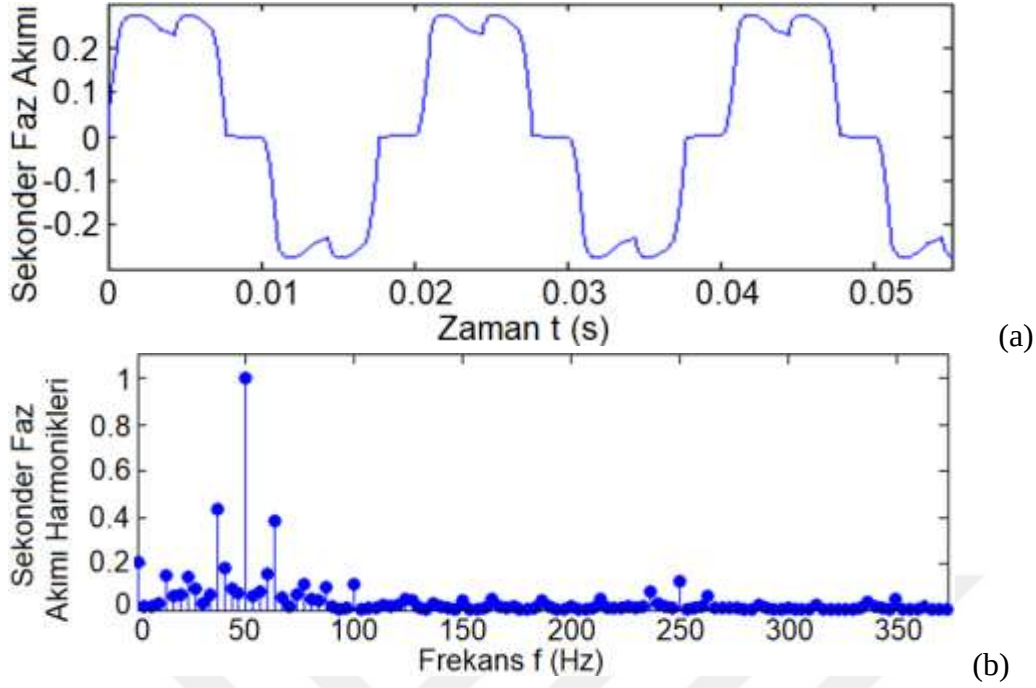
Ara-harmonikler temelde iki nedenle meydana gelmektedirler [56]. Birincisi, tesislerin hızlı akım değişimine bağlı olarak şebeke geriliminin faz ve genliklerinde meydana gelen değişim nedeniyle sistem harmoniklerinin yanbant oluşturmalarıdır. İkinci neden ise yarı iletken cihazlar kullanan statik dönüştürücülerde anahtarlama frekansının güç sistemi ile senkronize olmamasıdır. Zamanla değişen yükler, asenkron motorlar, çiftli dönüştürme sistemleri, siklokonvertörler, rüzgar türbinleri ara harmoniğe sebep olan yüklerden bazılarıdır.

Ara-harmoniklerin ortaya çıkmasını açıklayıcı için bir model

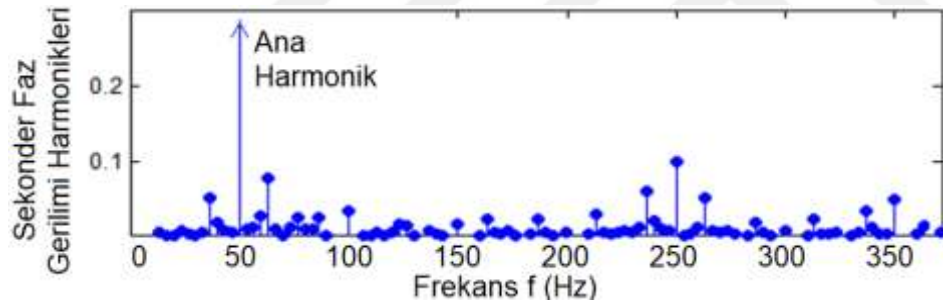
Şekil 2.15’de ara harmonik üreten bir yük verilmiştir. Yük bir anahtar, diyot doğrultucu ve bir dirençten oluşmaktadır. Anahtar 17ms periyodunda açılıp kapanmakta, böylece şebeke frekansının tam katı olmayan 58.82Hz ve katları harmonikler üretmektedir. Bu yükün sekonderin bir fazından çektiği akım dalga şekli ve akımın harmonik içeriği Şekil 2.16’da gösterilmektedir. Akım ve gerilimlerde şebeke frekansının katı olmayan harmonikler bulunmaktadır (Şekil 2.16 ve Şekil 2.17).



Şekil 2.15. Ara harmonik üreten bir yük modeli



Şekil 2.16. Sekonder akımı dalga şekli (a) ve harmonikleri (b)



Şekil 2.17. Sekonder faz gerilimi harmonikleri

Toplam harmonik bozunum

Bir gerilim dalga formundaki bozunum miktarını belirleyebilmek için Toplam Harmonik Bozunum (THB) IEEE 1459’da [57] şu şekilde tanımlanmıştır:

$$THB = \sqrt{\left(\frac{V}{V_1}\right)^2 - 1} \quad (2.11)$$

Bu tanımlamaya göre dalga formundaki bozunumun ölçüsü, dalganın ana harmoniğinin dışında kalan kısmının ana harmonik miktarına oranıdır.

Harmoniklerin sebep olduğu sorunlar

Bir güç sistemindeki gerilim ve akım harmoniklerinin etkileri genellikle şunlardır:

1. Paralel veya seri rezonans nedeniyle bazı harmoniklerin genliklerinin büyümesi
2. Enerji üretim, taşıma ve kullanım sistemlerinde düşük performans
3. Şebeke bileşenlerinde yalıtımın erken yaşlanması
4. Sistemin veya bileşenlerinden bazılarının kötü çalışması

Harmonik ölçüm standartları hakkında

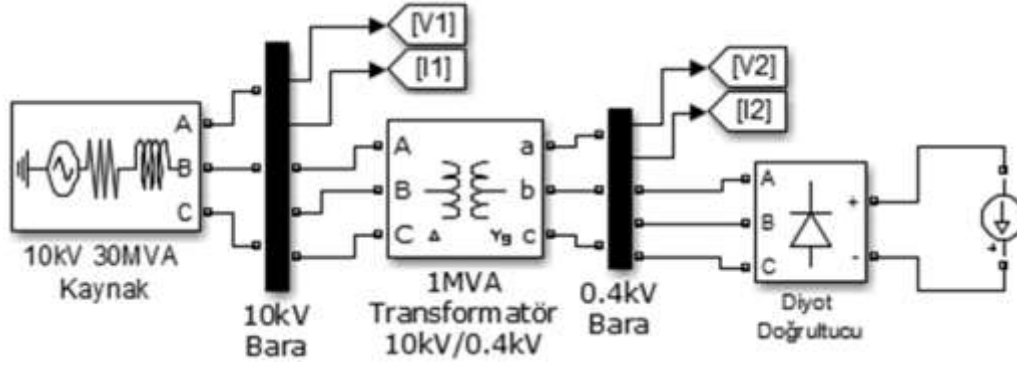
Harmonik bozulmanın ölçümü iki IEC standardında tanımlanmıştır: IEC 61000-4-7 ve IEC-61000-4-30. İlki, ekipman emisyonunu emisyon limiti ile karşılaştırırken harmonik akım bozulmasının nasıl ölçüleceğini tanımlamaktadır. İkinci belge, gerilim kalitesinin ölçüleceği yolu tanımlamaktadır.

IEC standartlarına göre Fourier serisi, 50 Hz'lik bir sistemde 10 çevrime ve 60 Hz'lik bir sistemde 12 çevrime eşit uzunlukta dikdörtgen bir pencere üzerinde elde edilecektir. IEC belgelerinde kullanılan süre 10/12 döngü penceresidir.

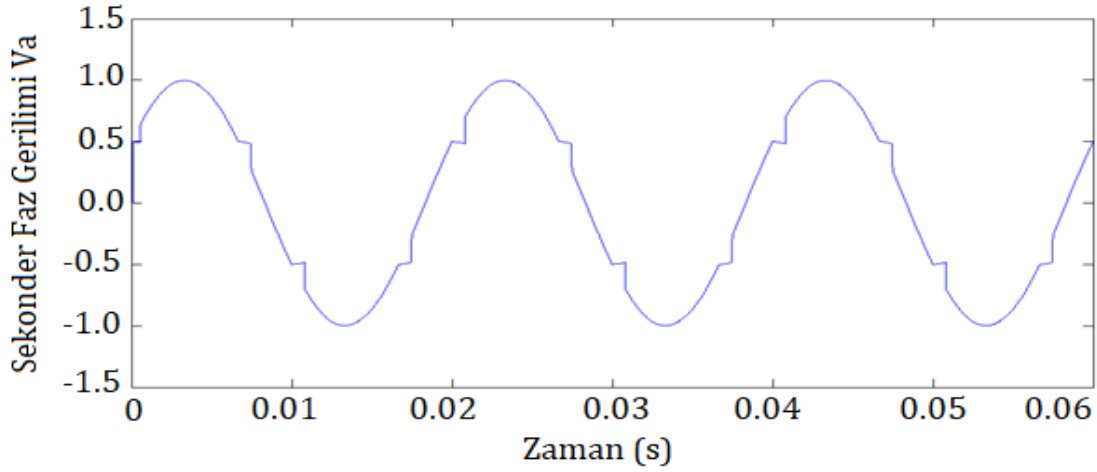
Çentikleme

Çentik, akımın bir fazdan diğerine geçişi sırasında doğrultucunun diyotları arasındaki komütasyonu sırasında iki fazının geçici olarak kısa devre yapmasından kaynaklanır.

Şekil 2.18'de çentiklemenin oluştuğu bir sistem modeli gösterilmektedir. Modeldeki akım kaynağı sabit akım çeken bir endüktif yükü temsil etmektedir ve doğrultucu bloğundan beslenmektedir. Bu sistemde doğrultucu bloğundaki diyotlar akımı kesilip başka bir diyota aktarırken iki faz kısa devre olmakta ve çentikleme etkisine sebep olmaktadır. Çentiklemenin sekonder faz gerilimindeki etkisi Şekil 2.19'da verilmiştir.



Şekil 2.18. Çentiklemenin oluştuğu bir sistem modeli



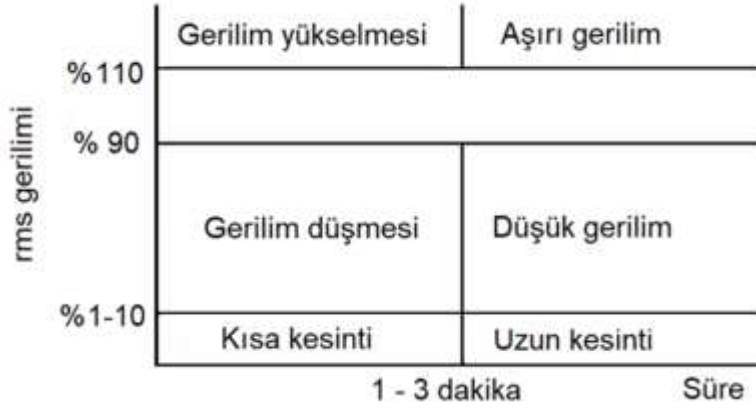
Şekil 2.19. Gerilimde çentikleme etkisi

2.5. Güç Kalitesi Olayları

Güç kalitesi olayları başlangıcı ve bitişi olan ani bozulmalardır. Kesintiler, gerilim düşmeleri/yükselmeleri ve geçici durumlar (tranzientler), güç kalitesi olaylarının ana sınıflarını oluşturmaktadır.

2.5.1. Kesintiler ve gerilim düşmeleri/yükselmeleri tanımlamaları

Gerilim seviyesi bakımından kesinti ve gerilim çökme/yükselme olaylarının sınıflandırılması için tipik eşik değerleri Şekil 2.20’de gösterilmektedir.



Şekil 2.20. Gerilimin seviyesine göre olayların sınıflandırılması için örnek eşik değerleri

Gerilim düşmesi ve kesinti tespiti, gerilimin kısa çevrimli etkin değeri üzerinden yapılır. Gerilim düşüşlerinin tespiti için, tek çevrim geriliminin etkin değeri, IEC 61000-4-30'a göre her yarım çevrimde bir eşik ile karşılaştırılmalıdır. Bir olay tespit edildiğinde, indeksleri hesaplanır ve saklanır. Bazı GK izleyicileri yalnızca hesaplanan olay verilerini değil, aynı zamanda tam gerilim ve/veya akım dalga biçimi verilerinin bir kısmını da depolar. Bu veriler daha sonra teşhis, ek endekslerin hesaplanması veya eğitim amaçları için kullanılabilir.

2.5.2. Kesintiler

Güç kalitesi literatüründe kesinti, gerilim büyüklüğünün sıfır veya sıfıra yakın olduğu bir durum olarak tanımlanır. Bir kesintiyi algılamak için tipik eşikler, nominal gerilimin %1 ve %10'dur. Kesinti, bir kesinti cihazının açılmasına karşılık gelmekte olup, IEEE Standard 1366'da kullanılan tanımdır. Standart belgelerdeki kesinti tanımları Çizelge 2.2'de verilmiştir.

Kesintiler, bir veya daha fazla müşterinin elektrik şebekesinden bağlantısının kesilmesinden kaynaklanır. Bu bağlantılar zorunlu veya planlı olarak kesilir. Bağlantı kesilmesinin nedenleri şunlardır:

- Kısa devre veya toprak arızası nedeniyle devre kesicinin veya sigortanın açılması. Bu, kesintilerin en yaygın nedenidir.

- Bir devre kesicinin veya başka bir anahtarlama cihazının yanlışlıkla çalışması. Bunun nedeni, bir koruma rölesi tarafından üretilen yanlış bir açma sinyali, anahtarlama cihazındaki mekanik bir arıza veya hatalı bir manuel işlem olabilir.
- Tipik olarak, sistemin bağlantısı kesilmiş kısmında bakım veya onarım yapmak amacıyla, sistemin bir parçasının kasıtlı olarak kesilmesi.

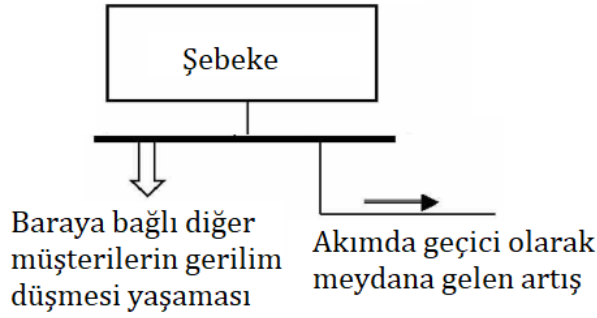
Çizelge 2.2. Standart belgelerde kesinti tanımları

Standart	Terim	Tanım
IEEE 1159	Kesinti	Gerilim nominal değerin %10'unun altında
	Sürekli kesinti	3 sn'den uzun
	Anlık kesinti	0,5 döngüden 3 dakikaya
	Geçici kesinti	3 sn - 1 dk
IEEE 1250	Anlık kesinti	30 döngüden kısa
	Anlık kesinti	0,5 - 2 s
	Geçici kesinti	2 sn - 2 dk
	Sürekli kesinti	2 dakikadan uzun
EN 50160	Kısa kesinti	3 dakikadan kısa
	Uzun kesinti	3 dakikadan uzun
IEEE 1366	Anlık kesinti	5 dakikadan kısa
	Sürekli kesinti	5 dakikadan uzun

2.5.3. Gerilim düşmesi

Gerilim düşüşleri şu anda ana güç kalitesi sorunlarından biridir. Özellikle endüstriyel müşteriler, gerilim düşüşlerinin üretim üzerindeki etkilerinden zarar görnektedirler. Gerilim düşmesi, gerilim genliğindeki kısa süreli azalmalardır. Tipik olarak, gerilimin etkin değeri nominal değerin %90'ının altına düştüğünde gerilim düşüşü kaydı için bir monitörleme işlemi tetiklenir. Gerilim genliği olay süresi tipik olarak 1 saniyeden azdır. Bir gerilim düşüşünü tanımlayan ana özellikler, gerilim düşüşü süresi ile artık gerilimidir. Bu iki etken, IEC 61000-4-30 standart belgesinde ölçümler için tanımlanmıştır.

Gerilim düşüşleri, çoğu durumda sistemin bir başka noktasından çekilen akım büyüklüğündeki kısa süreli artışlardan kaynaklanır. Akımdaki kısa süreli artış, akımın çekildiği barada bir gerilim düşüşüne neden olur. Arıza ile bazı müşteriler arasında ortak bağlantı noktası teşkil eden bu barada artan akım sırasında bir gerilim düşmesi yaşanır (Şekil 2.21).



Şekil 2.21. Gerilim düşmesinin nedenleri

Akımın geçici olarak artmasının birçok nedeni vardır, ancak üç ana neden aşağıdaki gibidir:

- Kısa devreler ve toprak arızaları
- Asenkron motorların çalıştırılması
- Transformatörlerin enerjilendirilmesi

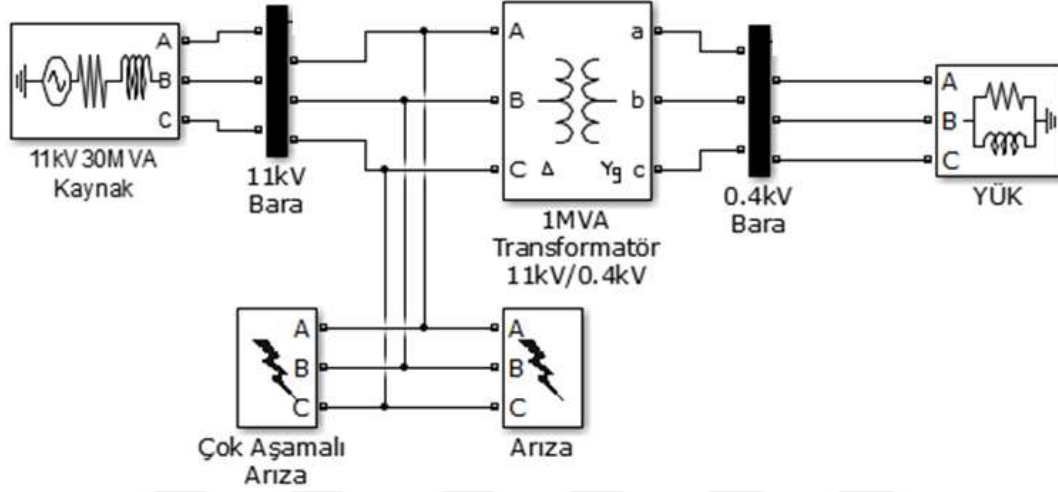
Gerilim düşmesini açıklayan modeller

Bu kısımda, akımın geçici olarak artmasına neden olan üç ana neden olan kısa devre, asenkron motor çalıştırma ve transformatör enerjilendirmeye dayalı üç model sunulmaktadır. Bu modeller “Simulation of Power Quality Events Using Simulink Model” adlı çalışmada yer almaktadır [58].

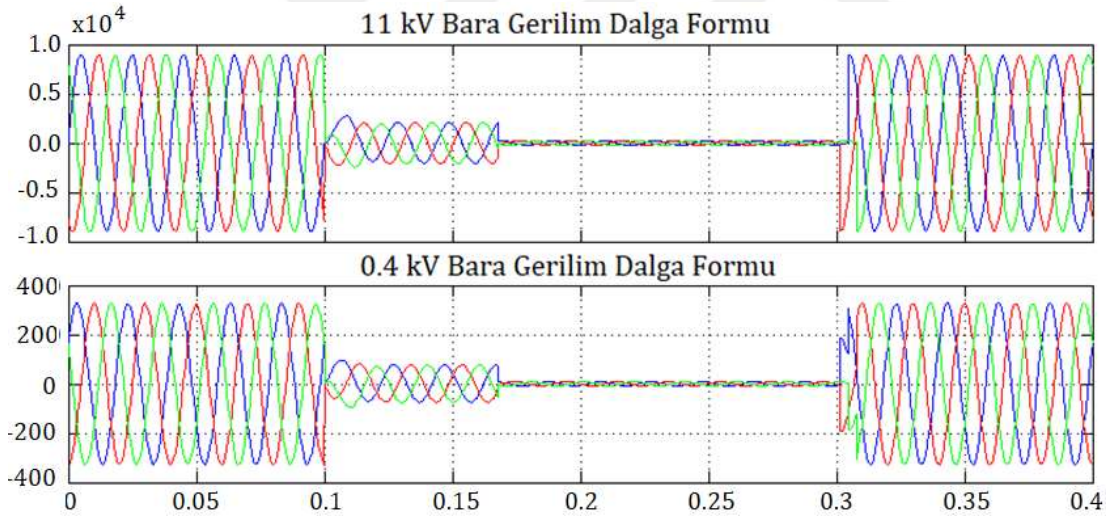
Hatta kısa devre meydana gelmesi

Şekil 2.22’de hatta kısa devre meydana gelmesi ile ortaya çıkan bir gerilim düşmesi olayı için oluşturulan modeli gösterilmektedir. Kısa devre olayı 0.1, 0.168, 0.3. saniyelerde

zaman içinde iki aşamalı olarak meydana gelmektedir. Şekil 2.23’de baralardaki gerilim dalga formları gösterilmektedir.



Şekil 2.22. Hatta bir kısa devre meydana gelmesi ile gerilim düşmesi olayı için bir model



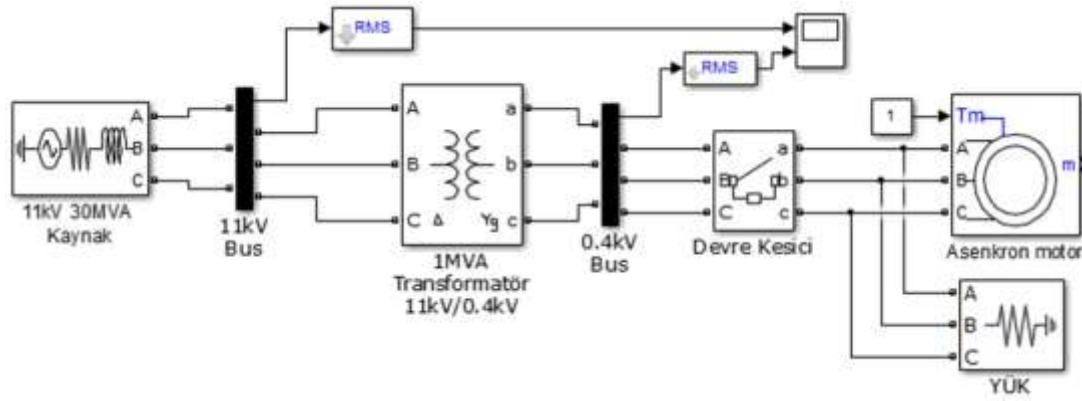
Şekil 2.23. Kısa devre modelindeki baraların gerilim dalga formları

Asenkron motor çalıştırma

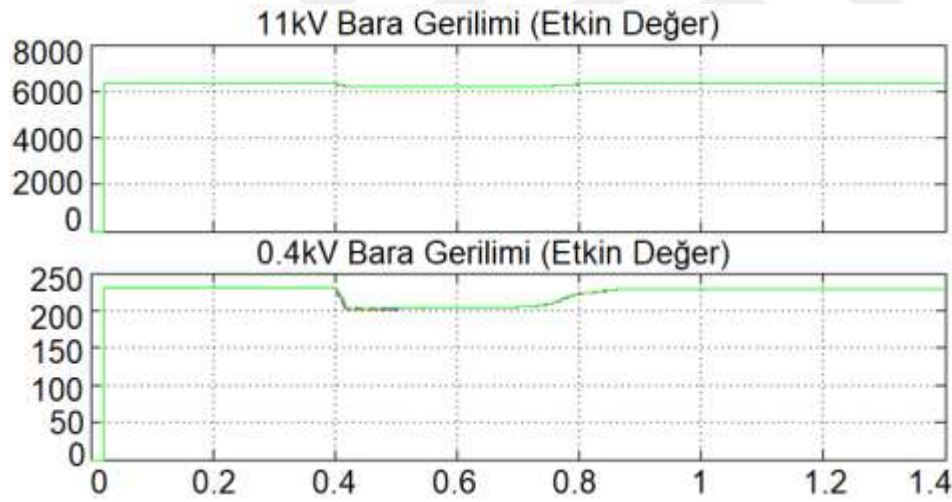
Şekil 2.24’te asenkron motorun çalıştırılması sırasında ortaya çıkan bir gerilim düşmesi olayı için oluşturulan bir model gösterilmektedir.

Modelde motor çalıştırma kontaktörünün kapanmasıyla 150HP asenkron motorun çalışmaya başlaması ve yüksek akım çekmesinden kaynaklanan üç fazlı gerilim düşmesi

açıklanmaktadır. 0.4kV baradaki gerilim düşmesi, transformatör üzerinden 11kV besleme barası yönüne yayılmaktadır. Transformatörün sekonder tarafındaki gerilim düşmesi belirginken, primer tarafındaki gerilim düşmesi daha az belirgindir (Şekil 2.25).



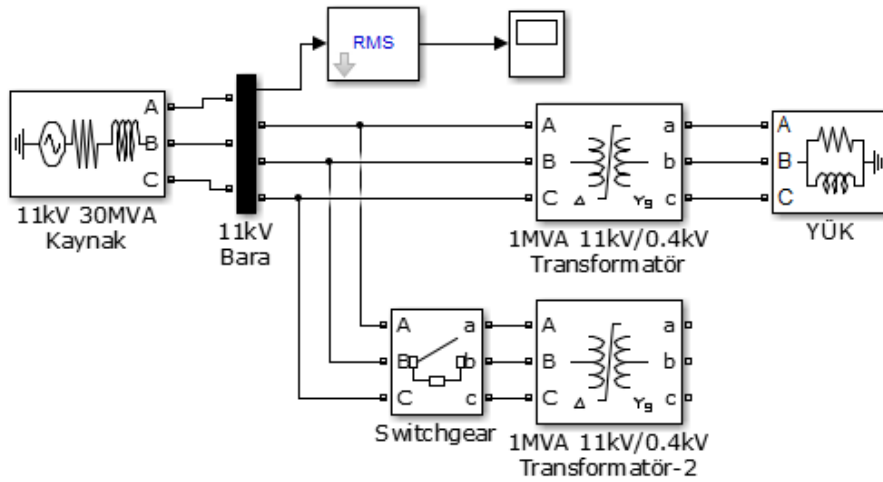
Şekil 2.24. Asenkron motorun çalıştırılması ile meydana gelen gerilim düşmesi olayı için bir model



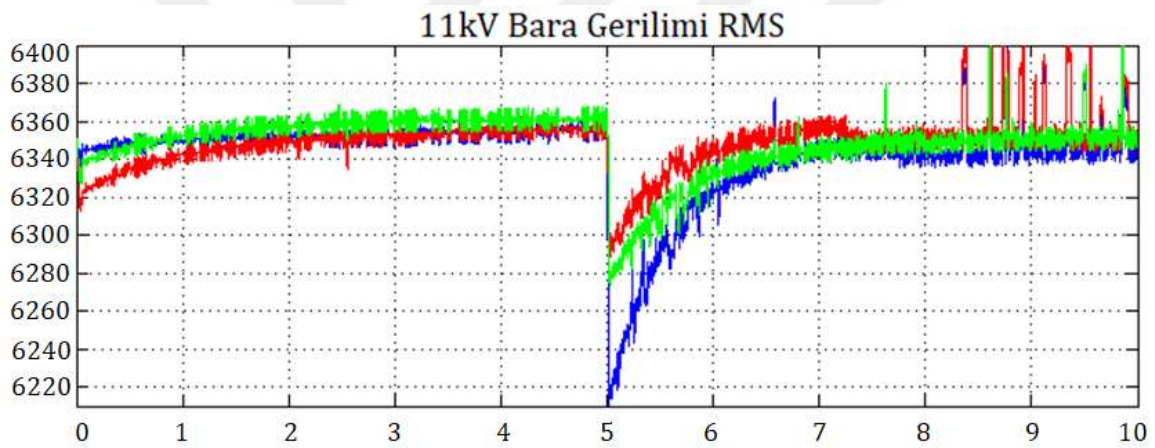
Şekil 2.25. Asenkron motor çalıştırma modelindeki bara gerilimleri

Transformatör enerjilendirme

Şekil 2.26'da transformatör enerjilendirilmesi sırasında ortaya çıkan bir gerilim düşmesi olayı için oluşturulan bir model gösterilmektedir. 5. saniyede yük bağlı olmayan ikinci transformatör enerjilendirilmektedir. Şekil 2.27'de ise transformatörün enerjilendirilmesinden ortaya çıkan, yaklaşık 2 saniye devam eden gerilim düşmesi görülmektedir.



Şekil 2.26. Transformatör enerjilendirme ile meydana gelen gerilim düşmesi olayı için bir model



Şekil 2.27. Transformatör enerjilendirme modelinde bara gerilimleri

2.5.4. Transientler

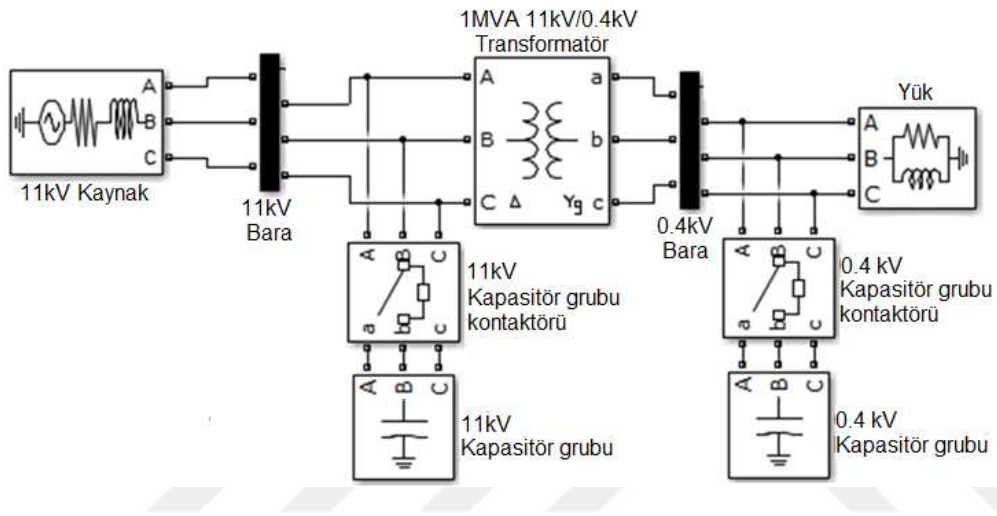
Güç sistemleri analizinde, transient terimi daha genel olarak kısa süreli herhangi bir gerilim veya akım olayını belirtmek için kullanılır. Bu bağlamda, bir yarım döngüden veya bir döngüden daha kısa bir süre genellikle kısa olarak kabul edilir. IEEE standardı 1100, "alt döngü bozukluğu" terimini kullanır.

Transient modeli

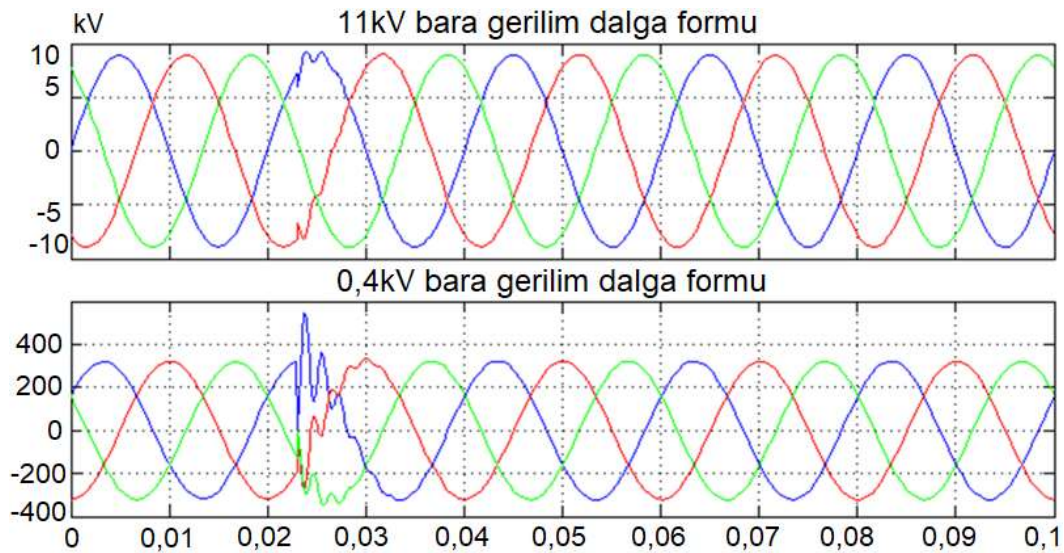
Şekil 2.28'de kapasitör grubu enerjilendirme modeli gösterilmektedir. Bu model ile güç faktörü düzeltilmesi için kapasitör grubunun enerjilenmesinin neden olduğu gerilim geçişi

simüle edilmektedir. Model, 11kV/0.4kV Δ/Y transformator aracılığıyla yüke beslenen 11kV 50Hz üç fazlı kaynak bloğundan oluşmaktadır.

Şekil 2.29'da 0.4kV besleme hattında üç fazlı kesicinin kapanması üzerine 0.4kV barada gerilim transienetine neden olan kapasitör grubunun enerjilenmesini göstermektedir. Geçici durum 0.25. saniyede meydana geldiği görülmektedir. Gerilimdeki geçici durum değişikliği miktarının, 11kV bara besleyiciye doğru gidildikçe azaldığı görülür.



Şekil 2.28. Kapasitör gruplarının enerjilendirilmesi ile meydana gelen geçici durum modeli



Şekil 2.29. Kapasitör gruplarının enerjilendirilmesi ile meydana gelen transien



3. GÜÇ KALİTESİ DURUM KESTİRİM YÖNTEMLERİ

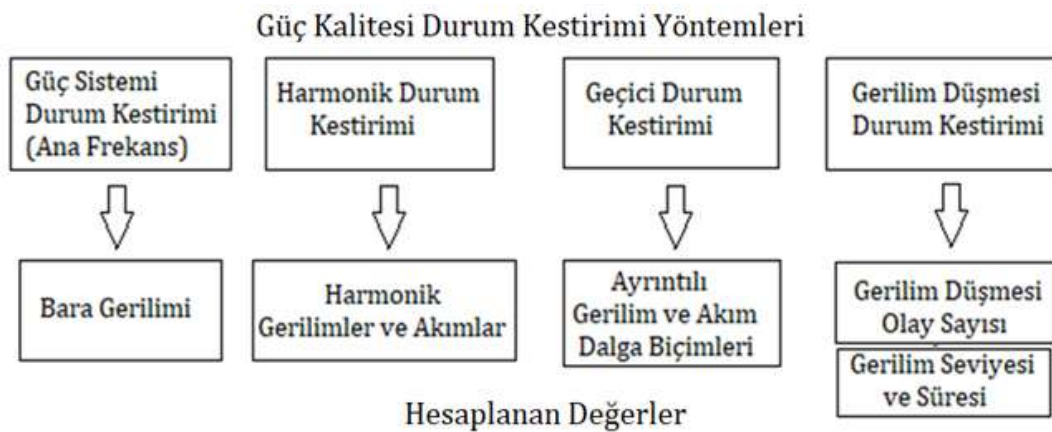
Güç kalitesi değerlerinin elde edilebilmesi ve izlenebilmesi için yüksek örnekleme yetisine sahip, birbirleri ile eşzamanlı ölçümler yapabilen cihazların kullanılması gerekir. Günümüzde en yüksek örnekleme alabilen ve verileri eş zamanlı olarak bir arada kaydedebilen Faz Ölçüm Birimi (FÖB) cihazları mevcuttur. Faz Ölçüm Birimi (Phasor Measurement Unit) cihazları, Global Konumlama Sistemi'ni (GKS, Global Positioning System, IEEE 1588 Precision Time Protocol) kullanarak ölçümleri senkronize olarak yaparlar ve zaman verilerini fazör ölçüm değerleri ile birlikte kaydederler. Şebeke üzerinde çeşitli FÖB cihazlarından elde edilen ölçümler senkronize veriler olduğundan, şebeke üzerinde farklı noktalardan alınan herhangi iki ölçüm verisi gerçek zamanlı olarak karşılaştırılabilir [59].

FÖB cihazlarının temel amacı şebeke üzerindeki akım ve gerilimlerin genliklerini, frekanslarını ve birbirlerine göre olan fazlarını ölçmektir. Bu cihazlar şebeke üzerinde belirli bir noktada her bir kanalından bir elektriksel nicelik olmak üzere birden fazla elektriksel niceliği ölçerler. Günümüzde şebekelerde bu amaçla kullanılan SCADA sistemleri mevcuttur. Ancak geleneksel SCADA cihazları bir elektriksel niteliği ölçerken saniyede 2 ila 4 kadar ölçüm verisi alabilirken, FÖB'ler saniyede 120'ye kadar ölçüm verisi alabilmektedir. Bu bakımdan, geleneksel SCADA ölçüm verileri ile şebekelerde kalıcı durumları izlenebilirken, FÖB ölçümleri ile şebekenin dinamik durumları izlenebilmektedir. Her iki sistemin de temel kullanım amacı şebekenin durum değişkenlerinin elde edilmesi ve böylece şebekedeki akım ve gerilimlerin hesaplanabilir olmasıdır.

FÖB cihazları ile sistem izleme sağlamamasının yanı sıra, bu cihazlar ile elde edilen verilerden güç kalitesi değerlerinin ve olaylarının izlenebilmesi de mümkündür. Ancak, yeni gelişen teknoloji olması nedeniyle günümüzde elektrik şebekeleri üzerinde yeterli sayıda FÖB cihazı bulunmamaktadır. Modern elektrik şebekelerinin boyutu ve karmaşıklığı göz önüne alındığında, şebekedeki sistem durumlarının tümünün ölçülerek izlenmesinin pratik olmadığı görülür [6-7]. Şebeke üzerindeki FÖB cihazı sayısı şebekenin tüm noktalarındaki güç kalitesi değerlerinin ve olaylarının izlenmesine yetecek sayıda bulunmadığı için, güç kalitesi izleme amacıyla ortaya atılan çalışmalar az sayıda cihazla

izleme üzerinde yoğunlaşmaktadır. Bu çalışmalar günümüzde literatürde “Güç Kalitesi Durum Kestirimi” (GKDK) olarak adlandırılmaktadır [10, 12]. Güç Kalitesi Durum Kestirim yöntemleri, güç kalitesi değerlerinin kestirimini yapmak amacıyla şebekede ölçümü yapılmayan gerilim ve akımların hesaplanmasını sağlayan yöntemlerdir. Bu yöntemler şebekeden ölçülmüş değerleri girdi olarak kullanarak, şebeke için durum değişkenleri olarak seçilmiş değerleri hesaplarlar. Durum değişkenleri hesaplandıktan sonra çözülmesi istenen diğer tüm değerler hesaplanabilir duruma gelir.

Şebekelerde durum değişkenlerinin kestirimine dayalı olarak Güç Sistemi Durum Kestirim (GSDK), Harmonik Durum Kestirimi (HDK), Geçici Durum Kestirimi (GDK) ve Gerilim Düşmesi Durumu Kestirimi (GDDK) yöntemleri bulunmaktadır. Tüm bu yöntemlerin ortak yönü, mevcut ölçüm değerleri ile ölçülmeyen diğer değerleri hesaplamak için sistem durumlarının kestirimine dayanmasıdır. Şebeke frekansı gerilim ve akımların fazör değerlerinin bulunmasının amaçlandığı GSDK yöntemi günümüzde güç sistemlerinde 1960’ların sonlarından bu yana temel frekans güç akışı çalışmalarında kullanılmaktadır. Bu yöntemdeki fikrin genişletilmesiyle, güç kalitesi değerlerinin elde edilmesi amacıyla Güç Kalitesi Durum Kestirimi yöntemleri olarak adlandırılan Harmonik Durum Kestirimi, Geçici Durum Kestirimi ve Gerilim Düşmesi Durumu Kestirimi yöntemleri geliştirilmiştir. Bu yöntemler günümüzde az sayıda ölçüm noktasından yapılan ölçümlerle mümkün olduğunca çok sayıda şebeke değişkenini kestirmek ve güç kalitesi hesabı yapabilmek amacıyla geliştirilmekte olup, literatürde Güç Kalitesi Durum Kestirim yöntemleri olarak adlandırılmaktadır [22]. Şekil 3.1’de Güç Kalitesi Durum Kestirim Yöntemleri ve bu yöntemlerden elde edilen sonuçlar gösterilmektedir.



Şekil 3.1. Güç kalitesi durum kestirim yöntemleri ve hesaplanan değerler

Bu bölümde tüm durum kestirim yöntemlerine değinilecek, ancak tezle ilgili olarak Geçici Durum Kestirim Yöntemi daha ayrıntılı olarak ele alınacaktır.

3.1. Durum Kestirim Yöntemlerinin Genel Yapısı

Durum kestirimi yöntemlerinde ölçüm değişkenleri belirlendikten ve ilgili probleme göre durum değişkenleri seçildikten sonra, durum değişkenleri $\vec{x}$ ve ölçüm değerleri $\vec{z}$ arasında ilişkinin kurulmasıyla başlanır. n adet durum değişkeni ile m adet ölçümü bulunan bir sistem için bu ilişki

$$\vec{z} = h(\vec{x}) + \vec{\varepsilon} \quad (3.1)$$

veya daha açık formda

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

şeklinde ifade edilir ve ölçüm eşitliği olarak adlandırılır. Burada $\vec{\varepsilon}$ ölçüm hatalarını ifade eder. $h(.)$ ölçüm fonksiyonu olup, ölçüm değerleri ile durum değişkenleri arasındaki ilişkiyi ifade etmektedir. Probleme göre sabit değerlerden veya diferansiyel eşitliklerden oluşan bir matris şeklini alır.

