

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ**



**GÜNEŞ SANTRALLERİNİN DAĞITIM ŞEBEKELERİNE ETKİLERİ VE
VOLT/VAR/DEMAND KONTROLÜ İLE GERİLİM REGÜLASYONUNUN
SAĞLANMASI**

Fırat GÜLER

**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

HAZİRAN 2019

ANTALYA

T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ



**GÜNEŞ SANTRALLERİNİN DAĞITIM ŞEBEKELERİNE ETKİLERİ VE
VOLT/VAR/DEMAND KONTROLÜ İLE GERİLİM REGÜLASYONUNUN
SAĞLANMASI**

Fırat GÜLER

**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

HAZİRAN 2019

ANTALYA

**T.C.
AKDENİZ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**GÜNEŞ SANTRALLERİNİN DAĞITIM ŞEBEKELERİNE ETKİLERİ VE
VOLT/VAR/DEMAND KONTROLÜ İLE GERİLİM REGÜLASYONUNUN
SAĞLANMASI**

**Fırat GÜLER
ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ
ANABİLİM DALI
YÜKSEK LİSANS TEZİ**

Bu tez 10/06/2019 tarihinde jüri tarafından Oybirliği / Oyçokluğu ile kabul edilmiştir.

Dr. Öğr. Üyesi H. Feza CARLAK

Prof. Dr. Şükrü ÖZEN

Dr. Öğr. Üyesi Gürkan BİLGİN

ÖZET

GÜNEŞ SANTRALLERİNİN DAĞITIM ŞEBEKELERİNE ETKİLERİ VE VOLT/VAR/DEMAND KONTROLÜ İLE GERİLİM REGÜLASYONUNUN SAĞLANMASI

Fırat GÜLER

Yüksek Lisans Tezi, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi H. Feza CARLAK

Haziran 2019; 98 Sayfa

Aktif dağıtım şebekelerindeki Volt/Var/Demand kontrolü, tüketici noktaları, iletim, üretim ve şebeke işletim değişimlerinden etkilenen çok yönlü bir fonksiyondur. Bu yöntemin şebeke gerilim değişimlerini gidermek için kullanıldığı bir numaralı şebeke elemanları yük altındaki kademe değiştiriciler (LTC), gerilim regülatörleri kapasitör ve reaktörlerdir. Bu şebeke elemanları kullanılarak gerçekleştirilen gerilim seviyesi değişimleri abone tarafındaki güç kalitesi ile aktif ve reaktif tüketimi etkilemektedir. Reaktif yüklerin, aktif yüklerle oranla gerilim değişiminden daha fazla etkilenmesi dolayısıyla abone tarafındaki güç faktörü de değişmektedir. Bu değişimler dağıtım şebekesindeki güç akışlarına etki ederek, teknik kayıpları ve dolaylı olarak faturalamaları etkilemektedir.

Tez çalışmasında ilk olarak güneş santrallerinin dağıtım şebekesine olan etkisi simülasyon çalışması üzerinden incelenmiştir. Fider üzerindeki güneş santrallerinin hattaki yük durumlarına bağlı olarak dağıtım şebekesinde meydana getirdiği ve getirebileceği gerilim yükselmeleri ve hatlardaki akım taşıma kapasitelerine olan etkileri, gerçekçi bir şebeke modeli tasarlanarak, şebekeye dair yük akışı analizleri gerçekleştirilerek incelenmiştir. Simülasyon çalışması Digsilent PF kullanılarak Burdur TEİAŞ Trafo Merkezinden (BURDUR TM) çıkan Kozluca Fideri üzerinde gerçekleştirilmiştir. 19.5 MW kurulu gücünde lisanssız GES bağlantı görüşü verilmiş olan Kozluca Fideri'nde tüm bu GES'lerin bağlanması durumunda fiderde oluşabilecek şebeke sıkıntıları incelenmiş ve alternatif çözüm yöntemleri önerilmiştir.

Simülasyon çıktılarının sahadaki sonuçlarını gözlemlemek ve önerilen yöntemlerin fiderdeki etkilerini görmek amacıyla Burdur TM Kozluca fideri üzerindeki 1 adet Güneş Santraline uzaktan haberleşme sistemi kurulmuş (SCADA) ve Java Script programlama dili ile geliştirilen merkezi yazılım algoritması ile kontrol sağlanmıştır. Bu santraldeki tüm inverterler bir datalogger yardımıyla farklı reaktif güç setlerinde çalıştırılmış ve fiderdeki gerçekleştirmeleri fider başındaki A sınıfı kalite kaydedici yardımıyla izlenmiştir. Merkezi yazılımda, fiderde istenilen reaktif gücü kontrol altında tutabilen ve EPDK'nın istemiş olduğu güç kalitesi sınırları içerisinde kalmasını sağlamak amaçlanmıştır.

Yöntem olarak güneş enerjisi santrallerindeki (GES) inverterlerin çıkış parametreleri kullanılmış, merkezi yazılım üzerinden otomatik bir karar yapısı ile şebeke durumu için en uygun gerilim veya aktif/reaktif güç değerleri kontrol edilmeye çalışılmıştır. Çalışma sonucunda güneş santralleri ile dağıtım şebekesinde merkezi ve lokal olarak kontrol seçeneklerinin aynı anda sunulacağı, inverter bazında çözünürlükte kontrol yeteneğine sahip olacak tek bir ara yüzden hareket edebilen bir kontrolün söz konusu olabileceği görülmüştür.

Tasarlanan algoritmada, Volt/VAR regülasyonu için şebekede var olan GES'ler kullanıldığından, fider hattı üzerinde ek bir reaktör, kapasitör, OLTC kurulumunun gerekliliğinin ortadan kalkacağı ve dağıtım şirketlerin gerilim regülasyonu ve reaktif güç kontrolü için harcadığı yatırım maliyetlerinin ve ayrıca şebekeye dair teknik kayıpların düşürülebileceği, simülasyon ve saha çalışması sonuçlarında elde edilmiştir.

ANAHTAR KELİMELER: Gerilim Regülasyonu, Fotovoltaik Santraller, Reaktif Kompanzasyon, Volt/VAR Demand Kontrolü, Gerçek-zamanlı Merkezi Kontrol, Dağıtım Şebekelerinde Kontrol Algoritması

JÜRİ: Dr. Öğr.Üyesi H. Feza CARLAK

Prof. Dr. Şükrü ÖZEN

Dr. Öğr. Üyesi Gürkan BİLGİN

ABSTRACT

THE EFFECTS OF SOLAR POWER PLANTS ON THE DISTRIBUTION NETWORKS AND PROVIDING VOLTAGE REGULATION BY VOLT / VAR / DEMAND CONTROL

Fırat GÜLER

M.Sc Thesis in Electrical Electronics Engineering

Supervisor: Assist. Prof. Dr. H. Feza CARLAK

June 2019; 98 Pages

Volt / VAR / Demand control is a versatile function affected by consumer points, transmission, production and network operation changes in active distribution networks. On load tap changers (LTC), voltage regulators, capacitors and reactors are the main elements for regulating voltage changes in such distribution network. The voltage level changes using these network elements affect the power quality and the active and reactive consumption on the subscriber side. The power factor on the subscriber side also changes as reactive loads affecting system voltage more than active loads. These changes affect the power flows in the distribution network as well as technical losses and invoices.

First off, the effect of solar power plants on the distribution network was investigated by using simulation study in this thesis. According to the load status of the solar power plants on the feeder effects on the distribution network events, such as voltage increases and current carrying capacities on the lines were examined with realistic grid simulation. Simulation study was carried out, on Kozluca feeder from Burdur TEİAŞ substation with DIgSILENT PF. When all these power plants with the connection license of 19.5 MW are activated in the Kozluca feeder the network grid problems were examined and the solution methods have been proposed.

Remote communication system (SCADA) was installed to 1 Solar Plant on the Burdur TM Kozluca substation and control was provided by the centralized software for in order to observe the results of the simulation outputs in the field and to see the effects of the proposed methods. All inverters in this plant were operated in different reactive power sets with a datalogger and the realizations in the feeder were monitored with the help of the class A quality recorder in the feeder head. In the main software, the algorithm which has been able to control the desired reactive power in the feeder and to keep it within the power quality indicators required by EPDK, has been run.

In order to observe the results of the simulation outputs in the field and to see the effects of the proposed methods on the feeder, by designing a new control algorithm for reactive power control, an alternative method has been proposed for voltage regulation problems in the distribution network and the existing standard applications. As a method, the output parameters of the inverters in solar power plants were used, and an automatic

decision making system was used to control the most suitable voltage or active / reactive power values. As a result of the study, it was seen that central and local control options would be presented at the same time in solar power plants and distribution network, and there could be a control that could move from a single interface which would have control capability on the basis of inverter.

Since the existing solar power plants in the network are used for the regulation of the volts / VAR, the need of additional reactor, capacitor, OLTC installation on the feeder line will be eliminated and the investment costs which is spend by distribution companies for reactive power control and voltage regulation can be reduced.

KEYWORDS: Voltage Regulation, Photovoltaic Power Plants, Reactive Compensation, Volt/VAR/Demand Control

COMMITTEE: Assist. Prof. Dr. H. Feza Carlak

Prof. Dr. Şükrü ÖZEN

Assist. Prof. Dr. Gürkan BİLGİN

ÖNSÖZ

Tezimin her aşamasında desteğini ve kıymetli zamanını benden esirgemeyen değerli danışman hocam Sayın Dr. Öğr.Üyesi H. Feza CARLAK'a, çalışmalarım boyunca bana destek olan değerli mesai arkadaşlarıma, tezimin saha uygulamalarında yardımlarını esirgemeyen Akdeniz EDAŞ görevlilerine ve Güneş Enerjisi İşletmecilerine sonsuz teşekkürlerimi ve en içten saygılarımı sunarım.

Ayrıca yaşamım boyunca her konuda destekçim olan aileme ve eşime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	i
ABSTRACT.....	iii
ÖNSÖZ.....	v
AKADEMİK BEYAN.....	ix
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	x
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	xii
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	xv
1. GİRİŞ.....	1
2. KAYNAK TARAMASI.....	6
2.1. Volt/VAR/Demand Kontrolü Kıstasları.....	7
2.2. Volt/VAR/Demand Kontrolü için Gerekli Olan Veri Kaynakları.....	8
2.3. Volt/VAR/Demand Kontrolü Algoritmaları.....	9
2.3.1. Kurala dayalı yaklaşım ve doğrusal programlama (LP) kullanılarak gerilim kontrolü gerçekleştirilmesi.....	9
2.3.2. Dağıtım yönetim sisteminde (DMS) merkezi kontrol bazlı gerilim optimizasyonu.....	14
2.3.3. Sanal karınca kolonisi optimizasyonu kullanılarak dağıtım şebekelerindeki günlük Volt/VAR kontrolünün gerçekleştirilmesi.....	18
2.3.4. Zaman-Aralığı yaklaşımı ile dağıtım sisteminde Volt/VAR kontrolü.....	24
2.4. Volt/VAR Optimizasyonu için Solar Santrallerin Kullanıldığı Benzer Uygulamalar.....	28
3. MATERYAL VE METOT.....	30
3.1. Elektrik Şebekesinde Yük Akışı Hesaplamaları ve Reaktif Güç – Gerilim Değişimi İlişkisi.....	30
3.2. Uygulama Noktası Özellikleri.....	38
3.3. Kontrol Sistemi ve MCU Özellikleri.....	43
3.3.1. GSM bağlantı katmanı.....	44
3.3.2. IEC 60870-5-104 bağlantı katmanı.....	45

3.3.3. IEC 60870-5-104 verilerinin oluşturulması	46
3.3.4. IEC 60870-5-104 veri kontrol katmanı	47
3.3.5. IEC60870-5-104 veri gönderme katmanı	47
3.4. Algoritma Yapısı	48
3.4.1. Kısıtlar.....	48
3.5. Matematiksel Model	51
3.5.1. İşleyiş	51
3.6. Kullanıcı Arayüzü.....	56
3.7. Test Prosedürü – MCU Ayarlarının Yapılması	58
3.7.1. MCU SD kart genel ayarlarının yapılması (Settings.txt).....	58
3.7.2. MCU SD kart inverter ayarlarının yapılması (cihazlar.txt)	59
3.7.3. Testler için gereken donanım ve yazılımlar	59
3.7.4. Test düzeneğinin hazırlanması.....	59
3.7.5. Test prosedürü.....	60
3.7.6. Modem LAN ayarları.....	61
3.7.7. MCU seri port ayarları	61
4. BULGULAR VE TARTIŞMA	62
4.1. Uygulama Bölgesi Ön Analizleri.....	62
4.1.1. Senaryo 1: Saat 12:00’da bağlantı görüşü almış tüm GES’ler devrede	62
4.1.2. Senaryo 2: Saat 12.00’da GES üretimleri %80 ile sınırlandırılmış durum .	63
4.1.3. Senaryo 3: Saat 12:00’da 511010 numaralı DM’de bir oto trafo aktif durum.....	64
4.1.4. Senaryo 4: Saat 12.00’da 511013 numaralı KÖK’de bir oto trafo aktif durum.....	66
4.1.5. Senaryo 5: Saat 12:00’da Yaka KÖK’de bir oto trafo aktif durum	67
4.1.6. Senaryo 6: Saat 12:00’da fider üzerinde bir oto trafo aktif ve GES üretimleri %80 olarak sınırlandırılmış durum	68
4.1.7. Senaryo 7: Saat 12:00’da fider üzerinde iki oto trafo aktif durum	69
4.1.8. Senaryo 8: Saat 12:00’da fider üzerinde bir oto trafo ve 3 MVAr reaktör aktif durum	71
4.1.9. Senaryo 9: Saat 12:00’da fider üzerinde 3 MVAr reaktör aktif durum	72