Sistem ve ölçüm hataları için aşağıdaki varsayımlar genel olarak kabul edilir:

- Sistemin durumlarının zaman içinde hızlı değişmediği veya küçük değişikliklerin olduğu varsayılır.
- Ölçüm hatalarının beklenen değeri sıfırdır:
- $E[e_i] = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m)$
- Ölçüm hataları birbirinden bağımsızdır, birbiri arasında korelasyon yoktur:
- $E[e_i e_j] = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m, \quad j = 1, 2, \dots, m$

Ölçümlerin standart sapmaları $Cov(e) = E[ee^T]$ ile bulunur. Hataların birbiri arasında korelasyonu bulunmadığından, bir diyagonal matris olarak elde edilir

$$E[ee^T] = R = diag\{\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_m\} \quad (3.3)$$

burada σ_k , ölçüm k'nın standart sapmasıdır. R diyagonal matrisinin elde edilmesinin amacı, standart sapması daha küçük olan ölçümler daha güvenilir kabul edilerek, çözümlerde daha çok katkı sağlaması için eşitliklerde ağırlıklarının artırılmasını sağlamaktır.

Elde edilen ölçüm kanalı sayısına ve şebekedeki ilişkilere bağlı olarak ölçüm eşitliğine belirli sayıda eşitlik yazılabilmektedir. Ölçüm cihazları şebeke üzerinde belirli bir noktada her bir kanalından bir elektriksel nicelik olmak üzere birden fazla elektriksel niceliği ölçerler. Şebekede ne kadar çok ölçüm cihazı varsa ve bu cihazlar ne kadar çok kanaldan veri toplarsa, ölçüm eşitliğine o kadar denklik yazılabilir ve çözüme yazılabilen denklikler nispetinde çözüme ulaşılabilir. Ölçüm kanalı sayısına bağlı olarak ortaya çıkan ölçüm matrisine göre durum kestirim problemleri aşırı belirlenmiş, tamamen belirlenmiş veya eksik belirlenmiş olarak sınıflandırılabilir. Aşırı belirlenmiş sistemlerde, eşitlik sayısı bilinmeyen sayısından daha fazladır. Tam belirlenmiş sistemde, bağımsız ölçüm eşitliklerinin sayısı, bilinmeyen durum değişkenlerinin sayısına eşittir. Eksik belirlenmiş sistemlerde ise eşitlik sayısı bilinmeyen sayısından daha azdır. Sistemin aşırı, tam veya eksik belirlenmiş olması, sistem durumlarının da gözlenebilirliğini belirler. Doğru ölçümler alındığı takdirde aşırı veya tam belirlenmiş sistemlerin tüm durumları gözlenebilirdir. Eksik belirlenmiş sistemlerin ise tüm durumları gözlenebilir olmayıp, bazı durumları gözlenebilirken, bazı durumları gözlenebilir değildir.

3.2. Güç Sistemi Durum Kestirimi

Güç Sistemi Durum Kestirimi (GSDK) yöntemi, şebeke üzerinde farklı noktalardan alınan ölçüm verileri ile temel frekanstaki gerilim ve akımların fazör değerlerin hesaplanmasını amaçlar. Yöntem, SCADA veri toplama sistemlerinden alınan ölçüm değerleri ile çalışmaya uygundur. Sistemin durum değişkenlerinin hızlı değişmeyeceği için ölçüm verilerinin nispeten düşük örnekleme oranında olması yeterlidir. Bunun yanında yüksek

miktarda veri toplayan Faz Ölçüm Birimleri (FÖB) ölçüm verisi de bu yöntemde kullanılmaktadır. Her iki ölçüm verisini de bütünleşik olarak bir arada kullanabilen GSDK yöntemleri geliştirilmektedir [60].

3.2.1. Ölçüm eşitliğinin çözümü

En temel ve geleneksel çözümlerde durum değişkenleri olarak şebekenin bara gerilimleri seçilir, bara gerilimi büyüklükleri ile açıları durum değişkenlerini oluşturur:

$$x = [V_1 \ V_2 \ \dots \ V_n, \ \theta_1 \ \theta_2 \ \dots \ \theta_n] \quad (3.4)$$

Karmaşık sayılar ile hesaplama yapılırsa, durum değişkenleri olarak doğrudan fazör değerlerin yazılması mümkündür:

$$x = [\hat{V}_1 \ \hat{V}_2 \ \dots \ \hat{V}_n] \quad (3.5)$$

GSDK problemlerinde ölçüm cihazları yeterli olduğu için genel olarak ölçüm sayısı (m), bilinmeyen durum değişkeni sayısından (n) daha fazla olmaktadır. Bu bakımdan sistem aşırı belirlenmiştir ve böyle bir sistem tam gözlenebilir bir sistemdir. Bu problemin çözümü için hataların minimize edilmesi amacı ile bir J amaç fonksiyonu

$$J = \frac{1}{2} (z - h(x))^T R^{-1} (z - h(x)) \quad (3.6)$$

olarak seçilir. R ölçüm standart sapmalarından oluşan diyagonal matris olup, daha güvenilir sonuçların sonuca daha çok katkı yapmasını sağlar. Çözüm, hataları minimize eden x durumları $\partial J / \partial x = 0$ koşulunu sağlar. $H_a = \partial h(x) / \partial x$ olmak üzere,

$$g(x) = \frac{\partial J}{\partial x} = -H_a^T R^{-1} (z - h(x)) = 0 \quad (3.7)$$

eşliğinden iteratif bir çözüm elde edilir [61]:

$$x_{k+1} = x_k + \left(H_a^T(x_k) R^{-1} H_a(x_k) \right) \left(H_a^T(x_k) R^{-1} (z - h(x_k)) \right) \quad (3.8)$$

En küçük kareler yöntemi de diğer bir çözüm yoludur [62]. Ölçüm fonksiyonu $h(x)$ katsayılarından oluşan bir H matrisi olarak ifade edildiğinde ölçüm eşitliği

$$z = Hx + \varepsilon \quad (3.9)$$

halini alır. Amaç fonksiyonu

$$J = \frac{1}{2} (z - Hx)^T R^{-1} (z - Hx) \quad (3.10)$$

seçilir. Bu fonksiyonu minimize etmek üzere türevi sıfıra eşitlenir:

$$\frac{\partial J}{\partial x} = H^T R^{-1} z - H^T R^{-1} Hx = 0 \quad (3.11)$$

buradan durum değişkenlerin çözümü aşağıdaki gibi elde edilir:

$$x = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} z \quad (3.12)$$

3.3. Harmonik Durum Kestirimi

Dağıtım hatları boyunca doğrusal olmayan ekipmanlar tarafından enjekte edilen harmonikler, çeşitli güç kalitesi sorunlarına neden olur. Harmonik Durum Kestirimi (HDK) yöntemi, şebeke üzerinde farklı noktalardan elde edilen harmonik ölçüm verileri ile ölçülmeyen gerilim ve akım harmoniklerinin hesaplanmasını amaçlar.

Harmonik Durum Kestiriminde yine Güç Sistemi Durum Kestirim yönteminde olduğu gibi şebekenin yapısından ve ölçüm noktalarından elde edilen ölçüm eşitliğinden yola çıkılır. (Eş. 3.9). $z = Hx$ olarak ifade edilen bu eşitlikte z hat akımlarında veya bara gerilimlerinde ölçülen harmonik değerleri, x ise sistemin durumlarıdır. Sistemin durumları şebeke baralarının harmonik gerilimlerin büyüklüğü ve açısıdır.

Harmonikler için daha yüksek örnekleme oranında ölçümlere ihtiyaç duyulduğu için yöntemde ölçüm cihazları olarak Faz Ölçüm Birimleri (FÖB) kullanılmaktadır ve günümüzde şebeke üzerinde az sayıda bulunmaktadır. Bu nedenle HDK yöntemi için

yeterli sayıda ölçüm noktasından veri alınamayabilmektedir. Bu sebeple sistem eksik belirlenmiş olabileceğinden tüm durumları gözlenebilir olmayabilmektedir [6-7, 13-14].

3.3.1. Ölçüm eşitliğinin kurulması

Ölçüm eşitliği oluşturulurken, ölçülen her bir fazör değerinin durum değişkenleri olan bara gerilimleri ile olan ilişkisi kurulur. Kurulan her bir ilişki $z = Hx$ ölçüm eşitliği içerisinde yer alırken ölçülen değer z vektörü, ölçülen değer ile durum değişkenleri arasındaki ilişkide yer alan parametreler H ölçüm matrisinde yer alırlar. Şebekede bara gerilimi, hat akımı ve bara akımı olmak üzere üç farklı ölçüm yapılabilir ve bunların her biri ölçüm matrisini farklı oluşturur (Çizelge 3.1).

1. Ölçülen değer N . baranın gerilimi ise, z ölçüm vektörünün N . elemanı $\hat{V}_N$ olurken, ölçüm matrisinin $N \times N$ elemanı 1, bu satırda bulunan diğer elemanlar 0 olur.
2. Ölçülen değer M . bara akımı ise, şebekenin admittans matrisinde bu bara akımı için yer alan satırdaki değerler ölçüm matrisinin M . satırının değerlerini oluşturur.
3. Ölçülen değer $K-L$ baraları arasındaki bir hattın akımı ise ve akımın yönü K 'dan L 'ye doğru olduğu kabul ediliyorsa, hattın parametrelili seri endüktans değeri L ve seri direnci R ile şönt kapasitansı C olduğu Π modeli göz önüne alındığında, $Y_L = 1/(R + j\omega L)$ ve $Y_C = j\omega C$ olmak üzere,
 - a. Akım K ucundan ölçülmüşse, ölçüm matrisi H 'nin ilgili satırının K . elemanının değeri $Y_L + Y_C$, L . elemanının değeri ise Y_C olur.
 - b. Akım L ucundan ölçülmüşse, ölçüm matrisi H 'nin ilgili satırının K . elemanının değeri Y_L , L . elemanının değeri ise $-(Y_L + Y_C)$ olur.

Çizelge 3.1. Temel devre elemanları ile ölçüm eşitliğinin yapılandırılması

Ölçüm Türü	Ölçüm Vektörüne Yazılan	Ölçüm Matrisine Yazılan
Bara gerilimi	$v_k(t)$	$[1 \ 0]$
Hat akımı (ölçüm gönderilen uçta)	i_{KL}	$[0 \dots 0, Y_L + Y_C/2, 0 \dots 0, -Y_L, 0 \dots 0]$
Hat akımı (ölçüm alınan uçta)	i_{KL}	$[0 \dots 0, Y_L, 0 \dots 0, -(Y_L + Y_C/2), 0 \dots 0]$

3.3.2. Ölçüm eşitliğinin çözülmesi ve gözlenebilirlik

Yeterli ölçüm verisi alınamaması sebebiyle ortaya çıkan eksik belirlenmiş sistemlerin çözümünde Tekil Değer Ayırışımı (TDA) yöntemi kullanılmaktadır. Bu yöntem ile gözlenebilir durumlar belirlenir ve bu durumların kestirimleri yapılabilir. Sistem eksik belirlenmiş olduğundan, ölçüm eşitliğini sağlayacak sonsuz sayıda $\vec{x}$ çözümü vardır. TDA, bu çözümleri $\vec{x}_p$ özel çözümleri ile sıfır uzayı çözümlerinin $\vec{x}_{nsi}$ toplamı olarak verir:

$$\vec{x} = \vec{x}_p + \sum_{i=1}^N k_i \vec{x}_{nsi} \quad (3.13)$$

i_{nci} sıfır uzayı vektörünün tüm elemanlarının sıfır olduğu i_{nci} özel çözüm gözlenebilirdir.

TDA yönteminde H ölçüm matrisi

$$H = UDV^T \quad (3.14)$$

matrislerini ayrıştırılabilir. Böylece ölçüm eşitliğinin çözümü olan $\hat{x}$ durum kestirimleri

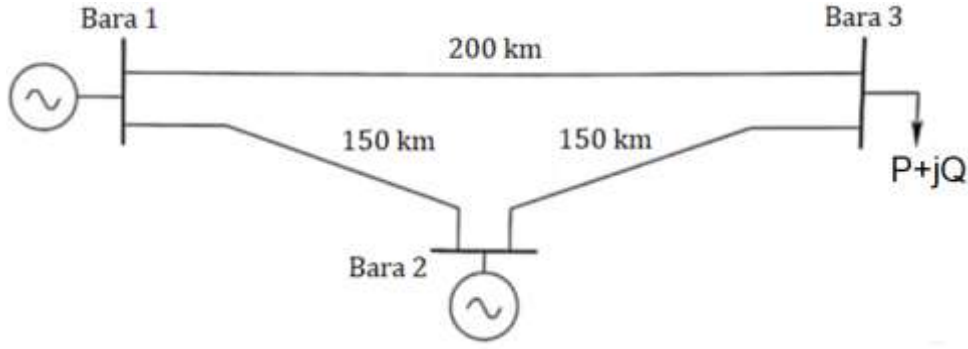
$$\hat{x} = VD^{-1}UZ \quad (3.15)$$

elde edilir. i_{nci} sıfır uzayı vektörünün tüm elemanlarının sıfır olduğu i_{nci} özel çözüm gözlenebilirdir ve dolayısıyla elde edilen çözümler geçerlidir. Gözlenebilir olmayan durumlar için elde edilen çözümler ise geçersiz çözümlerdir.

3.3.3. Durum çalışması

Bu durum çalışmasında basit 3 baralı bir şebekede beşinci harmonik için yapılan ölçümler ve bu ölçümlerden Harmonik Durum Kestirimi yönteminden elde edilen sonuçlar tartışılmaktadır. Bu yöntem ile devreye hangi baradan ne kadar miktarda harmonik enjekte edildiğine dair sonuçlar elde edilmektedir.

Şekil 3.2’de hatlar arası 345kV, üç fazlı 100MVA üç baradan oluşan bir güç sistemi devresi gösterilmektedir.



Şekil 3.2. Durum çalışması I: 3 baralı devre

Şebekenin 1-2, 1-3 ve 2-3 baraları arasındaki hatların mesafeleri sırası ile 150km, 200km ve 150km'dir. Hatların empedansları $0,0370 + j0,3133 \Omega/\text{km}$ seri empedans ile toprağa paralel $4,5\mu\text{S}/\text{km}$ kapasitif susceptanstan oluşmaktadır. 5. harmonikler için hatların seri empedansları ile hatların kapasitif etkilerinin susceptanslarının birim değerleri Çizelge 3.2'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.2. 5. Harmonik için şebekenin hat empedansları

Hat	Seri Empedans $Z (\Omega, \text{pu})$	Hattın Kapasitif Geçirgenliği (S, pu)
1-2	$Z_{12} = 0,0047 + j0,1974$	$Y_{\text{sh-12}} = 0,8927$
1-3	$Z_{13} = 0,0062 + j0,2633$	$Y_{\text{sh-13}} = 0,6695$
2-3	$Z_{23} = 0,0047 + j0,1974$	$Y_{\text{sh-23}} = 0,8927$

Durum I:

Bu devrede 1. baranın gerilimi (V_1), 1-2 baraları ile 1-3 baraları arasındaki I_{12} , I_{13} hat akımlarının 5. harmonikleri ölçülmektedir. Belirli bir durumda elde edilen ölçüm değerleri kompleks fomda şu şekildedir:

$$V_1 = j0,0070 \text{ V (pu)}; \quad I_{12} = -0,1298 \text{ A (pu)}; \quad I_{13} = 0,0131 \text{ A (pu)} \quad (3.16)$$

Bu sonuçlara göre, baralardan enjekte edilen harmonik miktarları aşağıdaki şekilde hesaplanabilir. Hat empedansı bilgilerden,

$$z = \begin{bmatrix} V_1 \\ I_{12} \\ I_{13} \end{bmatrix} \quad \text{ve} \quad x = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

olmak üzere $z = Hx$ ölçüm eşitliği 5. Harmonik hesabı için ölçüm matrisi şu şekilde oluşturulabilir:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_{12} \\ I_{13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0,1196 - j4,6604 & -0,1196 + j5,0621 & 0 \\ 0,0897 - j3,2609 & 0 & -0,0897 + j3,7966 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

H ölçüm matrisinin rankı 3 olduğu için tersi mevcuttur. Dolayısıyla sistem belirlidir. Eşitliğin çözümü doğrudan ölçüm matrisinin tersi ölçüm değerleri ile çarpılarak bulunabilir veya Tekil Değer Ayırıştırma yöntemi (Singular Value Decomposition) kullanılabilir. Bara gerilimi harmonikleri

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j0,0070 \\ 0,0005 + j0,0191 \\ -0,0002 - j0,0094 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

elde edilir. Bara gerilimlerinden hat akımları elde edilebilir. Devre için

$$\begin{bmatrix} I_{12} \\ I_{13} \\ I_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_{12} + Y_{sh-12}/2 & -1/Z_{12} & 0 \\ 1/Z_{13} + Y_{sh-13}/2 & 0 & -1/Z_{13} \\ 0 & 1/Z_{23} + Y_{sh-23}/2 & -1/Z_{23} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

olmak üzere, 5. harmonik hat akımları

$$\begin{bmatrix} I_{12} \\ I_{13} \\ I_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,1297 \\ 0,0124 \\ 0,1380 \end{bmatrix} \text{ (pu)} \quad (3.21)$$

olarak bulunur. Son olarak, bara yük akımları hesaplanarak baralardan enjekte edilen harmonikler elde edilir:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,1173 \\ 0,2677 \\ -0,1504 \end{bmatrix} \text{ (pu)} \quad (3.22)$$

Bu sonuçlara göre ikinci baradan enjekte edilen harmonik birinci ve üçüncü barayı etkilemektedir.

Durum II:

İkinci durumda 1. baranın gerilimi (V_1), 1-2 baraları arasındaki I_{12} hat akımının 5. harmonikleri ölçülmektedir. Belirli bir durumda elde edilen ölçüm değerleri şu şekildedir:

$$V_1 = -0,0002 - j0,0070 \text{ V (pu)}; \quad I_{12} = -0,1326 \text{ A (pu)} \quad (3.23)$$

Bu yeni durum için elde edilen ölçüm eşitliği şu şekilde olur:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0,1196 & -j4,6604 & -0,1196 + j5,0621 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Ancak bu eşitlikteki ölçüm matrisinin rankı, durum değişkeni sayısından daha azdır, dolayısıyla sistem eksik belirlenmiştir. Tekil değer ayrıştırma yöntemi kullanılarak ölçüm matrisi H ayrıştırılır:

$$H = U^T S V \quad (3.25)$$

$$U = \begin{bmatrix} -0,0992 & 0,9951 \\ -0,0235 + j0,9948 & -0,0023 + j0,0992 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$S = \begin{bmatrix} 7,196 & 0 & 0 \\ 0 & 0,7037 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$V = \begin{bmatrix} -0,7140 & 0,7002 & 0 \\ 0,7002 & 0,7140 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Sözde ters matis aşağıdaki işlemde elde edilir

$$H^+ = V^T S^+ U \quad (3.29)$$

$$H^+ = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1 & -0,0047 + 0,1974j \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Sözde ters matris H^+ ile ölçülen değerler çarpılarak gerilimlerin harmonikleri elde edilir:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j0,0070 \\ j0,0192 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Tekil değer çözümünden iki tekil değer elde edildiğinden, iki geçerli çözüm bulunmaktadır. Birinci ve ikinci bara gerilimi bir önceki durumdaki gibi elde edilmiş olup, buna karşın üçüncü baranın gerilim değeri elde edilememektedir.

3.4. Geçici Durum Kestirimi

Sistemdeki bazı parametrelerin aniden değişmesi, şebekedeki akım ve gerilim değerlerini üzerinde geçici durumlar oluşturur. Bu değişimlere şebekeyi denetleyen sistemler veya arıza gibi istenmeyen durumlar neden olabilir. Güç kalitesi konusu olarak bu geçici durumların incelenmesi ve bunun kaynağı olan değişimlerin şebeke üzerinde hangi noktalarda ve hangi sebeple meydana geldiğinin bilinmesi istenir. Bunun için geliştirilmiş ve halen geliştirilmekte olan yöntemlerden biri, Geçici Durum Kestirimi yöntemidir.

Geçici Durum Kestirimi (Transient State Estimation), şebeke üzerinde farklı noktalardan elde edilen zaman düzlemindeki anlık hat akımı ve bara gerilimi gibi şebeke ölçüm verilerini kullanarak sistemin durum değişkenlerini elde etmeye çalışır. Durum değişkenleri genellikle bara gerilimleri olarak seçilir. Geçici Durum Kestirimi, simülasyonun tersi olan bir işleve sahiptir. Simülasyonda bir güç sistemi gerilimi, akımı vb. üzerindeki bir bozulmanın sonuçları incelenmek için kullanılırken, sistem parametrelerindeki geçici değişimin nedenini tanılamak için GDK'den yararlanılır. Bu nedenle GDK, teknolojik imkanlar geliştikçe güç sistemlerinde teşhis amaçlı değerli bir araç olarak kullanılabilir.

Geçici durum analizi zaman düzlemi verileri ile çalışır ve sistem bileşenlerinin dinamik formülasyonunu gerektirir. Sistemin dinamik çözümü için iki yöntem türü bulunmaktadır.

Bunlardan birincisi şebekenin durum değişkenli diferansiyel eşitliğini kullanır. İkinci yöntem türü ise Dommel'in Electromagnetic Transients Program Reference (EMTP) olarak adlandırılan elektromanyetik geçici durumlarının sayısal bilgisayar çözümü yöntemini içeren GDK yöntemleridir [11, 22].

Diferansiyel denklem sistemi üzerine kurulan birinci yöntemde, çözülmesi istenen şebekenin sistem eşitliğini elde edebilmek için şebekenin tüm parametrelerinin bilinmesi gerekir. Oysa pek çok ve sürekli değişen parametrelere sahip bir sistemin parametrelerinin daima bilinmesi mümkün olmayabilir. Özellikle şebekenin tüketicisi ve müşterisi, aynı zamanda şebeke dinamiğinin bir parçası olan yükler, kendi taleplerine göre zaman içerisinde enerji tüketim şekli ve yapısı itibarıyla değişiklik gösterirler. Üstelik bu değişimler şebeke yöneticisinden bağımsızdır. Bu bakımdan bu yöntem, olayların izlenmesi bakımından pratikte çoğu halde kullanışlı olmayabilir.

Dommel'in Numerik Integratör İkamesi (Nİİ) (numerical integrator substitution – NIS) sayısallaştırma yöntemi üzerine kurulu GDK yöntemlerinde ise şebekenin bilindiği kadar formüle edilebilmesi söz konusudur. Dommel, elektrik devre elemanlarının sayısal integratör modellerini simülasyonda kullanılmak üzere birbirine paralel bağlı bir akım kaynağı ve bir dirençten oluşan eşdeğer devreler olarak modellemiştir. Şebekede bulunan hatlar, transformatörler gibi şebekenin bilinen yapıları Dommel'in modellediği şekilde numerik çözüme uygun bileşenler olarak çözüme dahil edilir. Dommel'in şebeke bileşenlerini numerik çözümler için formülize etmesi, parametrelerinin tümü bilinmeyen bir şebeke için kısmi formülayson imkanı verir. Kısmi formülasyon ise GDK yöntemlerini daha pratik formüle edilmesini ve kullanılmasını sağlar. Yöntemin şu şekilde özetlenmesi mümkündür:

1. Sistem elemanlarının Nİİ yöntemiyle sayısal olarak modellenmesi
2. Sistem elemanlarının sayısal modelleri kullanılarak, ölçülen değişkenler ile durum değişkeni olan bara gerilimleri arasındaki ilişkiyi veren ölçüm eşitliğinin elde edilmesi
3. Ölçüm eşitliğinin çözülmesi
4. Elde edilen durum değişkenleri ile şebekenin ilgili kısımların sayısal modelleri ile şebeke akım ve gerilimlerinin bir sonraki adımdaki değerlerin elde edilmesi

Yöntem üçüncü ve dördüncü adımların iterasyonu ile devam eder.

3.4.1. Dommel'in elektrik devre elemanı modelleme yaklaşımı

Dommel, elektrik devre elemanlarının simülasyonunu yapmak amacıyla, her bir elemanı bir akım kaynağı ve bir dirençten oluşan eşdeğer devreler olarak modellemiştir. Bu modellemenin temeli, elemanın çözümlemesinde kullanılan integral işleminin trapezoid kuralına göre numerik hale getirilmesidir. Bu kısımda Dommel'in yaklaşımına göre endüktör, kapasitör, direnç gibi elemanların numerik çözüm eşdeğer devrelerinin formülasyonu üzerinde durulmaktadır.

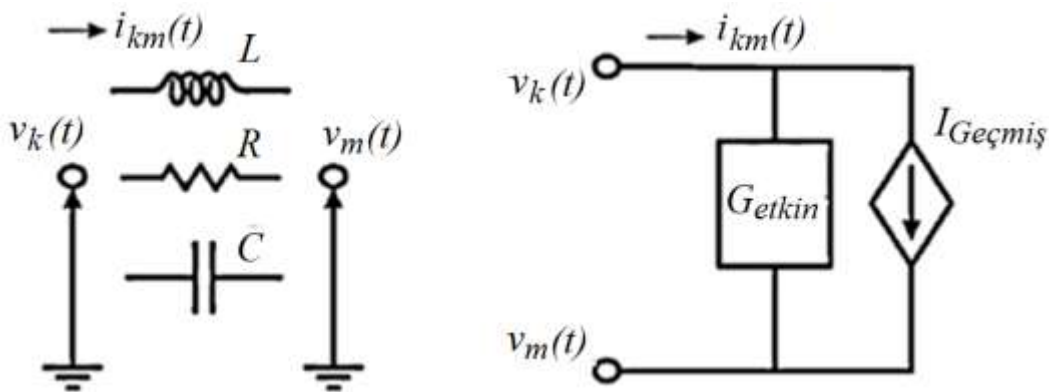
Şekil 3.3'de iki uçlu temel elektrik devre elemanları ile bu elemanların Nİİ eşdeğer devresi verilmiştir. Her bir temel elektrik devre elemanı, birbirine paralel bağlı bir akım kaynağı ve bir direnç olarak modellenebilmektedir. Elemanın bir ucu m, diğer ucu k olmak üzere, akımın yönü k'dan m'ye doğru tarif edilmekte, k ve m uçlarındaki gerilimler $v_k(t)$ ve $v_m(t)$ olmak üzere, elemanın üzerindeki gerilim aşağıdaki gibi ifade edilebilmektedir:

$$v_{km}(t) = v_k(t) - v_m(t) \quad (3.32)$$

Devre elemanının çektiği akım

$$i_{km}(t) = G_{etkin}v_{km}(t) + I_{geçmiş} \quad (3.33)$$

eşitliği ile hesaplanırken, $I_{geçmiş}$ ve G_{etkin} değerlerinin hesaplanması devre elemanlarına göre farklılık göstermektedir.



Şekil 3.3. a) Temel elektrik devre elemanları b) Nİİ Eşdeğer devresi

Şebekenin her bir elemanı için böyle bir eşdeğer devrenin elde edilmesinden sonra şebekenin sayısal çözümlemesi amaçlanmaktadır. Sayısal çözümleme içerisinde ise eşdeğer devre için şu iki temel işlem yürütülmektedir:

1. Eşdeğer devre modeline göre $i_{km}(t)$ akım eşitliğinin hesaplanması,
2. $I_{geçmiş}$ teriminin hesaplanması

Modellenen eleman iki uçlu ise $i_{km}(t)$, $v_{km}(t)$ ve $I_{geçmiş}$ birer değişken, G_{etkin} ise bir katsayıdan ibarettir. Modellenen elemanın daha çok uca sahip olması durumunda ise tüm terimler birer matristir.

Geçici Durum Kestirimi yönteminde, her bir eleman için geçerli olan Eş. 3.33 ile verilen $i_{km}(t) = G_{etkin}v_{km}(t) + I_{geçmiş}$ eşitlikleri ölçüm matrisinin oluşturulmasında ve dolayısıyla durum değişkenlerinin kestiriminde kullanılmaktadır. $I_{geçmiş}$ teriminin hesaplanması için her bir elemanın simule edilmesini gerektirmektedir. Bu iki işlem GDK yöntemi döngüsünün temel adımlarını oluşturmaktadır.

Endüktör

Uçları k ve m olarak adlandırılan bir endüktörün eleman eşitliği

$$v_{km}(t) = L \frac{d}{dt} i_{km}(t) \quad (3.34)$$

olarak yazılabilir ve bu eşitliğin integral formu aşağıdaki gibi olur:

$$i_{km}(t) = i_{km}(t - \Delta t) + \frac{1}{L} \int_{t-\Delta t}^t v_{km}(t) dt \quad (3.35)$$

Bu integral işlemini sayısal işlemin her bir adımında trapezoid yaklaşımına göre ayrık zamanlı eşitlik haline getirilirse

$$i_{km}(t) = i_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} (v_{km}(t) + v_{km}(t - \Delta t)) \quad (3.36)$$

elde edilir.

$$G_{etkin} = \frac{\Delta t}{2L} \quad (3.37)$$

olarak tanımlandığında eşitlik

$$i_{km}(t) = G_{etkin}v_{km}(t) + i_{km}(t - \Delta t) - G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t) \quad (3.38)$$

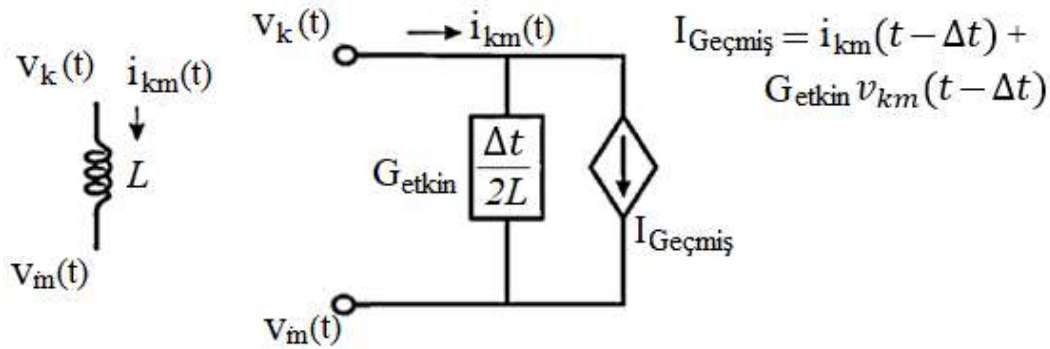
haline gelmektedir. Geçmiş zamanlı terimler

$$I_{Geçmiş} = i_{km}(t - \Delta t) - G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t) \quad (3.39)$$

olarak tanımlandığında eleman eşitliğinin trapezoidal yaklaşımı

$$i_{km}(t) = G_{etkin}v_{km}(t) + I_{Geçmiş} \quad (3.40)$$

halini almaktadır. Böylece bir endüktör, trapezoid yaklaşımına göre numerik olarak çözülmek istendiğinde, $1/G_{etkin}$ direnci ve ona paralel bağlı $I_{Geçmiş}$ akım kaynağından oluşan bir eşdeğer devre olarak düşünülebilir (Şekil 3.4).



Şekil 3.4. Endüktörün Nİİ modeli

Kapasitör

Uçları k ve m olarak tarif edilen bir kapasitörün eleman eşitliği

$$i_{km}(t) = C \frac{d}{dt} v_{km}(t) \quad (3.41)$$

olarak yazılabilir ve bu eşitliğin integral formu aşağıdaki gibi olur:

$$v_{km}(t) = v_{km}(t - \Delta t) + \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t i_{km}(t) dt \quad (3.42)$$

Bu integral işlemini sayısal işlemin her bir adımında trapezoid yaklaşımına göre ayrık zamanlı eşitlik haline getirilirse:

$$v_{km}(t) = v_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2C} (i_{km}(t) + i_{km}(t - \Delta t)) \quad (3.43)$$

elde edilir. Eşitlik akım cinsinden yeniden yazılır ve eş zamanlı terimler gruplandığında

$$i_{km}(t) = \frac{2C}{\Delta t} v_{km}(t) - i_{km}(t - \Delta t) - \frac{2C}{\Delta t} v_{km}(t - \Delta t) \quad (3.44)$$

Halini alır. Elde edilen bu eşitlik için G_{etkin} ve $I_{Geçmiş}$ terimleri sırasıyla

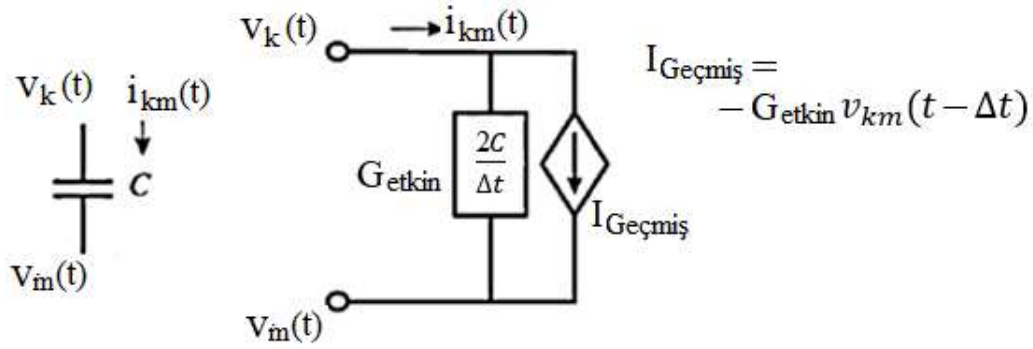
$$G_{etkin} = \frac{2C}{\Delta t} \quad (3.45)$$

$$I_{Geçmiş} = -i_{km}(t - \Delta t) - G_{etkin} v_{km}(t - \Delta t) \quad (3.46)$$

olarak tanımlandığında, eşitliğinin trapezoidal yaklaşımı

$$i_{km}(t) = G_{etkin} v_{km}(t) + I_{Geçmiş} \quad (3.47)$$

halini almaktadır. Böylece bir kapasitör, trapezoid yaklaşımına göre numerik olarak çözülmek istendiğinde, $1/G_{etkin}$ direnci ve ona paralel bağlı $I_{Geçmiş}$ akım kaynağından oluşan bir eşdeğer devre olarak düşünülebilir (Şekil 3.5).



Şekil 3.5. Kapasitörün Nİİ modeli

Dommel'in yaklaşımına göre elde edilen kapasitörün modeli bu şekildedir ve literatürde Geçici Durum Kestirimi yöntemlerinde bu modelin kullanıldığı ifade edilmektedir. Ancak, bu model esas olarak türev işlemi içerdiğinden, uygulamada bu şekliyle tatmin edici sonuç vermemektedir. Bu tez çalışmasında kapasitör için yeni bir model önerilmektedir ve geliştirilen GDK yöntemleri içerisinde sunulmaktadır.

Direnç

Direncin akım-gerilim ilişkisinde integral işlemi olmadığından, direnç modelinde akımın geçmiş değerini taşıyan $I_{geçmiş}$ terimi sıfıra eşittir. Akım ve gerilim arasındaki ilişki

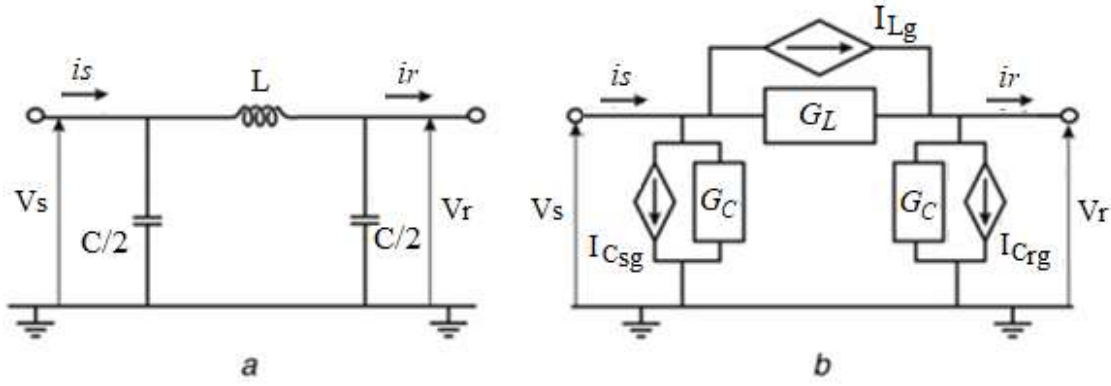
$$i_{km}(t) = G_{etkin} v_{km}(t) \quad (3.48)$$

olarak yazılmakta olup, iletkenlik sabiti G_{etkin} , aşağıdaki gibidir:

$$G_{etkin} = 1/R \quad (3.49)$$

İletim hatları

Dağıtım sistemlerinde iletim hatları çok uzun olmadığı için nominal π modeli kullanılabilir. Tek fazlı bir iletim hattının nominal Π modeli ve Nİİ Norton eşdeğer devresi Şekil 3.6'da verilmiştir.



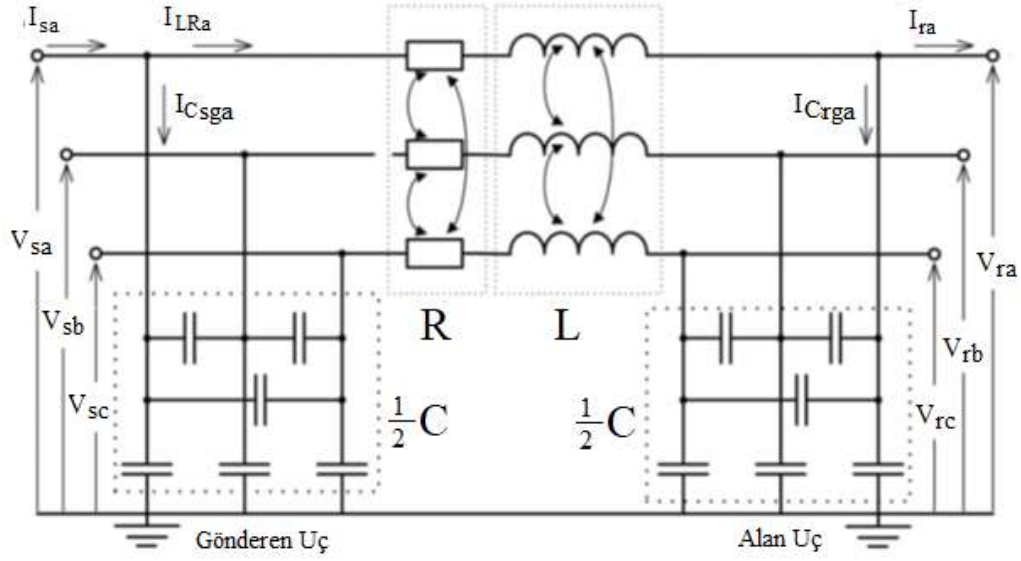
Şekil 3.6. Π model hattı (a) ve Nİİ modeli (b)

Bu model için eşitlik

$$\begin{bmatrix} G_L + G_C & -G_L \\ G_L & -(G_L + G_C) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s(t) \\ v_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_s(t) \\ i_r(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Csg} + I_{Lg} \\ I_{Crg} - I_{Lg} \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

olarak verilmiş olup, I_{Csg} ve I_{Crg} şönt kapasitansın hattın gönderilen ve alınan tarafındaki akım geçmişleri, I_{Lg} seri empedansın akım geçmişi, G_L ve G_C ise endüktörün ve kapasitörlerin iletkenlik katsayılarıdır. $i_s(t)$ ve $i_r(t)$ ise kapasitansın hattın gönderilen ve alınan tarafındaki terminal akımlarıdır. Üç faz için tüm akım ve gerilimler üç faz değerlerini içeren vektörler, G_{LR} ve G_C ise hatlar arası karşılıklı etkileşimleri de dikkate alacak şekilde 3×3 'lük matrisler halini almaktadır. Üç fazlı iletim hattının eşitliği Eş. 3.49'daki gibidir ve yapısı Şekil 3.7'de verilmiştir.

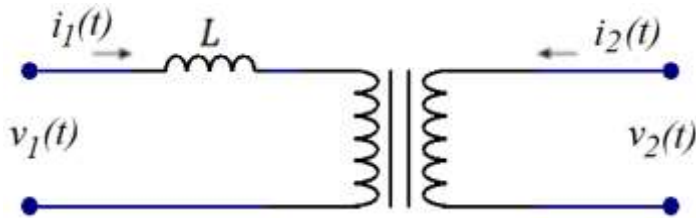
$$\begin{bmatrix} [G_{RL}] + [G_C] & -[G_{RL}] \\ [G_{RL}] & -([G_{RL}] + [G_C]) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa}(t) \\ v_{sb}(t) \\ v_{sc}(t) \\ v_{ra}(t) \\ v_{rb}(t) \\ v_{rc}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{sa}(t) \\ i_{sb}(t) \\ i_{sc}(t) \\ i_{ra}(t) \\ i_{rb}(t) \\ i_{rc}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Lga}(t - \Delta t) + I_{Csga}(t - \Delta t) \\ I_{Lgb}(t - \Delta t) + I_{Csgb}(t - \Delta t) \\ I_{Lgc}(t - \Delta t) + I_{Csgc}(t - \Delta t) \\ I_{Lga}(t - \Delta t) - I_{Crga}(t - \Delta t) \\ I_{Lgb}(t - \Delta t) - I_{Crgb}(t - \Delta t) \\ I_{Lgc}(t - \Delta t) - I_{Crgc}(t - \Delta t) \end{bmatrix} \quad (3.51)$$



Şekil 3.7. 3 faz II model hattın NII modeli

Transformer

Üç fazlı transformatörler, sargıları arasında karşılıklı endüktansa sahip tek fazlı üç transformatör ile modellenebilir. Toplam kaçak empedansları hesaba katılmış bir fazlı bir transformatör Şekil 3.8’de gösterilmektedir.



Şekil 3.8. Bir fazlı transformatör

Bir fazlı transformatör için temel eşitlik

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{L} \begin{bmatrix} 1 & -a \\ -a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

yazılabilir. Burada $L = L_1 + a^2 L_2$ primer tarafına göre primer ve sekonder sargılar arasındaki kaçak akıdır. Trapezoid yaklaşımının uygulanması ile

$$\frac{\Delta t}{2L} \begin{bmatrix} 1 & -a \\ -a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{1Geçmiş} \\ i_{2Geçmiş} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

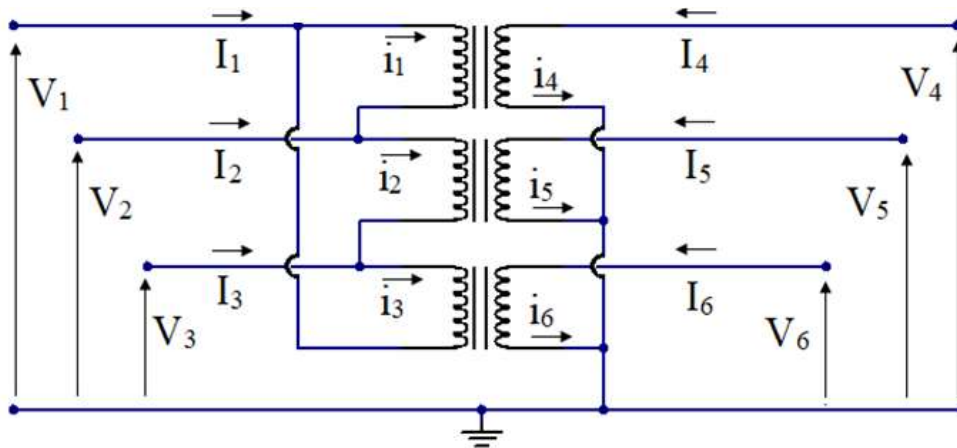
ve geçmiş akım terimleri

$$\begin{bmatrix} i_{1Geçmiş} \\ i_{2Geçmiş} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1(t - \Delta t) \\ i_2(t - \Delta t) \end{bmatrix} + \frac{\Delta t}{2L} \begin{bmatrix} 1 & -a \\ -a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t - \Delta t) \\ v_2(t - \Delta t) \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

olarak elde edilir. Bu eşitlik, Şekil 3.8'deki bir fazlı transformatörden yola çıkılarak üç fazlı transformatör modellenecek şekilde genişletilebilir. Transformatör konfigürasyonundan bağımsız olarak bir 3-faz transformatör aşağıdaki matris eşitliği ile temsil edilebilir:

$$G_{sargı} v_{sargı}(t) = i_{sargı}(t) - I_{Geçmiş_{sargı}} \quad (3.55)$$

Transformatör konfigürasyonu, sargı akımları ve gerilimleri ile bara akımları ve gerilimleri arasındaki ilişki göz önünde bulundurularak yapılır. Bağlantı matrisleri, sargı konfigürasyonuna dayalı bara eşitliğini türetmek için kullanılır (örneğin, delta/yıldız, yıldız/yıldız ve bağlantı). Örneğin, Şekil 3.9'da, üç fazlı bir delta/yıldız-g transformatörünü göstermektedir. Bara büyüklükleri ile sargı büyüklükleri arasındaki ilişki, tüm bara gerilimleri referans toprağa göre olmak üzere aşağıdaki gibi tanımlanabilir [23]:



Şekil 3.9. Üç fazlı transformatör modeli

$$v_{sargı} = CV_{düğüm} \quad (3.56)$$

$$i_{sargı} = C^T I_{dügüm} \quad (3.57)$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

Sargı parametrelerinin bara parametreleri ile yer değiştirmesi aşağıdaki eşitlikle sonuçlanır:

$$G_{sargı} C v_{dügüm}(t) = (C^T)^{-1} \{ I_{dügüm}(t) - I_{Geçmişdügüm} \} \quad (3.59)$$

Her iki taraf C^T ile çarpıldığında

$$C^T G_{sargı} C v_{dügüm}(t) = I_{dügüm}(t) - I_{Geçmişdügüm} \quad (3.60)$$

Elde edilir. Burada $C^T G_{sargı} C$ terimi, 3-fazlı transformatör için bara iletkenlik matrisi olup, sistem iletkenlik matrisinin içerisinde uygun yerlere yazılabilir.

Yükler

Statik yükler için aktif ve reaktif güç bileşenleri, eşdeğer dirençler ve endüktörler ile modellenebilir. Bunun için paralel bir RL kombinasyonu kullanılır. Ancak çoğu durumda yükler kompozit yapıda olduğundan, RL modelinin doğru sonuçlar vermesi beklenemez. Genel olarak pratikte yüklerin sistem modeli içerisinde yer almayacağı düşünülebilir.

Temel elemanların Nİİ modelleri

Direnç, endüktör, seri direnç-endüktör ve kapasitör temel devre elemanları, devre çözümü numerik olarak yapılmak istendiğinde bir direnç ve ona paralel bir akım kaynağı olarak modellenebilir. Her bir eleman için G_{eff} iletkenliği ve I_{hist} geçmiş akımı topluca Çizelge 3.3'de verilmiştir.

Çizelge 3.3. Nİİ eşdeğer devre bileşenleri

Eleman	İletkenlik (G_{etkin})	Geçmiş Akım Terimi ($I_{Geçmiş}$)
Direnç	$1/R$	-
Endüktör	$\Delta t/2L$	$I_{Geçmiş} = i_{km}(t - \Delta t) + G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t)$
Kapasitör	$2C/\Delta t$	$I_{Geçmiş} = -i_{km}(t - \Delta t) - G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t)$

3.4.2. Ölçüm eşitliğinin formülasyonu

Şebeke üzerinde belirli bir noktaya bir ölçüm cihazının yerleştirilmesi ile bir veya birden fazla niteliğin (akım/gerilim) ölçümü yapılabilir. Her bir niteliğin ölçüm değeri ve bu ölçülen niteliğin durum değişkenleri arasındaki ilişki ölçüm eşitliği içerisinde bir satır olarak yer alır. Böylece her bir ölçüm, çözüme olan katkıyı artırır.

Gerilimleri durum değişkenleri olarak kabul ederek, şebekenin bilinen kısımları ile kısmi dinamik modelini oluşturmak için bara eşitliği oluşturulur.

$$G_{etkin}\underline{v}(t) = \underline{i}_s(t) - \underline{I}_{Geçmiş} \quad (3.61)$$

Burada G_{etkin} iletkenlik matrisi, $\underline{v}(t)$ ise bara gerilimi vektörü, $\underline{i}_s(t)$ harici akım kaynakları vektörü ve $\underline{I}_{Geçmiş}$ ise geçmiş terimleri ifade eden akım kaynağı vektörüdür. Bu eşitlikte akımlar ile bara gerilimleri arasındaki ilişkiler yer almaktadır. Bu ilişkiler, bir önceki kısımdaki yapıların sayısal modellerinden elde edilir.

Şebeke üzerine yerleştirilen bir ölçüm cihazı ile akımlar ve gerilimler ölçülebilir. Ölçülen nitelikler genellikle bara gerilimleri, hat akımları veya bara akımlarıdır. Ölçülen bara gerilimi doğrudan durum değişkeninin kendisidir. Ölçülen akım ile bara gerilimi arasındaki ilişki, bara eşitliğinden elde edilebilir. Bara eşitlikleri şebeke elemanlarının sayısal modellerinden elde edilmiştir, ölçülen nitelik ile durum değişkenleri arasındaki ilişkiler bu bara eşitlikleri arasından elde edilebilir. Ölçüm eşitliği genel formunda Eş. 3.2'deki gibi ifade edilebilir ($\underline{z} = H\underline{x} + \underline{\varepsilon}$). Bu durumda $\underline{z}$ m adet ölçüm değerlerinden oluşan ($m \times 1$) ölçüm vektörü, $\underline{x}$ n adet durum değişkeni değerlerinden oluşan ($n \times 1$) durum değişkeni vektörü, H bilinen değerler ile durum değişkenleri arasındaki ilişkiyi ifade eden ($m \times n$)

ölçüm matrisi, $\underline{\varepsilon}$ ise ölçüm hataları vektörüdür. GDK yönteminde ölçülmekte olan hat akımları ve bara gerilimleri ölçüm değişkenleri, bara gerilimleri ise durum değişkenleridir.

Şebekedeki her bir nitelikten alınan ölçüm, geçici durum kestirim problemini oluşturmak için dinamik modelden ölçüm matrisine karşılık gelen bir veya birden fazla satırı ekleyen bir eşitlikle sonuçlanır. Durum değişkenleri $[v_k(t) \dots v_m(t)]^T$ olmak üzere, bu satırın ölçüm eşitliğine nasıl ekleneceği Çizelge 3.4’de verilmiştir.

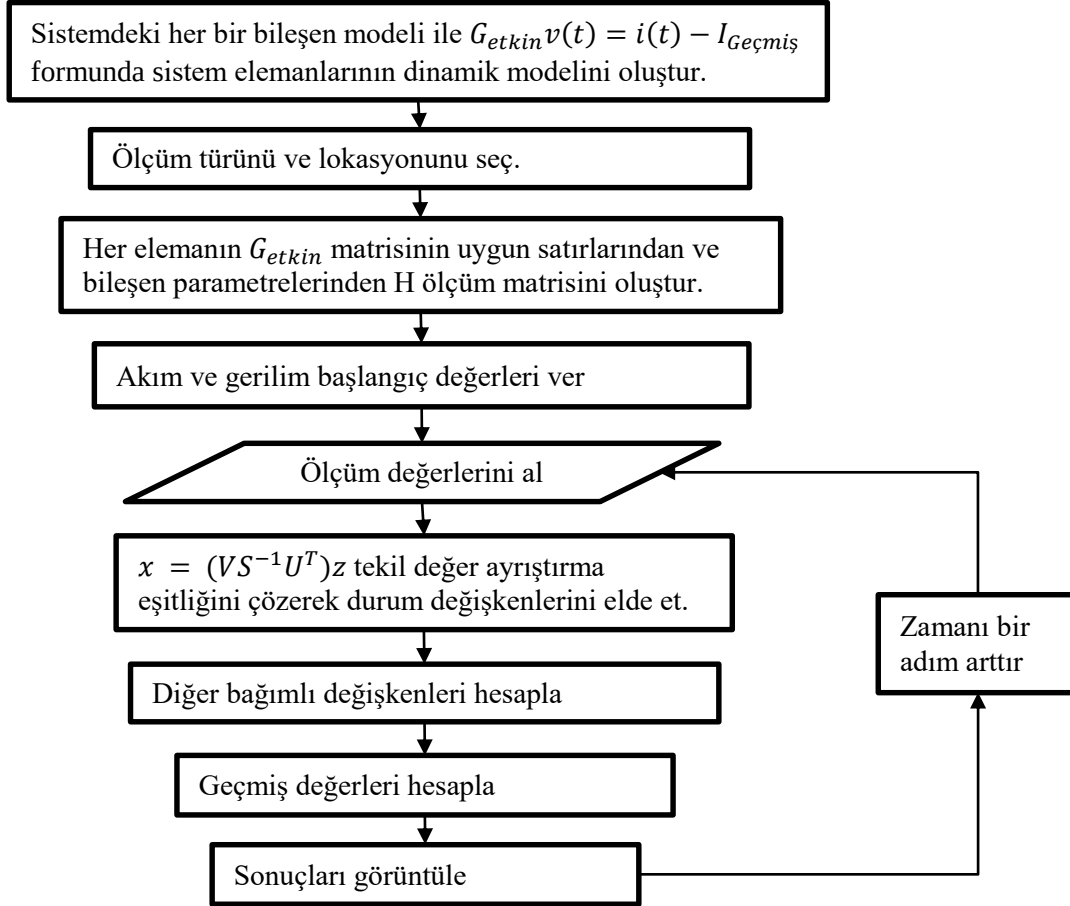
Çizelge 3.4. Temel devre elemanları ile ölçüm eşitliğinin yapılandırılması

Ölçüm Türü	Ölçüm Vektörüne Yazılan	Ölçüm Matrisine Yazılan
Bara gerilimi	$v_k(t)$	$[1 \ 0]$
Eleman gerilimi	$v_k(t) - v_m(t)$	$[1 \ -1]$
Dal akımı	$i_{km}(t) - I_{Geçmiş}$	$[G_{etkin} \ -G_{etkin}]$
Hat akımı (ölçüm, gönderilen uçta)	$i_{km}(t) - I_{Lg} - I_{Cg}$	$[0 \dots 0, G_{seri} + G_{şönt}, 0 \dots 0, -G_{seri}, 0 \dots 0]$
Hat akımı (ölçüm, alınan uçta)	$i_{km}(t) + I_{Lg} - I_{Cg}$	$[0 \dots 0, G_{seri}, 0 \dots 0, -(G_{seri} + G_{şönt}), 0 \dots 0]$

3.4.3. Geçici durum kestirimi algoritması

Geçici Durum Kestirim yöntemi de diğer durum kestirimi yöntemleri gibi bir ölçüm eşitliğinin oluşturulması ve bu eşitliğin çözülmesine dayanır. Geçici Durum Kestirim yönteminin diğer durum kestirimi yöntemlerinden farkı zaman bakımından geçmiş değerlere bağlı olarak çalışmasıdır. Güç Sistemi Durum Kestirimi ve Harmonik Durum Kestirimi yöntemlerinde izlemenin her bir adımı birbirinden bağımsız olarak düşünülebilir ve yapılan hesaplamalar ve elde edilen sonuçlar bir sonraki adımı etkilemezken, Geçici Durum Kestiriminde izlemenin her bir adımı bir önceki adımdan etkilenir. Bu bakımdan, sistem ve sistemin bileşenlerinin modeli çıkarıldıktan ve ölçüm eşitliği elde edildikten sonraki aşamalar olan ölçüm değerleri alma, durum değişkenlerinin ve bağımlı değişkenlerin çözümü, geçmiş değerlerin hesaplanması adımları döngüseldir. Ölçümlerden durum değişkenlerinin kestirimi bu döngünün birinci adımı iken, geçmiş değerlerin

hesaplanması için her bir elemanın simule edilmesi döngünün ikinci adımını oluşturur (Şekil 3.10).



Şekil 3.10. Geçici durum kestirimi algoritması

3.4.4. Gözlenebilirlik

Geçici Durum Kestirimi yöntemi ile sistemdeki bara gerilimlerinin anlık değerleri, ölçüm eşitliğinin çözümü ile kestirilebilir. Geçici Durum Kestirimi yönteminin sistem izlemede faydalı olabilmesi için tam gözlenebilirlik şartı aranır.

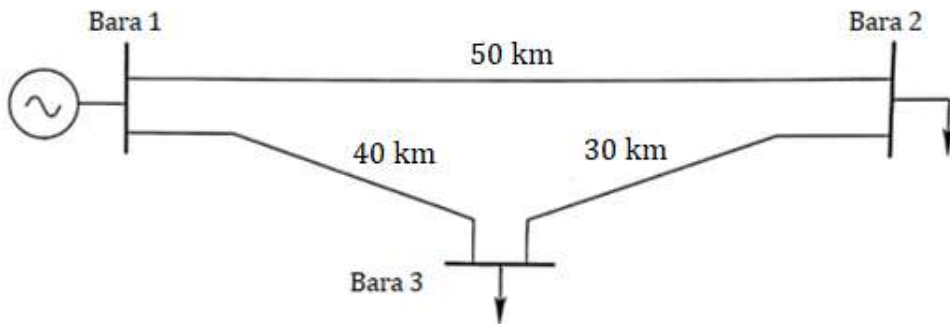
Ölçüm matrisinin tersinin mevcut olması durumunda GDK yöntemi açısından sistem tam gözlenebilir haldedir ve elde edilen çözümler bütün bara gerilimleri için geçerlidir. Tam gözlenebilirliğin sağlandığını görebilmek ve ölçüm matrisini çözmek için Tekil Değer Ayrışımı (TDA) yöntemi kullanılmaktadır.

Çeşitli noktalardan yeterli sayıda ölçüm verisi alınarak elde edilen ölçüm eşitliği, tam gözlenebilirlik şartını sağlar. Gözlenebilirlik için en az şebekenin bara sayısı kadar noktadan ölçümün alınıyor olması gerekli şarttır, ancak yeterli şart değildir. Ölçüm noktası sayısı şebeke bara sayısından fazla olsa bile bazı ölçümler çözüm için lüzumsuz olabilir, bu durumda da GDK yöntemi bakımından sistem tam gözlenebilir olmayabilir. Bu nedenle, her mevcut durum için GDK gözlenebilirliğinin sağlandığından emin olunmalıdır.

3.4.5. Durum çalışması

Bu durum çalışmasında, Geçici Durum Kestirimi yönteminin temel uygulamasının anlatılması amaçlanmıştır. Bu nedenle, hatların kapasitif etkilerinin olmadığı ve hatlar arası karşılıklı endüktans etkilerinin olmadığı bir şebeke modeli seçilmiştir. Böylece, GDK yöntemi formülize edilirken yalnızca endüktör modelinin kullanılması yeterli olmaktadır. Diğer etkilerin dikkate alındığı uygulamalar ise, bu tezde geliştirilen GDK yöntemlerinde ele alınmaktadır.

Bu çalışmada izlenmek istenen güç sistemindeki baralardan birinde kompanzasyon yapmak amacıyla önemli miktarda kapasitörün bir anda devreye girmesi durumunda, şebekedeki akım ve gerilimlerin anlık değerleri izlenmiştir. Şekil 3.11’de birinci barada jeneratör, iki ve üçüncü baralarda RL yükler ve kompanzasyon amaçlı kapasitörler bulunmaktadır, dolayısıyla baralara bağlı yükler birbirine paralel bağlı RLC yüklerdir.



Şekil 3.11. GDK durum çalışması için 3 baralı devre

Şebeke hatları 155kV gerilim taşımaktadır. Modelde birinci barada senkron jeneratör ile 13,8kV geriliminde üretilen enerji transformatör ile 155kV’a yükseltilerek şebekeye

verilmektedir. İkinci barada bulunan yük 30MW aktif, 12MVA_r reaktif güç çekerken, üçüncü barada bulunan yük ise 30MW aktif, 6MVA_r reaktif güç çekmektedir. Birinci bara ile ikinci bara arasındaki H_{12} hattı 50km, birinci bara ile üçüncü bara arasındaki H_{13} hattı 40km, ikinci bara ile üçüncü bara arasındaki H_{23} hattı 30km'lik uzunluğunda ve üç fazlıdır. Hat parametreleri km başına endüktif ve rezistif olmak üzere $l = 0,9337 \text{ mH/km}$, $r = 0,01273\Omega/\text{km}$ dir. Hatların kapasitif değerinin olmadığı varsayılmaktadır.

Şebekede bara 1'e yerleştirilen bir ölçüm cihazı ile birinci baranın gerilimi $v_1(t)$ 'i, bara 1 ile bara 2 arasındaki hat akımı $i_{12}(t)$ 'yi ve bara 1 ile bara 3 arasındaki hat akımı $i_{13}(t)$ 'ü ölçmekte ve anlık değerlerini kaydetmektedir. Ölçümler hat tarafından yani gerilimin yüksek olduğu taraftan alındığından, GDK ölçüm eşitlikleri yazılırken yalnızca endüktör modeli kullanılmaktadır. Fazlar arası etkileşimin olmadığı varsayımına dayanarak ölçümler sadece şebekenin bir fazından alınmaktadır. Şebeke üzerinden üç ölçüm alınmakta olduğundan ölçüm eşitliğine üç ilişki yazılır. Bara sayısının da 3 olması sebebiyle kestirim için oluşturulan ölçüm eşitliği 3×3 'lük bir matrise sahip olur.

Ölçüm eşitliğine yazılacak olan birinci ilişki, birinci bara gerilimidir. Bara gerilimi $v_1(t)$ ve ölçüm değeri $v_1^*(t)$ olmak üzere

$$v_1(t) = v_1^*(t) \quad (3.62)$$

eşitliği ölçüm eşitliğinin ilk satırını oluşturur. Hatlardaki kapasitif ve rezistif etkilerin ihmal edilmesi durumunda, hat akımları ölçüm değerleri $i_{12}^*(t)$ ve $i_{13}^*(t)$ olmak üzere H_{12} ve H_{13} hatları için şu eşitlikler yazılabilir:

$$\frac{d}{dt} i_{12}(t) = \frac{1}{L_{12}} (v_1(t) - v_2(t)) = \frac{1}{L_{12}} v_{12}(t) \quad (3.63)$$

$$\frac{d}{dt} i_{13}(t) = \frac{1}{L_{13}} (v_1(t) - v_3(t)) = \frac{1}{L_{13}} v_{13}(t) \quad (3.64)$$

Dommel'in yaklaşımı kullanıldığında H_{12} ve H_{13} hatları için yazılan eşitlikler aşağıdaki hale gelir:

$$\begin{aligned}
i_{12}(t) &= I_{Geçmiş_{12}}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L_{12}}(v_1(t) - v_2(t)) \\
I_{Geçmiş_{12}}(t - \Delta t) &= i_{12}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L_{12}}(v_1(t - \Delta t) - v_2(t - \Delta t))
\end{aligned} \tag{3.65}$$

$$\begin{aligned}
i_{13}(t) &= I_{Geçmiş_{13}}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L_{13}}(v_1(t) - v_3(t)) \\
I_{Geçmiş_{13}}(t - \Delta t) &= i_{13}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L_{13}}(v_1(t - \Delta t) - v_3(t - \Delta t))
\end{aligned} \tag{3.66}$$

Bu ilişkilerden faydalanılarak, matris formunda bir ölçüm eşitliği şu şekilde yazılabilir:

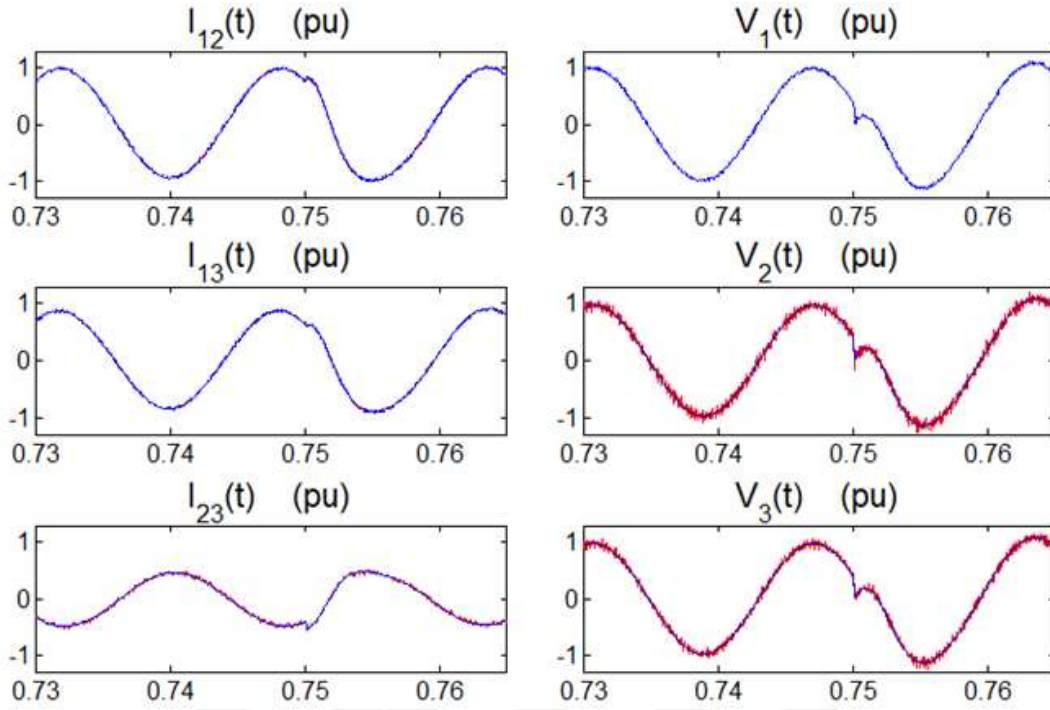
$$\begin{bmatrix} v_1^*(t) \\ i_{12}^*(t) - I_{Geçmiş_{12}}(t - \Delta t) \\ i_{13}^*(t) - I_{Geçmiş_{13}}(t - \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ \frac{\Delta t}{2L_{12}} & \frac{\Delta t}{2L_{12}} & 0 \\ \frac{\Delta t}{2L_{13}} & 0 & -\frac{\Delta t}{2L_{13}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \\ v_3(t) \end{bmatrix} \tag{3.67}$$

Eşitliğin sol tarafında yer alan $v_1^*(t)$, $i_{12}^*(t)$, $i_{13}^*(t)$ ölçüm değerleri, $I_{Geçmiş_{12}}(t - \Delta t)$ ve $I_{Geçmiş_{13}}(t - \Delta t)$ ise hat akımlarının geçmiş değerleridir. Hat akımlarının geçmiş değerleri ise, hattın endüktif etkisini dikkate alan ve Dommel yaklaşım modelinin simule edilmesinden elde edilir. Dolayısıyla algoritmanın her Δt adımı için yürütülen döngüsü iki temel adımdan oluşmaktadır:

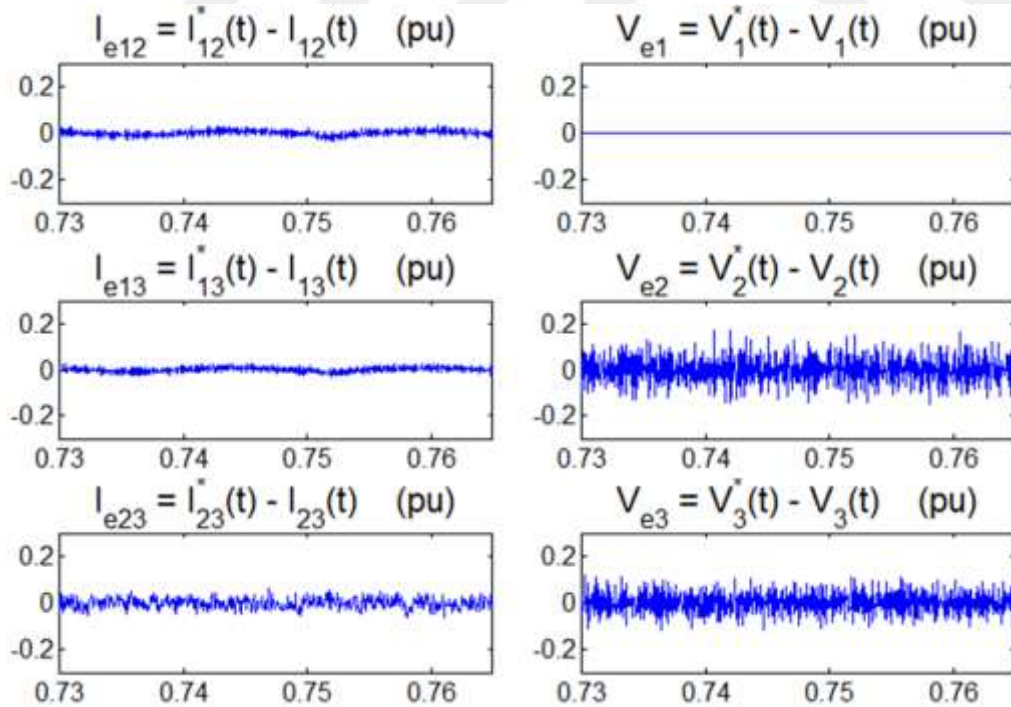
1. Ölçüm matrisinden bara gerilimlerinin hesaplanması
2. Yeni bara gerilimlerine göre hat akımlarının Dommel'in modeline göre hesaplanması

$v_1^*(t)$, $i_{12}^*(t)$, $i_{13}^*(t)$ ölçüm değerleri genliklerinin %0.5'i kadar ölçüm hataları içermektedir (Ölçüm hataları, gerçek değerlere rastgele sayılar ilave edilerek sağlanmıştır). Literatürdeki çalışmalarda olduğu gibi, yöntemin her adımdaki zaman arttırımı $\Delta t = 50\mu s$ seçilmiştir. Modelin simulasyonun 0.75. saniyesinde 2 no'lu baradan çekilen reaktif gücü sıfırlamak amacıyla kompanzasyon arttırılarak bir miktar kapasitör devreye alınmaktadır. Kapasitörlerin devreye alınması sonucu şebekede oluşan geçici durumun izlenmesi Şekil 3.12'de verilmiştir.

Kestirim sonuçları ile gerçek değerler oldukça uyumludur. Gerçek değerler ile kestirim sonuçları arasındaki farktan elde edilen kestirim sonuçlarındaki hata miktarları Şekil 3.13'de gösterilmektedir.



Şekil 3.12. GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek değerleri ve kestirimden elde edilen sonuçları temsil etmektedir



Şekil 3.13. GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı



4. GEÇİCİ DURUM KESTİRİMİ

Şebekede meydana gelen olayların anlaşılması, şebekedeki anlık değerlerin izlenmesi ile mümkündür. Anlık değerlerin kestirilmesi için günümüzde GDK yöntemleri geliştirilmektedir. Çeşitli GDK yöntemleri bulunmasına karşın, pratikliği ve uygulanabilirliği göz önüne alındığında, şebeke elemanlarının özelliklerine dayalı oluşturulan ölçüm matrisi ile çalışan yöntemler, şebekenin rastgele noktalarından alınan ölçümleri değerlendirebilmesi ve şebekenin kısmi bilgisi ile formüle edilebilmesi bakımından avantajlıdır.

“Güç Kalitesi Durum Kestirimi Yöntemleri” bölümde, mevcut GDK yönteminin temel yapısı anlatılmaktadır. Bu bölümde mevcut GDK yöntemlerinde kullanılan hesaplama araçları için geliştirilen bazı yeni yaklaşımlar sunulmakta ve mevcut GDK yöntemi içerisinde kullanılmaktadır.

GDK yöntemlerinde kullanılması için geliştirilen birinci araç, pürüzsüz türev elde etmek için bir yaklaşım olup, bir işaretin zamana göre türevi alındığında ölçüm hatasını bastırmayı amaçlar. Mevcut GDK yönteminde kullanılan ikinci araç ise, Dommel’in sayısal integratör modellerinin gözden geçirilerek bazı şebeke elemanlarının sayısal integratör modellerinin yeniden formüle edilmesidir. Özellikle pürüzsüz türeve dayanan kapasitör modeli ve buna göre yeniden modellenmiş kapasitör içeren hat modeli, doğru sonuçlara katkısı bakımından oldukça önemlidir. Dommel’in sayısal integratör modellerinin gözden geçirilmesi ile elde edilen kapasitör, iletim hattı gibi şebeke elemanlarının yeni modelleri GDK çözüm performansı arttırılmaktadır. Geliştirilen üçüncü araç ise, GDK’den elde edilen sonuçlardaki gürültünün bastırılmasında kullanılmak için bir Kalman Filtresi bloğudur. Önerilen Kalman Filtresi ile GDK çözümlerinden elde edilen gürültülü sonuçların düzeltilmesi sağlanmıştır.

4.1. Pürüzsüz Türev

Ölçüm cihazları ölçtükleri değerleri belirli oranda bir hata ile okuyup kaydedebilmektedir. Bu ortalaması sıfır ve belirli bir standart sapması olan bir hata miktarıdır. Oldukça küçük miktarda hata ile elde edilen ölçüm değerlerinin zamana göre türevleri hesaplanmak

istendiğinde, ölçüm hatalarının etkisinin çok arttığı görülür. Böyle bir işaretin hatalarının giderilmesi istendiğinde bir filtreden geçirilmesi çözümü düşünülebilir, ancak kullanılacak filtrenin değerlerine göre süzülen işarete zamana göre belirli bir kayma meydana gelecektir. Bu kısımda, sabit bir zaman gecikmesi ile bir işaretin türevinin daha pürüzsüz elde edilmesinin sağlandığı bir yöntem önerilmiştir.

4.1.1. Pürüzsüz türev modelinin çıkarılması

$s(t)$ işareti ölçülüyor ve ölçüm sonucunda $s^*(t)$ elde ediliyor olsun. $e(t)$ t anında ölçümdeki hata miktarı olmak üzere ölçülen $s^*(t)$ değeri

$$s^*(t) = s(t) + e(t) \quad (4.1)$$

şeklinde ifade edilebilir. Eğer ölçülen değerlerin zamana göre türevinin hesaplanması isteniyorsa, numerik yaklaşımla yapılan türev işlemleri hatanın etkisini yükseltir. Bilinen iki noktalı numerik yaklaşım şu şekildedir:

$$\frac{d}{dt} s^*(t) = \frac{s^*(t+\Delta t) - s^*(t)}{\Delta t} = \frac{s(t+\Delta t) - s(t)}{\Delta t} + \frac{e(t+\Delta t) - e(t)}{\Delta t} \quad (4.2)$$

Eşitlikteki $\frac{e(t+\Delta t) - e(t)}{\Delta t}$ terimi hatanın miktarını oldukça artırır. Ancak, hata kısmı $e(t)$ genellikle Gauss dağılımı özellikleri gösterir. Bu bakımdan $e(t)$ 'nin belirli bir standart sapma değeri vardır ve ortalama değerinin sıfır olduğu varsayılır. Bu nedenle, belirli bir zaman aralığında alınmış $e(t)$ örneklerinin ortalamasının sıfıra yakın olması gerekir:

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e(t + k\Delta t) \approx 0 \quad (4.3)$$

Bu özellik sayesinde belirli bir zaman penceresi içindeki değerlerin toplamda hataların etkisinin azalması beklenebilir:

$$\sum_{k=1}^N s^*(t + k\Delta t) \approx \sum_{k=1}^N s(t + k\Delta t) \quad (4.4)$$

Bu fikirle yola çıkılarak, zamana göre türev için bir adımdan daha öncesine ait geçmiş değerleri kullanan bir model düşünülebilir. N+1 noktalı numerik yaklaşım şu şekilde yazılabilir:

$$\begin{aligned}\Delta t \dot{s}(t) &= s(t) - s(t - \Delta t) \\ 2\Delta t \dot{s}(t) &= s(t) - s(t - 2\Delta t) \\ &\vdots \\ N\Delta t \dot{s}(t) &= s(t) - s(t - N\Delta t)\end{aligned}\tag{4.5}$$

Bu eşitlikler toplandığında

$$(\Delta t \sum_{k=1}^N k) \dot{s}(t) = Ns(t) - \sum_{k=1}^N s(t - \Delta t)\tag{4.6}$$

$$\dot{s}(t) = \frac{N}{(\Delta t \sum_{k=1}^N k)} s(t) - \frac{1}{(\Delta t \sum_{k=1}^N k)} \sum_{k=1}^N s(t - \Delta t)\tag{4.7}$$

elde edilen bu eşitlikte $\sum_{k=1}^N s(t - k\Delta t)$ teriminin hatalarda azaltıcı etkisi olduğu görülür.

4.1.2. Durum çalışması

$s(t)$ işareti aşağıdaki gibi tanımlanmış olsun:

$$s(t) = 1 + 2\sin(4t)/(4t + 20)\tag{4.8}$$

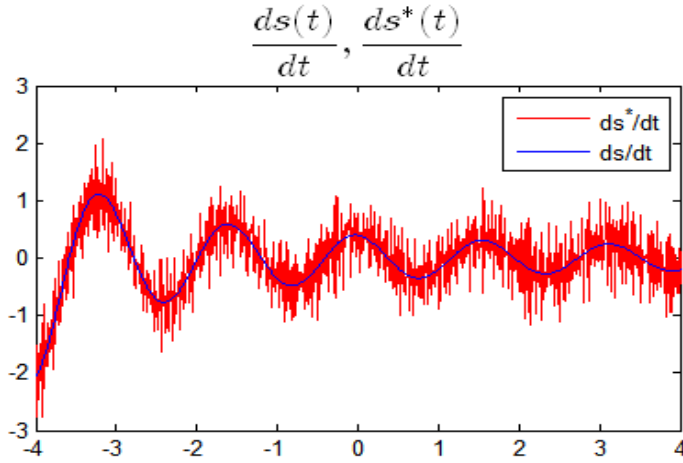
$r(t)$ -0.5 ile 0.5 arasında rastgele değerler alan bir rassal değişken olmak üzere, ölçüm hatası

$$e(t) = 0.01r(t)\tag{4.9}$$

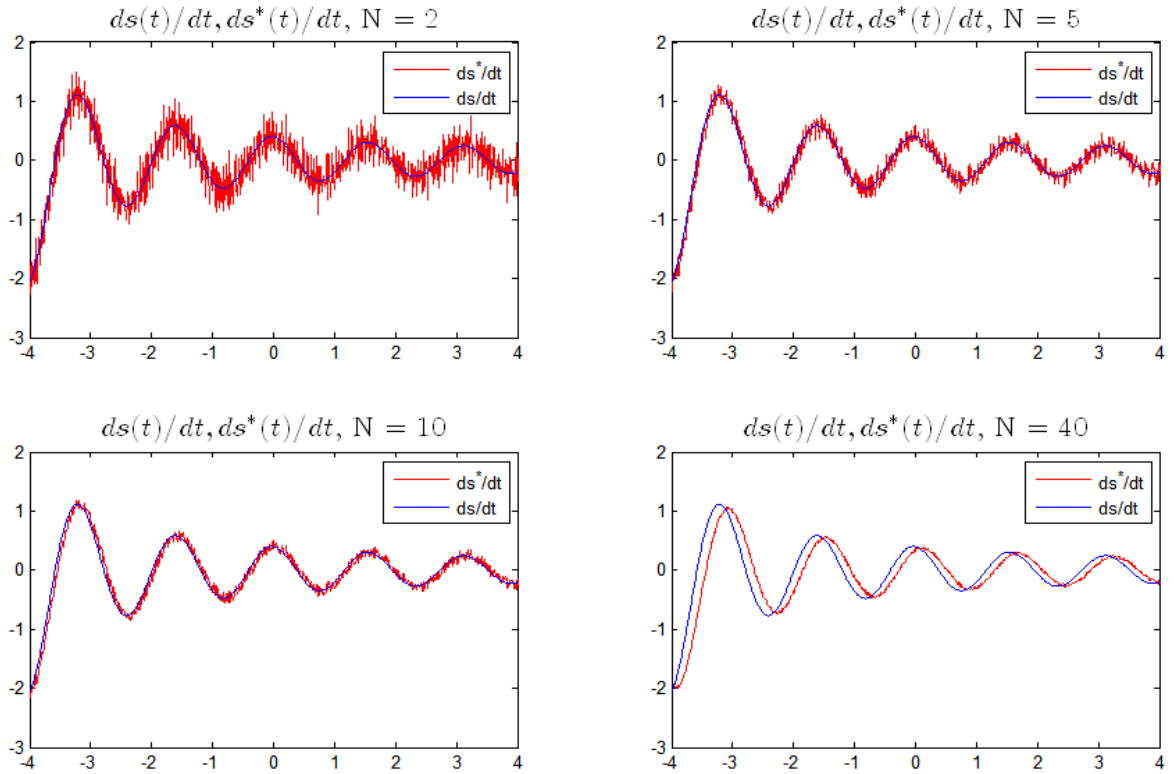
ve ölçüm hatalarından etkilenen ölçüm değerleri $s^*(t)$ ise aşağıdaki gibi olsun:

$$s^*(t) = s(t) + 0.01r(t) = 1 + 2\sin(4t)/(4t + 20) + 0.01r(t)\tag{4.10}$$

İki noktalı (N=1) türev yaklaşımında elde edilen sonuçlar oldukça gürültülüdür (Şekil 4.1). Nokta sayısı arttırıldıkça gürültü azalmakta, ancak zamanda kayma artmaktadır (Şekil 4.2).



Şekil 4.1. $s(t)$ işaretinin 2 noktalı türevi ($N=1$). Mavi çizgiler hatasız gerçek türevi, kırmızı çizgiler türevdeki hata etkisinin bastırılmış halini göstermektedir



Şekil 4.2. $s(t)$ işaretinin 3, 6, 11 ve 41 noktalı türevleri ($N=2, 5, 10$ ve 40). Mavi çizgiler hatasız gerçek türevi, kırmızı çizgiler türevdeki hata etkisinin bastırılmış halini göstermektedir

4.2. Bazı Şebeke Elemanlarının Yeniden Modellenmesi

Bu kısımda seri RL elemanlarının sayısal integratör eşdeğer devresi çıkarılmış ve kapasitif ögeler içeren yapılar tekrar formüle edilmiştir. Kapasitif ögeler içeren yapılar hesaplarda

gerilimlerin türevlerine ihtiyaç duyarlar ve bu sebeple ölçüm hatalarından ve gürültülerden çok etkilenirler. Bu etkilerin giderilmesi için yine bu kısımda sunulan Kalman Filtre bloğu önerilmiştir.

4.2.1. Seri direnç-endüktör

Birbirine seri endüktör ve dirençten oluşan yapıları modellemek için, mevcut direnç eşdeğer devresi ile endüktör eşdeğer devresi seri bağlandığında oluşan model çözüm vermediği için burada seri direnç-endüktör yapısı için bir Sayısal Integratör eşdeğer devresi çıkarılmıştır.