4.1.10. Senaryo 10: Saat 21:00'da fider üzerinde herhangi bir ekstra şebeke elemanı olmadığı durum.....	73
4.1.11. Senaryo 11: Saat 21:00'da fider üzerinde 1+1 MVar kapasitör aktif durum.....	75
4.1.12. Senaryo 12: Saat 21:00'da fider üzerinde 2+2 MVar kapasitör aktif durum.....	76
4.1.13. Senaryo 13: Saat 21:00'da fider üzerinde bir oto trafo aktif durum	77
4.1.14. Senaryo 14: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da bağlantı görüşü almış tüm GES'ler devrede.....	78
4.1.15. Senaryo 15: 5 MW GES'in boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da fider üzerinde bir oto trafo aktif durum.....	79
4.1.16. Senaryo 16: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da fider üzerinde 2 MVar reaktör aktif durum	81
4.1.17. Senaryo 17: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da GES üretimleri %80 ile sınırlandırılmış durum.....	82
4.1.18. Senaryo 18: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da GES üretimleri %80 ile sınırlandırılmış ve 2 MVar reaktör aktif durum.....	83
4.2. Ön Analiz Değerlendirmeleri	85
4.3. Uygulama Analizleri.....	86
4.4. Saha Sonuçları	92
5. SONUÇLAR	95
6. KAYNAKLAR.....	98
7. EKLER	100
ÖZGEÇMİŞ	

AKADEMİK BEYAN

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “Güneş Santrallerinin Dağıtım Şebekelerine Etkileri Ve Volt/VAR/Demand Kontrolü İle Gerilim Regülasyonunun Sağlanması” adlı bu çalışmanın, akademik kurallar ve etik değerlere uygun olarak yazıldığını belirtir, bu tez çalışmasında bana ait olmayan tüm bilgilerin kaynağını gösterdiğimi beyan ederim.

10/06/2019

Fırat GÜLER

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

A	: Amper
P	: Aktif Güç
S	: Görünür Güç
V	: Volt
VA	: Volt Amper
VAr	: Volt Amper Reaktif
Q	: Reaktif Güç
W	: Watt

Kisaltmalar

ASDU	: Application Service Data Unit
CASDU	: Common Address Of Asdu of the Slave
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemi
CVR	: Gerilim Düşümü
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
MCU	: Main Control Unit
OLTC	: On Load Tap Changer
OSOS	: Otomatik Sayaç Okuma Sistemi
p.u.	: Per-Unit
PF	: Power Factor
RTU	: Remote Control Unit
SCADA	: Supervisory Control And Data Acquisition
VO	: Gerilim Optimizasyonu
VVC	: Gerilim ve Reaktif Güç Kontrolü

TM : Trafo Merkezi

TCP/IP : Transmission Control Protokol/Internet Protocol (İletim kontrol protokolü/ İnternet protokolü)

DM : Dağıtım Merkezi

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Solar Santrallerin Dağıtım Şebekesine Bağlanması ile Üretim Fiderinde Oluşan Gerilim Değişimi.....	2
Şekil 1.2. Santrallere Volt/VAR Optimizasyonu Uygulandıktan Sonra Oluşan Gerilim Değişimi	3
Şekil 2.1. Gerilim Bağımlı Akım Grafiği; Power factor = 0.95; %Watt/%Volt = 0.6; %vVAR/% Volt = 3	6
Şekil 2.2. Gerilim Bağımlı Akım Grafiği; Power factor = 0.95; %Watt/%Volt = 0.6; % VAR/% Volt = 3	7
Şekil 2.3. Gerilim Kontrolünün Gerçekleştirilmesi Adına Geliştirilen Uzman Sistemin Yapısı	10
Şekil 2.4. Duyarlılık Matrisi	12
Şekil 2.5. Sonuç Motorunun Gerilim Regülasyonunu Gerçekleştirmek için Kullanılan Kontrol Algoritmasına ait Akış Şeması	14
Şekil 2.6. BACO Algoritması Akış Şeması.....	21
Şekil 2.7. Volt/VAR Kontrol Algoritması Akış Şeması.....	22
Şekil 2.8. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu 18. Baradan Elde Edilen Saatlik Gerilim Profili.....	23
Şekil 2.9. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Saatlik Teknik Kayıp Değerleri	23
Şekil 2.10. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu 65. Baradan Elde Edilen Gerilim Profili	24
Şekil 2.11. Volt/Var Kontrol Algoritmasının Akış Şeması	26
Şekil 2.12. Test Dağıtım Sistemi Tek Hat Şeması Çizelge 2.10 Dağıtım Şebekesindeki Kapasitör Büyüklükleri	26
Şekil 2.13. Simülasyonda kullanılan yüklenme profili.....	27
Şekil 2.14. Boğum 14'ün Gerilim Profili	28
Şekil 3.1. Üç Faz Dört Telli Dağıtım Hattı Profili.....	31
Şekil 3.2. 1m Uzunluğundaki Hattın Kısa Devre Modeli.....	32
Şekil 3.3. Hat Geometrisi.....	35
Şekil 3.4. Gerilim Düşümü Hesaplamasında Kullanılacak Sadeleştirilmiş Tek Hat Şeması	37
Şekil 3.5. Kozluca Fideri'nin Google Earth Üzerinde Gösterimi	39

Şekil 3.6. Burdur TM DigSILENT PF Modeli	40
Şekil 3.7. Kozluca Fideri Haziran ve Temmuz Ayı Yüklenme Grafiği.....	42
Şekil 3.8. Atilla Önal GES'ne Ait Üretim Grafiği	42
Şekil 3.9. Sistem Yapısı	43
Şekil 3.10. Ana Kontrol Modülü IEC 60870-5-104 Yazılım Katmanları.....	44
Şekil 3.11. Ağ Katmanları	44
Şekil 3.12. IEC 60870-5-104 Bağlantı Ayarları	45
Şekil 3.13. IEC 60870-5-104 Veri Tanımlaması	46
Şekil 3.14. Santral Lokasyon Görüntüleme	57
Şekil 3.15. Volt/VAR Kontrol Yazılımı Fider İzleme Ekranı	57
Şekil 3.16. Volt/VAR Kontrol Yazılımı Fider İzleme Ekranı	58
Şekil 3.17. MCU SD Kart Genel Ayar Ekranı.....	58
Şekil 3.18. MCU SD Kart Cihaz Ayar Ekranı.....	59
Şekil 3.19. GES İnverter Kontrolü İçin Montajı Yapılan Datalogger Test Düzeneği	60
Şekil 4.1. Kozluca Fideri 6 Fider Başlı Yük Grafiği	62
Şekil 4.2. Tüm GES'ler Devrede Saat 12.00'da Oluşan Gerilim Profili.....	63
Şekil 4.3. Tüm GES'lerin Üretimi %80 ile Sınırlanmış Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili.....	64
Şekil 4.4. Tüm GES'ler ve 511010 Numaralı DM'de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	65
Şekil 4.5. Tüm GES'ler ve 511013 Numaralı DM'de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	67
Şekil 4.6. Tüm GES'ler ve Yaka KÖK'de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	68
Şekil 4.7. Tüm GES'ler % 80 Üretim Gerçekleştirir ve Bir Oto Trafo Aktif Durumda Oluşan Gerilim Profili.....	69
Şekil 4.8. Tüm GES'ler ve İki Oto Trafo Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	70
Şekil 4.9. Tüm GES'ler, Bir Adet Oto Trafo ve 3 MVAR Reaktör Aktif Durumda saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	72
Şekil 4.10. Tüm GES'ler ve 3 MVAR Reaktör Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	73
Şekil 4.11. Kozluca Fideri'nde Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili	74

Şekil 4.12. Tüm GES'ler ve 1+1 MVAr Kapasitör Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili	76
Şekil 4.13. Tüm GES'ler ve 2+2 MVAr Kapasitör Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili	77
Şekil 4.14. Tüm GES'ler ve Bir Oto Trafo Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili	78
Şekil 4.15. Alternatif Durumda Tüm GES'ler devrede Saat 12:00'de Oluşan Fider Profili	79
Şekil 4.16. Alternatif Durumda Tüm GES'ler ve Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili.....	80
Şekil 4.17. Alternatif Durumda Tüm GES'ler ve 2 MVAr Reaktör Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili	82
Şekil 4.18. Alternatif Durumda Tüm GES'lerin Üretimi %80 ile Sınırlandırılmış Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili.....	83
Şekil 4.19. Alternatif Durumda GES Üretimleri %80 ile Sınırlandırılmış ve 2 MVAr Reaktör0 Aktif Durumdayken Oluşan Gerilim Profili.....	84
Şekil 4.20. Devre Dışı Bırakılan Santraller	86
Şekil 4.21. Santraller Devrede Değilken Fiderin Gerilim Profili	87
Şekil 4.22. Hat Üzerindeki Toplam Aktif, Reaktif ve Görünür Güçler.....	87
Şekil 4.23. Santrallerin Güç Faktörü 1 Olacak Şekilde Devreye Girdiği Durumda Gerilim Profili	88
Şekil 4.24. Santraller Devreye Girdiğinde Fiderdeki Toplam Güç Değerleri	89
Şekil 4.25. Santrallerin 0.95 Endüktif Güç Faktörüne Alınması	89
Şekil 4.26. İnverterlerin Endüktif Çalışması Durumunda Oluşan Gerilim Profili	90
Şekil 4.27. Santraller 0,95 Kapasitif Güç Faktöründe Çalıştırılıyor.....	91
Şekil 4.28. Kapasitif Güç Faktöründe Oluşan Gerilim Profili.....	91
Şekil 4.29. İlk Durum: %30P Sınırlaması için OG Ölçümler (1000kW*%30=300kW)	92
Şekil 4.30. %40P Sınırlaması için OG Ölçümler.....	92
Şekil 4.31. %10 İndüktif Talep için OG Ölçümler (100kVAr+ Yaklaşık 30-35kVAr Trafo Etkisi)	93
Şekil 4.32. %10 Kapasitif Talep için OG Ölçümler (-100kVAr+Yaklaşık 30-35kVAr Trafo Etkisi)	93
Şekil 4.33. Santral Üretiminin Düştüğü Durumda %10 İndüktif Talep	93
Şekil 4.34. MCU Üzerinden 104 ile İzlenen İnverter Verileri.....	94

ÇİZELGELER DİZİNİ

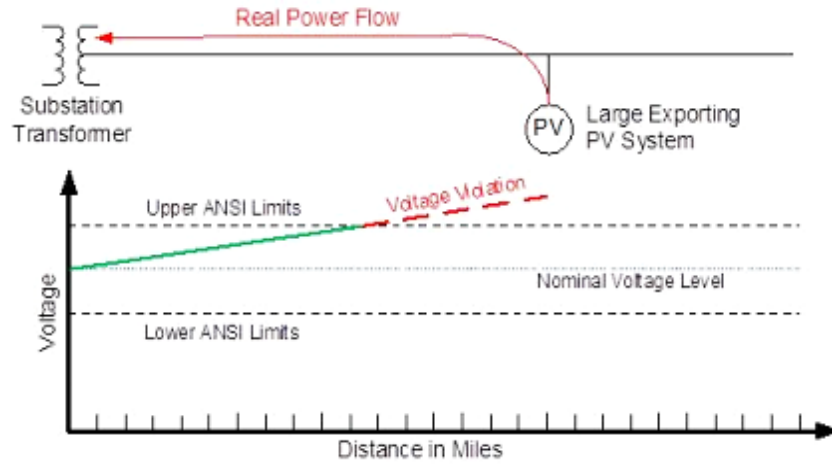
Çizelge 2.1. Pilot Fider Değerleri	16
Çizelge 2.2. Kapasitör Çözümlü Optimizasyon Öncesi Ölçüm Değerleri.....	16
Çizelge 2.3. Kapasitör Çözümlü Optimizasyon Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri ve Değişimleri.....	16
Çizelge 2.4. Gerilim Regülatörü Çözümlü Optimizasyon Öncesi Şebeke Ölçüm Değerleri	17
Çizelge 2.5. Gerilim Regülatörü Çözümlü Optimizasyon Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri ve Değişimleri	17
Çizelge 2.6. Volt/VAR Optimizasyonu Öncesi Şebeke Ölçüm Değerleri.....	17
Çizelge 2.7. Volt/VAR Optimizasyonu Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri.....	18
Çizelge 2.8. IEEE 33-Baralılık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Amaç Fonksiyonu Değerleri.....	23
Çizelge 2.9. IEEE 69-Baralılık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Amaç Fonksiyonu Değerleri.....	24
Çizelge 2.10. Dağıtım Şebekesindeki Kapasitör Büyüklükleri	27
Çizelge 3.1. İletken Büyüklüğü ve Hat Bölüm Uzunluğu Çizelgesi	36
Çizelge 3.2. 336,4 MCM ASCR İletken Üç Faz Hat Empedansları.....	36
Çizelge 3.3. Havai Hat Karakteristik Özellikleri	39
Çizelge 3.4. Burdur TM Fiderleri Karakteristik Özellikleri	41
Çizelge 5.1. Sonuç Değerlendirme Çizelgesi	96

1. GİRİŞ

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun başlıca amacı, elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasası oluşturulması, özel kesimin de yer alacağı rekabete açık bu piyasadaki özelleştirme ile bağlantılı elektrik firmalarının hukuki, teknik ve mali kriterlerinin belirlenmesi, bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır. Bu bağlamda enerji kalitesi kapsamında dağıtım şirketlerine getirilmiş belirli kısıtlamalar bulunmaktadır.