Uçları k ve m olarak adlandırılan seri endüktör-direnç uygulanan $v_{km}(t)$ gerilimi ile bu elemanlar üzerinden geçen $i_{km}(t)$ akımı arasındaki ilişki

$$v_{km}(t) = Ri_{km}(t) + L \frac{di_{km}(t)}{dt} \quad (4.11)$$

olduğuna göre, bu eşitliğin trapezoid yaklaşımından

$$i_{km}(t) = i_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} (v_{km}(t) - v_{km}(t - \Delta t)) - \frac{R\Delta t}{2L} (i_{km}(t) - i_{km}(t - \Delta t)) \quad (4.12)$$

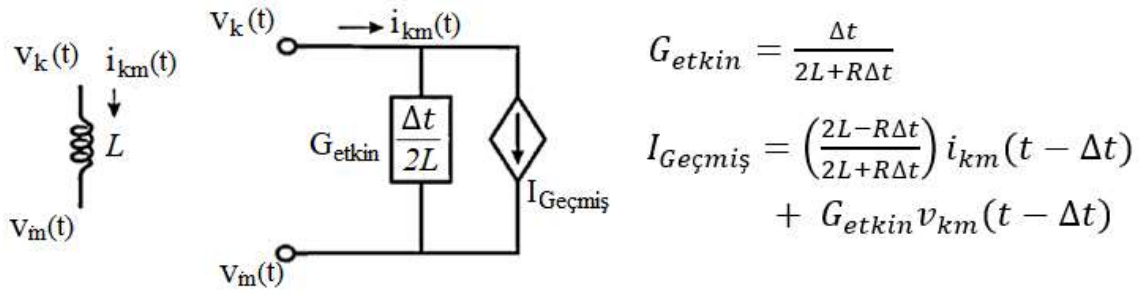
$$i_{km}(t) = \left(\frac{2L - R\Delta t}{2L + R\Delta t} \right) i_{km}(t - \Delta t) + \left(\frac{\Delta t}{2L + R\Delta t} \right) (v_{km}(t) - v_{km}(t - \Delta t)) \quad (4.13)$$

elde edilir. Böylece bu yapı için G_{etkin} etkin iletkenlik ve $I_{Geçmiş}$ geçmiş terimleri ifade ederek modelde yer almak üzere

$$G_{etkin} = \frac{\Delta t}{2L + R\Delta t} \quad (4.14)$$

$$I_{Geçmiş} = \left(\frac{2L - R\Delta t}{2L + R\Delta t} \right) i_{km}(t - \Delta t) + G_{etkin} v_{km}(t - \Delta t) \quad (4.15)$$

eşitlikleri elde edilir. Şekil 4.3’de direnç-endüktör modeli gösterilmektedir.



Şekil 4.3. Direnç-endüktör modeli

Pratikte genellikle $2L \gg R\Delta t$ olmaktadır. Bu durumda

$$\frac{2L - R\Delta t}{2L + R\Delta t} \approx 1 \quad \text{ve} \quad \frac{\Delta t}{2L + R\Delta t} \approx \frac{\Delta t}{2L} \quad (4.16)$$

yaklaşımları ile

$$G_{etkin} = \frac{\Delta t}{2L} \quad (4.17)$$

$$i_{km}(t) = G_{etkin} v_{km}(t) + I_{Geçmiş} \quad (4.18)$$

elde edilirken, pratikte seri direnç-endüktör yapısının tek endüktörden oluşan yapıya oldukça yakın olduğu anlaşılır. Böyle bir yaklaşımla, tek endüktör modeli eşitlikleri elde edilir.

4.2.2. Kapasitör

Dommel'in Nİİ yaklaşımları, her bir elemanın ölçülen anlık gerilim değerlerinden, çektikleri akımları kestirimini yapmayı amaçlamaktadır. Ancak kapasitör için bu yaklaşımın temelinde ölçülen değer üzerinde bir türev işlemi uygulandığından, bu model uygulamada tatmin edici sonuçlar vermemektedir. Bu tez çalışmasında kapasitör için yeni bir model önerilmiş ve “Model-1” altbaşlığı altında sunulmuştur. Sonrasında ise gürültü etkisini düşürmek için bu modelin genişletilmiş hali önerilmektedir. Bu sayede hat modeli de kapasitör modeline göre uyarlanarak, kestirimde daha iyi sonuçlara elde etmek üzere yeniden modellenebilir hale gelmektedir. Bu geliştirilen modeller GDK yöntemleri içerisinde kullanılmaktadır.

Model 1: Tek geçmiş değerli model

Uçları k ve m olarak tarif edilen bir kapasitörün eleman eşitliği

$$i_{km}(t) = C \frac{d}{dt} v_{km}(t) \quad (4.19)$$

olarak yazılabilir ve bu eşitliğin integral formu aşağıdaki gibi olur:

$$v_{km}(t) = v_{km}(t - \Delta t) + \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t i_{km}(t) dt \quad (4.20)$$

Bu integral işlemini sayısal işlemin her bir adımında Euler yaklaşımına göre ayırık zamanlı eşitlik haline getirilirse:

$$v_{km}(t) = v_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{C} i_{km}(t) \quad (4.21)$$

elde edilir. Eşitlik akım cinsinden yeniden yazılır ve eş zamanlı terimler gruplandığında

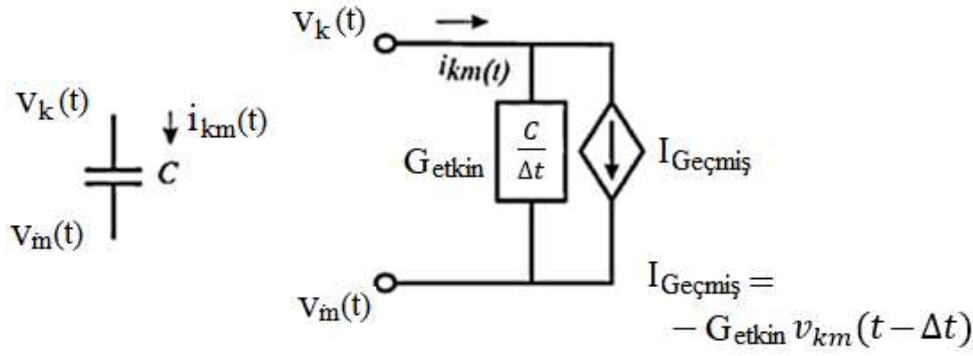
$$i_{km}(t) = \frac{C}{\Delta t} v_{km}(t) - \frac{C}{\Delta t} v_{km}(t - \Delta t) \quad (4.22)$$

Halini alır. Elde edilen bu eşitlikte G_{etkin} ve $I_{Geçmiş}$ tanımları

$$G_{etkin} = \frac{C}{\Delta t} \quad (4.23)$$

$$I_{Geçmiş} = -G_{etkin} v_{km}(t - \Delta t) \quad (4.24)$$

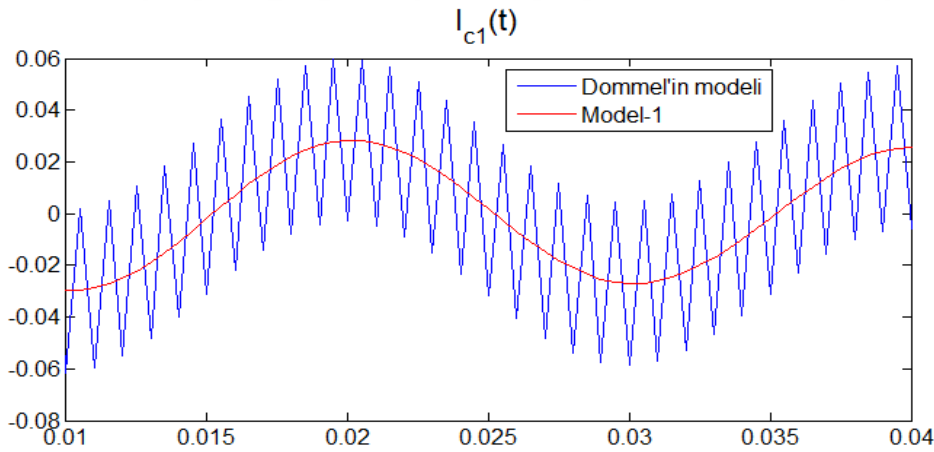
olarak yapıldığında eşitliğinin yaklaşımı $i_{km}(t) = G_{etkin} v_{km}(t) + I_{Geçmiş}$ halini almaktadır. Böylece bir kapasitör, Euler yaklaşımına göre numerik olarak çözülmek istendiğinde, $1/G_{etkin}$ direnci ve ona paralel bağlı $I_{Geçmiş}$ akım kaynağından oluşan bir eşdeğer devre olarak düşünülebilir (Şekil 4.4).



Şekil 4.4. Kapasitör modeli: Model-1

Durum çalışması:

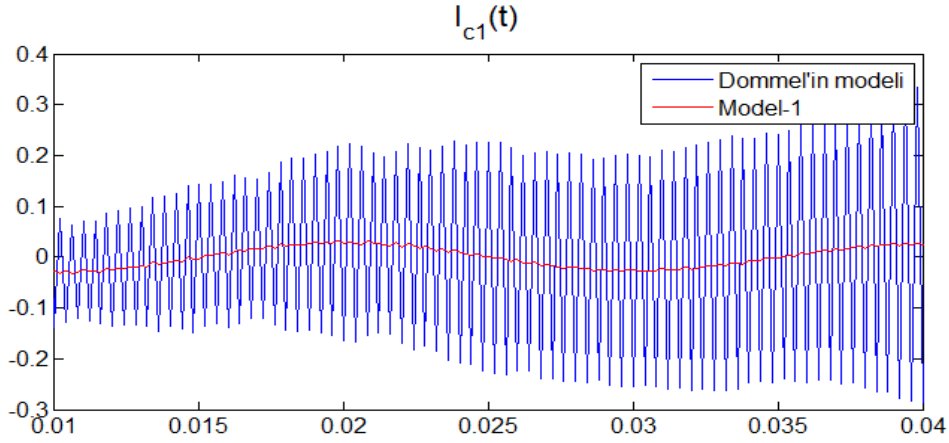
Bu yaklaşım ile Dommel'in yaklaşımı karşılaştırmak üzere, $1\mu\text{F}$ 'lık kapasitöre 100V tepe değerine sahip 50Hz'lik sinuzoidal gerilim uygulandığı durum incelenmiştir. $1\mu\text{F}$ 'lık kapasitörün empedansı $X = 1/(2\pi fC) = 3183\Omega$ olup, kapasitör akımının tepe değeri 0.0314A'dır. Şekil 4.5'de $\Delta t = 500\mu\text{s}$ için Dommel'in modeli ile Model-1'in cevapları karşılaştırılmaktadır.



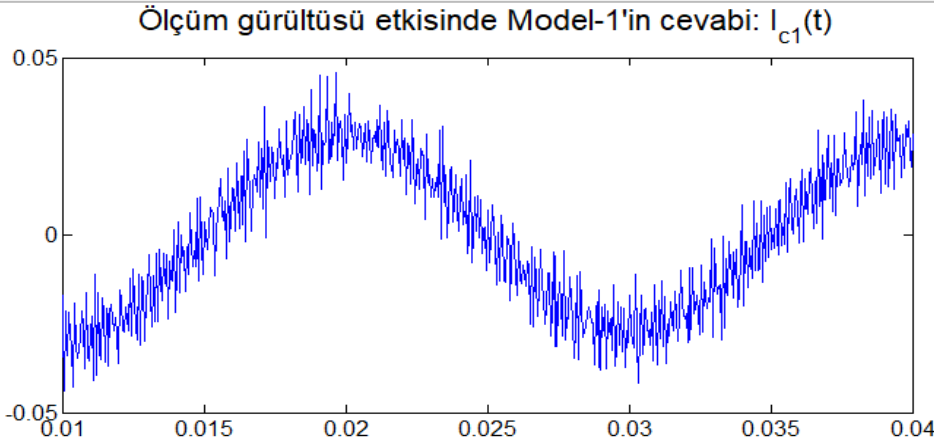
Şekil 4.5. Dommel'in kapasitör modeli ile Model-1'in $\Delta t = 500\mu\text{s}$ cevaplarının karşılaştırılması. Dommel'in modeli ile Model-1'in cevabı mavi ve kırmızı renkli eğrilerle verilmiştir

Dommel'in kapasitör modeli ve Model-1 olarak önerilen yeni model türev işlemi içerdiğinden, bu modellerin cevabı mevcut gürültüyü arttırmaktadır. Şekil 4.6'da bir önceki durumda uygulanan 100V tepe değerinde 50Hz'lik gerilime %1 oranında rassal hataların etkisiyle gürültü karıştığı durumda her iki modelin $\Delta t=200\mu\text{s}$ için cevabı

gösterilmektedir. $\Delta t=50\mu s$ olduğunda Model-1'in tepkisinde gürültü etkisi daha da artmaktadır (Şekil 4.7).



Şekil 4.6. %1'lik gürültü etkisinde Dommel'in modeli ile Model-1'in $\Delta t = 200\mu s$ tepkilerinin karşılaştırılması. Dommel'in modelinin ve Model-1'in cevabı mavi ve kırmızı eğrilerle verilmiştir



Şekil 4.7. %1'lik gürültü etkisinde tek geçmiş değerli model'in $\Delta t = 50\mu s$ için cevabı

Model N: N geçmiş değerli model

GDK yöntemlerinde elemanların gerilimden çektikleri akımların bulunması gerekmektedir. Kapasitör elemanının gerilimden akımının elde edilmesi ise zamana göre türev yaklaşımını gerektirmektedir. Oysa ölçüm hataları türev işleminde katlanarak artar. Bu kısımda türev işleminde hataların bastırılması amacını taşıyan pürüzsüz türev yaklaşımından yola çıkılarak, N geçmiş değerli Kapasitör-N modeli elde edilmektedir.

Ölçüm cihazları ölçtükleri değerleri belirli oranda bir hata ile okuyup kaydedebilmektedir. Örneğin bir $v(t)$ gerilimi ölçülüyorsa, $e(t)$ hata olmak üzere ölçülen $v^*(t)$ değeri

$$v^*(t) = v(t) + e(t) \quad (4.25)$$

olmaktadır. Eğer ölçülen değer bir kapasitör gerilimi ise ve bu değerden kapasitör akımı elde edilmek isteniyorsa, gerilimin zamana göre türevinin alınması söz konusudur ve bu da hatanın etkisini yükseltir. Bu işlem numerik olarak yapıldığında

$$\frac{d}{dt} v^*(t) = \frac{v^*(t+\Delta t) - v^*(t)}{\Delta t} = \frac{v(t+\Delta t) - v(t)}{\Delta t} + \frac{e(t+\Delta t) - e(t)}{\Delta t} \quad (4.26)$$

eşitliğinin sağdaki $\frac{e(t+\Delta t) - e(t)}{\Delta t}$ terimi hatanın miktarını oldukça artırır. Diğer yandan, hata kısmı $e(t)$ genellikle Gauss dağılımı özellikleri gösterir. Bu bakımdan $e(t)$ 'nin belirli bir standart sapma değeri vardır ve ortalama değerinin sıfır olduğu varsayılabilir. Bu nedenle, belirli bir zaman aralığında alınmış $e(t)$ örneklerinin ortalamasının sıfıra yakın olması gerekir:

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e(t + k\Delta t) \approx 0 \quad (4.27)$$

Bu özellik sayesinde belirli bir zaman penceresi içindeki değerlerin toplamda hataların etkisinin azalması beklenebilir:

$$\sum_{k=1}^N v^*(t + k\Delta t) \approx \sum_{k=1}^N v(t + k\Delta t) \quad (4.28)$$

Bu fikirle yola çıkılarak, bir kapasitör için bir adımdan daha fazla geçmiş değerleri kullanan bir model geliştirilebilir. Kapasitörün uçları k ve m olarak adlandırılırsa, $v_{km}(t)$ ve $i_{km}(t)$ kapasitör gerilimi ve akımı olmak üzere

$$\begin{aligned} v_{km}(t) &= v_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{C} i_{km}(t) \\ v_{km}(t) &= v_{km}(t - 2\Delta t) + \frac{2\Delta t}{C} i_{km}(t) \\ &\vdots \\ v_{km}(t) &= v_{km}(t - N\Delta t) + \frac{N\Delta t}{C} i_{km}(t) \end{aligned} \quad (4.29)$$

sayısal yaklaşımları yapılarak N adet eşitlik yazılabilir. Bu eşitlikler toplandığında

$$Nv_{km}(t) = \sum_{k=1}^N v_{km}(t - k\Delta t) + \frac{\Delta t}{c} (\sum_{k=1}^N k) i_{km}(t) \quad (4.30)$$

$$Nv_{km}(t) = \sum_{k=1}^N v_{km}(t - k\Delta t) + \frac{\Delta t}{c} \frac{N(N+1)}{2} i_{km}(t) \quad (4.31)$$

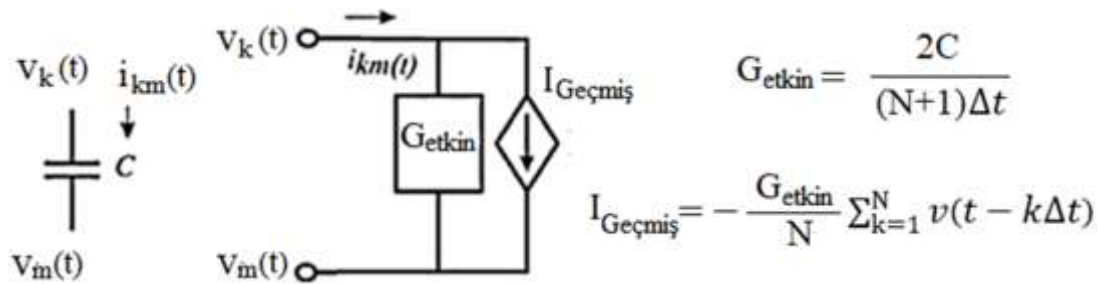
elde edilir. Buradan

$$i_{km}(t) = \frac{2c}{(N+1)\Delta t} v_{km}(t) - \frac{2c}{N(N+1)\Delta t} \sum_{k=1}^N v_{km}(t - k\Delta t) \quad (4.32)$$

olarak elde edilen bu eşitlikte $\sum_{k=1}^N v_{km}(t - k\Delta t)$ teriminin hataların azaltıcı etkisi olduğu görülür. Eş. 4.31 için G_{etkin} ve $I_{Geçmiş}$ tanımları yapıldığında

$$\begin{aligned} G_{etkin} &= \frac{2c}{(N+1)\Delta t} \\ i_{km}(t) &= G_{etkin} v_{km}(t) + I_{Geçmiş} \\ I_{Geçmiş} &= -G_{etkin} \left(\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_{km}(t - k\Delta t) \right) \end{aligned} \quad (4.33)$$

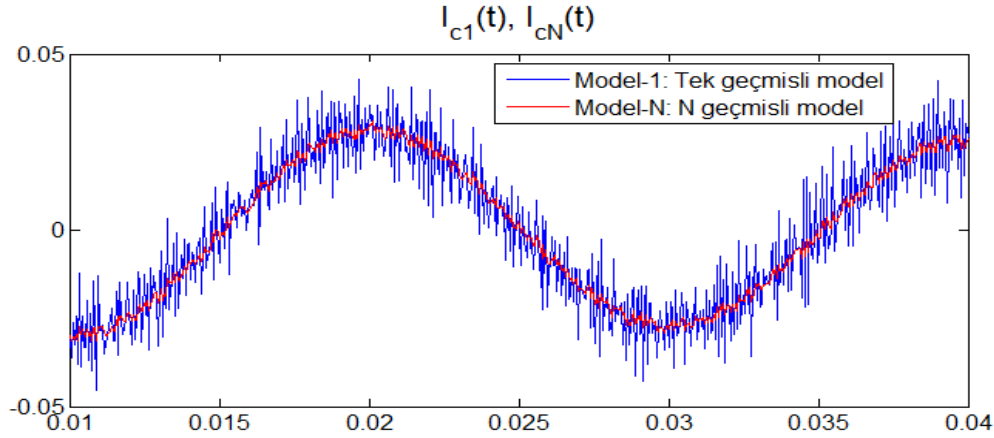
yazılabilir ve ortaya Şekil 4.8’de gösterildiği gibi bir model ortaya çıkar. Ortaya çıkan bu model Model-1’in genişletilmiş halidir, N=1 olduğunda Model-1 elde edilir.



Şekil 4.8. Genişletilmiş sayısal kapasitör modeli

Durum çalışması:

Şekil 4.9’da tek geçmişli Model-1 ile çok geçmişli Model-N’in tepkileri karşılaştırılmaktadır. $\Delta t=50\mu s$ ve Model-N’in geçmiş değer sayısı 8 olarak alınmıştır.



Şekil 4.9. %1'lik gürültü etkisinde Model-1 (mavi) ve Model N'in (kırmızı) $\Delta t = 50\mu s$ tepkilerinin karşılaştırılması

Karşılaştırma yapıldığında, Model-N'in hesaplamada daha düşük gürültü ürettiği görülmektedir. Geçmiş değer sayısı N ne kadar yüksek tutulabilirse, gürültü oranının daha düşük olduğu görülür. Ancak geçmiş değer sayısının arttırılması, cevapta zaman gecikmesine neden olmaktadır ve bu gecikme GDK algoritmasını etkileyebilir. Ayrıca, N arttıkça geçmiş değerlerin etkisi azalacak ve türev yaklaşımı zayıflayacaktır. Bu nedenle, Model-N için uygun bir N değeri seçilmelidir.

Kapasitör-N Modelinde En Uygun N Değerinin Bulunması

Kapasitör-N modelinin her bir iterasyonunda sayısal yaklaşım hatası ve ölçüm hatası olmak üzere iki tür hata ortaya çıkmakta ve bu hatalar kestirimin doğruluğunu etkilemektedir. Kapasitör-N modelinde N değeri arttıkça ölçüm hataları azalmakta, ancak sayısal yaklaşım hataları artmaktadır. Bu durumda iki hatanın toplamını en aza indirecek bir N değerinin bulunması gerekmektedir.

Bu kısımda Kapasitör-N modeli, ölçüm ve sayısal yaklaşım hatalarını içerecek şekilde tekrar formüle edilmiş ve bu formülasyondan hataların toplamını optimize eden N değerini bulan bir formül elde edilmiştir. İki tür hatanın toplamının minimize edildiği optimizasyonun sonucunda elde edilen formülde N değeri, sayısal yaklaşım ve ölçüm hataları büyüklüklerine bağlı olarak elde edilmektedir.

Uçları k ve m olan bir kapasitörün eleman eşitliği

$$v'_{km}(t) = \frac{1}{C} i_{km}(t) \quad (4.34)$$

olarak verilmektedir. Bu eşitlikten yola çıkılarak, anlık gerilim değeri ölçülen bir kapasitörün gerilimi ile akımı arasında bir sayısal yaklaşımın yapılması mümkündür. Kestirimin her adımı Δt olmak üzere gerilim için Taylor serisi açılımından

$$v_{km}(t - \Delta t) = v_{km}(t) - v'_{km}(t)\Delta t + \frac{v''_{km}(t)(\Delta t)^2}{2!} - \frac{v'''_{km}(t)(\Delta t)^3}{3!} + \dots \quad (4.35)$$

eşitliği yazılabilir ve buradan

$$\begin{aligned} v_{km}(t) - v_{km}(t - \Delta t) &= \frac{\Delta t}{C} i_{km}(t) + e_{\Delta t}(t) \\ e_{\Delta t}(t) &= \frac{v''_{km}(t)(\Delta t)^2}{2!} - \frac{v'''_{km}(t)(\Delta t)^3}{3!} + \dots \end{aligned} \quad (4.36)$$

eşitliği elde edilir. Burada $v_{km}(t)$ ölçüm hatasının olmadığı gerçek değerleri temsil etmektedir. Ölçüm değerleri $v_{km}^*(t)$ olmak üzere, ölçüm değerleri ile gerçek değerler arasında belirli bir ölçüm hatası farkı ($e_{\delta}(t)$) bulunmaktadır:

$$v_{km}^*(t) = v_{km}(t) + e_{\delta}(t) \quad (4.37)$$

Eşitliğe gerçek gerilim değeri $v_{km}(t - \Delta t)$ yerine ölçüm gerilim değeri olan $v_{km}^*(t - \Delta t)$ girilerek, ölçüm hatasının da eşitliğin (Eş.4.36) içerisine dahil edilmesi mümkündür:

$$v_{km}(t) - v_{km}^*(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{C} i_{km}(t) + e_{\Delta t}(t) + e_{\delta}(t - \Delta t) \quad (4.38)$$

Bu eşitlik Eş. 4.29'daki gibi $\Delta t, 2\Delta t, \dots, N\Delta t$ aralıkları için aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$\begin{aligned} v_{km}(t) - v_{km}^*(t - \Delta t) &= \frac{\Delta t}{C} i_{km}(t) + e_{\Delta t}(t) + e_{\delta}(t - \Delta t) \\ v_{km}(t) - v_{km}^*(t - 2\Delta t) &= \frac{2\Delta t}{C} i_{km}(t) + e_{2\Delta t}(t) + e_{\delta}(t - 2\Delta t) \\ &\vdots \\ v_{km}(t) - v_{km}^*(t - N\Delta t) &= \frac{N\Delta t}{C} i_{km}(t) + e_{N\Delta t}(t) + e_{\delta}(t - N\Delta t) \end{aligned} \quad (4.39)$$

$$(e_{k\Delta t}(t) = \frac{v''_{km}(t)(k\Delta t)^2}{2!} - \frac{v'''_{km}(t)(k\Delta t)^3}{3!} + \dots) \text{ ve bu denklemlerden,}$$

$$Nv_{km}(t) - \sum_{k=1}^N v_{km}^*(t - k\Delta t) = \frac{\Delta t}{C} (\sum_{k=1}^N k) i_{km}(t) + \sum_{k=1}^N e_{k\Delta t}(t) + \sum_{k=1}^N e_{\dot{o}}(t - k\Delta t) \quad (4.40)$$

$$v_{km}(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_{km}^*(t - k\Delta t) + \frac{\Delta t}{C} \frac{N+1}{2} i_{km}(t) + \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{k\Delta t}(t) + \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{\dot{o}}(t - k\Delta t) \quad (4.41)$$

elde edilir. $e_{k\Delta t}(t)$ terimi için

$$e_{k\Delta t}(t) \approx \frac{v_{km}''(t)(k\Delta t)^2}{2!} \quad (4.42)$$

yaklaşımı kullanılabilir. Bu durumda

$$e_{k\Delta t}(t) \approx k^2 e_{\Delta t}(t) \quad (4.43)$$

olduğu kabul edilebilir. Bu yaklaşım kullanılarak Eş. 4.39 yeniden yazılabilir:

$$v_{km}(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_{km}^*(t - k\Delta t) + \frac{\Delta t}{NC} (\sum_{k=1}^N k) i_{km}(t) + \frac{1}{N} e_{\Delta t}(t) \sum_{k=1}^N k^2 + \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{\dot{o}}(t - k\Delta t) \quad (4.44)$$

Hata terimlerinin toplamı E_T ile ifade edilsin ve $\sum_{k=1}^N k^2 = N(N+1)(2N+1)/6$ olduğu göz önüne alınarak aşağıdaki gibi tanımlansın:

$$E_T = \frac{(N+1)(2N+1)}{6} e_{\Delta t}(t) + \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{\dot{o}}(t - k\Delta t) \quad (4.45)$$

$G_{etkin} = \frac{2C}{(N+1)\Delta t}$, $I_{Geçmiş} = -G_{etkin} \left(\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_{km}^*(t - k\Delta t) \right)$ olmak üzere, Kapasitör-N modelinin denklemi şu şekilde yazılabilir:

$$i_{km}(t) = G_{etkin} v_{km}(t) + I_{Geçmiş} + G_{etkin} E_T \quad (4.46)$$

Modelin olabildiğince doğru sonuç vermesi için E_T teriminin minimize edilmesi gerekir. E_T rassal bir değer olduğundan, hataların toplamının minimizasyonu toplam hata E_T 'nin maksimum değeri üzerinden yapılabilir. Bunun için ölçüm ve sayısal yaklaşım hatasının

maksimum değerlerinin elde edilmesi gerekir. Eşit zaman aralıklarında alınan N adet örneklerdeki ölçüm hatalarının toplamının istatistiksel olarak beklenen değeri, ölçüm cihazının örnekleme hatasının (σ_{δ}) standart sapmasına bağlıdır:

$$E \left[\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{\delta}(t - k\Delta t) \right] = \frac{\sigma_{\delta}}{\sqrt{N}} \quad (4.47)$$

Hataların ortalaması sıfır olduğundan, σ_{δ} hem ölçüm, hem de hata değerlerinin standart sapmasıdır. Bu eşitlikten de anlaşılacağı gibi, N değeri arttıkça Kapasitör-N modelinin ölçüm hatasının etkisini azaltacağı söylenebilir. Ölçüm hatasının sapması, ölçüm cihazının maksimum hata oranının 1/5'i kadar olduğu kabul edilebilir. Örneğin bu kabule göre 10kV genliğinde bir gerilimi %0.5'lik hata ile ölçen bir cihaz maksimum 50V hata ile ölçüm yapmakta, bu durumda ölçümün standart sapması yaklaşık 10V olmaktadır. Maksimum hata oranı A, genliği V olan bir gerilimin ölçümündeki maksimum hata

$$V_{e(maks)} = AV \quad (4.48)$$

olarak gösterilir ve ölçüm hatasının standart sapması ise

$$\sigma_{\delta} = \frac{AV}{5} = \frac{V_{e(maks)}}{5} \quad (4.49)$$

olduğu söylenebilir. Böylece maksimum ölçüm hatası

$$V_{e(maks)} = 5\sigma_{\delta} \quad (4.50)$$

yazılabilir. Eş. 4.47'de n adet ölçüm verisinin hatalarının toplamının beklenen değerinin $\sigma_{\delta}/\sqrt{N}$ olduğu verilmiştir. Öyleyse, N adet ölçümün toplam değerlerinde elde edilebilecek maksimum hatanın $5\sigma_{\delta}/\sqrt{N}$ olduğu söylenebilir. Bu durumda maksimum toplam ölçüm hatası aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$E_{\delta(maks)} = \max \left\{ \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N e_{\delta}(t - k\Delta t) \right\} = \frac{5\sigma_{\delta}}{\sqrt{N}} \quad (4.51)$$

Herhangi t zamanındaki $e_{\Delta t}(t)$ sayısal yaklaşım hatasının değeri yaklaşık olarak

$$e_{\Delta t}(t) = \frac{v''_{km}(t)(\Delta t)^2}{2!} \quad (4.52)$$

verilebilir. $v_{km}(t)$ geriliminin genliği V olan sinüzoidal bir işaret olduğu göz önüne alınırsa, $e_{\Delta t}(t)$ hata teriminin maksimum değeri yaklaşık olarak

$$e_{\Delta t(maks)}(t) \approx \frac{v''_{km}(t)(\Delta t)^2}{2!} = (\omega \Delta t)^2 V / 2 \quad (4.53)$$

elde edilir. N örnek için toplam sayısal yaklaşım hatalarının toplamı

$$E_{\Delta t} = \frac{(N+1)(2N+1)}{12} (\omega \Delta t)^2 V$$

olur. Böylece toplam hatanın maksimum değeri

$$E_T = \frac{5\sigma_{\delta}}{\sqrt{N}} + \frac{(N+1)(2N+1)}{12} (\omega \Delta t)^2 V \quad (4.54)$$

veya

$$E_T = \frac{AV}{\sqrt{N}} + \frac{(N+1)(2N+1)}{12} (\omega \Delta t)^2 V \quad (4.55)$$

yazılabilir. $c_1 = AV$ ve $c_2 = \frac{(\omega \Delta t)^2 V}{12}$ olmak üzere toplam hata

$$E_T = c_1 \frac{1}{\sqrt{N}} + c_2 (2N^2 + 3N + 1) \quad (4.56)$$

olarak ifade edilebilir. Toplam hatanın maksimum değeri, E_T 'nin N 'e göre kısmi türevinin sıfıra eşitlenmesi sonucu elde edilen denklemden bulunabilir:

$$\frac{\partial}{\partial N} E_T = -\frac{1}{2} c_1 N^{-3/2} + c_2 (4N + 3) = 0 \quad (4.57)$$

$r = \sqrt{n}$ için bu eşitlik aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$R^5 + \frac{3}{4}R^3 - \frac{c_1}{8c_2} = 0 \quad (4.58)$$

Çözüm numerik yöntemlerle elde edilebilir. Analitik bir çözüm için basitleştirme gereklidir. Basitleştirme, pratikte $\frac{3}{4}R^3$ teriminin diğer terimlerden daha küçük olduğu ve ihmal edilebileceğinden yola çıkılarak yapılabilir. Dolayısıyla $R^5 \approx \frac{c_1}{8c_2}$ yaklaşımı ile

$$N = \left(\frac{3A}{2\omega^2 \Delta t^2} \right)^{2/5} \quad (4.59)$$

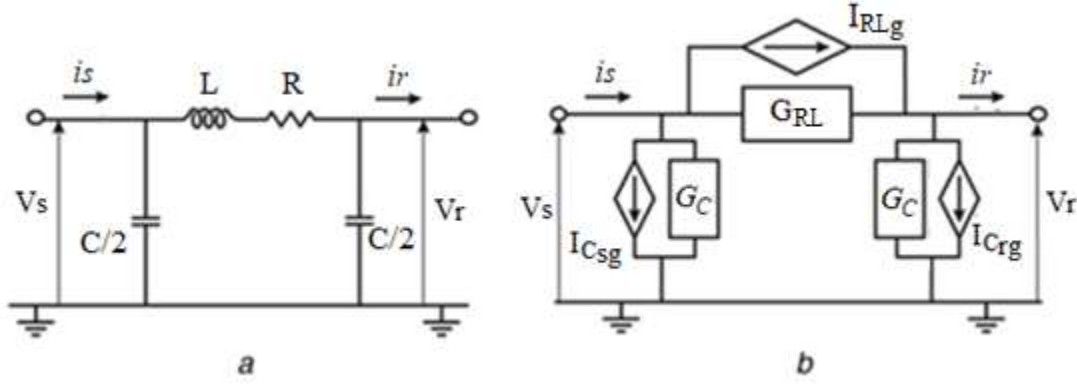
elde edilir. En uygun N değerinin gerilim genliğine bağlı olmadığı görülmektedir. Ölçüm hata oranı arttıkça veya örnekleme periyodu azaldıkça daha yüksek N değeri gerekmektedir. Örneğin, 50 Hz frekanslı bir işaret $\Delta T = 50\mu s$ periyodunda maksimum %1 hata ile örnekleniyorsa, Kapasitör-N modeli için bulunan en uygun N değeri numerik çözümde 5.17, Eş. 4.59'dan 4.88 elde edilmektedir. Bu durumda N değerinin 5 seçilmesi uygun olmaktadır. %0.5 hata oranı için numerik çözüm ile Eş 4.59 sırasıyla 3.63 ve 3.92 sonucunu vermektedir.

4.2.3. Hat modeli

250km'ye kadar mesafeli hatlar için kullanılan Π modeli seri direnç-endüktör ile iki şönt kapasitör içermektedir. Hattın sayısal integratör modeli Şekil 4.10'da gösterilmektedir. Bu modelde hattın gönderilen tarafındaki değerler “s”, alınan tarafındaki değerler ise “r” alt indisleri ile gösterilmiştir. Bu model için eşitlik

$$\begin{bmatrix} G_{RL} + G_C & -G_{RL} \\ G_{RL} & -(G_{RL} + G_C) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s(t) \\ v_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{sr}(t) \\ i_{rs}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{Csg} + I_{RLg} \\ I_{Crg} - I_{RLg} \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

olarak verilmiş olup, I_{Csg} ve I_{Crg} şönt kapasitansın hattın gönderilen ve alınan tarafındaki akım geçmişleri, I_{RLg} seri direnç-endüktör kolu akımının geçmişi, G_{RL} ve G_C ise direnç-endüktör ve kapasitör modellerindeki iletkenlik katsayılarıdır. $i_s(t)$ ve $i_r(t)$ ise kapasitansın hattın gönderilen ve alınan tarafındaki terminal akımlarıdır. Üç faz için tüm akım ve gerilimler üç faz değerlerini içeren vektörler, G_{RL} ve G_C ise hatlar arası karşılıklı etkileşimleri de dikkate alacak şekilde 3x3'lük matrisler halini almaktadır.



Şekil 4.10. Hattın π modeli (a) ve sayısal integratör modeli (b)

4.2.4. Eşdeğer devre diyagram bileşenlerinin tekrar elde edilmesi

Direnç, endüktör, seri direnç-endüktör ve kapasitör temel devre elemanları, devre çözümü numerik olarak yapılmak istendiğinde bir direnç ve ona paralel bir akım kaynağı olarak modellenenabilir. Her bir eleman için G_{etkin} iletkenliği ve $I_{Geçmiş}$ geçmiş akımı topluca Çizelge 4.1’de verilmiştir. En kritik değişiklik kapasitör elemanındadır.

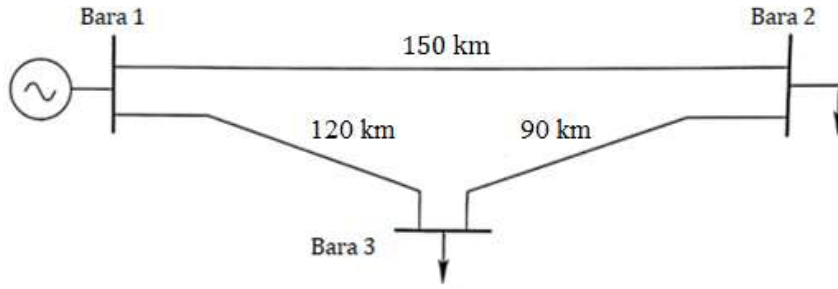
Çizelge 4.1. Nİİ eşdeğer devre diyagram bileşenleri

Eleman	G_{etkin} Terimi	I_{hist} Geçmiş Terimi
Direnç	$G_{etkin} = 1/R$	-
Endüktör	$G_{etkin} = \Delta t/2L$	$I_{Geçmiş} = i_{km}(t - \Delta t) + G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t)$
Seri Direnç-Endüktör	$G_{etkin} = \frac{\Delta t}{2L+R\Delta t}$	$I_{Geçmiş} = \left(\frac{2L-R\Delta t}{2L+R\Delta t}\right)i(t - \Delta t) + G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t)$
Kapasitör Model-1	$G_{etkin} = C/\Delta t$	$I_{Geçmiş} = -G_{etkin}v_{km}(t - \Delta t)$
Kapasitör Model-N	$G_{etkin} = \frac{2C}{(N+1)\Delta t}$	$I_{Geçmiş} = -G_{etkin} \left[\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_{km}(t - \Delta t) \right]$

4.2.5. Durum çalışması

Bu durum çalışmasında, şebeke elemanları için geliştirilen yeni modellerin temel GDK yöntemine olan katkısı gösterilmektedir. Şönt kapasitif etkilerinin de dikkate alındığı hatlar, seri direnç-endüktör ve Model-N kapasitör elemanları ile modellenmiştir.

Bu çalışmada izlenmek istenen güç sistemindeki baralardan birinde kompanzasyon yapmak amacıyla önemli miktarda kapasitörün bir anda devreye girmesi durumunda, şebekedeki akım ve gerilimlerin anlık değerleri izlenmiştir. Şekil 4.11’de birinci barada jeneratör, iki ve üçüncü baralarda RL yükler ve kompanzasyon amaçlı kapasitörler bulunmaktadır, dolayısıyla baralara bağlı yükler birbirine paralel bağlı RLC yüklerdir.



Şekil 4.11. GDK durum çalışması için 3 baralı devre

Şebeke hatları 155kV gerilim taşımaktadır. Modelde birinci barada senkron jeneratör ile 13,8kV geriliminde üretilen enerji transformatör ile 155kV’a yükseltilerek şebekeye verilmektedir. İkinci barada bulunan yük 30MW aktif, 12MVA_r reaktif güç çekerken, üçüncü barada bulunan yük ise 30MW aktif, 6MVA_r reaktif güç çekmektedir. Birinci bara ile ikinci bara arasındaki H₁₂ hattı 150km, birinci bara ile üçüncü bara arasındaki H₁₃ hattı 120km, ikinci bara ile üçüncü bara arasındaki H₂₃ hattı 90km’lik uzunluğunda ve üç fazlıdır. Hat parametreleri km başına endüktif ve rezistif olmak üzere $l = 0,9337 \text{ mH/km}$, $r = 0,01273\Omega/\text{km}$ ve $c = 12.74\text{nF/km}$ dir.

Şebekede bara 1’e yerleştirilen bir ölçüm cihazı ile birinci baranın gerilimi $v_1(t)$ ’i, bara 1 ile bara 2 arasındaki hat akımı $i_{12}(t)$ ’yi ve bara 1 ile bara 3 arasındaki hat akımı $i_{13}(t)$ ’ü ölçmekte ve anlık değerlerini kaydetmektedir. Ölçümler gerilimin yüksek olduğu hat tarafından alındığından, GDK ölçüm eşitlikleri yazılırken yalnızca hat modeli kullanılmaktadır. Fazlar arası etkileşimin olmadığı varsayımına dayanarak ölçümler sadece şebekenin bir fazından alınmaktadır. Şebeke üzerinden üç ölçüm alınmakta olduğundan ölçüm eşitliğine üç ilişki yazılır. Bara sayısının da 3 olması sebebiyle kestirim için oluşturulan ölçüm eşitliği 3x3’lük bir matrise sahip olur.