EPDK'nın fider gerilimleri ile ilgili olarak belirlemiş olduğu sınır aralığı, nominal fider geriliminin $\pm\%10$ kadar bir sapma aralığında değişmesine müsaade edecek şekildedir. Fider üzerinde taşınan kapasitif güç için belirlenmiş olan maksimum değer, fiderin taşıdığı aktif gücün $\%15$ 'i kadar olacak şekilde, endüktif güç için ise fiderin taşıdığı aktif gücün $\%20$ 'si kadarı uygun görülmüştür. Ülkemizdeki dağıtım şirketleri EPDK'nın belirlemiş olduğu bu kıstaslara uymak durumundadır. Bu nedenle gerilim ve reaktif güç kontrolünün fiderlere etkin bir şekilde uygulanması önem kazanmaktadır. İlerleyen zamanda şebekeye olan bağlantılarının başlaması ve giderek artması düşünülen enerji depolama içeren dağıtım üretim şebekelerinin, talep tarafı yönetiminin ve elektrikli araçların şebeke üzerinde büyük etki yaratacağı düşünülmektedir. Gerçekleştirilen gerilim ve reaktif güç kontrolünün bu etkileri de hesaba katılacak şekilde gerçekleştirilmesi şebekenin ilerleyen yıllarda da sağlıklı işletilmesi için büyük önem arz etmektedir.

Güneş enerjisi santrallerinin (GES) elektrik dağıtım şebekesine dahil edilmesi ile şebekenin gerilim profilinde yükselme meydana gelmektedir. Bu nedenle solar santrallerin oluşturduğu gerilimlerin kontrol edilebilmesi önemlidir. Gerilim kontrolünün sağlanması adına santrallerde kullanılan inverterler üzerinden kontrol oluşturulabilmektedir ayrıca solar inverterler şebekeye aktif güç aktarmasının yanı sıra, sahip oldukları özellikler sayesinde şebekeye kapasitif & endüktif güç basabilir veya şebekeden reaktif güç çekişi sağlayabilir. Solar inverterlerin bu özellikleri ile birlikte çok fazla sayıda GES'nin olduğu üretim fiderlerinde gerilim regülasyonu ve reaktif güç kontrolünün sağlanması için alternatif bir yol oluşturmaktadır. Literatürde fiderler üzerinde gerilim ve reaktif güç kontrolünün sağlanması Volt/VAR/Demand Kontrolü olarak adlandırılmaktadır.



Şekil 1.1. Solar Santrallerin Dağıtım Şebekesine Bağlanması ile Üretim Fiderinde Oluşan Gerilim Değişimi

Volt/VAR/Demand yöntemi fiderler üzerinde gerilim niceliğinin ve kapasitif, endüktif güç miktarlarının belirli sınırlar içerisinde tutulması için kullanılan kontrol yöntemine verilen isimdir. Volt/VAR/Demand kontrolü algoritmaları temel olarak trafo ve fiderler üzerinden alınan ölçümler baz alınarak şebekenin reaktif güç ve gerilim dengesinin hedef olarak belirlenen seviyede kalmasını sağlamak amacıyla, şebekede yer alan kapasitörlerin, gerilim regülatörlerinin ve yükte kademe değiştiricilerin anahtarlanmasını sağlayarak şebekede kapasitif reaktif güç devreye alınması, şebekedeki kapasitif reaktif gücün devreden çıkarılması ve gerilim regülasyonu işlemlerini gerçekleştirerek gerekli kontrolü sağlar, şebekenin güç kalitesinin artırılması sağlanır.

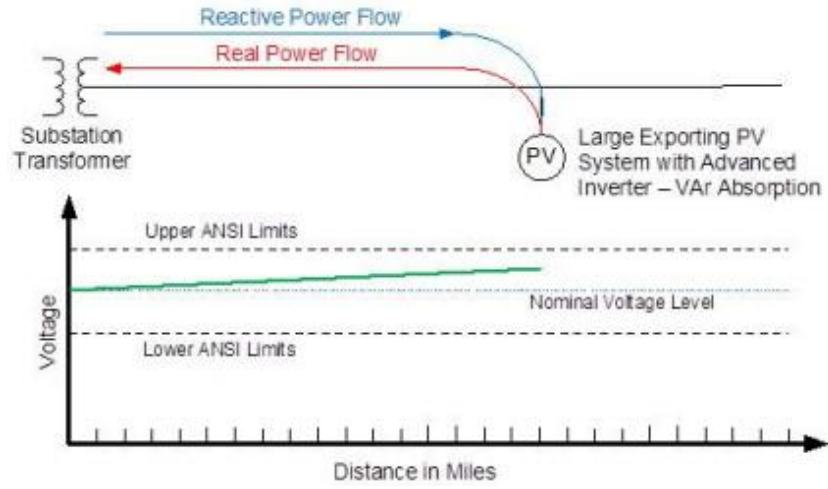
Volt/VAR/Demand kontrolünün ana hedefi bir şebeke üzerinde tüm noktalardaki gerilimlerin standartlar ve yönetmelikler ile belirlenen sınırlar içinde kalmasını sağlamaktır. Ancak bu durum Volt/VAR/Demand kontrolünün sadece standartlarda belirlenen gerilim limitleri aralığında optimum çözüm araması gerektiği anlamına gelmemektedir. Volt/VAR/Demand Kontrolü genel olarak 3 temel amacı içermektedir;

Gerilim ve Reaktif Güç Kontrolü (VVC): Güç faktörünün iyileştirilmesi ve dağıtım şebekesinde gerilimin regüle edilmesi amacıyla yük altında kademe değiştiricilerin, gerilim regülatörlerinin ve şönt kapasitör/reaktör bankalarının kontrolü sağlanmaktadır.

Gerilim Optimizasyonu (VO): Dağıtım şebekesinde hedeflenen işletme koşullarının (teknik kayıp, güç kalitesi ve güvenilirlik dahil) sağlanması amacıyla ilgili ekipmanların en optimum noktada çalıştırılmasını içermektedir.

Gerilim Düşümü (CVR): Bu yaklaşımda VVC ve VO' da kullanılan kontrol yöntemleri ile daha düşük gerilim seviyelerinde çalışılması ve bu sayede tüketicilerin

kabul edilebilir gerilim limitlerinde kalması sağlanarak demandın düşürülmesi amaçlanmaktadır



Şekil 1.2. Santrallere Volt/VAR Optimizasyonu Uygulandıktan Sonra Oluşan Gerilim Değişimi

Aktif dağıtım şebekelerindeki Volt/VAR/Demand kontrolü tüketici noktaları, iletim, üretim ve şebeke işletim değişimlerinden etkilenen çok yönlü bir fonksiyondur. Bu yöntemin şebeke gerilim değişimlerini gidermek için kullanıldığı bir numaralı şebeke elemanları yük altındaki kademe değiştiricileri (OLTC) ve gerilim regülatörleridir. Bu şebeke elemanları kullanılarak gerçekleştirilen gerilim seviyesi değişimleri abone tarafındaki güç kalitesi ile aktif ve reaktif tüketimi etkilemektedir. Reaktif yüklerin, aktif yüklere oranla gerilim değişiminden daha fazla etkilenmesi dolayısıyla abone tarafındaki güç faktörü de değişmektedir. Bu değişimler dağıtım şebekesindeki güç akışlarına etki ederek, teknik kayıpları ve dolaylı olarak faturalamaları etkilemektedir. Fider üzerindeki kapasitörler veya diğer üretim kaynaklarının yardımı ile VAR kontrolünün gerçekleştirilmesi benzer şebeke bileşenleri üzerinde farklı etkiler göstermektedir.

Şebekede üzerinde değişen aktif ve reaktif güç akışları şebekeye bağlı üretim santrallerinin üretim değerlerini etkilemektedir. Şebekedeki reaktif güç talebi şebekeye bağlı olan üretim tesisleri tarafından karşılanabilmekte, bu da üretim tesisinin capability curve'üne göre aktif güç üretimini etkileyebilmektedir. Aynı zamanda üzerinde üretim tesisleri bulunan fiderlerde yaşanan reaktif güç akışı kaynaklı gerilim yükselmeleri sonucu üretim tesislerinin üretimlerini tamamen durdurmalarına sebep olabilmektedir. Şebeke üzerinde Volt/VAR kontrolünün tam anlamıyla gerçekleşmesi adına şebekede bulunan gerilim ayarlayıcıların, kapasitör/reaktörlerin ve dağıtık üretim santrallerinin beraber kullanılması gerekmektedir.

Bu tez çalışmasında güneş santrallerinin şebekeye olan etkisi incelenmiş ve gerilim/reaktif güç kontrolü için gerçekleştirilen standart uygulamalara alternatif bir yöntem belirlenmiştir. Yöntem olarak gerçek zamanlı gerilim/reaktif güç değişiminin

kontrolü adına, merkezi bir yazılım üzerinden tek adımlı bir kontrol için anahtarlama ya da durum değişikliği anındaki gerilim/reaktif güç değişimi bazlı bir karar alma mekanizması yanında çok adımlı kontrol için dinamik programlama kullanılarak algoritma geliştirilmiştir. Bu algoritma ile şebekeye bağlı olan güneş santrallerinin bulundukları inverterlerin çıkışları şebeke durumuna en uygun gerilim veya aktif/reaktif güç değerlerine set edilmektedir. Geliştirilen yazılım üzerinde belirlenen algoritma çalıştırılarak, saha kontrol ünitesi (MCU) ile uzaktan kontrol sağlanmıştır. Bu kontrol uzak ara birim olarak kullanılan bir kontrol ünitesi yardımıyla gerçekleştirilmiş ve karar yapısı sayesinde gerçek zamanlı bir Volt/VAR algoritması oluşturulmuş ve elektrik dağıtım şebekesinde uygulanmıştır.

Elektrik enerji kalitesinin iki önemli parametresi bulunmaktadır. Bunlar, gerilim ve frekansıdır. Frekansın +4% ve -6%'dan fazla değişimi, mekaniksel nedenlerden dolayı üretim santrallerinin devre dışı kalmasına neden olmaktadır. Şebeke yönetmeliğinde frekansa ait çalışma sahası +3% ve -5% olarak tanımlanmıştır (47,5-51,5 Hz). Gerilimde ise sürekli işletimde +/-10% değişime izin verilirken, kontrol, gerilimin +/- 5% değerini aştığında gerçekleştirilmektedir. Bu değerlerden de görülebileceği gibi, gerilimin ve frekansın içerisinde bulunması gereken limitler oldukça dardır. Özellikle yenilenebilir enerji ve dağıtık elektrik üretim sistemlerinin (Solar Üretim Tesisleri) yaygınlaştırılması, söz konusu sistemlerin oluşturduğu enerji üretiminin dağıtık ve üretim miktarlarının değişken ve belirsiz olması nedenlerinden ötürü voltaj regülasyonu ve yük akış optimizasyonu sorunlarını ortaya çıkarmaktadır.

Bu tez çalışmasında dağıtık üretim santralleri olan fotovoltaik tesislerin, OG kademesinde ki dağıtım şebekesi üzerinde oluşturduğu temel problem olan gerilim artışı etkisinden yola çıkılarak, santrallerde kullanılmakta olan inverterlerin sağladığı avantaj ile birlikte belirlenen bir pilot bölgedeki özellikle gerilim regülasyonu problemi olan üretim fideri üzerinde gerilim ve reaktif güç regülasyonunun şebekeden alınacak bilgi doğrultusunda inverterlere gönderilecek set değerleri ile inverterin reaktif çekiş veya reaktif basma durumlarına göre anahtarlama yapılarak sistem geriliminin kontrol edilmesi planlanmakta ve sonuçların yorumlanarak pilot bölge baz alınarak üretim kontrolü ile gerilim regülasyonunun fizibilite çalışmasının gerçekleştirilmesi amaçlanmıştır.

Elektrik dağıtım sistemleri kilometrelerce dağıtım hatlarına sahip oldukları ve iletim sistemlerine oranla daha düşük seviyelerde izleme ve kontrol sistemlerine sahip olduklarından dolayı, bu sistemlerde oluşan arızalar, kesintiler ya da güç kalitesi problemleri önemli oranlarda maddi kayıplara yol açmaktadır. Bu kayıpların önüne geçilebilmesi için dağıtım otomasyon sistemleri kurulmakta ve bu sistemler sayesinde dağıtım hatları sürekli olarak izlenerek, alınan veriler ile kontroller gerçekleştirilmektedir.