Ölçüm eşitliğine yazılacak olan birinci ilişki, birinci bara gerilimidir. Bara gerilimi $v_1(t)$ ve ölçüm değeri $v_1^*(t)$ olmak üzere

$$v_1(t) = v_1^*(t) \quad (4.61)$$

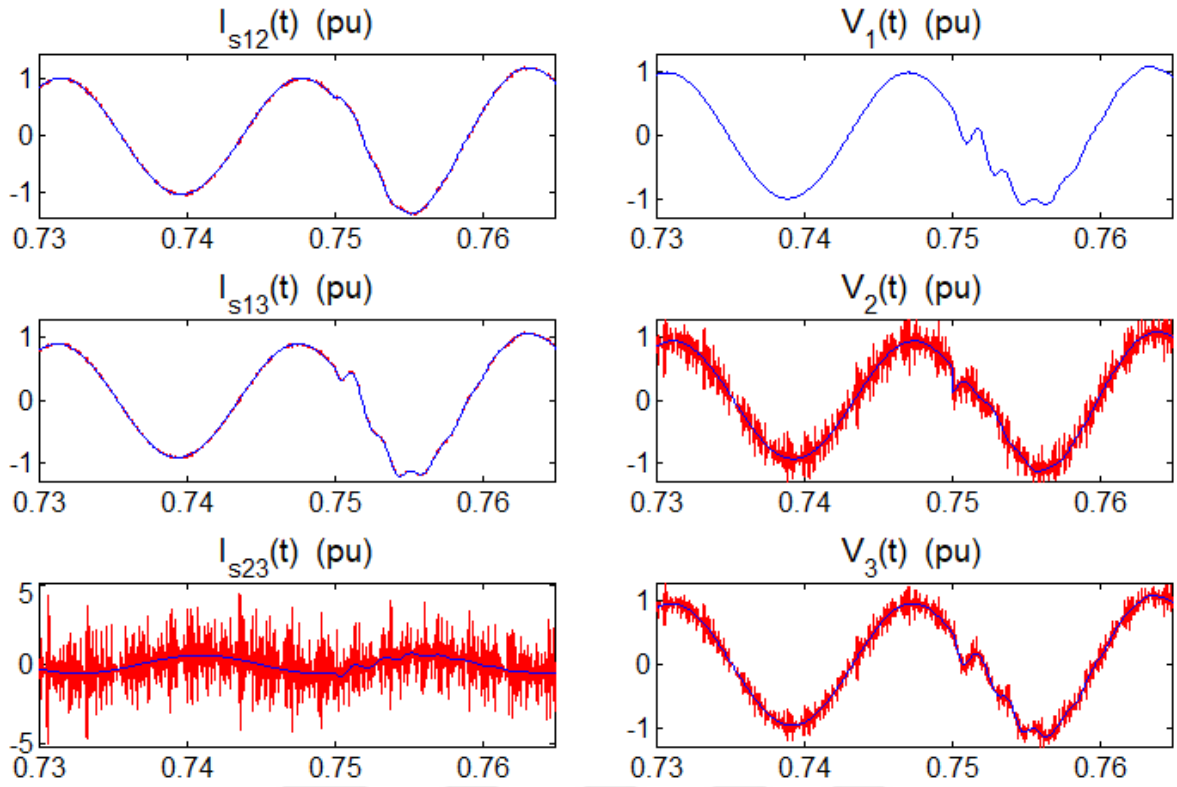
eşitliği ölçüm eşitliğinin ilk satırını oluşturur. Hatların giden taraflarındaki akımları $i_{s12}(t)$ ve $i_{s13}(t)$, bu akımların ölçüm değerleri $i_{s12}^*(t)$ ve $i_{s13}^*(t)$ olmak üzere H_{12} ve H_{13} hatları Π modelleri için Dommel'in yaklaşımı şu şekilde oluşturulabilir:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ G_{RL12} + G_{C12} & -G_{RL12} & 0 \\ G_{RL13} + G_{C13} & 0 & -G_{RL13} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \\ v_3(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_1^*(t) \\ i_{s12}^*(t) \\ i_{s13}^*(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 \\ I_{Cs12g} + I_{RL12g} \\ I_{Cs13g} + I_{RL13g} \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

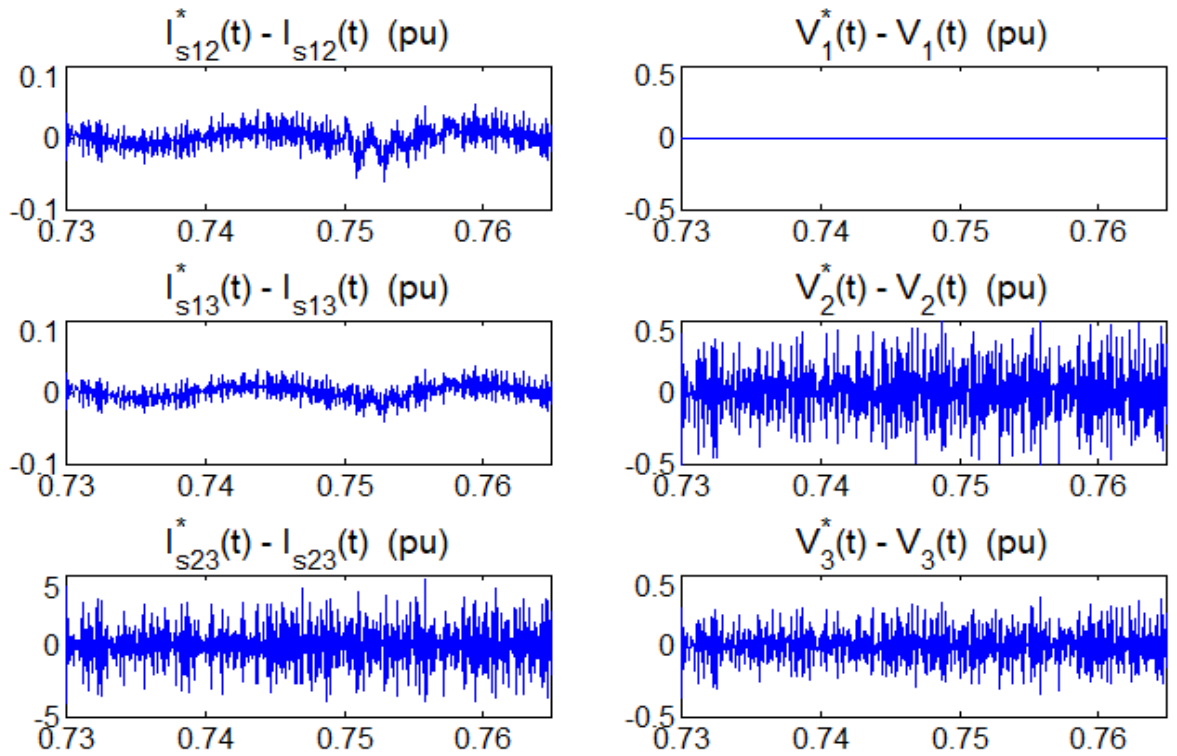
$v_1^*(t)$, $i_{s12}^*(t)$, $i_{s13}^*(t)$ ölçüm değerleri genliklerinin %0.5'i kadar ölçüm hataları içermektedir (Ölçüm hataları, gerçek değerlere rastgele sayılar ilave edilerek sağlanmıştır). Literatürdeki çalışmalarda olduğu gibi, yöntemin her adımıdaki zaman arttırımı $\Delta t = 50\mu s$ seçilmiştir. Modelin simulasyonun 0.75. saniyesinde 2 no'lu barada çekilen reaktif gücü sıfırlamak amacıyla kompanzasyon arttırılarak bir miktar kapasitör devreye alınmaktadır.

İlk çalışmada, hatların Kapasitör-1 modeli kullanılarak modellendiği GDK yöntemi uygulanmıştır. Kapasitörlerin devreye alınması sonucu şebekede oluşan geçici durumun izlenmesi Şekil 4.12'de verilmiştir. Özellikle ölçüm değerlerine uzak olan kestirimlerde gürültülü sonuçlar gözlenmektedir. Gerçek değerler ile kestirim sonuçları arasındaki farktan elde edilen kestirim sonuçlarındaki hata miktarları ise Şekil 4.13'de gösterilmektedir.

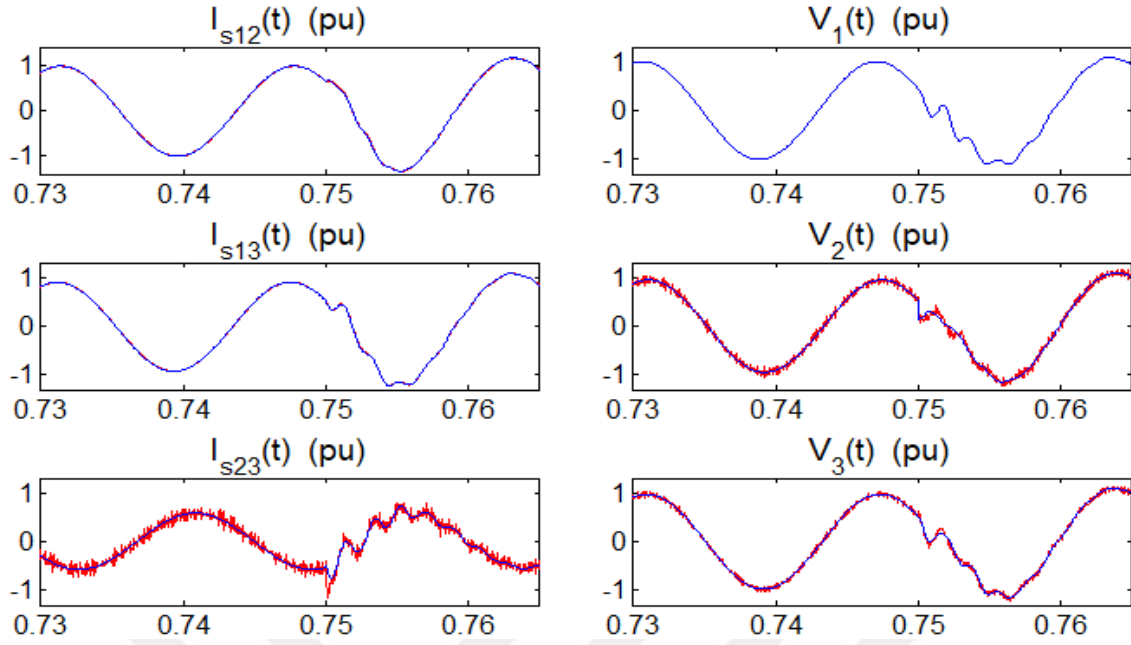
İkinci çalışmada, hatların Kapasitör-N modeli kullanılarak modellendiği GDK yöntemi uygulanmıştır. Kapasitörün geçmiş değer sayısı $N=5$ seçilmiştir. Kapasitörlerin devreye alınması sonucu şebekede oluşan geçici durumun izlenmesi Şekil 4.14'de verilmiştir. Kapasitör-N ($N=5$) modelinin kullanıldığı kestirim sonuçlarında daha az gürültü görülmektedir. Gerçek değerler ile kestirim sonuçları arasındaki farktan elde edilen kestirim sonuçlarındaki hata miktarları Şekil 4.15'de gösterilmektedir. Alıcı taraftaki akımlar, Π modeline göre, gönderen taraftaki akımdan alıcı tarafı kapasitör akımları çıkarılarak elde edilebilir:



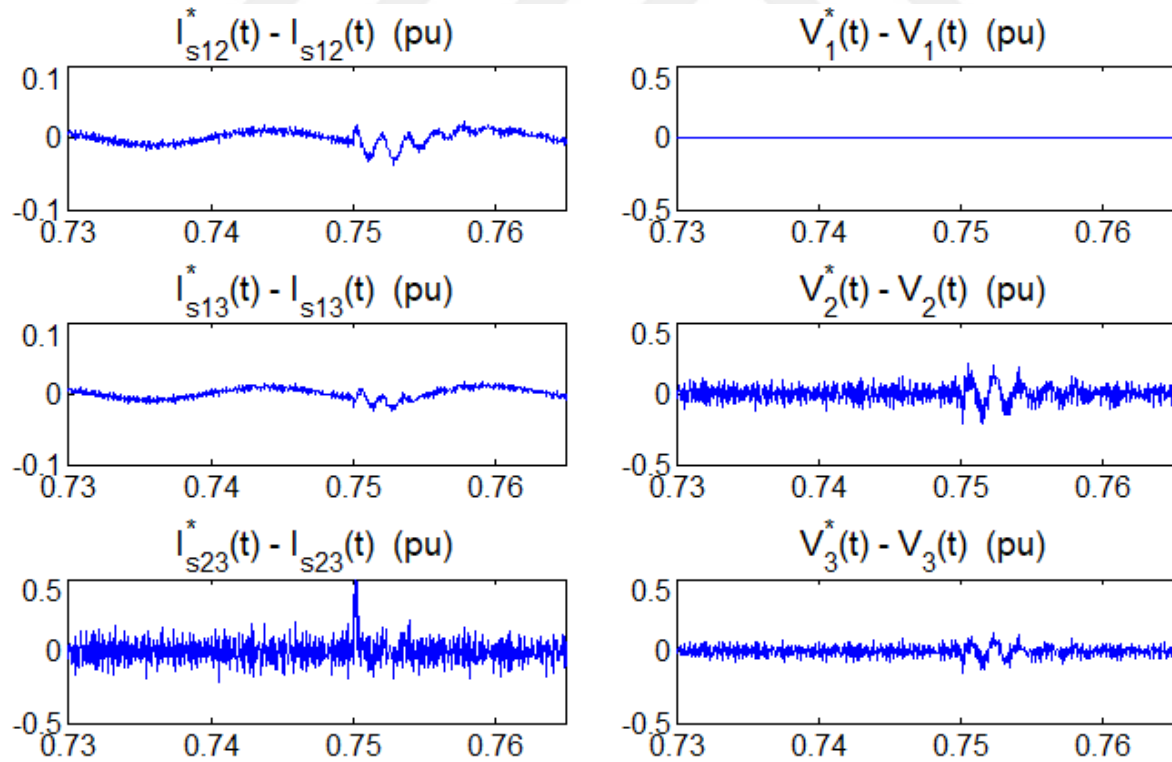
Şekil 4.12. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Gerçek ve kestirim değerleri mavi ve kırmızı eğrilerle temsil edilmektedir



Şekil 4.13. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı



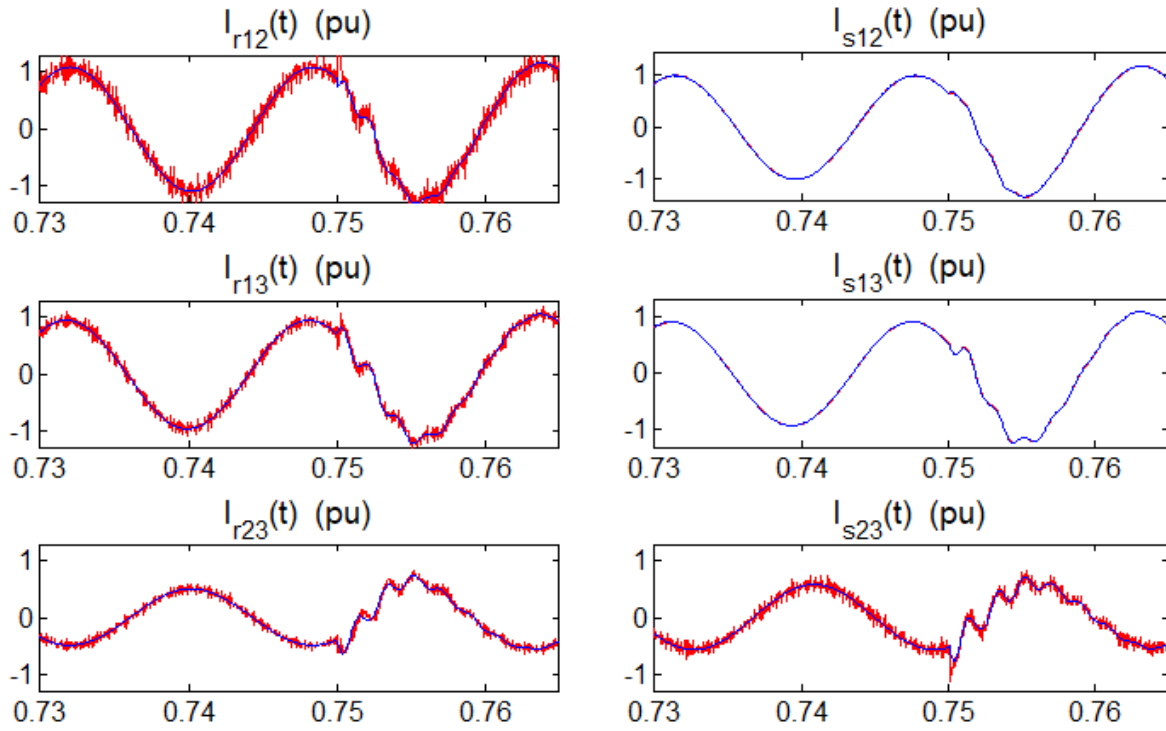
Şekil 4.14. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir



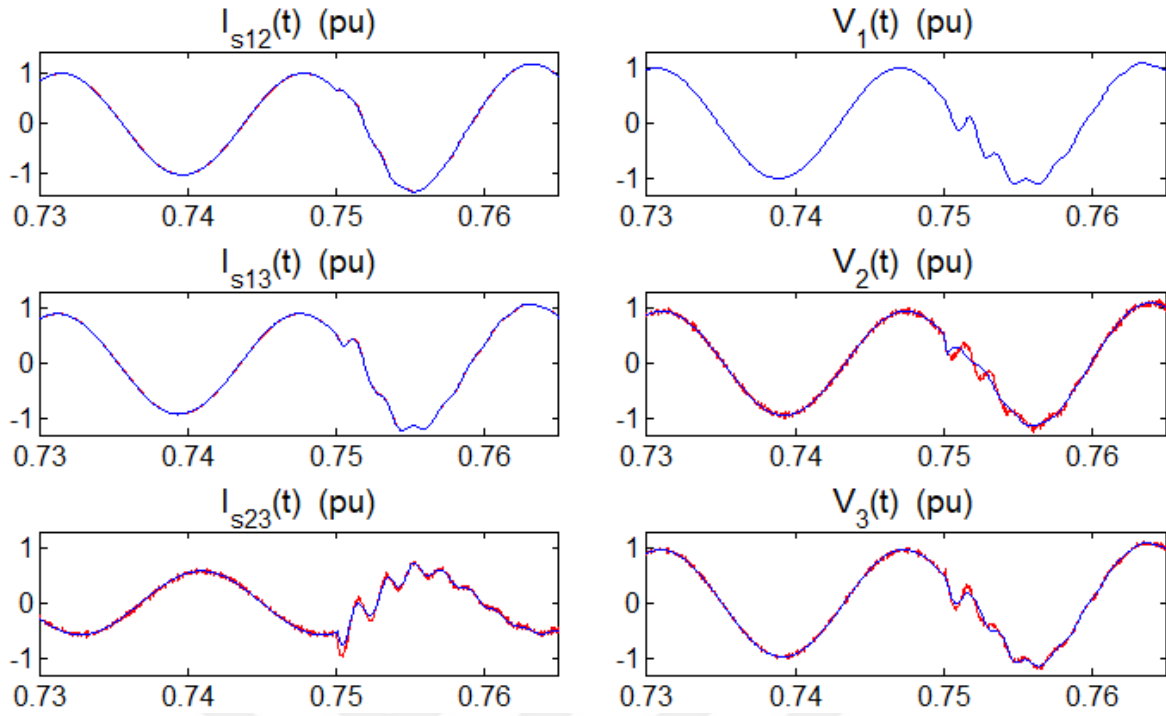
Şekil 4.15. Kapasitör-N ($N=5$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı

$$\begin{aligned}
 i_{r12}(t) &= i_{s12}(t) - i_{cs12}(t) - i_{cr12}(t) \\
 i_{r13}(t) &= i_{s13}(t) - i_{cs13}(t) - i_{cr13}(t) \\
 i_{r23}(t) &= i_{s23}(t) - i_{cs23}(t) - i_{cr23}(t)
 \end{aligned}
 \tag{4.63}$$

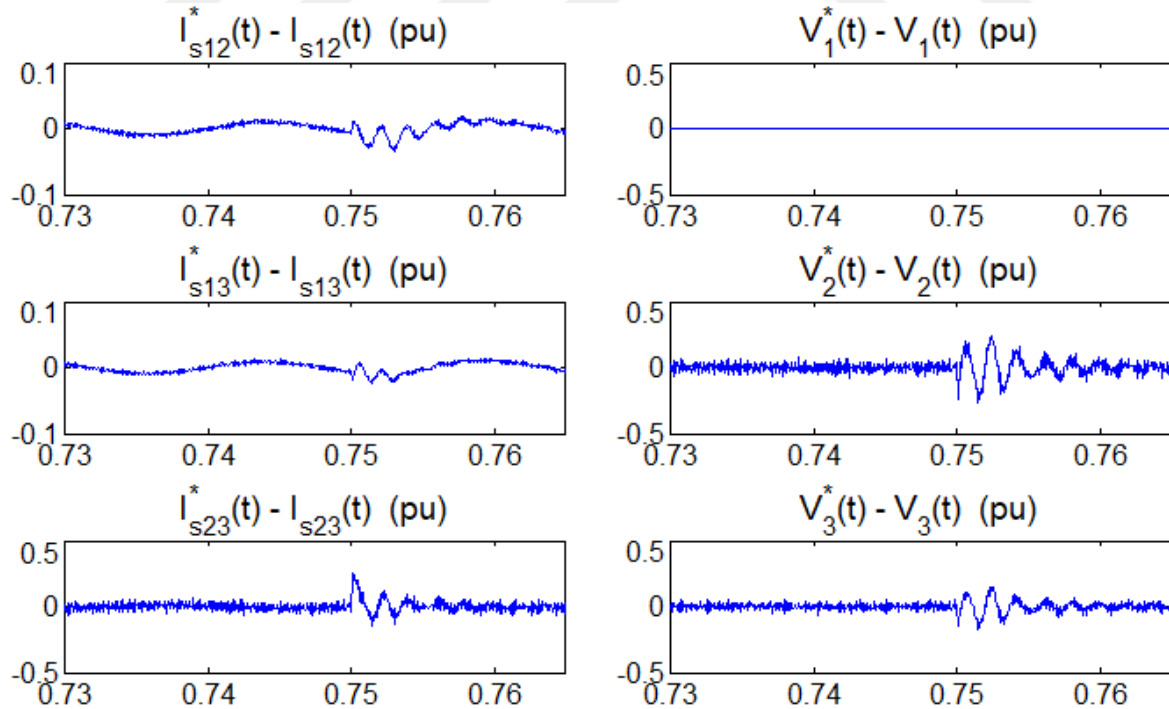
Şekil 4.16’da alıcı ve gönderen akımları kestirimleri gösterilmektedir. Kapasitör-N modeli N=10 kullanılarak uygulanan GDK yöntemi sonuçları Şekil 4.17’de, kestirim sonuçlarındaki hata miktarları Şekil 4.18’de gösterilmektedir. Kapasitör-10 modeli Kapasitör-5 modeline göre daha pürüzsüz sonuçlar vermesine karşın, temel çözümü iyileştirmemektedir. Kapasitör-N modelinin geçmiş değer sayısı N’in yüksek alınmaması gerekir. N’in kaç olabileceği örnekleme frekansına da bağlıdır.



Şekil 4.16. Kapasitör-N (N=5) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki alıcı ve gönderen taraftaki akımlar. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir



Şekil 4.17. Kapasitör-N ($N=10$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesi. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir



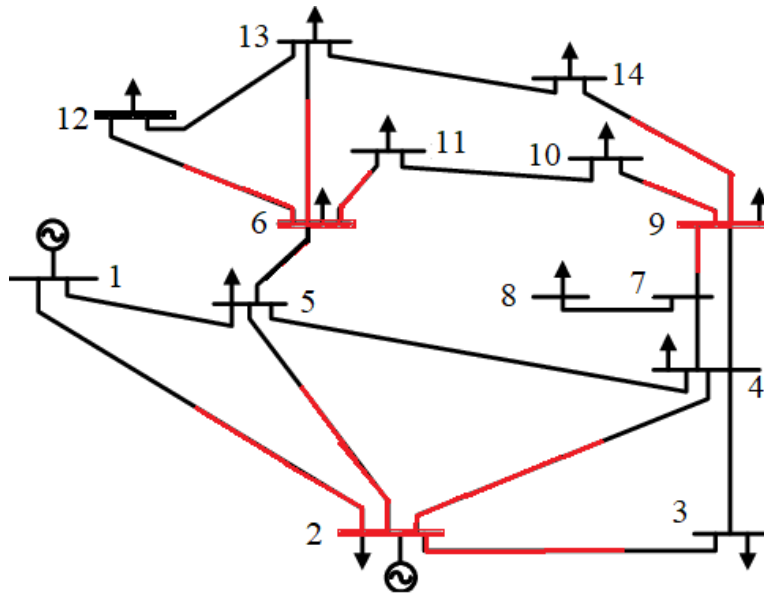
Şekil 4.18. Kapasitör-N ($N=10$) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK ile 3 baralı devredeki geçici durumun izlenmesindeki hata miktarı

4.2.6. IEEE-14 şebekesinde GDK durum çalışması

Bu durum çalışmasında, şebeke elemanları için geliştirilen yeni modeller de kullanılarak temel GDK yöntemi ile IEEE-14 şebekesinin bara gerilimleri ve akımları izlenmiştir. Şönt kapasitif etkileri bulunan hatlar için Π hat modeli kullanılmış olup, seri direnç-endüktör ve buna paralel iki adet Model-N kapasitör elemanları ile modellenmiştir.

IEEE-14 şebekesi Şekil 4.19'da gösterilmektedir. IEEE-14 şebekesi 14 baralı bir şebeke olmasına karşın, 8 numaralı bara bir yük olarak ele alınabildiğinden, 13 baralı bir şebeke gibi düşünülebilir. Bu durumda şebekede en az 13 adet akım/gerilim ölçümü yapılmalıdır.

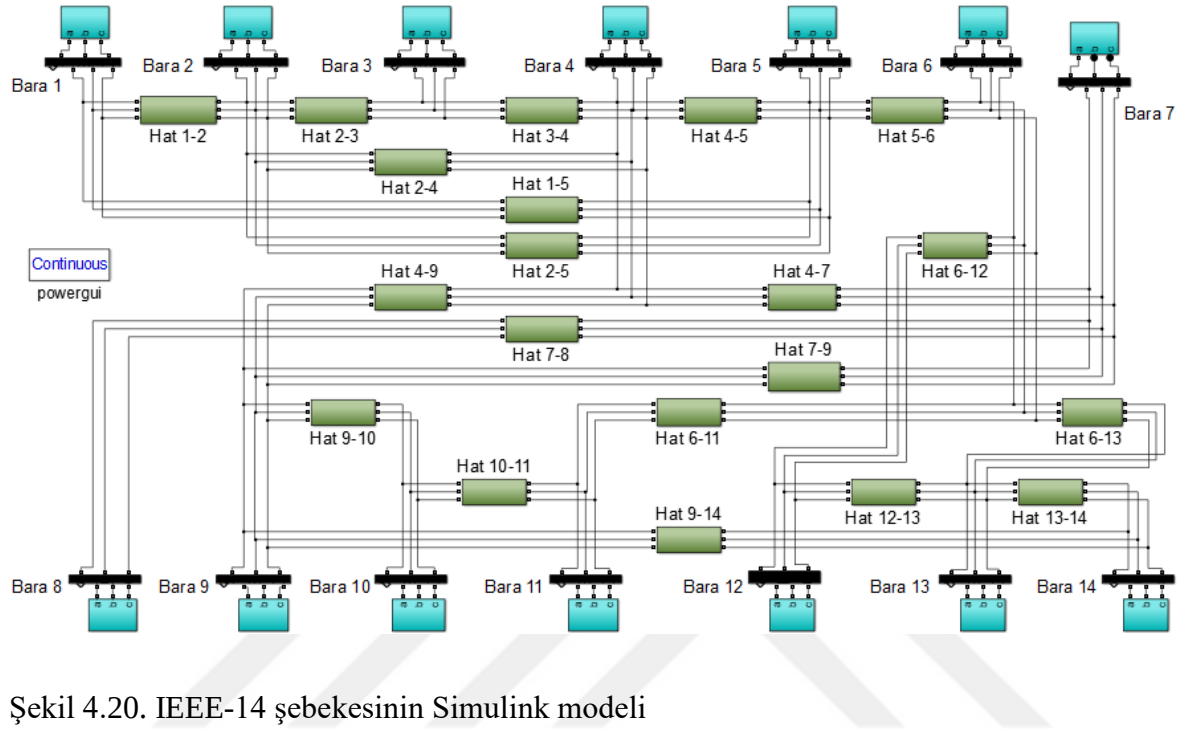
Durum çalışmasında, üç adet ölçüm cihazı şebekenin 2, 6 ve 9 numaralı baralarına yerleştirilmiştir. Ölçümlerin yapıldığı bara ve hat uçları kırmızı renkle gösterilmektedir. Kırmızı ile gösterilen baralarda bara gerilimleri, hatların kırmızı ile gösterilen uçlarından ise hat akımları ölçülmektedir. Ölçülen bara gerilimleri V_2 , V_6 ve V_9 , ölçülen hat akımları ise I_{1-2} , I_{2-3} , I_{2-4} , I_{2-5} , I_{6-11} , I_{6-12} , I_{6-13} , I_{7-9} , I_{9-10} , I_{9-14} olmak üzere toplamda 13 ölçüm yapılmaktadır. Akım ve gerilimler, genliğinin %0.5'i kadar hata ile ölçülmektedir.



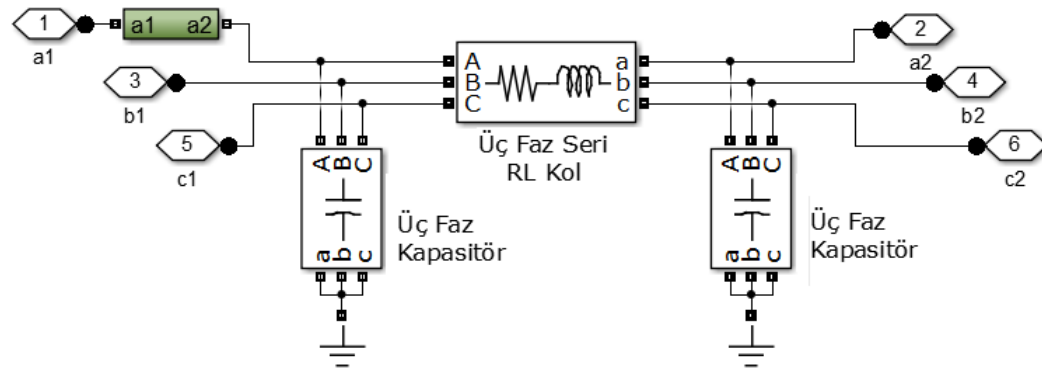
Şekil 4.19. IEEE-14 şebekesi

Durum çalışması için oluşturulan IEEE-14 Simulink modeli Şekil 4.20'de gösterilmektedir. Mavi renkli bloklar, jeneratör ve yük modelleri gibi bara ardındaki

birimler için oluşturulan modelleri, yeşil renkli bloklar ise hatlar için oluşturulan modelleri temsil etmektedir. Hatların IEEE-14 şebekesinin bazı hatlarının Π hat modeli ile modellenmesi gerekir. Bunun için oluşturulan model Şekil 4.21’de gösterilmektedir.

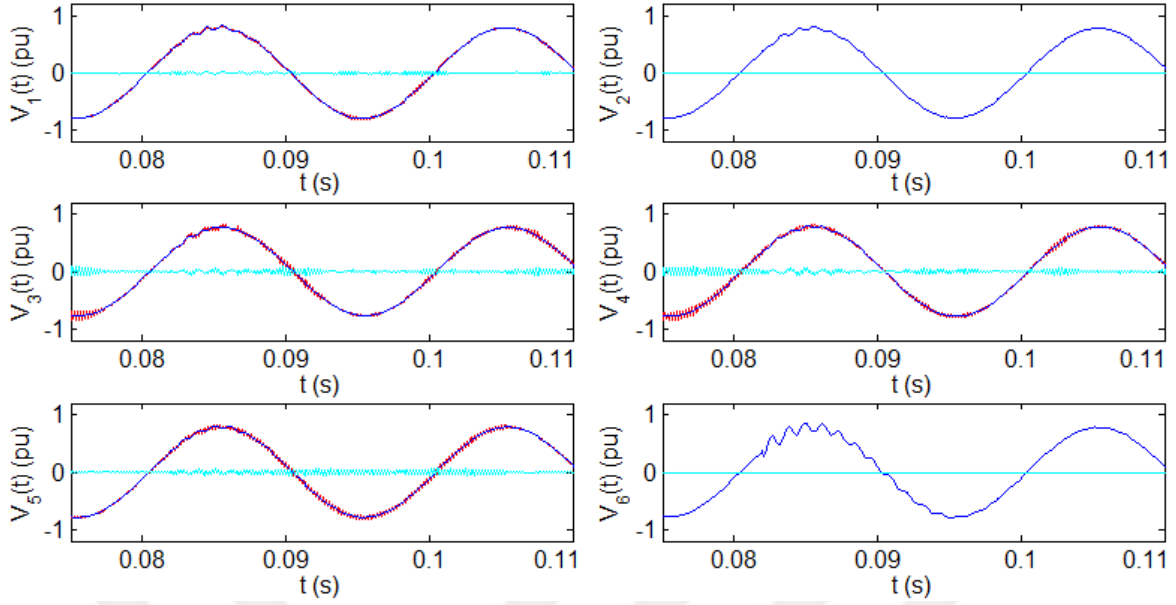


Şekil 4.20. IEEE-14 şebekesinin Simulink modeli

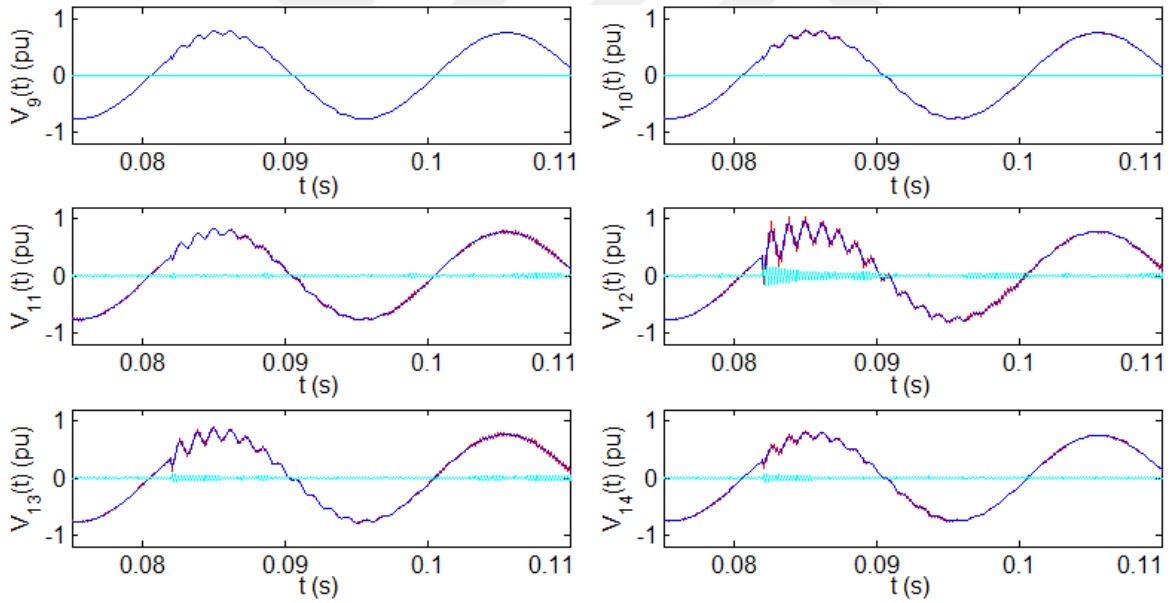


Şekil 4.21. IEEE-14 şebekesinin Simulink modelinde hatların Π modeli

Çalışmada, 12 numaralı baraya bağlı yükün kopanzasyonu yapılması amacıyla simulasyonun 0.082 s anında kapasitör grubu devreye girmektedir. Kapasitörlerin devreye alınması şebekenin tüm bara gerilimlerinin dalga şeklini etkilemekte ve bu durum yaklaşık 0.02s sürmektedir. Bara gerilimleri için kestirim sonuçları Şekil 4.22 ve Şekil 4.23’te gösterilmektedir.

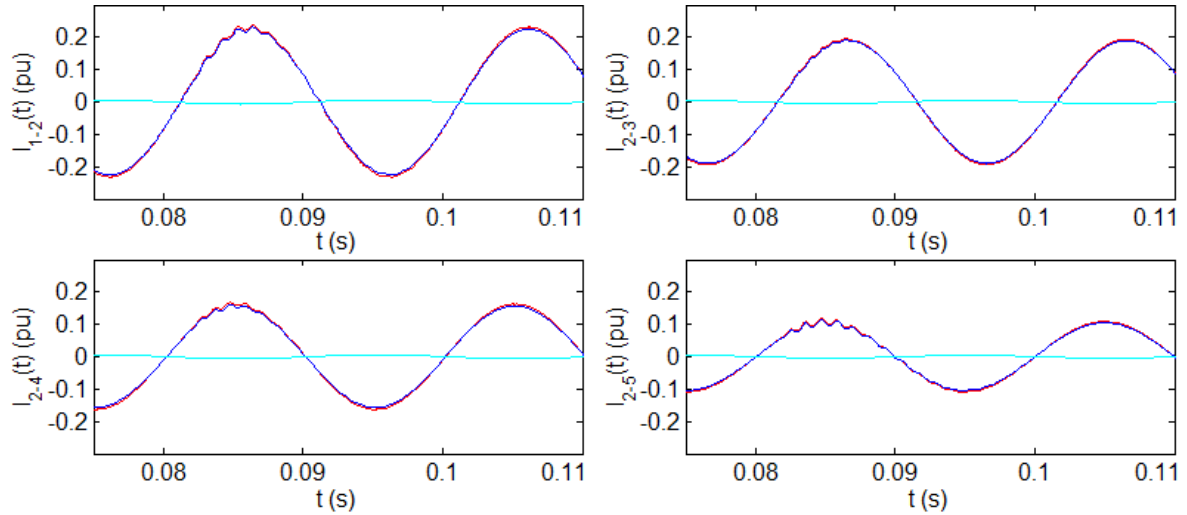


Şekil 4.22. 1-6 numaralı bara gerilimlerinin kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir



Şekil 4.23. 9-14 numaralı bara gerilimlerinin kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir

Şekil 4.24'te 2 numaralı baradan çıkan hatların kestirim sonuçları gösterilmektedir. IEEE-14 şebekesinde bu hatların kapasitif değerleri olduğu için, bu hatların kestirimleri önemlidir. Sonuçlardan görüldüğü gibi kestirim sonuçları şebeke olaylarının izlenmesi bakımından tatmin edicidir.



Şekil 4.24. 2 numaralı baradan çıkan hat akımlarının kestirim sonuçları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler, gerçek, kestirim ve hata değerlerini temsil etmektedir

4.3. Kalman Filtresi

Ölçüm cihazlarının çözünürlükleri nedeniyle sayısallaştırma veya diğer adıyla dijitize etme işlemi sırasında ölçüm değerlerine eklenen hata değerleri GDK'daki sonuçların gürültülü elde edilmesine neden olur. Özellikle kapasitör elemanının sayısal integratör modeli bu hataların etkisini oldukça artırır. Bu gürültünün bastırılması için Kalman filtresi oldukça uygun bir yoldur.