Son yıllarda teknolojik imkanların da artması ile birlikte bu otomasyon sistemlerinde gelişmeler yaşanmakla birlikte, özellikle dağıtım şebekelerinin konvansiyonel yapısı ve yenilenebilir enerji kaynakları gibi üretim birimlerinin dağıtım sistemlerine daha fazla entegrasyonu ile birlikte, yalnızca otomasyon amaçlı kurulan sistemlerin yeterli çözüm sunamadıkları görülebilmektedir. Tek taraflı yük akışı için tasarlanan konvansiyonel dağıtım sistemlerinin klasik yöntemler ile optimizasyonu ve bu sayede kayıpların azaltılarak verimliliğin yükseltilmesi mümkün olamamaktadır. Aynı zamanda otomasyon sistemlerinde kullanılan cihazların yüksek maliyetleri bunların yaygınlaşmasını engellemekte ve oldukça büyük olan dağıtım sistemlerinde yalnızca küçük bölgelerin izlenmesine olanak sağlamaktadır.

Tez kapsamında bir dağıtım şirketinin sorumluluk sahasında bulunan ve yüksek kapasitede güneş enerjisi santrali tesis edilen bir pilot fider seçilmiştir ve seçilen fider üzerindeki güneş santrallerinde inverter kontrolü yapılarak gerilim regülasyonuna ve yük akışına olan etkileri incelenmiştir.

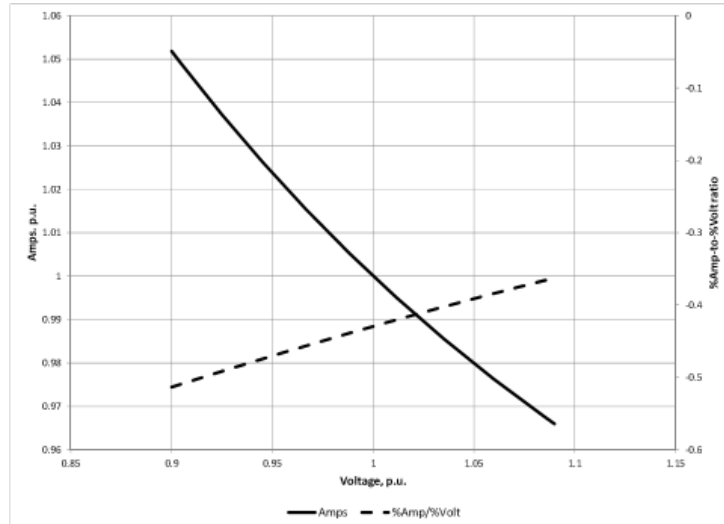
Tez kapsamında aşağıdaki yöntemlerle sonuçlar elde edilmeye çalışılmıştır.

- Sistem analizi: İlk olarak dağıtım sisteminde yenilenebilir enerji kaynaklarının yoğun olduğu bölgeler incelendi ve sistemde yaşanan problemler analiz edildi.
- Test ortamının belirlenmesi: Belirlenen alternatif bölgeler için detay çalışmalar ve mobil ölçümler gerçekleştirilerek test ortamı belirlenmiştir.
- Test sahasının simülasyonu: Belirlenen test ortamı için simülasyon çalışmaları gerçekleştirilerek sistem ihtiyaçları ve kontrol yöntemleri belirlenmiştir.
- Test sahasının hazırlanması: Belirlenen ve simülasyonları gerçekleştirilen test sahasında ihtiyaç duyulan, izleme cihazlarının montajları gibi değişiklikler gerçekleştirilerek saha test yapmaya uygun hale getirildi.
- Test çalışmaları: Test çalışmaları süresince saha sürekli olarak izlendi, elde edilen bulgular sistem revizyonlarında kullanılarak optimum bir sonuç elde edilmeye çalışıldı.
- Sonuç değerlendirilmesi: Test çalışmaları sonrasında elde edilen veriler ile sistemin daha stabil çalışması için sonuçlar değerlendirildi ve tüm dağıtım şebekesinde uygulama olasılıkları belirlendi.

2. KAYNAK TARAMASI

Volt/VAR/Demand kontrolünün gerçekleştirilmesindeki en önemli amaçlar, sağlanan elektrik enerjisinin elektrik abonelerine güç kalitesi standartlarına uygun olarak iletilmesinin gerçekleştirilmesi ve şebekenin kaldırabileceği elektrik talebi miktarının artırılmasıdır. Şebeke özellikleri ve sorunlarına göre Volt/VAR/Demand kontrolü aşağıdaki hedefleri gerçekleştirmeyi amaçlamaktadır;

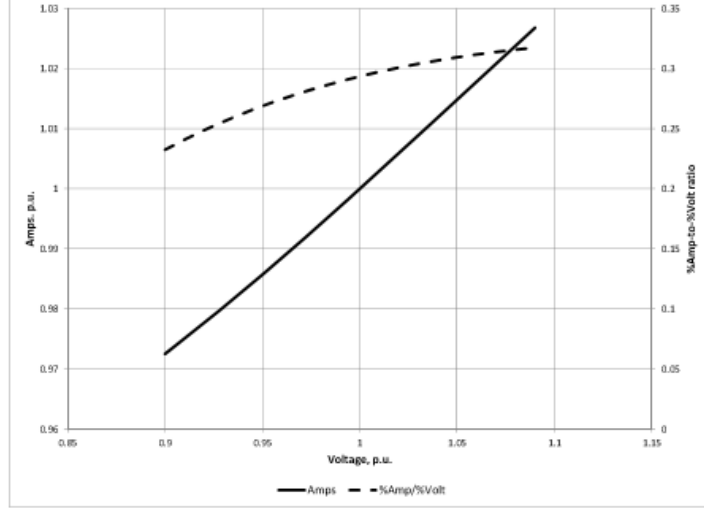
- Fider üzerindeki elektrik talebinin (kW) belirli zamanda, belirlenen değer ölçüsünde azaltılması: Buna genel olarak “tepe yük indirgeme” de denilmektedir. Güncel piyasa konjonktürüne göre çeşitli nedenlerden ötürü talep azaltışına gidilmektedir. Şebekeye bağlı olan üretim tesislerinin kapasitelerinin tepe yük değerini karşılamaması sonucunda talep azaltışı uygulanabilmektedir. Bu durumda hem talep tarafında hem de teknik kayıplarda azalmanın gerçekleştirilmesi amaçlanmaktadır. Şebeke elemanı üzerinde oluşan aşırı yüklenmenin giderilmesi adına talep azaltışı gerçekleştirilmektedir. Bu da şebeke elemanı üzerinden geçen akım değerinin azaltılması anlamına gelmektedir. Bu noktada gerilim seviyesinin düşürülmesi ile elde edilen talep düşüşü her durumda aşırı yüklenmeyi giderememektedir. Korumacı gerilim azaltımı faktörü (CVRf) ve şebeke elemanı üzerinden geçen akımın güç faktörüne göre gerilim seviyesinin düşüşü farklı etkiler gösterebilmektedir. Şekil 2.1 ve Şekil 2.2’de gerilim düşüşü sonrası iki farklı şebekede gerçekleşen akım değeri değişimi görülmektedir. Şekil 2.1’de yaklaşık %17’lik gerilim düşüşü sonrası akım değerinde %8’lik bir artış gözlemlenmektedir. Şekil 2.2’de ise yine %17’lik bir gerilim düşüşü sonrası akım değerinde %6’lık bir azalma gözlemlenmektedir.



Şekil 2.1. Gerilim Bağımlı Akım Grafiği; Power factor = 0.95; % Watt/% Volt = 0.6; % vVAR/% Volt = 3

- Elektrik tüketim azaltımı: Bu konsept bir fiderdeki elektrik talebinin uzun zamanlı olarak azaltılması sonucu elektrik tüketiminde azalmaların sağlanmasıdır. Bu noktada göz önüne alınması gereken en önemli hususlardan biri elektrik abonelerinin

düşük gerilim altında uzun süreler tutulması sonucu elektriksel ekipmanların performansından memnuniyetlerinin azalması ve bu durumun daha fazla güç tüketen ikameleri ile değiştirmeleri ile sonuçlanmasıdır. Bu durumda olay enerji tüketiminin azalması yerine daha da artması ile sonuçlanabilmektedir.



Şekil 2.2. Gerilim Bağımlı Akım Grafiği; Power factor = 0.95; % Watt/% Volt = 0.6; % VAR/% Volt = 3

- Dağıtım şebekesine reaktif güç ve gerilim desteği sağlanması: Şirketler tüm dağıtım fiderlerinin trafo merkezindeki baralarındaki güç faktörünü sürekli olarak 1'de tutmak istemektedir. Dağıtım şebekesindeki ekstra reaktif güç üretimi fider üzerinde gerilim yükselmelerinin görülmesi ile sonuçlanmaktadır. Bu gerilim yükselmesi elektrik aboneleri tarafında enerji tüketimini artırmakta ve güç faktörünü düşürmektedir. Enerji tüketiminin artması teknik kayıpların artışı da beraberinde getirmektedir. Bu noktada ekstra reaktif güç tüketen veya gerilim düşürücü şebeke elemanlarının devreye sokulması gerekmektedir.
- Şebekede gerçekleşen teknik kayıpların azaltılması: Dağıtım şebekelerinde teknik kayıpların azaltılması tamamen çekilen akım değerlerinin azalması ile ilişkilidir. Bu bakımdan enerji tüketiminin azaltılması ile paralellik göstermektedir. Aynı şekilde gerilimin düşürülmesi de her zaman kayıpların azaltılması sonucunu doğurmayabilir.

2.1. Volt/VAR/Demand Kontrolü Kısıtları

Volt/VAR/Demand kontrolünün ana hedeflerinden biri şebeke üzerinde tüm noktalardaki gerilimlerin standartlar ve yönetmelikler ile belirlenen sınırlar içinde kalmasını sağlamaktır. Bu durum Volt/VAR/Demand kontrolünün standartlarda belirlenen gerilim limitleri aralığında optimum çözüm araması gerektiği anlamına gelmemektedir. Kontrol düzeninin uygulanmasında şebeke üzerinde çeşitli nedenlerden ötürü sürekli olarak bazı belirsizlikler bulunmaktadır. Bu belirsizliklerden bazıları gerilim kontrol elemanlarının fiziksel sınırları, gerilim ölçümlerinde gözlenen hatalar, optimizasyon için kullanılan modeller, kestirilemeyen gerilim dengesizlikleri vb. sonucu gerçekleşmektedir. Bu rastgele değişkenlere bağlı olarak özellikle korumacı gerilim

düşürümü (CVR) ve enerji tüketim azaltımı konusunda standart gerilim aralıklarında bir azaltmaya gidilmelidir.

Elektrik şebekesine bağlı olan bazı elektrik aboneleri gerilim değerinde görülen değişimlere belli bir süre için veya sürekli olarak oldukça duyarlı olabilmektedir. Bu sebeple şebekenin bazı noktalarında belirli zaman dilimleri içinde gerilim toleransı oldukça düşebilmektedir.

OG şebekedeki gerilim değerinin belirli sınırlar arasında olması AG şebekeden beslenen abonelerin istenilen gerilim seviyesinden beslendiğinin garantisini vermemektedir. Günümüzde dağıtım şirketleri AG şebekelerde elektriğin tüketildiği noktalarda sürekli gerilim ölçümleri gerçekleştirememektedir. Bu nedenle şirketler gerilim limitlerinin kontrollerini sürekli ölçümlerin gerçekleştirildiği dağıtım trafoları üzerinden gerçekleştirmektedir. Elektrik aboneleri tarafındaki gerilim seviyesi değeri dağıtım trafosu, AG şebekede kullanılan iletken ve yük durumuna göre sürekli olarak değişim göstermektedir. Bu nedenle kesiti düşük iletkenine sahip ve yüklü AG şebekelerde, OG bara ile AG fider sonunda görülen gerilim seviyesi farklı oldukça büyük olabilmektedir. Ayrıca şebeke yük akışlarının sürekli değişkenlik göstermesi şebekenin çeşitli noktalarındaki gerilim değerlerinin sürekli değişmesine neden olmaktadır. Bunun sonucu olarak da şebekede gözlenen en düşük gerilim değerleri ve gözlendiği nokta günlük/haftalık/aylık olarak değişkenlik göstermektedir. Bu nedenler Volt/VAR/Demand kontrolünün en optimum şekilde uygulanmasına engel olmaktadır.

Dağıtım şebekelerinde bulunan bazı şebeke elemanlarının yüklenme limitleri şebeke işletimine önemli kısıtlamalar yaratmaktadır. Bu kısıtlamalar dolaylı olarak Volt/VAR/Demand kontrolüne özellikle gerilim değişimi nedeniyle akım değişimlerinin yüksek olduğu noktalarda problemler yaratabilmektedir. Bazı durumlarda ise şebeke üzerinde ciddi gerilim değişimlerinin kısa süreli olarak gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Fakat bu gerilim değişimleri elektrik abonelerini de olumsuz etkilemekte ise gerilim limit değerlerinde değişim zorunlu olarak gerçekleştirilmektedir.

2.2. Volt/VAR/Demand Kontrolü için Gerekli Olan Veri Kaynakları

Sağlıklı bir Volt/VAR/Demand kontrolünün gerçekleştirilmesi için önceki bölümlerde anlatılan hedefler ve kısıtlamalar göz önüne alındığında aşağıdaki veri kaynaklarının kullanımı önem arz etmektedir:

SCADA sistemi sayesinde referans gerilimi, fider başlarındaki yüklenme değerleri, fider boyunca şebekeye monte edilmiş akıllı elektronik cihazların ölçümleri gerçekleştirilebilmektedir. Bu ölçümlerde gerçekleşen hata oranları optimizasyon toleransına belirsizlik olarak eklenmelidir.

CBS Veri Tabanı, nominal topolojinin durumu, şebeke parametrelerinin elde edilmesi ve dağıtım trafoları ile elektrik abonelerinin ilişkilendirilmesi için CBS veri tabanı kullanılmaktadır. Günümüz CBS modellerinde Volt/Var/Demand kontrolü

tarafından kullanılan bazı veri ve özellikler bulunmamaktadır. Zaman içinde bu verileri ve özelliklerin CBS sistemine entegre edilmesi daha kolay işletilebilir bir şebeke sisteminin oluşmasında büyük önem arz etmektedir.

OSOS sistemi şebeke üzerindeki sayaçlardan okunan büyük bir yüklenme verisini içermektedir. Volt/Var/Demand kontrolü kapsamında şebekenin çeşitli noktalarındaki gerilim verilerinin elde edilmesi amacıyla OSOS kullanılabilir. Bu sayede şebeke üzerindeki gerilim kontrol elemanlarının etkileri direkt olarak görülebilmektedir. Volt/VAR/Demand kontrolü şebekenin çeşitli noktalarındaki gerilimi belli değerlerin içinde tutması amacıyla yüzlerce olasılıksal senaryo içinden uygun olan senaryoyu uygular. Bu senaryoların şebeke üzerindeki çeşitli noktalarda yaptığı etkilerin bir sanal hafızada tutulması ve bu etkiler doğrultusunda uygun senaryonun belirlenmesi gerekmektedir. OSOS sayaçlarından elde edilen kW, kVAr profilleri, gerilim değişimleri verileri Volt/VAR/Demand kontrolünün şebekedeki çeşitli noktalardaki etkilerini göstermektedir.

2.3. Volt/VAR/Demand Kontrolü Algoritmaları

2.3.1. Kurala dayalı yaklaşım ve doğrusal programlama (LP) kullanılarak gerilim kontrolü gerçekleştirilmesi

Gerçek zamanlı gerilim kontrolünün en birincil amacı şebekedeki gerilim seviyelerinin mümkün olduğunca en kısa sürede istenilen seviyelere çekilmesidir. Bu sebepten ötürü algoritmaların şebekede gözlenen ani gerilim değişimlerine en hızlı şekilde cevap vermelidir. Önceki çalışmalar incelendiğinde şebekelerdeki yaklaşık gerilim değişimlerini veren duyarlılık faktörlerinin kontrol aksiyonlarının belirlenmesi amacıyla kullanıldığı görülmektedir.

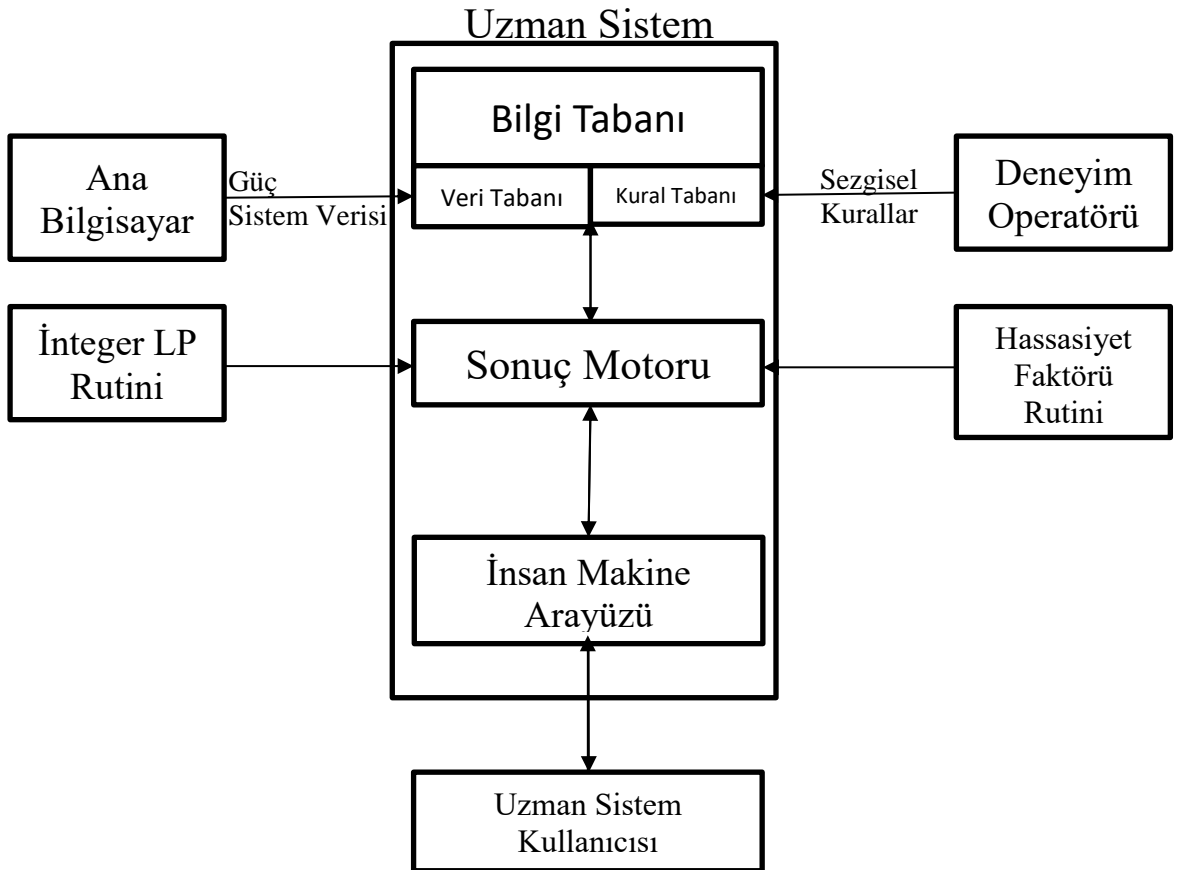
Duyarlılık faktörleri yaklaşımı şebekedeki ihlallerin az olduğu durumlarda oldukça efektif olarak kullanılmaktadır. Şebekedeki ihlallerin artması durumunda algoritmanın yeni durumları algılayıp bu durumlara göre yeni kontrol yaklaşımları oluşturması zorlaşmaktadır. Bunun sonucu olarak algoritma sonsuz döngü içine girebilmektedir. Bu zorluğun aşılması adına, Doğrusal Programlama (LP) yaklaşımı anlık kontrol aksiyonlarının alınması için kullanılmaktadır. (Viawan, Karlsson, 2008)

Güç sistemleri problemlerinin giderilmesi adına yapay zeka teknolojisinin ilerlemesi sonucu çeşitli uzman sistemlerin başarılı uygulamaları gerçekleştirilmiştir. Bu uzman sistem yaklaşımlarının bazıları şebekedeki gerilim anormalliklerinin giderilmesi amacıyla kullanılmıştır. Bu çalışmada Taiwan Power Comp. için hem şebeke işletim durumunu ve doğrusal programlamayı beraber gerçekleştiren uzman bir sistem dizayn edilmiştir. Tek seferde kontrol aksiyonlarının alınması amacıyla branşman-ve-boğum algoritmasını kullanan integer LP yaklaşımı geliştirilmiştir. Şebekenin doğal kuralları ve duyarlılık faktörlerini, şebeke değişkenleri ve alternatif çözümlerin azaltılması amacıyla kullanan integer LP yaklaşımı hesaplama zamanından kar ederek, hızlı ve uygun çözümlerin sunulmasına yardımcı olur. (Ho, Hsu, 1990)

Şekil 2.3'te görüldüğü üzere uzman sistem bilgi tabanı, sonuç motoru ve insan makine ara yüzü olarak 3 ana bölümü içermektedir.

Bilgi tabanı 2 ana parçadan oluşmaktadır: veri tabanı ve kural tabanı. Veri tabanı hat verileri, trafo verileri, bara gerilimleri vs. gibi şebeke verilerini tutmaktadır. Bu verileri sonuç motorunun istenilen kontrol aksiyonlarının alınması kapsamında ihtiyacı olduğu girdileri sağlar. Kural tabanı ise sistem işleticilerinin gerilim düzenlemelerinin gerçekleştirilmesi adına yaptıkları aksiyonların bulunduğu bölümdür.

Sonuç motoru geliştirilen sistemin kalbidir. Bu kısım insan-makine ara yüzünden aldığı direkt emirleri doğrultusunda veri tabanında bulunan sistem verisini günceller veya veri tabanı ve kural tabanından elde ettiği veriler doğrultusunda bir kontrol aksiyonu üretir. En uygun kontrol aksiyonun belirlenmesi adına çözüm makinesi duyarlılık faktörleri ve integer LP ile desteklenir. Duyarlılık faktörleri ana sistem bilgisayarında yapılan hesaplamalar sonucu oluşturulup, burada saklanır. Daha sonra uzman sistemin kullanımına sunulması için kişisel bilgisayarlar tarafından çağırılır. Bu duyarlılık faktörleri şebeke üzerinde ciddi bir değişim olduğu durumda tekrar oluşturulması gerekmektedir. Integer LP ise kişisel bilgisayarlar üzerinde geliştirilir.



Şekil 2.3. Gerilim Kontrolünün Gerçekleştirilmesi Adına Geliştirilen Uzman Sistemin Yapısı

Algoritma yapısına aşağıda belirtilen şebeke bilgileri veri tabanında saklanmaktadır;

- Dağıtım şebekesi verisi: Hat rezistansı, reaktansı, suseptansı ve hangi baralara bağlı olduğu verisini içermektedir.
- Duyarlılık matrisi: İki bara arasındaki duyarlılık faktörü (S) verisini içermektedir.
- Bara verisi: Bara gerilimi, baraya bağlı kapasitör veya reaktörlerin aktif kapasiteleri verisini içermektedir.
- Kapasitör ve reaktör verisi: Baraya entegre bulunan kapasitör veya reaktör kurulu güçleri ve ne kadarlık kullanılmayan kapasitör veya reaktör kapasitesi olduğu verisini içermektedir.
- Trafo kademe değeri: Baraya entegre bulunan trafonun maksimum ve minimum tap değerleri ve adım aralıkları bilgisini içermektedir.

Uygulamayı gerçekleştiren Taiwan Power Comp. çalışanları tarafından aşağıdaki bulgusal kurallar algoritmaya tanımlanmıştır:

- Tüm şebeke kuzey, orta ve güney olarak üç bölgeye ayrılmıştır. Her bir bölgedeki gerilim kontrolü kendi bölgesi özelinde gerçekleştirilmelidir.
- Kapasitörler ve reaktörler coğrafik olarak gerilim şikâyetlerinin yaşandığı en yakın noktalara yerleştirilmelidir.
- Kapasitör ve reaktörler aynı zamanda gerilim düşümü yaşanan bölgelere en büyük etkiyi yaratacak noktalara yerleştirilmelidir (Yani iki bara arasındaki duyarlılık faktörünün en fazla olduğu noktaya).
- Düşük gerilim probleminin yaşandığı durumlarda (varsa) reaktörler devreden çıkarılmalı ve kapasitörler devreye alınmalıdır.
- Aşırı gerilim probleminin yaşandığı durumlarda (varsa) kapasitörler devreden çıkarılmalı ve reaktörler devreye alınmalıdır.
- Bir gerilim probleminin giderilmesi adına gerçekleştirilen aksiyon başka bir barada gerilim probleminin gerçekleşmesine izin vermemelidir.
- Tüm baralardaki gerilimlerin nominal seviyeye çıkarılması imkansızdır. Bu nedenle gerilim değerleri en kötü olan baralar üzerinde iyileştirmenin gerçekleştirilmesi önceliklidir.