Ancak Kalman Filtresi tasarlanırken bünyesinde, uygulanacağı sistem hakkında bilgileri de talep etmektedir. Oysa genellikle şebeke hakkında kısmi bilgilere sahip olmamız nedeniyle, bu çalışmalarda ele alınan problemlerin gereği kısmi bilgilerle bir tasarımın yapılabileceği bir yapıya ihtiyaç duyulur. Bu ihtiyaçtan dolayı bu kısımda, yapılan çalışmalarda kullanılmak üzere tek bir işareti süzen özel bir Kalman Filtresi bloğu geliştirilmiştir. Bu Kalman Filtresi (KF) iki ayrı amaçla kullanılacaktır:

1. GDK yöntemlerinden elde edilen sonuçların süzülerek iyileştirilmesi
2. Bir sonraki kısımda sunulacak olan “KF’ne Dayalı Kestirim Yöntemi”

4.3.1. Kalman filtresi modelinin elde edilmesi

T yeterince küçük olmak şartıyla, ölçülebilen veya hesaplanabilen sürekli bir $x(t)$ işaretinin zamana göre türevi

$$\dot{x}(t) \approx \frac{x(t+T) - x(t)}{T} \quad (4.64)$$

$$x(t + T) \approx x(t) + \dot{x}(t)T \quad (4.65)$$

olarak yazılabilir. Bu ilişki, T adım süreli ayırık zamanlı olarak da gösterilebilir:

$$x(k + 1) \approx x(k) + \dot{x}(k)T \quad (4.66)$$

Alternatif olarak, türev teriminin ihmal edilmesiyle aşağıdaki yaklaşım yapılabilir:

$$x(k + 1) \approx x(k) \quad (4.67)$$

Kalman filtresi algoritması kestirim ve düzeltme olmak üzere iki temel adımı içermektedir. Kestirim adımında zaman T kadar ötelenirken, düzeltme adımında kestirimler yapılan ölçümlere göre tekrar düzeltilir. Ölçülen veya hesaplanan değer x^* , kestirim sonunda elde edilen değer $\bar{x}$, düzeltme sonunda elde edilen değer ise $\hat{x}$ üst işaretleri ile gösterilmek üzere, bir sistem için Kalman eşitlikleri aşağıdaki gibi yazılabilmektedir:

$$\begin{aligned} \bar{x}(k) &= \hat{x}(k - 1) + T\dot{x}^*(k) \\ \bar{P}(k) &= P(k - 1) + Q \\ K(k) &= \bar{P}(k)(\bar{P}(k) + R)^{-1} \\ \hat{x}(k) &= \bar{x}(k) + K(k)(x^*(k) - \bar{x}(k)) \\ P(k) &= (1 - K(k))\bar{P}(k) \end{aligned} \quad (4.68)$$

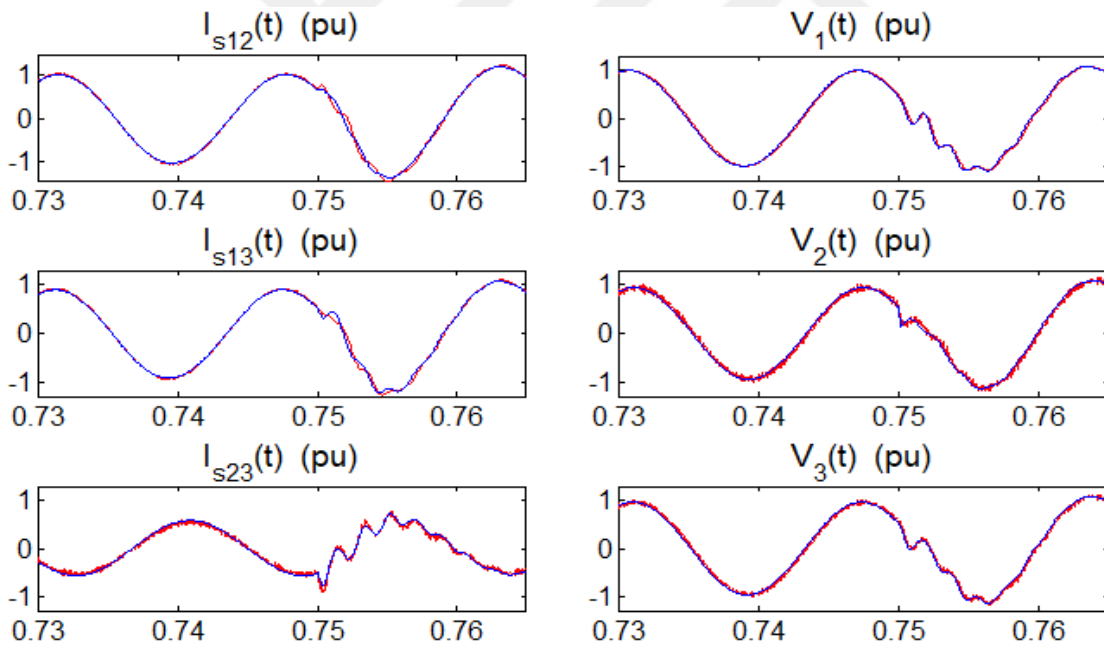
Burada ilk iki eşitlik kestirim adımını, son üç eşitlik ise düzenleme adımlarını oluşturmaktadır.

Burada önerilen Kalman filtresi, tek bir işarettaki gürültüyü süzmek için uygulanabilir. Bu durum Geçici Durum Kestirimi uygulaması bakımından da seçenekler oluşturmaktadır. İlk

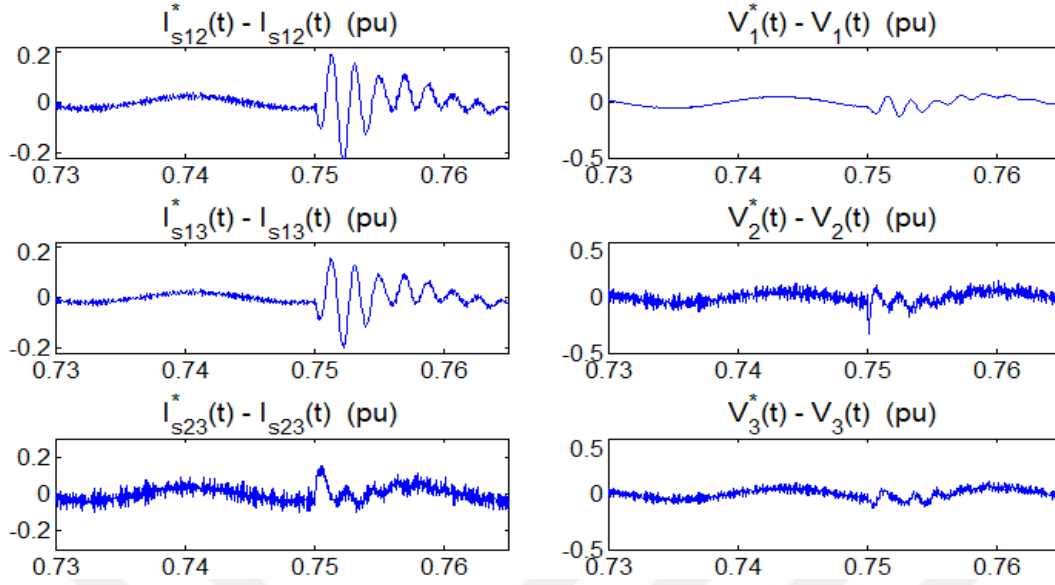
seçenek, bilinen GDK yöntemi uygulandıktan sonra elde edilen sonuçlardaki gürültünün süzülmesi için her bir işarete burada sunulan tek durum değişkenli Kalman filtesinin uygulanmasıdır. Sonuçlar, bir sonraki kısımdaki durum çalışmasında sunulmaktadır. Bir diğer uygulama ise hattın bir ucundan ölçülen gerilim ve akımdan, hattın diğer ucundaki gerilimi bularak gerçekleştirilen yaklaşımdır.

4.3.2. Durum çalışması: Geçici durum kestirimi sonuçlarının süzülmesi

Bu çalışmada, Kısım 4.2.5'te sunulan durum çalışmasından elde edilen sonuçları Kalman filtresi ile süzölmektedir. Kapasitör-1 ile modellenen hatlarla oluşturulan GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzölmüş halleri Şekil 4.25'te, kestirim hataları Şekil 4.26'da verilmiştir. Sonuçların daha pürüzsüz ve hata miktarı daha az olarak elde edildiği görölmektedir.

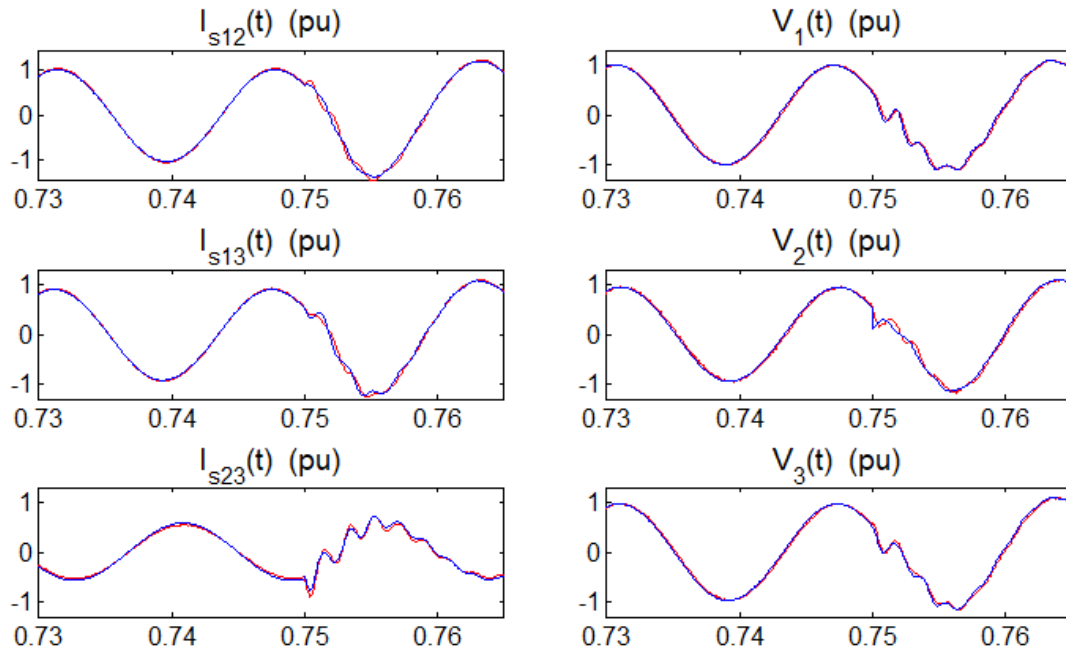


Şekil 4.25. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzölmelerinden sonra gerçek değerlerle karşılaştırılması. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir

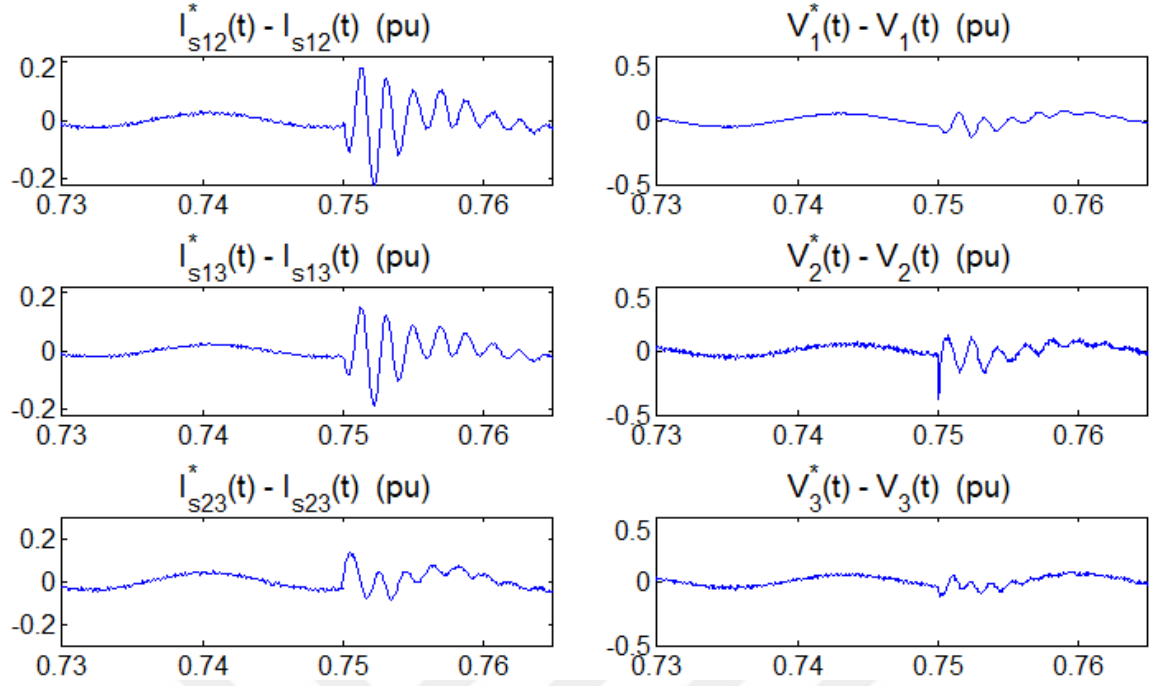


Şekil 4.26. Kapasitör-1 ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzöldükten sonra kestirim hataları

Kapasitör-N ile modellenen hatlarla oluşturulan GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzölmüş halleri Şekil 4.27’de, kestirim hataları Şekil 4.28’de verilmiştir. Kapasitör-N (N=5) ile birlikte Kalman filtresi kullanımının en iyi sonucu verdiği görülmektedir.



Şekil 4.27. Kapasitör-N (N=5) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzölmesinden sonra gerçek değerlerle karşılaştırılması. Mavi ve kırmızı eğriler gerçek ve kestirim değerlerini temsil etmektedir



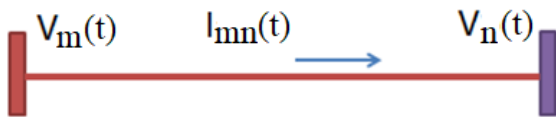
Şekil 4.28. Kapasitör-N (N=5) ile modellenen hatların kullanıldığı GDK sonuçlarının Kalman filtresi ile süzildükten sonra kestirim hataları

4.4. Kalman Filtresine Dayalı Geçici Durum Kestirimi Yöntemi

Bir baraya bir ölçüm cihazı bağlandığında, o baranın gerilimi ile birlikte o baraya bağlı hatların akımları ölçülebilir. Hatların kısa olması durumunda hatların kapasitif etkileri ihmal edilerek, mevcut ölçüm verileri sayesinde ölçüm cihazının bulunduğu baraya bağlı hatların diğer uçlarındaki bara gerilimleri kestirilebilir.

Şekil 4.29’da m ve n barası ile bunları bağlayan mn hattı gösterilmiştir. Hattın kısa olması durumunda hattın yalnızca endüktif (L) ve rezistif (R) etkileri dikkate alınarak, hatlar ve baralar arasındaki gerilim akım ilişkisi aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$V_n(t) = V_m(t) - Li'_{nm}(t) - Ri_{mn}(t) \quad (4.69)$$



Şekil 4.29. İki bara arasına bağlı hat

Bu eşitliğe göre, m barasından ölçülen gerilim ve akım değerlerinden, hattın diğer ucundaki n barasının gerilim değerleri elde edilebilir. Ancak, bu baralara bağlı olan hattın $i_{mn}(t)$ akımının zamana göre türevinin elde edilmesi gerekir. Ölçüm hataları, doğrudan iki noktalı numerik türev işlemini faydasız kılmaktadır. Diğer yandan, ölçüm gürültüsünün etkisi, kısım 4.3'te sunulan Kalman filtresi ile süzülebilir ve bu sayede n barası geriliminin elde edilmesinde Eş. 4.69'un kullanılması düşünülebilir. Ancak bu durumda elde edilen hat akımının zamana göre türevi bilgisi süzmenin etkisiyle zamana göre kaymış bir veridir. Bu kısımda, süzme işlemlerinin etkisiyle kayma etkilerinin kestirim sonuçlarının doğruluğunu en az etkileyen bir yöntem önerilmiştir.

4.4.1. Yöntem

Yöntem, üç aşamadan oluşmaktadır:

1. Ölçümlerin süzülmesi ve hat akımlarının zamana göre türevlerinin elde edilmesi
2. Ölçülmeyen bara gerilimlerinin ve zamana göre integrallerinin kestirimi
3. Ölçülmeyen hat ve toplam bara akımlarının hesaplanması

Yöntemde, Kısım 4.3.1'de verilen Kalman Filtresi yapısı kullanılmaktadır. Eş. 4.68'de verilen 5 eşitlik içerisindeki

$$\bar{x}(k) = \hat{x}(k-1) + T\dot{x}^*(k) \quad (4.70)$$

ve

$$\hat{x}(k) = \bar{x}(k) + K(k)(x^*(k) - \bar{x}(k)) \quad (4.71)$$

eşitlikleri, Kalman filtresinin kestirim ve düzeltme adımlarını oluşturmaktadır. Bundan sonra yöntem tarif edilirken, Kalman filtresinin sadece bu eşitlikler verilecektir.

Ölçümlerin süzülmesi ve hat akımlarının zamana göre türevlerinin elde edilmesi

Ölçülen bara geriliminin Kalman filtesi ile süzülmesinde Kalman Filtresinin kestirim ve düzeltme eşitlikleri şu şekildedir:

$$\begin{aligned}\bar{v}_m(k) &= \hat{v}_m(k-1) \\ \hat{v}_m(k) &= \bar{v}_m(k) + K(v_m^*(k) - \bar{v}_m(k))\end{aligned}\quad (4.72)$$

burada $v_m^*(k)$ ölçüm değeri, $\bar{v}_m(k)$ ve $\hat{v}_m(k)$ ise kestirim ve düzeltme işlemlerinden sonra elde edilmiş değerlerdir. ΔT ölçümün örnekleme süresi olmak üzere, hat akımının zamana göre türevinin Kalman filtresi ile elde edilmesi, kestirim ve düzeltme eşitliklerinin aşağıdaki gibi yazılması ile mümkündür:

$$\begin{aligned}\bar{i}'_{mn}(k) &= \hat{i}'_{mn}(k-1) \\ \hat{i}'_{mn}(k) &= \bar{i}'_{mn}(k) + K \left[\frac{i_{mn}^*(k) - i_{mn}^*(k-1)}{\Delta T} - \bar{i}'_{mn}(k) \right]\end{aligned}\quad (4.73)$$

Buradan elde edilen türev değerleri, hat akımlarının süzülmesinde kullanılmaktadır:

$$\begin{aligned}\bar{i}_{mn}(k) &= \hat{i}_{mn}(k-1) + \hat{i}'_{mn}(k-1)\Delta T \\ \hat{i}_{mn}(k) &= \bar{i}_{mn}(k) + K[i_{mn}^*(k) - \bar{i}_{mn}(k)]\end{aligned}\quad (4.74)$$

Ölçülmeyen bara gerilimlerinin ve zamana göre integrallerinin kestirimi

Süzülen ölçüm verileri ve elde edilen hat akımının zamana göre türevi bilgisi kullanılarak, hattın diğer ucundaki baranın gerilimi bulunabilir. Bunun için oluşturulan Kalman Filtresinin kestirim ve düzeltme eşitlikleri şu şekildedir:

$$\begin{aligned}\bar{v}_n(k) &= \hat{v}_n(k-1) \\ \hat{v}_n(k) &= \bar{v}_n(k) + K \left[(v_m(k) - L_{mn}\hat{i}'_{mn}(k) - R\hat{i}_{mn}(k)) - \bar{v}_n(k) \right]\end{aligned}\quad (4.75)$$

v_n^s n bara geriliminin ve i_{mn}^s hat akımının zamana göre integrali olmak üzere, hat akımının ve bara gerilimlerinin integralleri aşağıdaki kestirim ve düzeltme denklemleri ile elde edilir:

$$\bar{i}_{mn}^s(k) = \hat{i}_{mn}^s(k-1) + \hat{i}_{mn}(k-1)\Delta t \quad (4.76)$$

$$\begin{aligned}\bar{v}_n^s(k) &= \hat{v}_n^s(k-1) \\ \hat{v}_n^s(k) &= \bar{v}_n^s(k) + K \left[(\hat{v}_m^s(k) - L_{mn}\hat{i}_{mn}^s(k) - R\hat{i}_{mn}^s(k)) - \bar{v}_n^s(k) \right]\end{aligned}\quad (4.77)$$

Ölçülmeyen hat ve toplam bara akımlarının hesaplanması

Ölçülmeyen hat akımları için oluşturulan Kalman Fitresinin kestirim ve düzeltme eşitlikleri aşağıdaki gibidir:

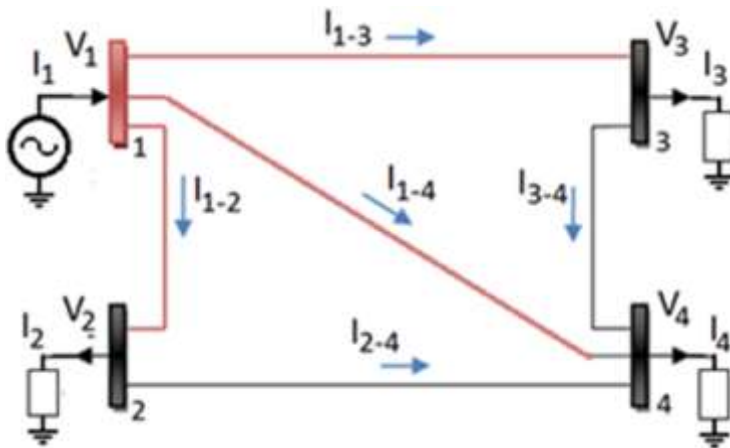
$$\begin{aligned}\bar{i}_{mn}(k) &= \hat{i}_{mn}(k-1) + \frac{\Delta t}{L_{mn}}(\hat{v}_n(k-1) - \hat{v}_m(k-1)) \\ \hat{i}_{mn}(k) &= \bar{i}_{mn}(k) + K \left(\frac{1}{L_{mn}}(\hat{v}_n^s(k) - \hat{v}_m^s(k)) + \frac{1}{R_{mn}}(\hat{v}_n(k) - \hat{v}_m(k)) - \bar{i}_{mn}(k) \right) \quad (4.78)\end{aligned}$$

Toplam bara akımları, ilgili baraya bağlı hat akımlarının toplamından elde edilir.

Kısa hatlı şebekelere uygulanabilmesi, ölçüm noktaları seçiminin genel GDK yöntemine göre daha kısıtlı olması, yöntemin uygulanışının sistematik olmaması bu yöntemin dezavantajlarıdır. Diğer taraftan, matrisyel işlemlerin bulunmaması, yöntemdeki işlem yükünün az olmasını sağlamaktadır.

4.4.2. Durum çalışması

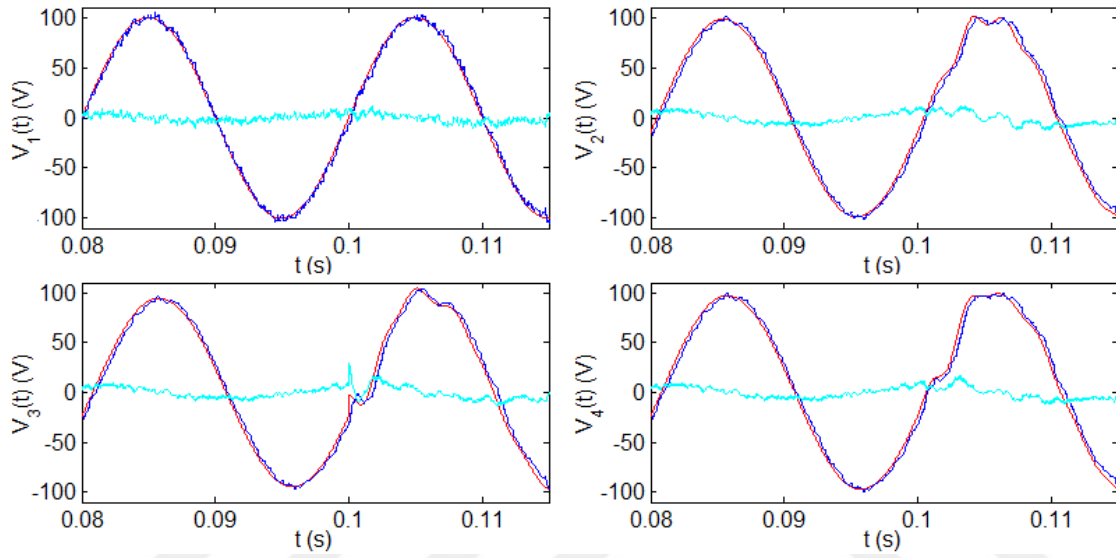
Şekil 4.30'daki yöntemin uygulandığı şebeke gösterilmektedir.



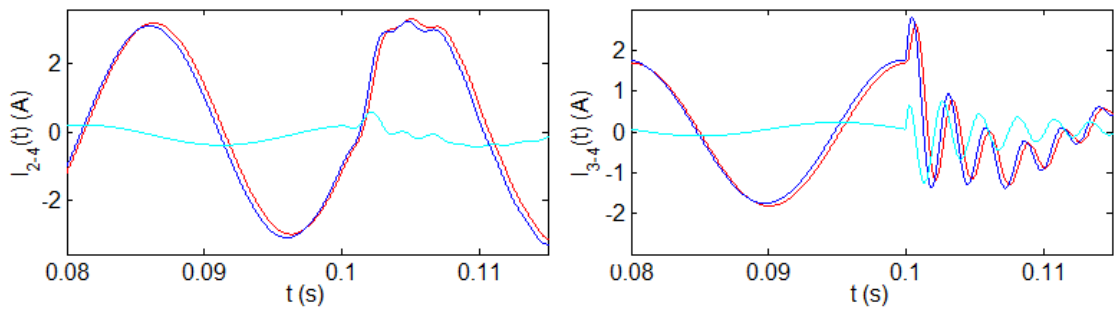
Şekil 4.30. Durum çalışmasında kestirimi yapılan dört baralı şebeke

Çalışmada ölçüm cihazı Bara 1'de bulunmaktadır. Böylece Bara 1 gerilimi v_1 ile 1-2, 1-3 ve 1-4 hatlarının akımları (i_{1-2} , i_{1-3} , i_{1-4}) ölçülmektedir. Bara gerilimleri v_2 , v_3 , v_4 ile hat akımları i_{2-4} ve i_{3-4} kestirim sonuçlarından elde edilmekte, baraların çektiği toplam

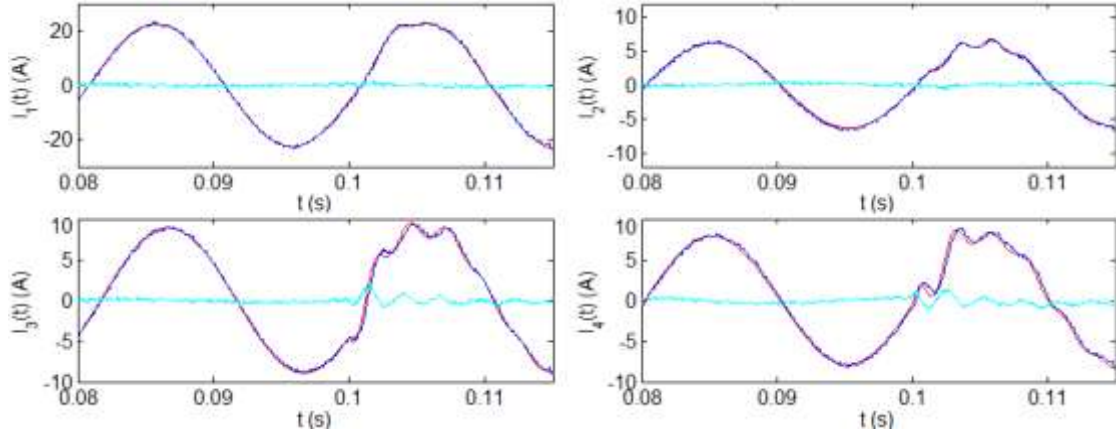
akımlar (i_1 , i_2 , i_3 ve i_4) hat akımlarından hesaplanmaktadır. Şekil 4.31’de ölçülen v_1 bara gerilimi ile kestirimi yapılan diğer baraların gerilimleri (v_2 , v_3 , v_4) gösterilmektedir. Şekil 4.32’de kestirimi yapılan i_{2-4} ve i_{3-4} hat akımları, Şekil 4.33’te ise baraların toplam akımları gösterilmektedir. Süzülen kestirim değerleri kaymaya uğradığından, gerçek değerlerle karşılaştırıldığında elde edilen hata miktarı, olması gerekenden daha fazla gözükmemektedir.



Şekil 4.31. Ölçülen v_1 ve kestirimi yapılan v_2 , v_3 , v_4 bara gerilimleri. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir



Şekil 4.32. Kestirimi yapılan i_{2-4} ve i_{3-4} hat akımları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir



Şekil 4.33. Kestirimi yapılan toplam bara akımları. Mavi, kırmızı ve açık mavi eğriler gerçek, kestirim sonuçlarını ve kestirim hatalarını temsil etmektedir



5. ŞEBEKE YÜKLERİNİN BASİTLEŞTİRİLMİŞ KOMPOZİT YÜK MODELİ İLE MODELLENMESİ

Şebekenin ölçüm yapılmayan noktalarındaki anlık değerler GDK yöntemleri ile izlenebilmektedir. GDK yöntemlerinin temel unsurları şebekeyi oluşturan bağlantılar ve bu bağlantılarda kullanılan hatlar, transformatörler gibi ekipmanların parametreleri ve ölçümlerdir. Bu bakımdan GDK yöntemleri şebeke bağlantılarına ve bağlantıyı oluşturan parametrelere ihtiyaç duyarken, yükler hakkında bir bilgi olmaksızın kullanılabilirler¹.

Güç kalitesi olaylarına genellikle şebekedeki yapısal değişiklikler neden olmaktadır. Bu yapısal değişiklikler şebeke bağlantılarında veya şebekeye bağlı yüklerde meydana gelen değişimlerden kaynaklanabilir. Şebeke bağlantılarını hatlar, trafolar, kesiciler gibi şebeke ekipmanları oluşturur ve şebeke bağlantıları şebeke analizörü tarafından takip edilerek durumları izlenir. Bu izleme sayesinde şebeke bağlantılarında meydana gelen değişiklikler bilindiğinden, bu değişiklikler nedeniyle meydana gelen olayın sebebi daha kolay ortaya çıkartılabilir.

Güç kalitesi olaylarının bir diğer sebebi, şebeke yüklerinde meydana gelen değişikliklerdir. Şebeke yükleri de şebekenin bir parçası olarak güç kalitesi olaylarından etkilenir veya yapısındaki ani bir değişiklik nedeniyle kendileri güç kalitesi olaylarına neden olabilir. Ancak yüklerin dinamik yapısı çok daha karmaşıktır ve genellikle bilinmemektedir. Meydana gelen bir olaya şebekeye bağlı bir yükün sebep olup olmadığını belirleyebilmek için o yükün olaydan sonra değişip değişmediğine bakılabilir. Yük değişiminin incelenebilmesi için sürekli olarak o yükün modeli oluşturulabilir ve her olay sonrasında oluşturulan yeni model ile bir önceki model karşılaştırılabilir. Bu karşılaştırma sayesinde yükün olaya sebep olup olmadığı hakkında hüküm verme şansına sahip olunur. Bu bakımdan bir güç kalitesi olayı meydana geldiğinde, şebeke yüklerinin davranışının kestirimi, güç kalitesi olaylarının nedenlerinin belirlenmesine katkı sağlayabilir.

Yük modellerinin olayların sebebinin bulunmasında bir katkı sunabilmesi için, yüklerin meydana gelen her bir olayın verisi ile modellenebilmesi gerekir. Bu nedenle modelleme algoritması, bir sonraki olaya yetişebilecek hızda olmalıdır. Dolayısıyla, yük modellemesi

¹ Bazı yüklerin modellenebilmesi durumunda yükün dinamik yapısı da GDK modellerinin içerisinde yer alarak çözüme katkıda bulunabilir.

için gereken işlem yükünün az olması, işlemler için gereken sürenin yeterince kısa olması gerekir.

Bu bölümde çeşitli yük modellerinden bahsedilmekte, empedans ve asenkron motor bileşenlerinden oluşan bir yük modeli parametrelerinin hızlı belirlenmesi için geliştirilen algoritma anlatılmaktadır.

5.1. Yük Modelleri

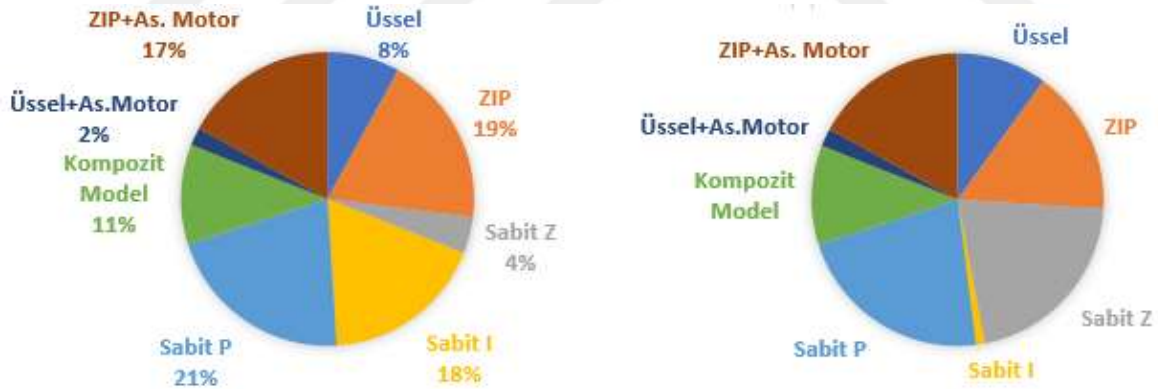
Şebekenin belirli bir noktasına bağlı çok sayıda ve çeşitli türde ekipmanlar elektrik yüklerini oluştururlar. Belirli gruptaki ekipmanların benzer özellikler gösterdiği bilinmektedir. Benzer özellikteki ekipmanlar şebeke üzerinde bir noktaya bağlandıklarında, tüm bu ekipmanların toplamdaki davranışları da benzer özellikler göstermektedir. Örneğin filament lamba, floresan lamba ve elektrik ısıtıcıları empedans özelliğini gösterirler. Şebeke üzerinde bir noktaya sadece empedans özelliği gösteren ekipmanlar bağlandığında bu noktadaki toplam yük de empedans özelliği gösterir, dolayısıyla ekipmanlar toplamda bir empedans yükü olarak düşünülebilir. Benzer şekilde elektrik motorları, sabit güç çeken ekipmanlar, sabit akım çeken ekipmanlar, elektronik ekipmanlar kendi aralarında ayrı yük gruplarını oluştururlar. Her bir ekipman grubun belirli bir davranışı olduğu için şebeke yükünün belirli bileşenlerden oluştuğu varsayılabilir. Farklı ekipman türlerinin belirli bir noktaya bağlanması durumunda, ortaya farklı bileşenlerden oluşan bir şebeke yükü çıkar.

Şebeke yüklerinin belirli sayıda bileşenlerden oluştuğu fikriyle, her bir yükün yaklaşık olarak bu bileşenlerin farklı kombinasyonları ile ifade edilebildiği düşünülebilir. Herhangi bir yükün her bir bileşenin miktarının belirlenmesi ile o yüke ait bir model ortaya çıkarılabilir. Böyle bir yaklaşımda bir yük modeli, yük bileşenlerinden oluşturulan kompozit bir modeldir ve yük modelleme iki ana adımdan oluşur: 1) Bir yük modeli yapısının seçilmesi ve 2) Yük modeli parametrelerinin belirlenmesi. Bu modeli oluşturmadaki en önemli problem, yük bileşenlerinin miktarını yeterince kısa sürede belirleyebilmektir.

5.2. Yük Modeli Türleri

Yük modelleme, bir yük barasında güç ve gerilim arasındaki ilişkinin matematiksel temsilini ifade etmektedir. Modelin temsil ettiği güç ve gerilim arasında zamanın etkisinin olmadığı modeller statik yük modeli, zamanın etkisinin de ilişki içerisinde yer aldığı modeller ise dinamik yük modeli olarak anılır. Sabit empedanslar, şebekeden sabit akım veya sabit güç çeken yükler, statik modellerle temsil edilebilirler. Elektrik motorları gibi gerilim ile güç arasındaki ilişkinin zamana da bağlı olduğu ekipmanlar ise dinamik modellerle temsil edilebilirler. Bir yük içerisinde her iki türden ekipmanlar bulunduğundan, her iki ekipman grubunu modelleyebilmek için seçilen modelde statik ve dinamik unsurların yer alması gerekir. Hem statik hem de dinamik ilişkiye sahip yük modelleri, kompozit yük modelleri olarak anılırlar.

Günümüzde statik ve dinamik yük modelleri, şebeke yüklerinin modellenmesinde kullanılmaktadır. Şekil 5.1’de, statik ve dinamik yük modelleme çalışmaları için endüstride halihazırda kullanılan yük modellerinin kullanım oranları gösterilmektedir [40].



Şekil 5.1. Endüstride yük modellerinin kullanım oranı. a) aktif güç b) reaktif güç

5.2.1. Statik yük modelleri

Statik model, bir yükün herhangi bir andaki aktif ve reaktif gücününün, gerilim genliği ve gerilim frekansının bir fonksiyonu olarak ifade edilmesidir. Bu modeller, empedans yükleri gibi statik yükleri temsil etmek için kullanılabilir.

ZIP modeli

ZIP modeli hem kararlı durum hem de dinamik çalışmalarda yaygın olarak kullanılmaktadır [2]. Bu model, sabit empedans (Z), akım (I) ve güç (P) bileşenlerini birleştiren bir polinom eşitliğinde gerilim büyüklüğü ile güç arasındaki ilişkiyi temsil eder:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(a_P \left(\frac{|V|}{V_0} \right)^2 + b_P \left(\frac{|V|}{V_0} \right) + c_P \right) \\ Q &= Q_0 \left(a_Q \left(\frac{|V|}{V_0} \right)^2 + b_Q \left(\frac{|V|}{V_0} \right) + c_Q \right) \end{aligned} \quad (5.1)$$

Bu eşitlikte P_0 anma aktif gücü, Q_0 anma reaktif gücü, V_0 anma gerilimi, a_P , b_P , c_P , a_Q , b_Q ve c_Q ise eşitliğin katsayılarıdır. a_P , b_P , c_P katsayılarının toplamı, a_Q , b_Q ve c_Q katsayılarının toplamı 1'e eşittir ($a_P + b_P + c_P = 1$; $a_Q + b_Q + c_Q = 1$).

Üssel model

Üstel model, bir yük barasındaki güç ile gerilimi üstel eşitliklerle ilişkilendirir. Bu model daha az parametreye sahiptir ve genellikle karışık yükleri temsil etmek için kullanılır.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \\ Q &= Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \end{aligned} \quad (5.2)$$

Bu eşitliklere farklı üslü daha fazla bileşen dahil edilebilir (Eş.5.2). Örneğin, üç üstel bileşen kullanılarak üstel model bir ZIP modeline dönüştürülebilir.

Frekansa bağımlı model

Bu model, üssel veya ZIP modelinin bara frekansına bağlı bir faktörle çarpılmasıyla elde edilir. Frekans faktörü aşağıdaki gibidir.

$$Faktör = 1 + a_f(f - f_0) \quad (5.3)$$

Elektrik Enerjisi Araştırma Enstitüsü (EPRI) LOADSYN modeli

Bu model, dinamik çalışmalar için EPRI LOADSYN hesaplama programında ve Genişletilmiş Geçici Ara Dönem Kararlılık Programında (ETMSP) kullanılır [40-41]. Model, ZIP, üstel ve frekansa bağlı modelleri birleştirilmektedir.

5.2.2. Dinamik yük modelleri

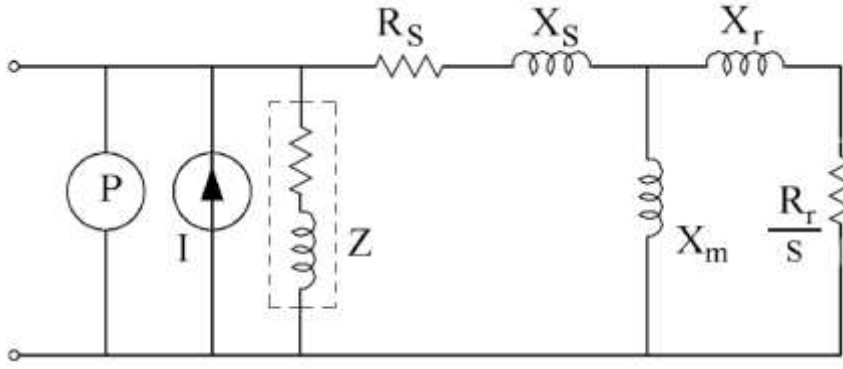
Dinamik modellerde, aktif ve reaktif güç, yük barasının geçmiş ve şimdiki gerilim değerlerinin bir fonksiyonu olarak temsil edilir. Bu tip bir model genellikle asenkron motorunun eşdeğer devresinden türetilir. Bundan başka bir dinamik yük modeli de üssel toparlama modelidir. Üstel toparlama yükü modeli, bara geriliminin adım bozulmalarına karşı aktif ve reaktif güç yanıtlarını temsil eder. Bu model yaygın olarak, birkaç saniyeden onlarca dakikaya kadar değişen bir zaman periyodunda yavaş yavaş iyileşen yükleri temsil etmek için kullanılır.

5.2.3. Kompozit yük modelleri

Statik ve dinamik yükleri temsil edebilecek bir model, her iki unsuru da içeren bir kompozit yük modelidir. Yapılan bir çalışmada farklı yük modellerinin simülasyon sonuçları geçici bozulmalarla karşılaştırılmış ve bileşik modellerin daha doğru tepkiler sağlayabileceği sonucuna varılmıştır [63]. En yaygın kullanılan kompozit modelleri aşağıdaki kısımlarda özetlenmiştir.

ZIP+IM modeli

Bir çalışmaya göre, ZIP ve bir asenkron motordan oluşan kompozit yük modeli (ZIP+IM), dinamik çalışmalar için ABD endüstrisinde en yaygın olarak kullanılan modeldir [64]. EPRI'nin raporu, ZIP+IM yapısının çeşitli koşullar, konumlar ve bileşimlerle yükleri modelleyebildiği sonucuna varmaktadır [65]. ZIP+IM modelinin eşdeğer devresi Şekil 5.2'de gösterilmektedir.



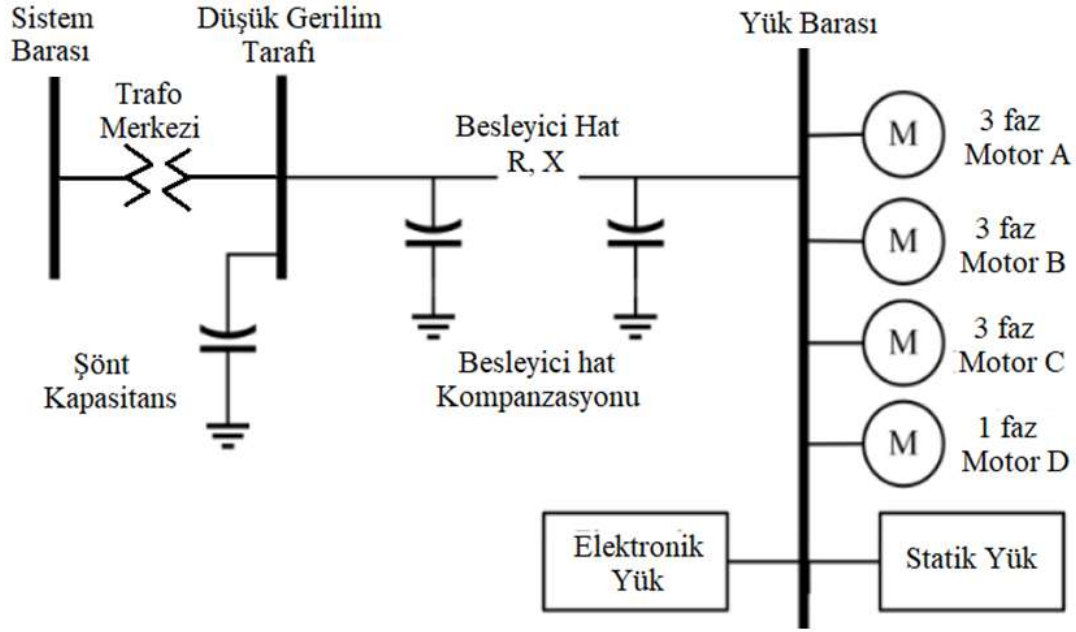
Şekil 5.2. ZIP+IM Modeli

Kompleks yük modeli

Kompleks Yük Modeli büyük ve küçük motorların, doğrusal olmayan deşarj aydınlatma modellerinin, transformatör doygunluk etkilerinin, sabit MVA'nın, şönt kapasitörlerin ve araya giren alt iletim ve dağıtım elemanlarının etkisini temsil eden bir seri empedans ve kademe oranının toplu bir dinamik modelidir.