Duyarlılık faktörleri reaktif güçte görülen değişimlerin bara gerilimlerine olan etkilerinin yaklaşık değerlerinin hesaplanmasında yararlanır. Bara 1 “swing bara” olarak belirlenmekte, Bara 2 – Bara m üretim (PV) baraları olarak belirlenmekte ve Bara (m+1) – Bara n ise tüketim baraları olarak belirlenmiştir. Matris S duyarlılık matrisi aşağıdaki gibi belirlenebilir. (Ho, Hsu, 1990)

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \\ \hline \Delta V_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1 & S_3 & S_5 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \hline S_2 & S_4 & S_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t_{pq} \\ \hline \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_m \\ \hline \Delta Q_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix}$$

Şekil 2.4. Duyarlılık Matrisi

Δt_{pq} = p ile q baraları arasındaki trafo tap artışı

$\Delta V_1, \dots, \Delta V_m$ = Üretim baralarındaki gerilim değişim miktarı

$\Delta Q_{m+1}, \dots, \Delta Q_n$ = Kapasitör veya indüktörler ile yaratılan reaktif güç üretimindeki değişim miktarı

$\Delta V_{m+1}, \dots, \Delta V_n$ = Bara gerilimindeki değişim miktarı

$\Delta Q_1, \dots, \Delta Q_m$ = Üretim baralarında gerçekleşen reaktif güç değişim miktarı

İlgili değişkenlerden Δt_{pq} , $\Delta V_1 - \Delta V_m$, $\Delta Q_{m+1} - \Delta Q_n$ değerleri şebeke üzerindeki anormal gerilim değerlerinin düzenlenmesi için kullanılan kontrol değerleridir. $\Delta V_{m+1} - \Delta V_n$, $\Delta Q_1 - \Delta Q_m$ değerleri ise bağımlı değişkenlerdir. Matris S'deki altı alt-matrisi ($S_1, S_2, S_3, S_4, S_5, S_6$). S_1 ve S_2 tap değişimi nedeniyle üretim reaktif güç çıkışı ve bara gerilimindeki değişimi simgelemektedir. S_3 ve S_4 üretim barası geriliminde yaşanan değişim sonucu gözlenen değişimleri vermektedir. S_5 ve S_6 kapasitör ve reaktörlerde gerçekleşen reaktif güç üretim değişimi sonucu gözlenen değişimleri tanımlamaktadır.

Örnek olarak duyarlılık faktörlerinin kullanımı şu şekilde olmaktadır. İ ($m+1 < i < n$) barasında bir gerilim düzensizliğinin olduğu belirlendiğinde, bu gerilim düzensizliğinin giderilmesi amacıyla j ($m+1 < j < n$) barasında kapasitör/reaktör anahtarlama gerçekleştirilmek istenmektedir. Böylelikle duyarlılık faktörü:

$$S_6(i, j) = \frac{\Delta V_i}{\Delta Q_j} \quad (2.1)$$

J barasındaki reaktif güç değişimi ile i barasındaki gerilim değişimi arasındaki ilişkiyi vermektedir. j barasında gerçekleşecek reaktif güçteki ΔQ 'luk bir artışın, i barasındaki gerilimde yaratacağı ΔV 'lik artışın maksimum olması için duyarlılık faktörü $S_6(i, j)$ 'nin en büyük değerinde olması gerekmektedir.

LP yaklaşımının ve gerilim regülasyonunun gerçekleştirilmesi için öncelikle amaç fonksiyonları ve şebeke kısıtlamaları belirlenmektedir. Amaç fonksiyonlarının belirlenmesinden önce şebeke işleticileri ile istişarelerin yapılması gereklidir. Yapılan bu istişareler sonucu sık uygulanan ve en efektif şebeke kontrol aksiyonları elde edilecektir. Bu sayede en düşük anahtarlama aksiyonu ile gerilim regülasyonu sağlanarak, şebeke

elemanının kullanım ömrünün azalması ve bakım – onarım giderlerinin azalması hedeflenmektedir. Başka bir söylem ile;

$$\min z = \sum_i x_i \quad (2.2)$$

x_i değeri i barasındaki devreye alınan veya çıkarılan kapasitör/reaktör sayısı veya trafo kademe sayılarını ifade etmektedir.

LP yaklaşımında kontrol edilen şebeke kısıtlamaları aşağıdaki gibidir:

$$\Delta Q_i^{min} \leq \Delta Q_i \leq \Delta Q_i^{max} \quad \{m + 1 \leq i \leq n\} \quad (2.3)$$

$$\Delta t_{pq}^{min} \leq \Delta t_{pq} \leq \Delta t_{pq}^{max} \quad (2.4)$$

$$\Delta V_i^{min} \leq \Delta V_i \leq \Delta V_i^{max} \quad \{m + 1 \leq i \leq n\} \quad (2.5)$$

Üretim tesislerinin VAR üretim/tüketim sınırları kişisel bilgisayarların hesaplama kapasitelerini aşması dolayısı ile dahil edilmemiştir. Eğer bilgisayar performansı ile ilgili herhangi bir kısıtlama yoksa eğer bu kontrol kısıtlamalarına ekstra değişkenler eklenebilir.

Sonuç motoru öncelikle güç sisteminden elde edilen verileri veri tabanından okuyarak Volt/VAR optimizasyonuna başlar. Veri tabanından elde edilen veriler bara gerilimleri, duyarlılık faktörleri, anahtarlanabilir kapasitör/reaktörler ve ayarlanabilir trafo kademeleridir. Hesaplama yükünü azaltılması ve böylece daha hızlı işlemlerin gerçekleştirilmesi adına şebeke belli bölgelere ayrılmış ve bu bölgelerde yaşanan gerilim sıkıntıları yalnızca o bölgeye ait olan şebeke elemanlarınca giderilebileceği belirlenmiştir. Şekil 2.5’deki kontrol algoritmasında alansal kontrol blok 4-10 arasında görülebilir.

Blok 5 ve 6’da gerilim regülasyonuna yalnızca anahtarlanabilir kapasitör ve reaktörler katılmaktadır. Algoritmanın bu basamağında trafo kademelerinin kullanılmak istenmemesinin sebepleri;

- Trafo kademelerinde yapılan değişimler trafonun kullanım ömrünü azaltmaktadır. Bu nedenden dolayı gerilim regülasyonu kapasitör ve reaktör anahtarlamaları ile giderildiği sürece trafo kademelerinin değiştirilmemesi istenmektedir.
- Kapasitör ve reaktörlerin şebekeye etkileri lokal olmakta iken trafo kademe değişiminin etkileri tüm şebekede görülmektedir. Bu çıkarım aynı zamanda duyarlılık faktörleri vasıtası ile de gerçekleştirilebilir (S2 ve S6 duyarlılık faktörleri).



Şekil 2.5. Sonuç Motorunun Gerilim Regülasyonunu Gerçekleştirmek için Kullanılan Kontrol Algoritmasına ait Akış Şeması

Eğer anormal gerilimler blok 11’deki LP yaklaşımından elde edilen kapasitör ve reaktör anahtarlamaları ile giderilebiliyorsa, uzman sistem kontrol aksiyonunu sonuçlandırır ve sonuçları yazdırır. Aksi halde, trafo kademe değiştiricileri de kontrol algoritmaları içine blok 6’da dahil edilir.

Eğer şebekedeki gerilim regülasyonu trafo tap değişimi ve kapasitör/reaktör anahtarlamaları ile giderildiyse, uzman sistem kontrol aksiyonunu çıkarır ve kendini durdurur. Aksi halde, sistem operatörlerine alarm sinyali gönderir.

2.3.2. Dağıtım önetim sisteminde (DMS) merkezi kontrol bazlı gerilim optimizasyonu

Bu çalışmada dengesiz, radyal veya ring, üzerinde birden fazla üretim kaynağının bulunduğu şebekelerde kapasitör bankları ve gerilim regülatörleri kullanılarak gerçekleştirilmiş Volt/VAR optimizasyonu uygulaması anlatılmıştır. Bu uygulama büyük ve kompleks şebekelerde Volt/VAR optimizasyonunu oldukça hızlı olarak

gerçekleştirmekte ve enerji kaybı, enerji talebinin azaltılması ile gerilim regülasyonu gerçekleştirmektedir. (Liu, Zhang, 2000)

Bu uygulama aynı zamanda SCADA ve DMS sistemleri ile tamamıyla uyumlu olarak çalışmaktadır ve aşağıda belirtilen Volt/VAR optimizasyonunun olmazsa olmazı olan iki özelliği bünyesinde barındırmaktadır:

1. Çift yönlü haberleşme yapısı
2. Büyük ve kompleks şebekelerdeki Volt/VAR optimizasyonu sağlayan algoritma

Gerçek anlamda Volt/VAR optimizasyonunun gerçekleştirilmesi adına iki önemli adım aşağıda verilmiştir:

1. Dağıtım şebekesinin tam modelinin oluşturulması
2. Etkin ve güçlü optimizasyon gerçekleştiren algoritmanın geliştirilmesi

Geliştirilen optimizasyon uygulaması aşağıdaki karakteristiklere sahip büyük ve karmaşık şebekeler üzerinde başarılı sonuçlar vermektedir:

- Üç fazlı dengesiz yüklenmelerin olduğu şebekeler
- Radyal veya ring şebekeler
- Üzerinde birden fazla üretim kaynağı bulunan şebekeler
- Çeşitli trafo bağlantılarının bulunduğu şebekeler (Y/Y, Y/Δ, Δ/Y, Δ/Δ, topraklı veya topraklanmamış)
- Çeşitli yük bağlantılarının bulunduğu şebekeler (Y veya Δ)
- Çeşitli özellikte yüklerin bulunduğu şebekeler (sabit güç, sabit direnç vb.)
- Tek-faz kontrol veya üç faz kontrolün gerçekleştirildiği şebekeler.

Geliştirilen Volt/VAR optimizasyon en temel amacı aşağıda belirtilen kısıtlamaların izin verdiği ölçüde enerji kaybı, güç talebi, gerilim değişimi, yüklenme oranı ihlallerinin toplamalarını minimum değerde tutmaktır:

- Güç akışı hesaplamaları (üç faz, dengesiz, ring şebekelerde)
- Gerilim kısıtlamaları (faz-nötr veya faz-faz kısıtlamalar)
- Akım kısıtlamaları (kablo, havai hat, trafo, nötr akımı, topraklama direnci)
- Kademe değişimi kısıtlamaları (kademe değişim sayısı)
- Anahtarlama kısıtlamaları (kapasitör)

Volt/VAR optimizasyonu problemi kapasitör çözümlü (VAR) optimizasyon ve regülatör (gerilim) çözümlü optimizasyon olarak ikiye ayrı olarak çalışmaktadır. VAR optimizasyonu mixed integer quadratic program olarak, gerilim optimizasyonu ise LP problemleri sıraları şeklinde formüle edilmiştir. (Saber, Senjyu, 2007)

Bu çalışmada geliştirilen Volt/VAR optimizasyonu uygulaması 1600 ile 7800 arası boğum noktasına sahip, 1600 ile 8100 branşman bulunduran şebekelerde

denenmiştir. Bu şebekeler üzerinde çalışan algoritma her bir durum için gerçekleştirdiği optimizasyon hesaplamalarını 10 sn'den az bir sürede tamamlamaktadır. VOLT/VAR optimizasyonunu uygulandığı fider bilgileri Çizelge 2.1'de görülmektedir.

Çizelge 2.1. Pilot Fider Değerleri

ID	Komp.	No.	Düğüm No.	Yük No.	Hat No.	Kapasitör Grup No.	Reg. Xfrm No.
1	1760	4	2019	834	2097	7	1
2	2455	3	2838	1293	2898	8	1
3	4869	4	5577	2595	5748	6	2
4	2327	6	2622	924	2757	8	1
5	2167	5	2460	855	2559	6	0
6	1406	4	1599	528	1680	4	1
7	4512	4	5100	2574	5277	8	2

Gerçekleştirilen pilot uygulamalarda sırası ile kapasitör çözümlü optimizasyon, gerilim regülatörü çözümlü optimizasyon ve hem kapasitör hem de gerilim regülatörü çözümlü optimizasyon olarak ayrı ayrı çözüm yöntemleri uygulanmıştır. Kapasitör çözümlü optimizasyon öncesi ve sonrası değerler ile elde edilen iyileşme değerleri Çizelge 2.2 ve Çizelge 2.3'de görülmektedir.

Çizelge 2.2. Kapasitör Çözümlü Optimizasyon Öncesi Ölçüm Değerleri

ID	Yük Seviyesi	Sabit Güç Yüğü	Temel Talep (kW)	Temel Kayıp (kW)	Kontrol Tipi
1	20%	100%	6605.0	36.5	Ganged
2	20%	100%	8341.1	98.5	Ganged
3	20%	100%	9614.8	91.6	Ganged
4	20%	100%	2941.1	139.5	Ganged
5	20%	100%	2629.6	121.9	Ganged

Çizelge 2.3. Kapasitör Çözümlü Optimizasyon Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri ve Değişimleri

ID	Optimal Talep (kW)	Optimal Kayıp (kW)	Talep İndirgeme (kW)	Kayıp İndirgeme (kW)	Kayıp İndirgeme
1	6599.1	30.5	5.9	5.9	16.30%
2	8313.4	70.7	27.8	27.8	28.20%
3	9612.3	89	2.5	2.5	2.80%
4	2862.3	60.6	78.8	78.9	56.50%
5	2547.2	39.5	82.4	82.4	67.60%

Gerilim regülatörü çözümlü optimizasyon öncesi ve sonrası değerler ile elde edilen iyileşme değerleri Çizelge 2.4 ve Çizelge 2.5'te görülmektedir. Objective sütunu gerilim seviyesi aşımı görülen fiderlerde toplam talep değerinden yüksektir. Objective değeri toplam talep ile gerilim seviyesinin aşımının ceza faktörü ile ağırlıklandırılmış değerinin toplamıdır. ID 6'da görüldüğü üzere eğer yüklerin hepsi sabit güç yük ise gerilim seviyesinin değişimi kayıplarda çok küçük bir miktar değişim yaratır. Eğer sabit empedans yüklerin ağırlığı bir şebeke üzerinde fazla ise gerilim seviyesinin değişimi toplam talepte önemli bir düşüş sağlar.