Western Electricity Coordinating Council (WECC) kompozit yük modeli

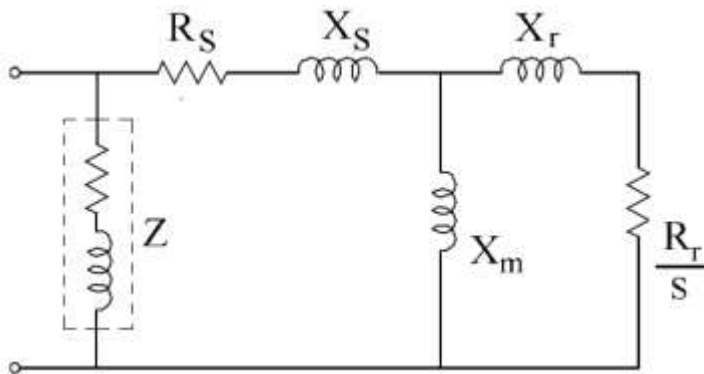
Modelin %80 statik yüklere ve %20 dinamik yüklere sahip olduğu varsayılmaktadır. Bir trafo merkezi transformatörü, şönt reaktansı ve bir besleyici eşdeğeri olan bir dağıtım sisteminin elektriksel temsilini içeren model yapısı Şekil 5.3'te gösterilmektedir. Tüketici tarafında, yük modeli bir statik yük modeli, bir güç elektroniği modeli ve dört tip motor modeli içerir. WECC kompozit yük modeli ayrıntılı bir modelleme sunsa da, tanımlanması gereken 131 parametre olduğundan uygulanması zordur.



Şekil 5.3. WECC kompozit yük modeli

Basitleştirilmiş kompozit yük modeli

ZIP+IM modelinde belirlenmesi gereken parametre sayısının fazla olması, hızlı tanılama yapılması gereken uygulamalar için bu modelin basitleştirilmesi ihtiyacını doğurmuştur. Parametre sayısının azaltılabilmesi için yük modelinde sabit güç ve sabit akım bileşenleri çıkarılarak, yalnızca empedans ve asenkron motor bileşenleri bırakılmıştır [66-67, 40, 42]. Basitleştirilmiş Kompozit Yük modelinin eşdeğer devresi Şekil 5.4'te gösterilmektedir.



Şekil 5.4. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli

5.3. Basitleştirilmiş Kompozit Yük Modeli için Yeni Bir Tanılama Yöntemi

Bu çalışmada, şebekede meydana gelen bir gerilim düşmesi veya yükselmesi olaylarından elde edilen veriler ile model parametrelerinin tanımlanabileceği yeni bir yöntem geliştirilmiştir. Model, basitleştirilmiş kompozit model olarak anılan, direnç ve endüktörün seri bağlı olduğu bir empedans ve ona paralel bağlı bir asenkron motordan oluşur. Kompozit yük modelinin parametreleri tanılandıktan sonra yeni olaylara karşı yük tepkisi, yani yükün çektiği aktif ve reaktif güçler kestirilebilir. Bundan dolayı, kestirim sonrasında meydana gelen gerilim düşmesi/yükselmesi olaylarında yükte bir değişiklik olup olmadığı elde edilen yeni ölçüm verileriyle ve yapılan tanımla işlemi ile belirlenebilir.

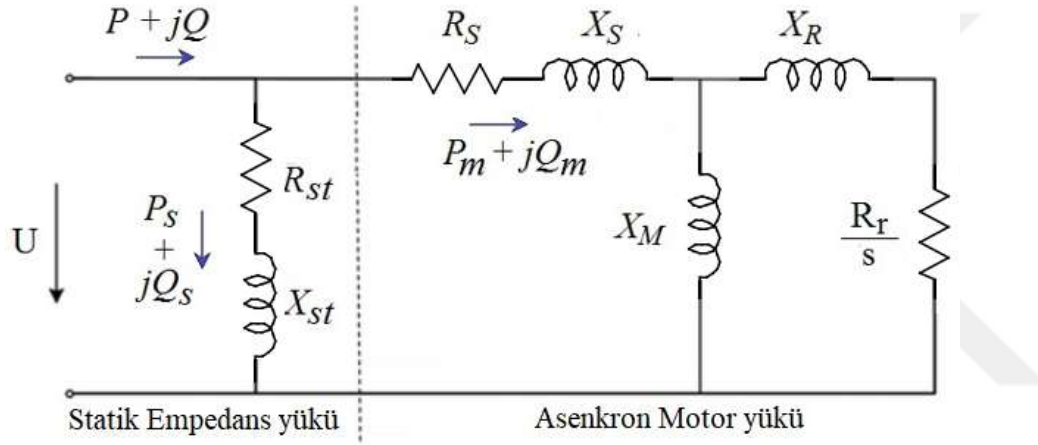
Basitleştirilmiş kompozit yük modelinin parametrelerinin tanımlamasına yönelik çalışmalar mevcuttur. [35] ve [44]'de parametre ayarlamaya dayalı çevrimiçi bir yöntem önerilmiştir. [66]'da kompozit yükün en önemli parametreleri iki aşamalı bir yaklaşımla tanımlanmıştır. Bu yöntemlerde tanımlama işlemi hesaplama döngülerine sahiptir: Reaktif güç değeri çeşitli kereler deneme yanılma ile belirlendikten sonra yükün empedans miktarı ve motor parametreleri elde edilir. Ne var ki güç kalitesi olayları sıklıkla meydana gelir ve bir olayın yükü etkilemesi ve yükte kalıcı değişikliklere neden olması mümkündür. Bu durumda, bir güç kalitesi olayı meydana geldiğinde, yük modelinin hızlı bir şekilde belirlenmesi gerekecektir. Dolayısıyla bahsedilen bu yöntemler kararlılık analizinde kullanılabilirken, güç kalitesi olaylarını yakalamak için yeterince hızlı olmayabilirler. Bu nedenle bu çalışmanın temel amacı daha az duyarlı ancak daha hızlı bir yöntem geliştirmektir.

Tanımlama yöntemi ile yükün empedans kısmı ve motor dinamiklerini etkileyen önemli parametreler belirlenir. Literatürdeki çalışmalarla karşılaştırıldığında gözlemlendiği bu parametrelerin daha kısa sürede daha az hesaplama çabasıyla elde edilmesidir. Gerçek yükün yanıtı ile elde edilen kestirim sonuçları karşılaştırılarak, aşağıdaki olaylarda yükün değişip değişmediği belirlenebilir. Ayrıca yük modeli şebeke modeline dahil edilerek şebekede meydana gelebilecek olaylar incelenebilir. Yöntemin en önemli avantajı, parametre tanımlama sürecinin kısa sürede ve daha az işlemle sonucu vermesidir. Bu yöntem ile yük parametreleri belirli bir hata oranı ile tanımlanır ve yükün cevabı başarılı bir şekilde kestirilebilir. Tanılamadaki hata miktarının, yükün tepkisinin kestiriminde oldukça az olumsuz etkisi vardır. Bu nedenle, yöntemin sonuçları, yükün tepkisinin kestiriminde

doğrudan kullanılabilir veya bu yöntemle belirlenen değerler, diğer yöntemlere başlangıç değerleri sağlayabilir.

5.3.1. Basitleştirilmiş kompozit yük modelinin durum eşitlikleri ve parametrelerinin sadeleştirilmesi

Basitleştirilmiş kompozit yük modeli empedans ve motor yüklerini hesaba katar. Şekil 5.5'te bir statik empedans ve eşdeğer bir endüksiyon motor kısmından oluşan basitleştirilmiş kompozit yük modeli verilmiştir.



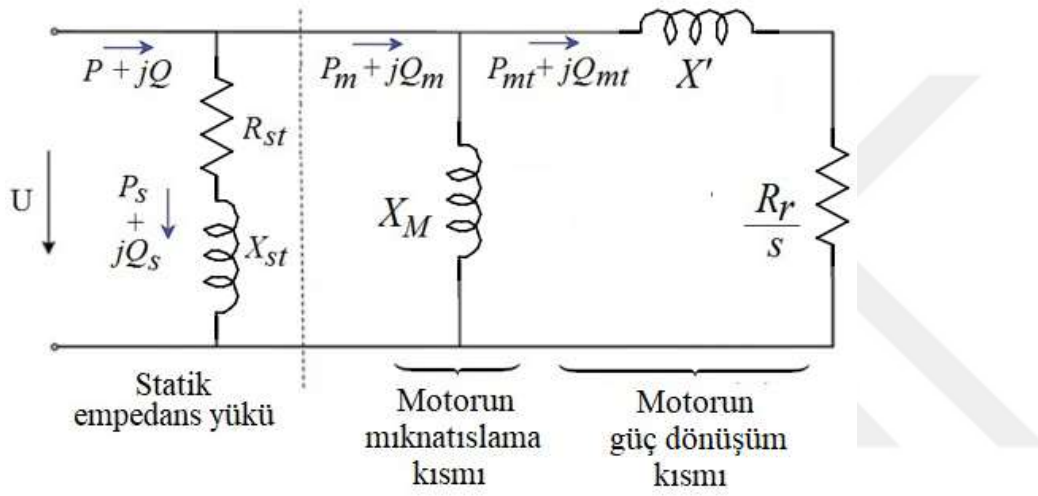
Şekil 5.5. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli ve devresi

Modelin motor eşdeğer kısmı, asenkron motorun dinamik modelindeki stator geçici durumları ihmal edilerek geliştirilmiştir. Eşdeğer motor modeli sistem kararlılık çalışmalarında kullanılmaktadır [24-25]. Eşdeğer motor kısmının durum eşitlikleri şu şekilde yazılabilir:

$$\begin{aligned} \frac{dE_d}{dt} &= -\frac{1}{T_0'} \left(\frac{X}{X'} E_d - \frac{X-X'}{X'} U_d \right) + \omega_0 s E_q \\ \frac{dE_q}{dt} &= -\frac{1}{T_0'} \left(\frac{X}{X'} E_q - \frac{X-X'}{X'} U_q \right) - \omega_0 s E_d \\ \frac{ds}{dt} &= -\frac{1}{H} (P_{mt} - P_{mt0} (A\omega_r^2 + B\omega_r + C)) \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$X' = X_S + X_M // X_R; \quad T_0' = \frac{(X_M + X_R)}{\omega_0 R_r}; \quad X = X_S + X_M; \quad A + B + C = 1 \quad (5.5)$$

Basitleştirilmiş olmasına karşın, bu modelde de tanılanması gereken birçok parametre vardır ve hepsini belirlemek oldukça zordur. Burada bazı varsayımlar ile daha az sayıda parametre sayısı tanılanarak modelleme yapılacaktır. Literatürde stator direnci R_s , mıknatıslama empedansı X_M ve A, B, C mekanik katsayılarının asenkron motorun elektromekanik dinamik karakteristikleri üzerindeki etkisinin az olduğu belirtilmektedir [7]. Yük üzerinde çok az etkisi olan bu parametreler yük modelinden çıkarılabilir ve bu da parametre tanımlama sürecini basitleştirir. Bu varsayımlarla, kompozit yükün yeni yaklaşık modeli Şekil 5.6'da gösterilmektedir.



Şekil 5.6. Basitleştirilmiş kompozit yük modelinin transient reaktans modeli

Bu yaklaşımda, yük modelinin asenkron motor kısmı “mıknatıslama kısmı” ve “güç dönüşüm kısmı” olarak iki kısımda temsil edilebilir. Mıknatıslanma reaktansının değeri pratikte motorun diğer reaktanslarından çok daha büyük ve bu nedenle üzerindeki akım motorun çektiği akıma göre küçük olduğundan, X_M motor kısmında ihmal edilebilir bir terimdir. Ayrıca X_M esasen bir empedans davranışı gösterdiğinden, yükün statik empedans kısmında gösterilebilir. Böylece, statik yük ve mıknatıslanma reaktansı, aşağıdaki gibi eşdeğer bir empedans olarak temsil edilir:

$$R_{eq} + jX_{eq} = jX_M // (R_{st} + jX_{st}) \quad (5.6)$$

Bunun yanında, $X \gg X'$, $\omega_r \approx 1$ ve $A+B+C=1$ olduğu göz önüne alındığında, Şekil 5.6'da gösterilen motor modeli, aşağıdaki eşitliklerle temsil edilebilecek şekilde daha da basitleşir:

$$\begin{aligned}
\frac{dE_d}{dt} &= -\frac{\omega_0 R_r}{X'} (E_d - U_d) + \omega_0 S E_q \\
\frac{dE_q}{dt} &= -\frac{\omega_0 R_r}{X'} (E_q - U_q) - \omega_0 S E_d \\
\frac{ds}{dt} &= -\frac{1}{H} (P_{mt} - P_{mt0})
\end{aligned} \tag{5.7}$$

H rotor eylemsizlik katsayısı olup, $H = J\omega_0^2$ ile ifade edilir. Stator akımları I_d ve I_q aşağıdaki biçimde verilir:

$$I_d = \frac{U_q - E_q}{X'}; \quad I_q = \frac{E_d - U_d}{X'} \tag{5.8}$$

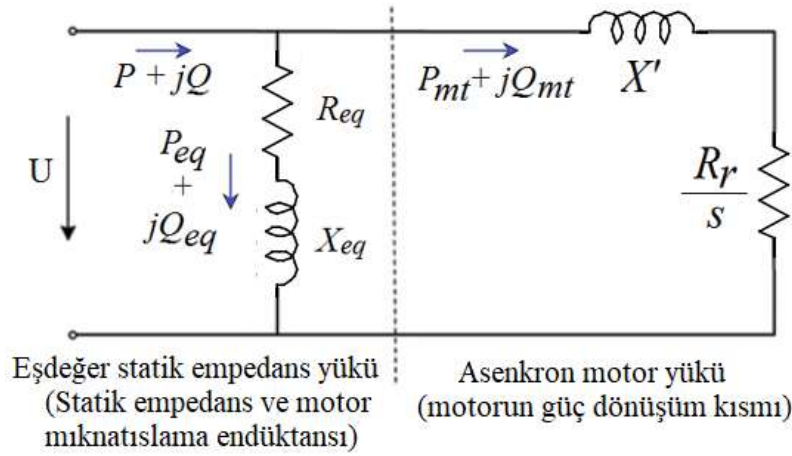
Motorun güç dönüşüm kısmında çekilen aktif ve reaktif güçler:

$$P_{mt} = U_d I_d + U_q I_q; \quad Q_{mt} = -U_d I_q + U_q I_d \tag{5.9}$$

Bu eşlikteki reaktif gücün, X_{eq} reaktansına dahil olduğu için manyetizasyon empedansı tarafından çekilen reaktif gücü içermediğine dikkat edilmelidir. Ayrıca motorun güç aktarım kısmındaki aktif, reaktif ve görünen güç için kararlı hal koşulları için geçerli olan aşağıdaki eşitlikler yük tanımlamasında kullanılacaktır:

$$\begin{aligned}
P_{mt0} &= \frac{R_r}{s_0} I_0^2 \\
Q_{mt0} &= X' I_0^2 \\
P_{mt0}^2 + Q_{mt0}^2 &= U_0^2 I_0^2
\end{aligned} \tag{5.10}$$

Bu noktada Şekil 5.9'daki motorun çektiği aktif ve reaktif güçler (P_m , Q_m) ile motorun güç aktarım kısmına ait aktif ve reaktif güçler (P_{mt} , Q_{mt}) arasındaki benzerlik ve farklılıkları tartışmak bilgilendirici olacaktır. Şekil 5.7'de sunulan motor: i) Aktif güçlerin birbirine çok yakın olması ($P_m \approx P_{mt}$), ii) Motorun ana reaktif gücü mıknatıslanma reaktansında olduğundan, motorun çektiği reaktif güç Q_m , motorun güç aktarım kısmındaki reaktif güçten çok daha büyüktür ($Q_m \gg Q_{mt}$). Bu varsayımlara dayanarak, motorun güç aktarım kısmı tarafından çekilen akımın, motorun çektiği aktif güçle orantılı olduğu varsayılabilir.



Şekil 5.7. Basitleştirilmiş kompozit yük modeli ve devresi: Motorun mıknatıslama empedansı motor kısmından ayrılıp statik empedans ile birleştirilmiş ve eşdeğer empedans olarak gösterilmiştir

Modelin durum değişkenleri, d- ve q-ekseni geçici elektromotor kuvvetleri E_d ve E_q , rotor kayması s ve eşdeğer reaktans X_{eq} üzerinden geçen akımdır. Modelin statik kısmının eşitlikleri:

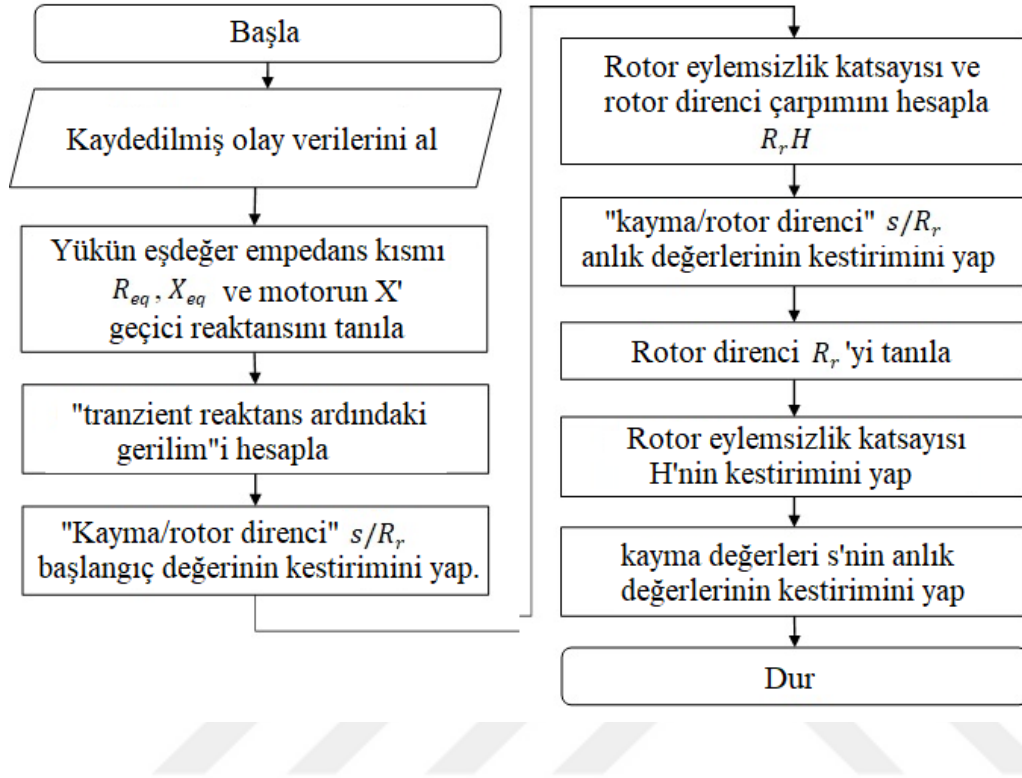
$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i_{eq-d} &= \frac{1}{L_{eq}} (U_d - R_{eq} i_{eq-d} + L_{eq} \omega_0 i_{eq-q}) \\ \frac{d}{dt} i_{eq-q} &= \frac{1}{L_{eq}} (U_q - R_{eq} i_{eq-q} - L_{eq} \omega_0 i_{eq-d}) \end{aligned} \quad (5.11)$$

olarak verilebilir. Burada i_{eq} , rotor referans düzlemine göre $R_{eq} + jX_{eq}$ empedansı üzerindeki akımdır. Böylece kompozit yük modelinin herhangi bir başka olaya yanıtı, Eş.5.7 ve Eş.5.11 eşitlikleriyle elde edilebilir.

5.3.2. Yük modeli parametrelerinin tanınması

Bu çalışmada, model parametreleri iki adımda tanımlanmıştır. İlk adımda, en az bir veya daha fazla kez meydana gelen gerilim düşme/yükselme olaylarından önceki ve sonraki kararlı hal değerleri kullanılır ve bu verilerle Şekil 5.7'deki eşdeğer empedans ve motorun geçici reaktans değerleri tanınır. İkinci adımda, sadece bir olayın anlık ölçüm verileri kullanılarak motorun rotor direnci ve mekanik dönme atalet parametreleri belirlenir ve rotor kayma değerleri kestirilebilir. Bu yöntem, deneme yanılmaya dayalı döngüsel veya

döngüsel işlemler içermediği için hesaplama miktarı azdır ve tek devirli bir algoritmaya sahiptir. Model parametrelerinin belirlenmesinde yer alan adımlar Şekil 5.8'de verilmiştir.



Şekil 5.8. Model parametrelerini tanılama algoritması

Birinci adım: eşdeğer empedans ve motorun geçici reaktans değerlerinin tanınması

İlk adımda, gerilim düşmesi veya yükselmesi olayları için yalnızca olay öncesi ve sonrası kararlı durum ölçüm değerleri kullanılır. Ölçülebilen değerler şebeke gerilimleri ile yükün aktif ve reaktif güçleridir. Simetrik bileşen analizi işlenir ve tanımlama için aktif ve reaktif değerlerinin pozitif dizi bileşenleri kullanılır. Ölçülen değerlerden yükün empedans kısmı ve motor kısmının çektiği aktif ve reaktif güçlerin kestirimi yapıldıktan sonra, yükün empedans kısmı ve motorun geçici reaktansı tanımlanabilmektedir. Öncelikle asenkron motorun çektiği aktif ve reaktif güçlerin ve yükün empedans kısımlarının tanımlanabilmesi için bazı varsayımlar gerekmektedir. Bu çalışmada kararlı hal koşulları için adım adım geliştirilen varsayımlar aşağıdaki gibidir:

i) Yükle eşdeğer empedans kısmının aktif ve reaktif gücünün pozitif simetrik bileşenlerinin, kararlı durumda bara geriliminin karesi ile yaklaşık orantılı olması beklenir ($P_{eq0}^+ \propto U_0^2$, $Q_{eq0}^+ \propto U_0^2$).

ii) Kararlı hal durumunda, bara gerilim seviyesinin motorun çektiği aktif güce etkisinin oldukça düşük olduğu görülmektedir. Motor kısmının olay öncesi ve sonrası çektiği aktif güç değerleri birbirine çok yakındır. Bu özellik, mekanik yükün güç talebinin gerilim düşme/yükselmesinden fazla etkilenmemesi ve motorun mekanik yük talebini karşılamak için çalışmaya devam etmesinden kaynaklanmaktadır. Motorun olay öncesi ve sonrasındaki aktif güç değerleri birbirine çok yakın olmasına karşın, aradaki küçük fark dirençlerdeki ısı kayıpları ve mekanik yükün etkisiyle de açıklanabilir. Bu nedenle motor kısmı tarafından çekilen aktif gücün önemli bir kısmının sabit bir değer olduğu varsayılabilir ($P_{mt0(önce)}^+ \cong P_{mt0(sonra)}^+$).

iii) Asenkron motorun aktif gücü gerilim değişimlerine göre çok fazla etkilenmediğinden ve motor güç aktarım kısmında az miktarda reaktif güç olduğundan, belirli bir çalışma aralığında motor güç aktarım kısmı tarafından çekilen akım miktarının bara gerilimi ile ters orantılı olduğu varsayılabilir. ($I_0 \propto U_0^{-1}$).

iv) Motor güç aktarım kısmı tarafından çekilen reaktif güç, geçici reaktansı X' 'e bağlıdır ($Q_{mt0}^+ = X' I_0^2$). Bu nedenle motor güç aktarım kısmının reaktif gücü bara geriliminin karesi ile ters orantılıdır ($Q_{mt0}^+ \propto U_0^{-2}$).

v) Yükle empedans kısmı tarafından çekilen reaktif güç miktarının, şebeke geriliminin karesi ile orantılı olması beklenir ($Q_{eq0}^+ \propto y_{q1} U_0^2$).

Son olarak, yükün çektiği aktif ve reaktif güçler, yükün empedans ve motor kısımları tarafından çekilen güçlerin toplamıdır:

$$\begin{aligned} P_0^+ &= P_{eq0}^+ + P_{mt0}^+ \\ Q_0^+ &= Q_{eq0}^+ + Q_{mt0}^+ \end{aligned} \tag{5.12}$$

Eş.5.12'deki "0" alt simgesi, özneliliklerin kararlı durum değerlerini belirtir. Bu özelliklere ve varsayımlara dayanarak, herhangi bir $Y_p = [y_{p1}, y_{p2}]^T$ and $Y_q = [y_{q1}, y_{q2}]^T$ dizisinden sabit elemanlı aşağıdaki eşitlikler yazılabilir:

$$\begin{aligned} P_{eq0}^+ &= y_{p1} U_0^2 \\ Q_{eq0}^+ &= y_{q1} U_0^2 \\ P_{mt0}^+ &= y_{p2} \\ Q_{mt0}^+ &= y_{q2} U_0^{-2} \end{aligned} \quad (5.13)$$

Bu ifadeler Eş.5.12'de yerine koyarak, aşağıdaki eşitlikler elde edilir:

$$\begin{aligned} P_0^+ &= y_{p1} U_0^2 + y_{p2} \\ Q_0^+ &= y_{q1} U_0^2 + y_{q2} U_0^{-2} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Bu eşitlikleri çözebilmek için en azından bir gerilim çökmesi/yükselmesi olayı meydana gelmelidir. Oluşan olaylar sonucunda farklı kararlı hal gerilim seviyeleri için çözümde kullanılacak değerler numaralandırılırsa kompakt formda aşağıdaki eşitlikler elde edilir:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} P_{01}^+ \\ P_{02}^+ \\ \vdots \\ P_{0N}^+ \end{bmatrix}}_P = \underbrace{\begin{bmatrix} U_{01}^2 & 1 \\ U_{02}^2 & 1 \\ \vdots & \vdots \\ U_{0N}^2 & 1 \end{bmatrix}}_{U_a} \underbrace{\begin{bmatrix} y_{p1} \\ y_{p2} \end{bmatrix}}_{Y_p}; \quad \underbrace{\begin{bmatrix} Q_{01}^+ \\ Q_{02}^+ \\ \vdots \\ Q_{0N}^+ \end{bmatrix}}_Q = \underbrace{\begin{bmatrix} U_{01}^2 & U_{01}^{-2} \\ U_{02}^2 & U_{02}^{-2} \\ \vdots & \vdots \\ U_{0N}^2 & U_{0N}^{-2} \end{bmatrix}}_{U_a} \underbrace{\begin{bmatrix} y_{q1} \\ y_{q2} \end{bmatrix}}_{Y_q} \quad (5.15)$$

veya matris formunda:

$$\begin{aligned} Y_P &= (U_a^T U_a)^{-1} U_a^T P \\ Y_Q &= (U_a^T U_a)^{-1} U_a^T Q \end{aligned} \quad (5.16)$$

Bu formülasyona göre, en az iki gerilim seviyesi değeri gereklidir ve bu durumda, en az bir olayın kararlı durum verileri gereklidir. Gerilim, aktif ve reaktif güçler ölçülen değerlerdir ve eşitliklerin çözümünden elde edilen değerlerden eşdeğer empedans ve geçici reaktans parametreleri bulunur:

$$y_{p1} = \frac{R_{eq}}{|Z_{eq}|^2}; \quad y_{q1} = \frac{X_{eq}}{|Z_{eq}|^2}; \quad y_{q2} = Q_{mt0}^+ U_0^2 = X' U_0^2 I_0^2 \quad (5.17)$$

$$|Z_{eq}| = \sqrt{y_{p1}^2 + y_{q1}^2}; \quad R_{eq} = y_{p1}|Z_{eq}|^2; \quad X_{eq} = y_{q1}|Z_{eq}|^2 \quad (5.18)$$

R_{eq} ve X_{eq} tanımlandıktan sonra eşdeğer empedans ve ardından asenkron motorun stator akımı hesaplanır. Motorun kararlı durum akımı I_0 bulunduktan sonra, aşağıda açıklandığı gibi geçici reaktans elde edilir:

$$X' = \frac{y_{q2}}{U_0^2 I_0^2} \quad (5.19)$$

İkinci adım: motor kısmının tanılanması

X' parametresi elde edildiğinde, geçici reaktansın arkasındaki gerilim değerleri zamanın bir fonksiyonu olarak elde edilir:

$$\begin{aligned} E_d(t) &= U_d(t) + X' I_q(t) \\ E_q(t) &= U_q(t) - X' I_d(t) \end{aligned} \quad (5.20)$$

s_r , kayma s ile kaymanın rotor direncine oranı olsun:

$$s_r(t) = \frac{s(t)}{R_r} \quad (5.21)$$

Kararlı durumda, kayma/rotor direnci s_{r0} oranı

$$s_{r0} = \frac{s_0}{R_r} = \frac{I_{d0}}{E_{d0}} = \frac{I_{q0}}{E_{q0}} \quad (5.22)$$

olacak şekilde geçerlidir ve yukarıdaki eşitliklerden $s_r(t)$ 'nin başlangıç değerleri olaydan önce belirlenir. t_a 'nın olayın başlangıcı ve t_b 'nin olayın bitiş zamanı olduğu herhangi bir olay için kayma ile güç arasındaki ilişkiyi belirten eşitliğini aşağıdaki gibi yazmak mümkündür:

$$s_r(t) = s_r(t_b) - \frac{1}{R_r H} \int_{t_a}^{t_b} (P_{mt}^+(t) - P_{mt0}^+) \quad (5.23)$$

Bu eşitlik ile olay sırasındaki anlık $s_r(t)$ değerleri kestirilir. Bundan sonra rotor direncini belirlemek mümkün hale gelir. Gerilimlerle ilgili durum eşitlikleri şu şekilde yazılabilir:

$$\begin{aligned}\frac{dE_d}{dt} &= R_r \left(-\frac{\omega_0}{X'} (E_d - U_d) + \omega_0 s_r E_q \right) \\ \frac{dE_q}{dt} &= R_r \left(-\frac{\omega_0}{X'} (E_q - U_q) - \omega_0 s_r E_d \right)\end{aligned}\quad (5.24)$$

Gerilim değerleri anlık olarak elde edildiğinden tanımlama işlemi kolaylaşır. A_d ve A_q

$$\begin{aligned}A_d &= \int_{t_a}^{t_b} \left(-\frac{\omega_0}{X'} (E_d(t) - U_d(t)) + \omega_0 s_r(t) E_q(t) \right) dt \\ A_q &= \int_{t_a}^{t_b} \left(-\frac{\omega_0}{X'} (E_q(t) - U_q(t)) - \omega_0 s_r(t) E_d(t) \right) dt\end{aligned}\quad (5.25)$$

olarak tanımlanırsa, rotor direnci şu şekilde tanımlanabilir:

$$R_r = \sqrt{\frac{(E_d(t_a) - E_d(t_b))^2 + (E_q(t_a) - E_q(t_b))^2}{A_d^2 + A_q^2}}\quad (5.26)$$

Rotor direnci belirlendikten sonra Eş.5.21 kullanılarak kayma değerleri elde edilir.

5.3.3. Elde edilen sonuçlar

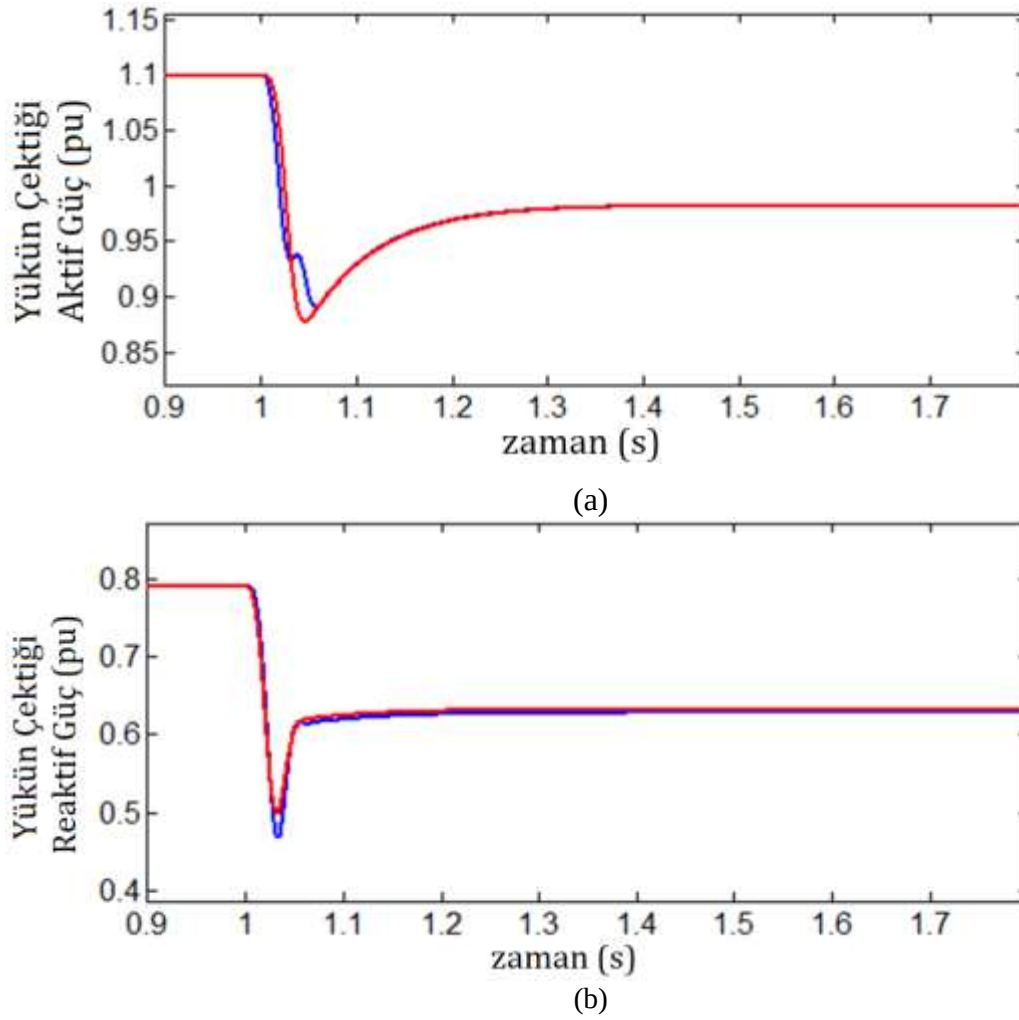
Yöntemin performansını göstermek için üç durum çalışması incelenmiştir. İlk çalışmada, yalnızca bir empedans ve bir asenkron motordan oluşan bir yük modellenmeye çalışılmaktadır. Bu ilk durum çalışmasının amacı, yöntemin parametrelerinin ne kadar doğru tanımlanabildiğinin gösterilmesi ve yük davranışı kestiriminin ne kadar doğru yapılabildiğinin araştırılmasıdır. İkinci durum çalışmasında ise yöntemin daha gerçekçi bir yük için kestirim performansı incelenmiştir. Bu çalışmada ise kestirimi yapılmak istenen yük çoklu empedanslardan ve motorlardan, gerilim düşürücü bir transformatör ile reaktif güç kompensatörlerinden oluşmaktadır. Üçüncü durum çalışması, yük modellemenin bir olayın nedeninin belirlemede katkısını göstermek içindir. Bu çalışmada gerilim beslemesi ve iki yükten oluşan bir ağ ele alınmıştır. Yükler, durum çalışması 2'deki gibi bir gerilim düşürücü transformatör, çoklu empedanslar ve endüksiyon motorları ve reaktif güç kompensatörlerinden oluşur.

Durum Çalışması 1: Bir empedans ve bir asenkron motordan oluşan kompozit yük

Empedans ve endüksiyon motorunun parametreleri şu şekilde verilmiştir: Empedans: $R_{st} = 19,2\Omega$ ve $X_{st} = 10,8573\Omega$. Asenkron motor verileri: 3 HP, 220 V_{LL}, 60 Hz, $X_{ls} = X_{lr} = 0,754\Omega$, $X_m = 26,012\Omega$, $R_s = 0,435 \Omega$, $R_r = 0,816 \Omega$, $J = 0,089 \text{ kg.m}^2$. Bu parametrelere sahip yük, şu eşdeğer empedans ve geçici reaktans değerlerine sahip olacaktır: $Z_{eq} = 7,5182 + j11,5752 \Omega = 13,802 \angle 56,996^\circ \Omega$, $X' = 1,486 \Omega$, motorun nominal dönme momenti $T_L = 11,9 \text{ N.m}$.

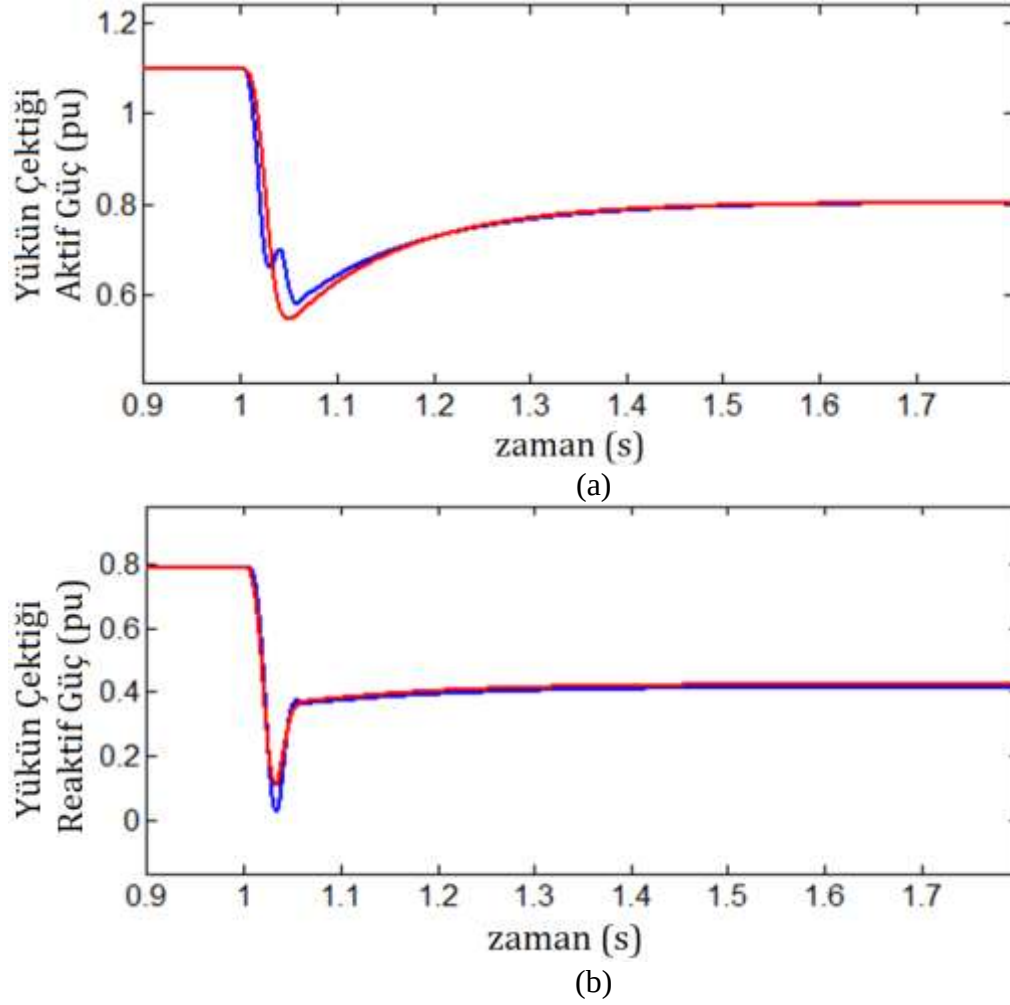
Olay 1: Mekanik yük moment miktarı $T_L = 11,9 \text{ N.m}$ rotora uygulanırken, $t = 1,0s$ 'de her faz için farklı derinliklerde gerilim düşümü olayı meydana gelmektedir: A, B ve C fazları için %9,1, %22,73 ve %4,55 (20V, 50V ve 10V) düşüş. Bu olayın verileri ile önerilen yöntem kullanılarak yük modelinin parametrelerinin kestirimi yapılmış ve aşağıdaki değerler elde edilmiştir: $Z_{eq} = 7,928273 + j11,663606 \Omega = 14,103 \angle 55,794^\circ \Omega$, $X' = 1,2744\Omega$, $R_r = 0,9407 \Omega$, $J = 0,08609 \text{ kg.m}^2$. Tanılan parametrelerin gerçek değerlere çok yakın olduğu açıktır. Ayrıca, Şekil 5.9'da, yöntemin doğruluğunu göstermek için, yükün çektiği aktif ve reaktif güçler ve modelin kestirim sonuçları, $t=1,0s$ 'de gerilim düşümü durumu için gösterilmektedir. Kestirimi yapılan aktif ve reaktif gücün (koyu kırmızı çizgi) gerçek aktif ve reaktif güce (koyu mavi çizgi) yakın olduğu görülmektedir. Kararlı durumda, toplam yükün aktif ve reaktif güç kestirimlerindeki hata oranı sırasıyla %0,0104 ve %0,01737'dir. Parametrelerin belirli bir hata oranı ile tanılanmasına karşın, modelin aktif ve reaktif güçlerine ilişkin kestirim sonuçları daha tatmin edicidir.