Çizelge 2.4. Gerilim Regülatörü Çözümlü Optimizasyon Öncesi Şebeke Ölçüm Değerleri

ID	Yük Seviyesi	CPL	Temel Talep (kW)	Temel Nesne (kW)	Kontrol Tipi
1	30%	50%	10000.5	10000.4	Unganged
2	30%	50%	12912.8	14748.4	Unganged
3	30%	50%	14618.2	14618.2	Unganged
4	30%	50%	4627.8	24808.1	Unganged
6	45%	100%	3784.1	7152.7	Unganged
7	30%	50%	15567	16319.8	Unganged

Çizelge 2.5. Gerilim Regülatörü Çözümlü Optimizasyon Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri ve Değişimleri

ID	Optimal Talep (kW)	Opt. Nesne (kW)	Talep İndirgeme (kW)	Nesne İndirgeme (kW)	Talet İndirgeme.	Obj. Reduct.
1	9548.4	9548.4	452.1	452	4.50%	4.50%
2	12254	12254	659.2	2495	5.10%	17%
3	14417	14417	201	201	1.40%	1.40%
4	4571.6	18072	56.2	6736	1.20%	27%
6	3784.8	3784.8	-0.8	3368	0.00%	47%
7	14909	15108	657.8	1212	4.20%	7.40%

Hibrit optimizasyon öncesi ve sonrası değerler ile elde edilen iyileşme değerleri Şekil 2.6 ve Çizelge 2.7 'de görülmektedir.

Çizelge 2.6. Volt/VAR Optimizasyonu Öncesi Şebeke Ölçüm Değerleri

ID	LA	CPL	Temel Talep (kW)	Temel Kayıp (Kw)	Kapasitör Kontrolü	Xfrm Kontrolü
1	30%	50%	10000.5	74.6	Gang	Ungang
2	30%	50%	12912.8	184.4	Gang	Ungang
7	30%	50%	15567	149.2	Gang	Ungang

Çizelge 2.7. Volt/VAR Optimizasyonu Sonrası Şebeke Ölçüm Değerleri

ID	Opt. Talep (kW)	Opt. Kayıp (kW)	Talep İndirgeme (kW)	Kayıp İndirgeme (kW)	Talep İndirgeme %	Kayıp İndirgeme %
1	9419.1	69.2	581.3	5.4	5.80%	7.20%
2	12728	162.2	184.4	22.3	1.40%	12%
7	14925	144.1	641.9	5.1	4.10%	3.40%

2.3.3. Sanal karınca kolonisi optimizasyonu kullanılarak dağıtım şebekelerindeki günlük Volt/VAR kontrolünün gerçekleştirilmesi

Son yıllarda Volt/VAR kontrolü için geniş yelpazede bulunan çeşitli algoritmalar (genetik algoritma, parçalı kalabalık optimizasyonu, bal arısı kur optimizasyonu) kullanılmaktadır. Bunlardan biri olan karınca kolonisi, algoritması kombinasyonel optimizasyon problemlerin çözülmesi amacıyla kullanılan deneysel biyolojik modelleme metodudur. Bu metod orta ölçekli kombinasyonel olasılık uzayı barındıran kolay problemlerde iyi performans göstermekte fakat Volt/VAR optimizasyonu gibi büyük ölçekli problemlerde istenilen optimizasyonu sağlayamamaktadır. Bu nedenle bu çalışmada karınca kolonisi optimizasyonunun çözüm sınırlarını aşan Volt/VAR optimizasyonu için Sanal Karınca Kolonisi Optimizasyonu (BACO) geliştirilmiş ve kullanılmıştır. (Hsiao, Chuang, 2004)

Çok amaçlı bu optimizasyon yöntemi aşağıdaki hedefleri öncelikleri doğrultusunda gerçekleştirmektedir:

- Ana trafonun ikinci tarafındaki gerilim değişimlerinin minimize edilmesinin sağlanması
- Toplam teknik kaybın azaltılması
- On Load Tap Changer (OLTC) değişimlerinin ve kapasitör anahtarlamalarının minimizasyonunun sağlanması
- Şebekedeki gerilim düşümlerinin/aşımalarının engellenmesi

Optimal bir Volt/VAR kontrolü, her bir saat için ayrı ve doğrusal olmayan bir problemin çözümü ile gerçekleşmektedir. Bu nedenle, analitik hiyerarşi süreci (AHP) stratejisi ve BACO algoritması temelinde kullanılmıştır. Bu yaklaşımın oturtulmuş özel bir çözüm yöntemi Volt/VAR optimizasyonu bu çalışma özel etkilerinin görülmesi adına IEEE 33-bara ve 69-bara sistemleri üzerinde genetik algoritma ve parçalı kalabalık optimizasyonu ile performans karşılaştırmaları gerçekleştirilmiştir.

Çalışma kapsamındaki Volt/VAR kontrolünün dağıtık üretim tesisleri göz önüne alınarak OLTC kademe durumları ve kapasitör anahtarlama durumlarının bir gün önceden belirlenmesini amaçlamaktadır. Bunu gerçekleştirirken ana trafonun sekonder tarafının geriliminin değişiminin minimumda tutulması, toplam teknik kaybın minimize edilmesi,

OLTC kademe değişimi ile kapasitör anahtarlamalarının minimize edilmesi ve şebekedeki gerilim regülasyonunun sağlanması da hedeflenmektedir. Her bir saatteki yeni yüklenme durumları için bunlar tekrarlanmaktadır. (Liang, Cheng, 2001)

Yukarda sayılan 5 yan amaç için hazırlanan amaç fonksiyonu aşağıdaki gibidir:

$$\min(w_1f_1 + w_2f_2 + w_3f_3 + w_4f_4 + w_5f_5) \quad (2.6)$$

w katsayısı ile ağırlıklandırılan f faktörleri sırası ile aşağıdaki gibidir:

$$f_1 = \sum_{i=1}^N P_{loss,i} \quad (2.7)$$

$$f_2 = \sum_{i=1}^N |V_{2,i}| \quad (2.8)$$

$$f_3 = \frac{1}{N_L} \sum_{h=1}^{N_L} \sum_{i=1}^N |V_{h,i} - V_{h,i-1}| \quad (2.9)$$

$$f_4 = \sum_{i=1}^N |TAP_i - TAP_{i-1}| \quad (2.10)$$

$$f_5 = \sum_{k=1}^{C_K} \sum_{i=1}^N |C_{k,i} \oplus C_{k,i-1}| \quad (2.11)$$

- $P_{loss,i}$ i ile i+1. Saatler arasında gerçekleşen teknik kayıp değeridir.
- $V_{2,i}$ ana trafonun sekonder tarafında i. Saatte görülen gerilim değişimidir.
- $V_{h,i}$ h barasında i. Zamandaki gerilim değeridir, N_L sistem yük baralarının toplam sayısıdır.
- TAP_i i. Zamanda OLTC'nin kademe pozisyonudur.
- $C_{k,i}$ k kapasitörünün i. Zamandaki anahtarlama durumu, C_T şebekedeki toplam kapasitör sayısıdır.

Amaç fonksiyonu aynı zamanda aşağıdaki kısıtlılara da uyum sağlamak zorundadır:

Bara gerilimleri:

$$\Delta V_{min} < \Delta V_{h,i} < \Delta V_{max} \quad (2.12)$$

Yük akışı hat limitleri:

$$S_{TX,i} < S_{TX,rat.} \quad (2.13)$$

Günlük OLTC çalışma limitleri:

$$S_{TX,i} < S_{TX,rat.} \quad (2.14)$$

Günlük kapasitör anahtarlama limitleri:

$$\sum_{i=1}^N |C_{k,i} \oplus C_{k,i-1}| \leq CM_k \quad (2.15)$$

Sanal Karınca Kolonisi Optimizasyonu biyolojik karıncalardan ilham alınarak geliştirilmiş olan sanal karıncaların boğumdan boğuma gezdirilmesi ile optimizasyon problemlerinin çözülmesini amaçlayan bir yöntemdir. Sanal karıncalar da biyolojik karıncalar ile benzer özellikler göstermektedir. Boğumlar arası yolculuğu önceki hareketlerine göre gerçekleştirir. Sanal karıncalar biyolojik benzerleri gibi geçtikleri patikalar üzerine feromon bırakır. Bu feromon miktarı her bir karınca ilk boğumdan, son boğuma doğru turunu tamamladığında güncellenir. Feromon miktarının en fazla olduğu patika en uygun yol olarak belirlenir. Sanal karıncaların tek bir çözümde takılı kalmaması için feromon miktarı zamanla azalma göstermektedir. (Dorigo, Stützle, 2004)

BACO algoritmasının adımları aşağıdaki gibidir:

Adım 1: Parametrelerinin belirlenmesi

BACO algoritmasının optimum çözümleri gerçekleştirmesi için parametrelerin belirlenmesi oldukça önem kazanmaktadır. Farklı parametre değerlerinde BACO algoritması farklı sonuçlar üretmektedir.

Adım 2: Kodaçımı dizaynı

- Optimizasyon fonksiyonunun büyüklüğü boğumlar arası dolaşacak karınca sayısını belirlemektedir.

Adım 3: Her bir karıncanın geçiş olasılığının hesaplanması

- Karınca k tarafından seçilen boğum her bir elemanın geçiş olasılığına göre belirlenir.

Adım 4: Uygunluk değerlendirilmesi

- Bu adımda tüm karıncalar turlarını tamamlayarak, kontrol değişkeni x hesaplanır.

Adım 5: Güncelleme kuralı uygulanması

- Patikalardaki feromon miktarları hesaplanır.

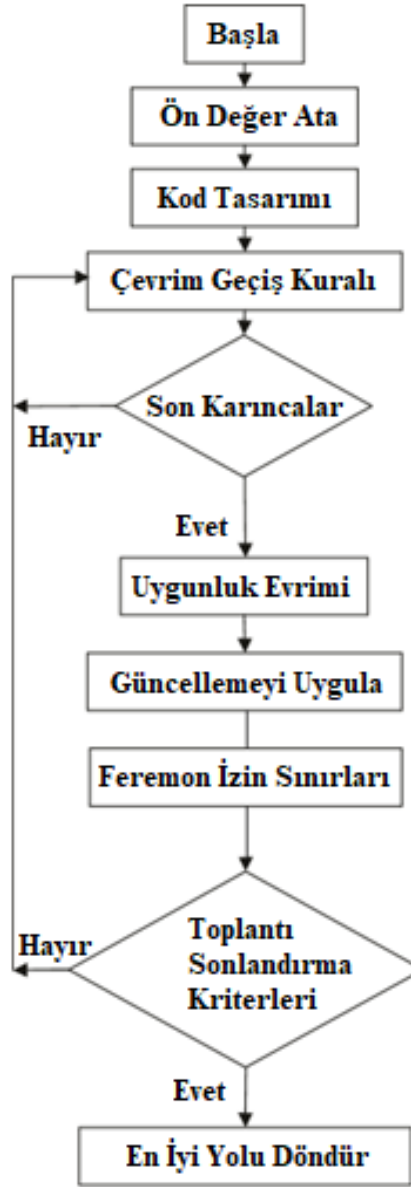
Adım 6: Feromon izleme limitleri

- İlgili olmayan patikaların değerlendirilmeye alınmaması adına feromon üst ve alt limitleri belirlenir.

Adım 7: Durumun sonlandırılması

- Algoritma maksimum iterasyon sayısına ulaştığında durur aksi takdirde algoritma adım 3'den tekrar başlar.

Algoritmanın akış şeması Şekil 2.6'da gösterilmiştir.



Şekil 2.6. BACO Algoritması Akış Şeması

Çok amaçlı Volt/VAR kontrolü AHP metodunun tek amaçlı optimizasyonu olarak değiştirilebilir. Tek amaçlı optimizasyon problemi BACO algoritması kullanılarak rahatça çözülür. Hesaplama prosedürünün gösterildiği şematik akış şeması Şekil 2.7’de gösterilmiştir. Bu akış şeması aşağıda açıklanan adımlardan oluşmaktadır:

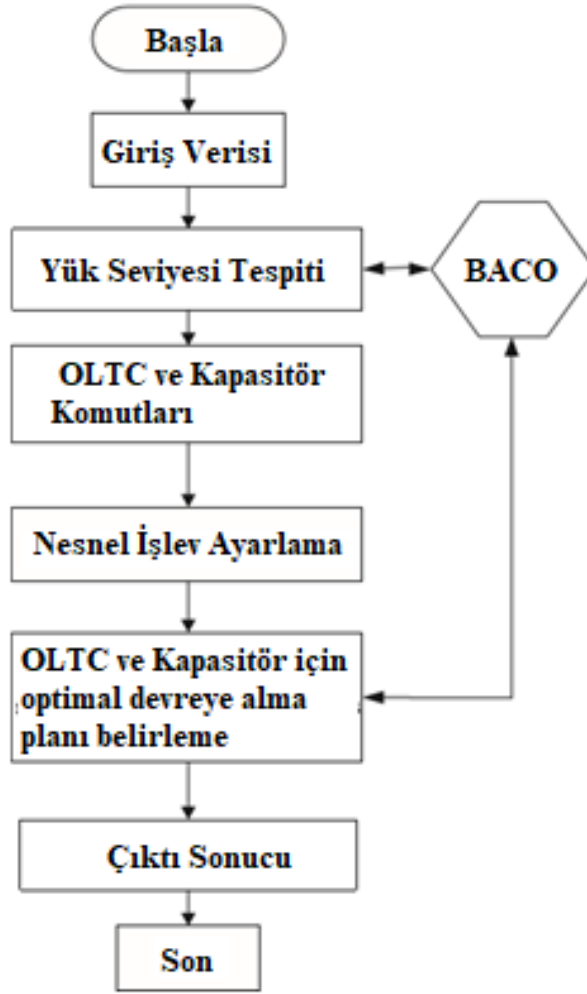
Adım 1: Şebeke modeli hazırlanır.