Tanımlama işlemi, Intel(R) Core(TM) i5-10210U CPU @ 1,60GHz mikroişlemciye ve 16GB RAM'e sahip bir kişisel bilgisayar tarafından 2 000 örnek/saniye örneklenen veriler kullanılarak 0,17782 saniye içinde gerçekleştirilmiştir.



Şekil 5.9. Durum Çalışması I - Olay 1 için gerçek ve kestirimi yapılmış gerçek ve reaktif güçlerin karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)

Olay 2: Tanılama algoritması, çok daha derin bir gerilim çökmesi meydana geldiğinde de iyi bir yük modeli elde edecek parametreleri tanımlayabilir. Fazlarda gerilim düşmesinin %45, %18 ve %36 (100V, 40V ve 80V düşüş) olması durumunda şu değerler elde edilmiştir: $Z_{eq} = 8,046430 + j11,406010 \, \Omega$, $\Omega = 13,802 \angle 56,996^\circ \, \Omega$, $X' = 1,411 \, \Omega$, $R_r = 0,973 \, \Omega$, $J = 0,0752 \, \text{kg.m}^2$. Kararlı durumda, toplam yükün aktif ve reaktif güç kestirimindeki hata oranı sırasıyla %0,91 ve %1,75'tir; bu, daha az derin gerilim düşmesinin daha iyi kestirimle sonuçlandığını gösterir. Sonuçlar Şekil 5.10'da gösterilmektedir.



Şekil 5.10. Durum Çalışması I - Olay 2 için gerçek ve kestirimi yapılmış gerçek ve reaktif güçlerin karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)

Önerilen yöntemin performansı tartışılırken, şebeke gerilimlerinin farklı değerleri, motor mekanik yükleri ve çeşitli gerilim düşme/yükselme derinlikleri için parametrenin tanınması da gereklidir. Bu gereksinimin karşılanabilmesi için önce şebeke gerilimleri daha sonra motorun yükü ve gerilim düşümü derinliği ayrı ayrı değiştirilerek sonuçlar karşılaştırılmıştır. 200V ile 250V arasındaki farklı şebeke gerilimleri için 10V'luk bir gerilim düşümü olayı ile tanınan motor ve empedans kısımlarının parametreleri Çizelge 5.1'de gösterilmiştir. $Z_{eq} = 13,802 \angle 56,996^\circ \Omega$ ve $Z_{eq(est)}$, eşdeğer empedansın gerçek ve tanınan değerleridir. Parametreler, eşdeğer empedans $Z_{eq(est)}$ için %1,5, rotor direnci $R_{r(est)}$ için %11, mekanik atalet $J_{(est)}$ için %4,4 ve geçici reaktans $X'_{(est)}$ için %2-7'lik hatayla tanınmıştır.

Çizelge 5.1. Farklı şebeke gerilim seviyelerinde model parametrelerinin kestirimi

Hatlar Arası Gerilim (V)	$X'_{(est)} (\Omega)$	$R_{r(est)} (\Omega)$	$J_{(est)} (\text{kg.m}^2)$	$Z_{eq(est)} (\Omega)$
200	1,342	0,919	0,084	$14,042 \angle 56,060^\circ$
210	1,363	0,915	0,084	$14,029 \angle 56,133^\circ$
220	1,391	0,912	0,084	$13,999 \angle 56,083^\circ$
230	1,414	0,906	0,084	$13,978 \angle 56,047^\circ$
240	1,429	0,900	0,085	$13,965 \angle 56,028^\circ$
250	1,439	0,894	0,085	$13,958 \angle 56,022^\circ$

Çizelge 5.2’de, 7,9 N.m ile 15,9 N.m arasında 2 N.m’lik arttırmalarla motorun farklı mekanik yüklerinden elde edilen parametre tanılama sonuçları sunulmaktadır. Parametreler, eşdeğer empedans $Z_{eq(est)}$ için %1,5, rotor direnci $R_{r(est)}$ için %9-12, mekanik eylemsizlik $J_{(est)}$ için %3,3-5,6 ve geçici reaktans için $X'_{(est)}$ için %3-8’lik bir yüzde hatasıyla tanılanmıştır. Çizelge 5.3’te, 10 V ile 50 V arasındaki çeşitli gerilim düşme derinlikleri için parametre tanımlama sonuçları verilirken, Çizelge 5.4’te ise 10 ile 40 V arasındaki çeşitli gerilim yükselme değerleri için sonuçlar sunulmaktadır. Parametrelerde tanılama hatası eşdeğer empedans $Z_{eq(est)}$ için %1,5, rotor direnci $R_{r(est)}$ için %11-12, mekanik atalet $J_{(est)}$ için %2-13, geçici reaktans $X'_{(est)}$ için %2-11 dir. Daha az derinlikte gerilim düşmesinin daha doğru sonuçlar verdiği dikkat edilmelidir. Eşdeğer direncin farklı değerleri için parametrelerin kestirim sonuçlarında herhangi bir değişiklik olmamıştır. Sonuçlara göre yöntem gerilim değişimine göre kararlı sonuçlar vermekte, ancak geçici reaktans parametresinin tanılamada oldukça duyarlı olduğu görülmektedir.

Çizelge 5.2. Mekanik yüklerin farklı momentlerinde model parametrelerinin kestirimi

Moment (N.m)	$X'_{(est)} (\Omega)$	$R_{r(est)} (\Omega)$	$J_{(est)} (\text{kg.m}^2)$	$Z_{eq(est)} (\Omega)$
7,9	1,429	0,893	0,084	$13,963 \angle 56,079^\circ$
9,9	1,411	0,904	0,084	$13,978 \angle 56,083^\circ$
11,9	1,391	0,912	0,084	$13,999 \angle 56,083^\circ$
13,9	1,371	0,915	0,085	$14,026 \angle 56,081^\circ$
15,9	1,350	0,915	0,084	$14,060 \angle 56,078^\circ$

Çizelge 5.3. Çeşitli seviyelerde gerilim düşüşlerinde model parametrelerinin kestirimi

Gerilim Düşüş Derinliği (V)	$X'_{(est)} (\Omega)$	$R_{r(est)} (\Omega)$	$J_{(est)} (\text{kg.m}^2)$	$Z_{eq(est)} (\Omega)$
10	1,426	0,909	0,087	$13,963 \angle 55,953^\circ$
20	1,400	0,913	0,084	$13,992 \angle 56,060^\circ$
30	1,377	0,916	0,082	$14,016 \angle 56,130^\circ$
40	1,346	0,917	0,079	$14,048 \angle 56,220^\circ$
50	1,304	0,914	0,077	$14,094 \angle 56,344^\circ$

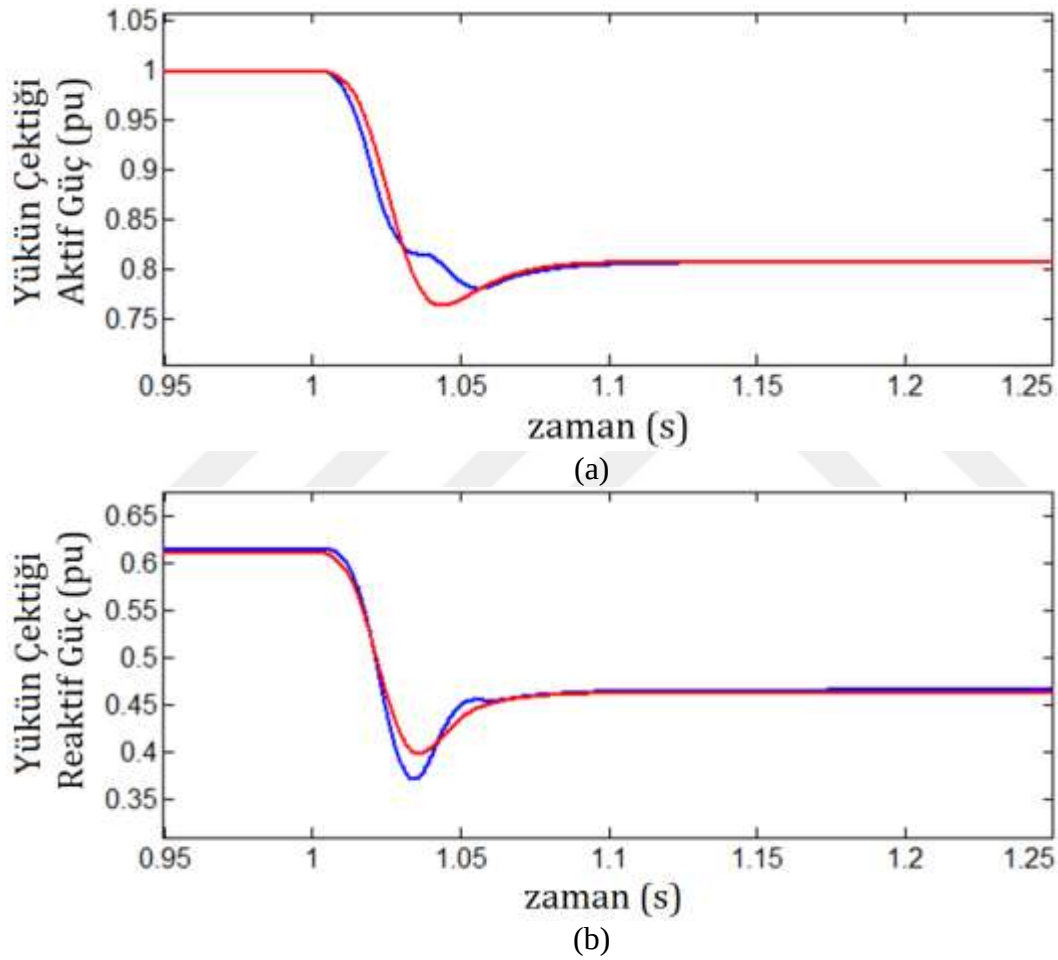
Çizelge 5.4. Çeşitli seviyelerde gerilim yükselişlerinde model parametrelerinin kestirimi

Gerilim Yükseliş Derinliği (V)	$X'_{(est)} (\Omega)$	$R_{r(est)} (\Omega)$	$J_{(est)} (\text{kg.m}^2)$	$Z_{eq(est)} (\Omega)$
10	1,473	0,930	0,094	$13,963 \angle 55,951^\circ$
20	1,475	0,924	0,098	$13,992 \angle 56,057^\circ$
30	1,478	0,919	0,103	$14,016 \angle 56,127^\circ$
40	1,482	0,914	0,108	$14,048 \angle 56,218^\circ$

Durum Çalışması 2: Çoklu empedans ve çoklu asenkron motordan oluşan kompozit yük

Durum Çalışması I, bir empedans ve bir endüksiyon motorundan oluşan yükün kompozit yük modelinin parametrelerinin tanımlaması üzerinedir. Uygulamada yükler birçok ekipmanlardan oluşur ve kompanzasyon birimleri tarafından telafi edilir. Bu durum çalışmasında belirlenmesi istenen yük, farklı parametrelere ve mekanik yüklere sahip 11 farklı empedans ve 7 farklı asenkron motordan oluşmakta ve yük 0,85 güç faktörü kompanzasyonu ile kompanze edilmektedir. Ayrıca kompozit yük bir trafo ile şebekeye bağlıdır ve ölçüm değerleri trafonun şebeke tarafından alınmaktadır. Yük hatlar arası 460V ile beslenir ve çalışma gücü 390 kW'dır. Şekil 5.11'de yükün çektiği aktif ve reaktif güçler ve modele ait kestirim sonuçları, $t=1,0$ anında her faz için farklı derinliklerde %30, %15 ve %5 (138V, 69V ve 23V) olan bir gerilim düşmesi için gösterilmektedir. Kararlı durumda aktif ve reaktif güç kestirimindeki hata oranı sırasıyla %0,1745 ve %1,857 bulunmuştur. Şekil 5.11'de, önerilen yöntem kullanılarak tanımlanan parametrelerle kestirim yapan modelden elde edilen gerçek ve reaktif güçlerin (koyu kırmızı çizgi), gerçek aktif ve

reaktif güçlere (koyu mavi çizgi) yakın olduğu görülmektedir. Bu durum çalışmada modellenen yük, gerçek durumlarda olduğu gibi farklı parametrelere sahip birden fazla motor ve empedanstan oluşmaktadır. Modelin tanılanan eşdeğer motor-empedans yük parametrelerinin doğrudan hesaplanması başlı başına başka bir araştırma konusu olduğundan, burada tanılanan ve gerçek parametrelerin karşılaştırması yapılmamıştır. Bunun yerine, yalnızca aktif ve reaktif güç kestirimlerinin gerçek ve kestirim değerleri karşılaştırılmıştır.



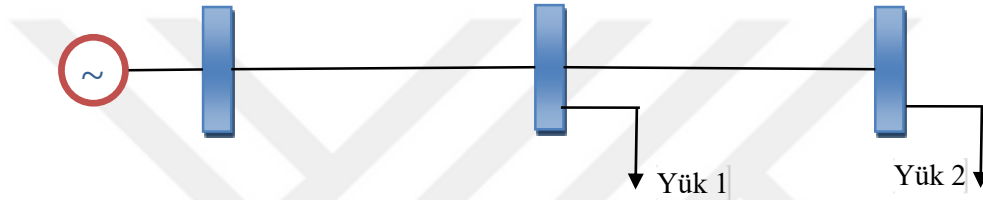
Şekil 5.11. Durum Çalışması II için gerçek ve reaktif güçlerin gerçek değerleri ile kestirim sonuçlarının karşılaştırması: a) Aktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları b) Reaktif gücün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek değerler ve kestirim sonuçları mavi ve kırmızı çizgilerle verilmiştir)

Durum Çalışması III: Bir olayın nedenini belirlemede yöntemin katkısının tartışılması

Bu durum çalışmasında, yöntemin bir olayın nedenini belirlemede katkısının olabileceğinin gösterilmesi amaçlanmaktadır. Buradaki fikir, bir yükün meydana gelen bir

olay sebebiyle değişip değişmediğini tespit etmek için o yükün modelini kullanmaktır. Meydana gelen bir olayda bir yük ve o yükün modelinin tepkileri eşleşiyorsa, bu yükün değişmediği sonucuna varılabilir. Ancak, model ile gerçek yük tepkileri eşleşmediği durumda ise bu yükün değiştiği ve muhtemelen bir olaya neden olduğu sonucuna varılabilir.

Durum çalışmasının yapıldığı şebeke, iki yükün hatlar aracılığıyla bir kaynağa bağlı olduğu basit bir ağ olarak Şekil 5.12’de gösterilmiştir. Yükler, durum çalışması 2’deki yükler ile aynı değerlere sahiptir.



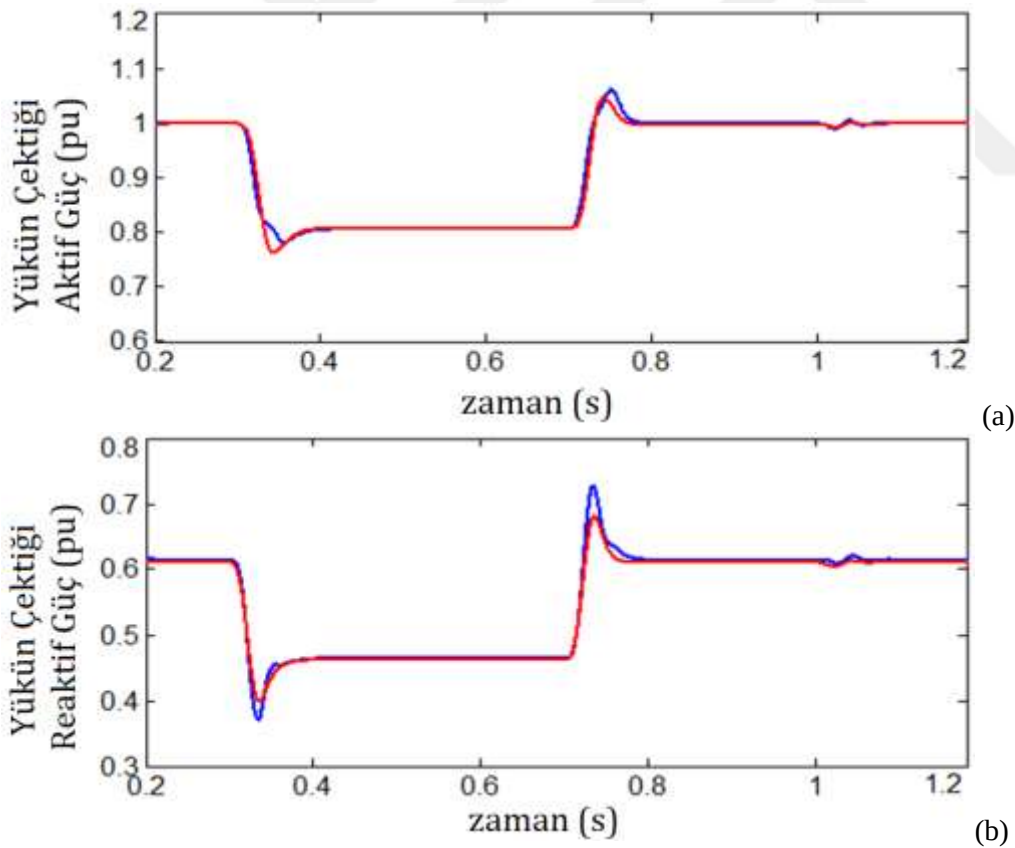
Şekil 5.12. Durum Çalışması III’teki şebeke

Bu çalışmanın amacı, 1,0-1,05 saniyeleri arasında bir zamanda meydana gelen olayın nedenini tespit etmektir. Bu zaman aralığında yük 2’de bulunan iki büyük motor devre kesicisi iletme alınarak çalıştırılır ve 1,05s zamanında devre kesiciler tekrar açılarak motorlar durdurulur. Bu motorların açılıp kapanması, şebekede Yük 1’i etkileyen olaylara neden olurken, yüklerin olay sonrasındaki kalıcı durumları olay öncesindeki değerlere döner. Olaylar meydana geldikten sonra, ölçüm verileri kaydedilmezse, hangi yükün geçici olarak değiştiğini ve bir olaya neden olduğunu bulmak mümkün değildir, çünkü olay gerçekleştikten sonra her iki yük de değişmemiş görünmektedir. Modellerin yanıtlarından, hangisinin değiştiği ve olaya neden olduğu tespit edilebilir.

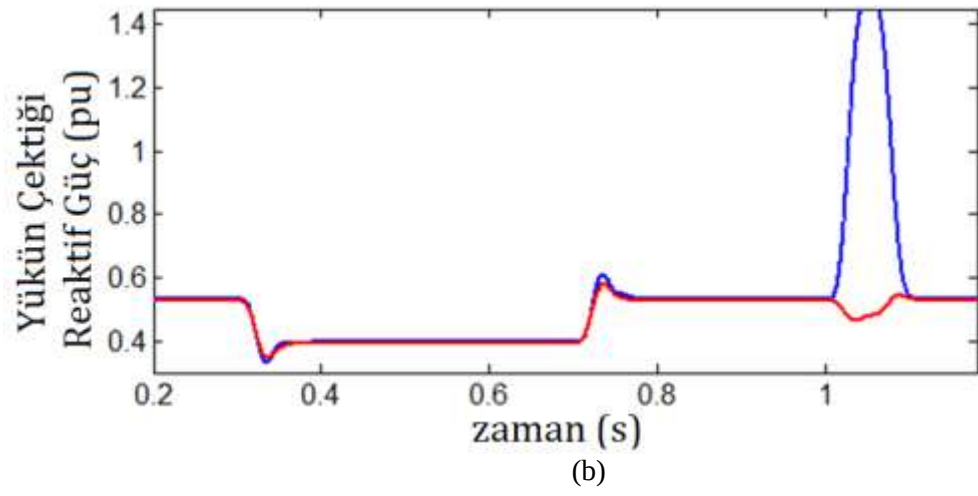
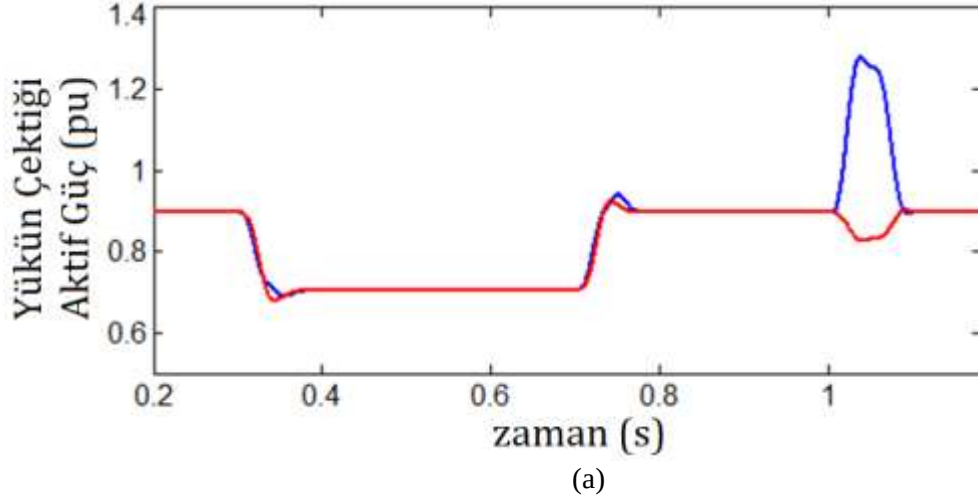
Senaryo şu şekildedir: 0,3s-0,7s süreleri arasında meydana gelen bir gerilim düşmesi sırasında kaydedilen veriler ile her iki yükün modeli çıkarılmıştır. 1,0s anında yük 2’nin iki büyük motorunun devre kesicileri kapanarak motorları şebekeye bağlar, ancak 1,05s zamanında devre kesiciler tekrar açılır ve yük 2, 1,0s zamanından önceki haline döner. 1,05s süresinden sonra yükler 1,0s süresinden önceki ile aynı özelliklere sahiptir ve artık olayın meydana gelmesinden sonra kararlı durum ölçüm değerleri ile yükün değişip değişmediğini ve bir olaya neden olup olmadığını bulmak mümkün değildir. Yüklerin olay

sırasındaki değerler ile modellerin kestirimleri karşılaştırıldığında, hangi yükün ne zaman ve değişip değişmediği anlaşılabilir.

Yük 1 ve yük 2'nin tepkileri ile modellerinin kestirimleri Şekil 5.13 ve 5.14'te gösterilmektedir. Şekil 5.13a ve 5.13b'de yük 1'in aktif ve reaktif gücünün gerçek ve kestirim değerleri gösterilirken, Şekil 5.14a ve 5.14b'de yük 2'nin aktif ve reaktif gücünün gerçek ve kestirim değerlerini gösterir (gerçek ve kestirim değerleri sırasıyla mavi ve kırmızı renklerle gösterilmektedir). Yük 1'in, olay sırasındaki tepkilerinin kestirimi gerçeğe oldukça yakın olduğu şekilde gösterilmektedir. Ancak, yük 2'nin modeli 1,0s ile 1,05s arasında geçici olarak değiştirildiği için, bu zaman aralığında modelinin kestirimi ile yükün tepkisi örtüşmemektedir. Yük 2'nin ise gerçek yük ve model yanıtları eşleşmemektedir. Bu durum, yük 2'nin yapısının bu zaman aralığında değiştiğini ve bunun bir olaya neden olduğu sonucunun çıkarılmasında katkı sağlar.



Şekil 5.13. Durum Çalışması III'ün 0,3s ile 0,7s arasındaki olay-1 ve 1,0s ile 1,05s arasındaki olay-2 sırasında Yük 1'in aktif ve reaktif güçlerin gerçek ve kestirim sonuçlarının karşılaştırılması: a) aktif güçler b) reaktif güçler (gerçek ve kestirim değerleri sırasıyla mavi ve kırmızı olarak gösterilmiştir)



Şekil 5.14. Durum Çalışması III'ün 0,3s ile 0,7s arasındaki olay-1 ve 1,0s ile 1,05s arasındaki olay-2 sırasında Yük-2'nin aktif ve reaktif güçlerin gerçek ve kestirim sonuçlarının karşılaştırılması: a) Yük 2'nin aktif gücünün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları, b) Yük 2'nin reaktif gücünün gerçek değerleri ve kestirim sonuçları (gerçek ve kestirim değerleri sırasıyla mavi ve kırmızı olarak gösterilmiştir)

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu tezde, bir şebekedeki ölçülmeyen akım ve gerilimlerin izlenmesi ve şebeke yüklerinin modellenmesi için çalışmalar yapılmış ve yeni yöntemler geliştirilmiştir. Bu çalışmaların amacı güç kalitesi olaylarının izlenmesi, yüklerin modellenerek izlenmesiyle güç kalitesinden ne kadar etkilendiğinin belirlenebilmesi ve güç kalitesi olaylarının sebeplerinin incelenmesi için bir altyapı oluşturmaktır.

Şebeke üzerine yerleştirilmiş sınırlı sayıda ölçüm cihazları ile ölçüm yapılmayan noktalardaki gerilim ve akım değerlerinin izlenmesi için GDK yöntemi kullanılmıştır. Mevcut yöntemlerde hatları modellemek için kullanılan kapasitör ve endüktör modellerinin yeterli olmadığı, özellikle literatürdeki kapasitör modellerinin ölçüm hataları ve gürültüleri arttırıcı etkisi olduğu görülmüştür. Daha iyi sonuçlar almak üzere aşağıdaki çalışmalar yapılmıştır:

1. GDK yönteminde kullanılmak üzere Pürüzsüz türev yaklaşımı ve Kapasitör Nİİ modeli geliştirilmiş ve böylece daha düşük gürültülü kapasitör modeli elde edilmiştir.
2. Seri direnç-endüktör Nİİ modeli önerilmiş ve bu model ile RL yapıları için daha doğru yaklaşımlar elde edilmiştir.
3. Kapasitör Nİİ ve seri direnç-endüktör Nİİ modelleri ile daha doğru ve daha az gürültülü sonuçlar üreten Π -hat modeli elde edilmiştir.
4. Kalman filtresi ile GDK sonuçlarının bir kere daha süzülmesi ve daha pürüzsüz sonuçların elde edilmesi sağlanmıştır.
5. Kısa hatlı şebekelerin izlenmesi için Kalman filtresine dayalı yeni bir GDK yöntemi geliştirilmiştir. Bu yöntem, matris tersi alma işlemleri içermediği için diğer GDK yöntemlerine göre daha az işlemle daha hızlı sonuç verme eğilimindedir.

Geliştirilen Kapasitör Nİİ modeli Kapasitör-N modeli olarak adlandırılmıştır. GDK yöntemlerinde Kapasitör-N modelinin kullanılması ile daha pürüzsüz sonuçlar elde edilmiştir. Kapasitör-N modeli, N adet geçmiş değeri kullanarak gürültü etkisini bastırmaktadır. Ancak, N değeri çok büyük seçilememektedir: N değeri artarken gürültü etkisi azalmakta, ancak sayısal türev hatası artmaktadır. Bu iki etkiyi optimize eden N değerinin nasıl seçileceği çalışmalarda anlatılmaktadır.

Seri direnç-endüktör Nİİ modeli, yöntemde bir diğer katkıdır. Bu model ile RL yapıları için daha doğru sayısal model yaklaşımı elde edilmiştir. Seri direnç-endüktör ve Kapasitör-N modeli ile orta uzunluktaki şebeke hatlarını Π -hat modelini daha uygun bir sayısal yapıda modellemek mümkündür.

GDK yönteminden elde edilen sonuçların süzülerek daha iyi izlenebilir hale gelmesi mümkündür. Kapasitör-N modeli ile kurulan GDK yönteminden elde edilen sonuçların Kalman filtresi ile süzülerek çok daha pürüzsüz sonuçlar alınmıştır.

Kısa hatlı şebekeler için Kalman filtresine dayalı yeni bir yöntem geliştirilmiştir. Geliştirilen bu yeni yöntemde matris işlemleri gibi yoğun aritmetik işlemler yapılmaksızın şebeke akım ve gerilimleri gözlemlenebilmektedir. Bu yöntemin orta-uzun ve uzun hatlı şebekeler için uyarlanması mümkün olabilir.

Şebeke yüklerinin durumlarının izlenmesinde kullanılmak üzere Basitleştirilmiş Kompozit Yük modeli için hızlı tanımlama yöntemi geliştirilmiştir. Yüklerin modelleme yoluyla izlenmesi sayesinde bu yüklerin olaylardan etkilenme veya bir olaya sebep olma durumunu ortaya çıkarabilmesini sağlayabildiği gösterilmiştir.

Şebeke sinyallerinin izlenmesi ve yüklerin modellenmesi konularının bir arada yer aldığı çalışmaların oldukça yeni ve az sayıda olduğu görülmektedir. Bu bakımdan bu tezde yapılan çalışmaların konuya katkısı önemli olabilir. Ancak, bu tezde yapılan yük modelleme çalışması sabit güç çeken elektronik bileşenlerin de bulunduğu yükleri henüz modelleyememektedir. Elektronik yüklerin şebekedeki varlıkları günümüzde ağırlık kazanmıştır. Bu bakımdan, bu çalışmanın elektronik yükleri de kapsayacak şekilde genişletilmesinin yararlı olacağı düşünülebilir.

Şebeke işaretlerinin izlenmesi ve yüklerin modellenmesi konularında aşağıdaki çalışmaların faydalı olacağı düşünülmektedir:

1. Birden daha fazla geçmiş değerlere sahip sayısal şebeke elemanı modellerin geliştirilmesi
2. Mevcut GDK yöntemlerinin yeni eleman modelleri ile birlikte uzun hatlı şebekeler için geliştirilmesi.

3. Önerilen yeni GDK modelinin orta-uzun ve uzun hatlı modeller için geliştirilmesi
4. Elektronik bileşenleri de kapsayan yük modellerinin modellenmesi

Geliştirilen Kapasitör-N, seri direnç-endüktör sayısal modelleri ile kurulan GDK yönteminden daha pürüzsüz izleme sonuçları elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar ayrıca Kalman filtresi ile süzülerek daha pürüzsüz sonuçlar elde edilmiştir. Geliştirilen Kalman filtresine dayalı GDK yöntemi ile kısa hatlı şebekelerin etkin şekilde izlenebildiği görülmüştür. Şebeke yükleri yeni bir parametre belirleme yaklaşımı ile modellenmiştir. Yük modellerinin güç kalitesi olaylarının etkilerinin ve sebeplerinin belirlenmesinde yardımcı olduğu görülmüştür.





KAYNAKLAR

1. Shah, S. K., Hellany, A., Nagrial, M., & Rizk, J. (2015, September). *Review of power quality monitoring web-based techniques*. In 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC) 1-5. IEEE.
2. Bhosale, S. S., Bhosale, Y. N., Chavan, U. M., & Malvekar, S. A. (2018, March). *Power quality improvement by using UPQC: A review*. In 2018 International conference on control, power, communication and computing technologies (ICCPCT) 375-380. IEEE.
3. Heydari, H., Oladali, S. M., Heydari, E., & Nazarzadeh, A. (2014, December). *Smart optimal control of DVR to compensate voltage sag of the critical loads in the distribution power system*. In 2014 Smart Grid Conference (SGC) 1-6. IEEE.
4. Shabbir, N., Kütt, L., Jarkovoi, M., Iqbal, M. N., Rassölkin, A., & Daniel, K. (2021). An overview of measurement standards for power quality. *Agronomy Research* 19(X), 2021
5. Bollen, M., Rönnberg, S., Zavoda, F., Zhong, J. (2018, March). *Power quality and EMC issues with future electricity networks*. In Proc. CIGRE 1-5.
6. de Melo, I. D., Pereira, J. L. R., Variz, A. M., & Oliveira, B. C. (2016, October). *A PMU-based distribution system harmonic state estimation using parallel processing*. In 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 496-501. IEEE.
7. Xu, F., Wang, C., Guo, K., Shu, Q., Ma, Z., & Zheng, H. (2021). Harmonic Sources' Location and Emission Estimation in Underdetermined Measurement System. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 70, 1-11.
8. Ahmad, B. A., ElSheikh, H. H., & Fadoun, A. (2015, March). *Review of power quality monitoring systems*. In 2015 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management (IEOM) 1-8. IEEE.
9. Mallick, B., & Chakrabarti, S. (2011, December). *Optimal placement of phasor measurement units for multi-area observability*. In ISGT2011-India 12-16. IEEE.
10. Watson, N. R. (2010). Power quality state estimation. *European transactions on electrical power*, 20(1), 19-33.
11. Farzanehrfat, A., & Watson, N. R. (2013). Power quality state estimator for smart distribution grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2183-2191.
12. Farzanehrfat, A., & Watson, N. R. (2010, December). *Review of power quality state estimation*. In 2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference 1-5. IEEE.
13. Bhujel, D., Watson, N. R., & Jalal, T. S. (2017, June). *Application of harmonic state estimation to a distribution system*. In 2017 IEEE Manchester PowerTech 1-6. IEEE.

14. Yuan, Y., Zhou, W., Zhang, H. T., Ping, Z., & Ardakanian, O. (2018, October). *Sparse Bayesian harmonic state estimation*. In 2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm) 1-6. IEEE.
15. Heydt, G. T. (1989). Identification of harmonic sources by a state estimation technique. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(1), 569-576.
16. Meliopoulos, A. S., Zhang, F., & Zelingher, S. (1994). Power system harmonic state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 9(3), 1701-1709.
17. Espinosa-Juarez, E., & Hernández, A. (2007). A method for voltage sag state estimation in power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2517-2526.
18. Wang, B., Xu, W., & Pan, Z. (2005). Voltage sag state estimation for power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 806-812.
19. Farzanehrfat, A., Watson, N. R., & Perera, S. (2012, October). *The use of transient state estimation for voltage dip/sag assessment*. In 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) 1-6. IEEE.
20. Kent, K. C., & Watson, N. R. (2007). An approximate method for transient state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(3), 1680-1687.
21. Watson, N., Arrillaga, J., & Arrillaga, J. (2003). Power systems electromagnetic transients simulation. *IET*. (Vol. 39).
22. Dommel, H. W. (1986). Electromagnetic transients program reference manual. *Bonneville Power Administration*, Portland, OR, 4-4.
23. Watson, N. R., & Farzanehrfat, A. (2014). Three-phase transient state estimation algorithm for distribution systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8(10), 1656-1666.
24. Rahmani, S., Chabanloo, R. M., & Saeidi, M. (2017, May). *Voltage estimation in an islanded micro-grid using transient state estimation technique*. In 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2117-2122. IEEE.
25. Castellanos-Escamilla, A., Watson, N. R., & Langella, R. (2020, July). *Transient State Estimation for Transmission Systems*. In 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 1-7. IEEE.
26. Suyaraj, N., Premrudeepreechacharn, S., & Watson, N. R. (2017). Transient state estimation with the Bergeron transmission line model. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 25(2), 806-819.
27. Biletskiy, Y., Nanacekivell, S., Chang, L., & Shao, R. (2017, April). *An FPGA-based power quality monitoring and event identifier*. In 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) 1-6. IEEE.

28. Rahim, A. A., Hashim, M. F., & Siam, M. M. (2013, June). *Dynamic load modelling based on power quality recorder data*. In 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO) 119-123. IEEE.
29. Khan, M. U., Aziz, S., Usman, A., & Jalil, T. (2021, April). *Soft computing approach for classification of complex power quality events*. In 2021 International Conference on Artificial Intelligence (ICAI) 223-228. IEEE.
30. Price, W. W., Wirgau, K. A., Murdoch, A., Mitsche, J. V., Vaahedi, E., & El-Kady, M. (1988). Load modeling for power flow and transient stability computer studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(1), 180-187.
31. Price, W. W., Chiang, H. D., Clark, H. K., Concordia, C., Lee, D. C., Hsu, J. C., ... & Vaahedi, E. (1993). Load representation for dynamic performance analysis. *IEEE Transactions on Power Systems (Institute of Electrical and Electronics Engineers); (United States)*, 8(2).
32. Hill, D. J. (1993). Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies. *IEEE transactions on power systems*, 8(1), 166-176.
33. Ma, Z., Wang, Z., Wang, Y., Diao, R., & Shi, D. (2020). Mathematical representation of WECC composite load model. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(5), 1015-1023.
34. Venkatraman, R., Khaitan, S. K., & Ajjarapu, V. (2018, August). *Application of combined transmission-distribution system modeling to WECC composite load model*. In 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) 1-5. IEEE.
35. Renmu, H., Jin, M., & Hill, D. J. (2006). Composite load modeling via measurement approach. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2), 663-672.
36. Rodríguez-García, L., Pérez-Londoño, S., & Mora-Florez, J. J. (2020, November). *Methodology for Measurement-based Load Modeling considering Integration of Dynamic Load Models*. In 2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC) (4), 1-6. IEEE.
37. Abledu, K. O. (1983). *Equivalent load model of induction machines connected to a common bus*. Iowa State University.
38. Rasouli, M., Sabzehgar, R., & Teymour, H. R. (2018, September). *An efficient approach for measurement-based composite load modeling*. In 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE) 7310-7314. IEEE.
39. Marma, H. U. M., & Liang, X. (2019, October). *Composite load model and transfer function based load model for high motor composition load*. In 2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) 1-5. IEEE.
40. Arif, A., Wang, Z., Wang, J., Mather, B., Bashualdo, H., & Zhao, D. (2017). Load modeling—A review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(6), 5986-5999.
41. Bu, F., Ma, Z., Yuan, Y., & Wang, Z. (2020). WECC composite load model parameter identification using evolutionary deep reinforcement learning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(6), 5407-5417.

42. Li, L., Xie, X., Yan, J., & Han, Y. (2007, June). *Fast online identification of the dominant parameters of composite load model using Volterra model and pattern classification*. In 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. 1-8. IEEE.
43. Ma, J., He, R., & Hill, D. J. (2006, June). *Composite load modeling via measurement approach*. In 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. IEEE.
44. Yu, S., Zhang, S., Han, Y., Lu, C., Yu, Z., & Zhang, X. (2015, July). *Fast parameter identification and modeling of electric load based on simplified composite load model*. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting 1-5. IEEE.
45. Yu, S., Zhang, S., & Zhang, X. *A two-step method for online parameter identification of a simplified composite load model*. In 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia) 1025-1030. IEEE.
46. NE Standardization specialist group, N-E EMC & Harmonics, Power Quality in European Electricity Supply Networks, *EURELECTRIC* report 2002-2700- 0005, February 2002.
47. Electromagnetic compatibility (EMC), Part 4, Section 30: Power quality measurement methods, IEC 61000-4-30. *IEC*
48. Von Meier, Alexandra (2006). *Electric power systems: a conceptual introduction*. John Wiley & Sons.
49. Bollen, M. H. (2000). *Understanding power quality problems. In Voltage sags and Interruptions*. Piscataway, NJ, USA: IEEE press.
50. Electromagnetic compatibility (EMC), Part 1, Section 1: Application and interpretation of fundamental definitions and terms, IEC 61000-1-1. *IEC*
51. Bollen, M. H., & Gu, I. Y. (2006). *Signal processing of power quality disturbances*. John Wiley & Sons.
52. IEEE Std 1159-1995(R2001) IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. *IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality*
53. Mohan, N. (2012). *Electric power systems: a first course*. John Wiley & Sons.
54. ES55 Design Standards Q4-05-Voltage Flicker *BC Hydro*
55. Guide to Quality of Electrical Supply for Industrial Installation (1999). Part 5: Flicker and Voltage Fluctuations. *International Union for Electricity Applications*, Paris.
56. Lin, H. C. (2014). *Sources, effects, and modelling of interharmonics*. Mathematical Problems in Engineering.
57. IEEE 1459-2010 (2010), IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions. *IEEE Power&Energy Society*

58. Tan, R. H., & Ramachandaramurthy, V. K. (2013, June). *Simulation of power quality events using Simulink model*. In 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO) 277-281. IEEE.
59. Tan, T. L., Chen, S., & Choi, S. S. (2005, November). *An overview of power quality state estimation*. In 2005 International Power Engineering Conference 1-276. IEEE.
60. Gö1, M. (2014) *Incorporation of PMUs in Power System State Estimation*. Ph.D. dissertation, Northeastern University
61. Dubey, A., Chakrabarti, S., & Terzija, V. (2019). SCADA and PMU measurement based methods for robust hybrid state estimation. *Electric Power Components and Systems*, 47(9-10), 849-860.
62. Stevenson Jr, W., & Grainger, J. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill Education.
63. Kao, W. S., Lin, C. J., Huang, C. T., Chen, Y. T., & Chiou, C. Y. (1994). Comparison of simulated power system dynamics applying various load models with actual recorded data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 248-254.
64. Milanovic, J. V., Yamashita, K., Villanueva, S. M., Djokic, S. Ž., & Korunović, L. M. (2012). International industry practice on power system load modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3038-3046.
65. Electrical Power Research Institute (2006), Measurement-Based Load Modeling Tech. Rep. EPRI 1014402.
66. Yu, S., Zhang, S., & Zhang, X. (2016). Two-step method for the online parameter identification of a new simplified composite load model. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(16), 4048-4056.
67. Zhang, X., Lu, C., & Wang, Y. (2018, August). *Identifiability analysis of load model parameter identification with likelihood profile method*. In 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) 1-5. IEEE.



GAZİ GELECEKTİR...