Adım 2: Her bir yük seviyesinin başlangıç ve bitiş zamanları belirlenir.

Adım 3: AHP tabanlı ağırlık faktörleri belirlenir.

Adım 4: BACO uygulanır.

Adım 5: Durdurma kriteri kontrol edilir. (etkin uygunluk fonksiyonu değeri veya maksimum iterasyon sayısı)



Şekil 2.7. Volt/VAR Kontrol Algoritması Akış Şeması

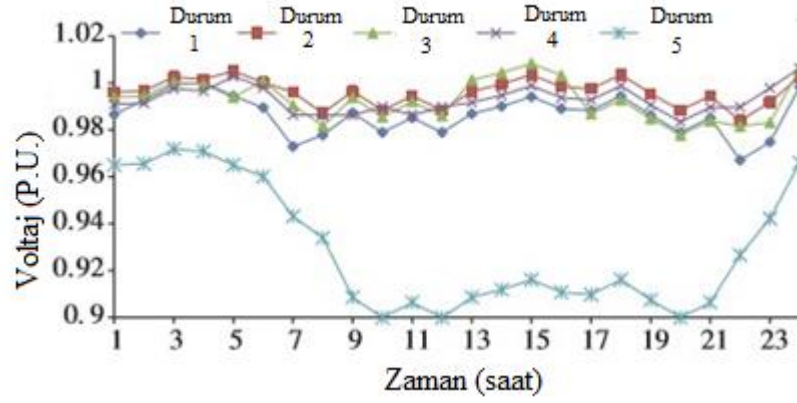
Bu çalışma özelinde geliştirilen Volt/VAR kontrol optimizasyonu IEEE 33-bara ve IEEE 69-bara şebekeleri üzerinde simüle edilmiştir. Simülasyonlar 4 ana durum üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu 4 ana durum özet olarak:

- Dağıtık üretim santrallerini tamamen şebekeden çıkarılması
- Dağıtık üretim santrallerinin sabit bir güç faktörü ile devreye alınması
- Dağıtık üretim santrallerinin sabit olarak $Q=0,3$ MVar üretiminin sağlanması
- Dağıtık üretim santrallerinin baralarındaki gerilim değerine göre $Q=-0,3$ MVar ile $Q=0,3$ MVar aralığında reaktif güç üretimlerini değiştirmesi

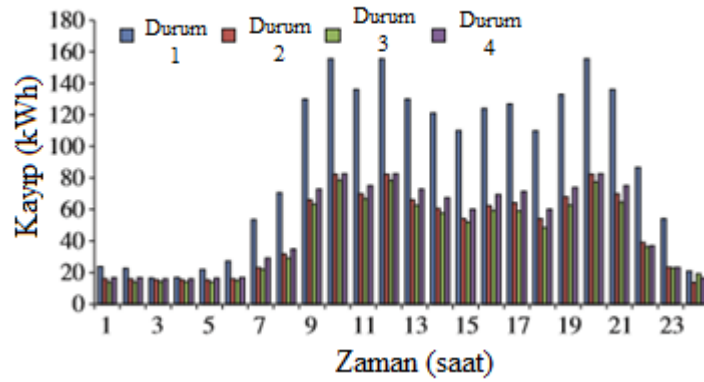
Gerçekleştirilen simülasyonlar sonucu amaç fonksiyonlarının değerleri ve saatlik gerilim profilleri aşağıdaki gibi gerçekleşmiştir:

Çizelge 2.8. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Amaç Fonksiyonu Değerleri

	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
f_1 (MWH)	2.1386	1.1073	1.0462	1.1856
f_2 (pu)	0.5910	0.3728	0.3168	0.2316
f_3 (pu)	0.3391	0.2006	0.2125	0.2123
f_4	10	9	9	6
f_5	11	7	8	5



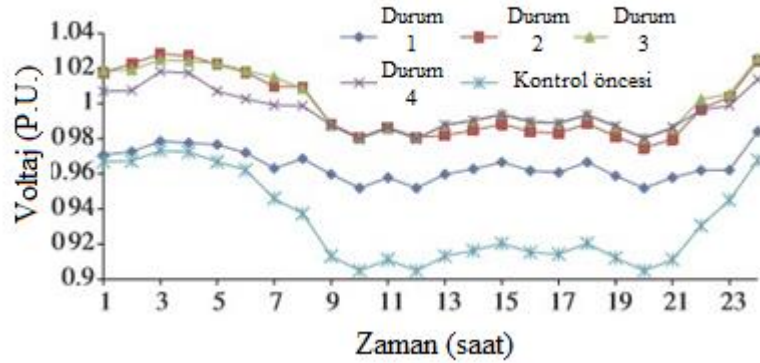
Şekil 2.8. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu 18. Baradan Elde Edilen Saatlik Gerilim Profili



Şekil 2.9. IEEE 33-Baralık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Saatlik Teknik Kayıp Değerleri

Çizelge 2.9. IEEE 69-Baralılık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu Elde Edilen Amaç Fonksiyonu Değerleri

	Durum 1	Durum 2	Durum 3	Durum 4
f_1 (MWH)	2.2213	0.5641	0.3675	0.3843
f_2 (pu)	0.4564	0.1078	0.0884	0.1519
f_3 (pu)	0.3625	0.1396	0.1238	0.1201
f_4	9	4	2	9
f_5	8	7	9	5



Şekil 2.10. IEEE 33-Baralılık Şebekesinde Gerçekleştirilen Simülasyon Sonucu 65. Baradan Elde Edilen Gerilim Profili

2.3.4. Zaman-Aralığı yaklaşımı ile dağıtım sisteminde Volt/VAR kontrolü

Bu çalışma kapsamında şebekedeki tüm Volt/VAR kontrol elemanları kullanılarak Volt/VAR kontrolü için off-line kontrol stratejisi oluşturulmuştur. Çalışmanın ana amacı gün öncesi tüketim tahminlerinden yararlanılarak enerji kayıplarını minimize edecek bir kontrol senaryosu oluşturmaktır. Bu senaryonun oluşturulmasında on-load tap changer (OLTC) kademe değişimi ve kapasitör anahtarlama sınırlamalarına ve gerilim limitlerine de dikkat edilmektedir. OLTC'nin kademe değişimlerinin basitleştirilmesi adına trafonun sekonder tarafındaki yük profili genetik algoritma kullanılarak birden fazla yük seviyesine bölünmüştür. Böylece OLTC kademe değişimleri her bir yük seviyesinde süresince değişmemektedir. Trafonun primer tarafının gerilimi gün içinde kritik değişimle göstermediğinden dolayı sekonder tarafındaki değişim yüklenme ile doğru orantılı olarak değişmektedir. Aynı zamanda trafonun sekonder barasına bağlı olan kapasitörlerin de günlük anahtarlama sayısı iki ile sınırlandırılmıştır. (Hu, Wang, Chen, 2003)

Fider teknik kayıplarının minimize edilmesi adına kullanılan amaç fonksiyonu:

$$J = \text{Min} \sum_{i=1}^{24} (\Delta P_i + \Delta P_{i+1}) \Delta T_i / 2 \quad (2.16)$$

$\Delta T_i = i$ ile $i+1$ zamanları arasında geçen süresidir

$\Delta P_i, \Delta P_{i+1} = i$ ile $i+1$ zamanlarındaki teknik kayıp miktarıdır

Bu amaç fonksiyonu aşağıdaki şebeke sınırlarına bağlı olarak teknik kayıpların minimize edilmesini sağlamaktadır:

$$\Delta V_{min} < \Delta V_{m,i} < \Delta V_{max} \quad (2.17)$$

$$\sum_{i=1}^{24} |TAP_i - TAP_{i-1}| \leq MK_T \quad (2.18)$$

$$\sum_{i=1}^{24} |C_{m,i} \oplus C_{m,i-1}| \leq MK_{Cm} \quad (2.19)$$

$V_{m,i} = m$ boğumunda, i zamanındaki gerilim değeri $V_{max}, V_{min} =$ Boğumsal gerilim limitleri

$TAP_i = i$ saatindeki kademe değeri

$MKT =$ OLTC için maksimum anahtarlama sayısı $C_{m,i} = i$ zamanındaki, m kapasitörünün durumu

$MK_{cm} = m$ kapasitörü için maksimum anahtarlama sayısı

Yük seviyelerinin belirlenmesi için kullanılan uygunluk fonksiyonu aşağıdaki gibidir:

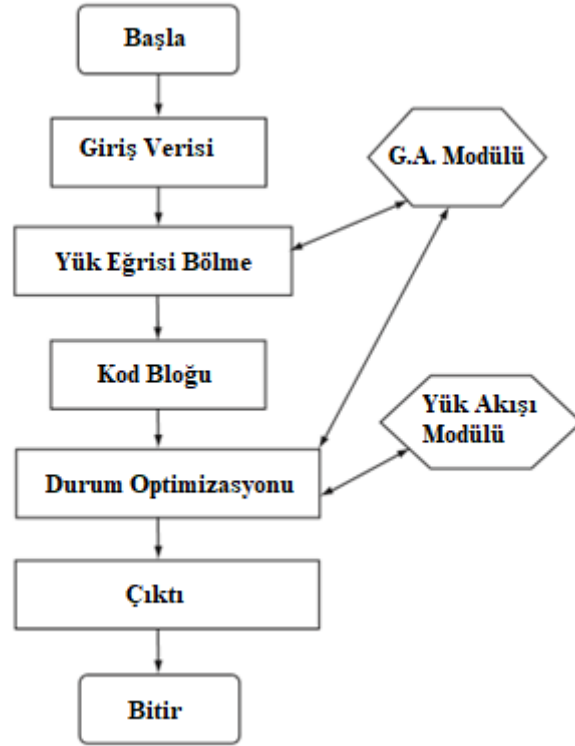
$$F = F_{max} - \text{Min} \sum_{i=1}^S \sum_{j=1}^{K_i} [(P_{ij} - PA_i)^2 + (Q_{ij} - QA_i)^2] \quad (2.20)$$

$F_{max} =$ sabit (uyumluluk fonksiyonunu standart forma çevirir)

$P_{ij}, Q_{ij} = j$. Yük noktasındaki ve i . Yük seviyesindeki aktif ve reaktif güç değeri
 $PA_i, QA_i = i$. Yük seviyesindeki ortalama aktif ve reaktif güç değeri

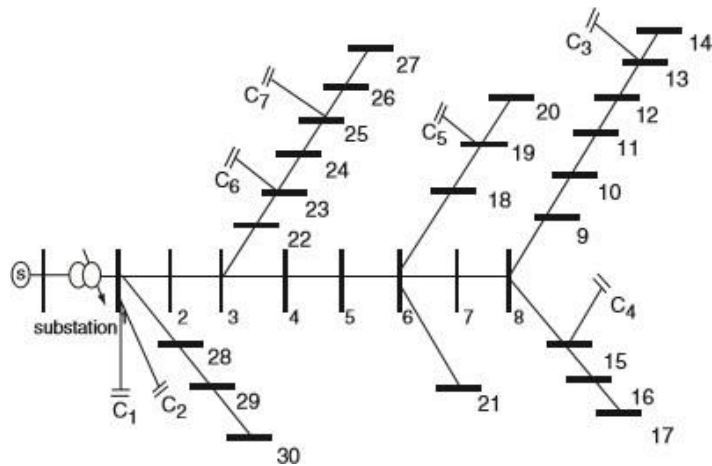
$K_i = i$. Yük seviyesindeki toplam yük noktası

Volt/VAr kontrolü genel algoritmasının akış şeması genel olarak 2.11'de görülmektedir.



Şekil 2.11. Volt/Var Kontrol Algoritmasının Akış Şeması

Metodun etkisinin ölçülmesi adına hazırlanan metot Şekil 2.12’de görülen şebeke üzerinde simüle edilmiştir. Tek hat üzerinde bulunan trafonun 17 kademe ayarı olup, +5% ile -5% arasında gerilim değişimi yaratabilmektedir. Şebeke üzerindeki kapasitör büyüklükleri Çizelge 2.8’de görülmektedir. Boğum 0 ile boğum 1 arasında bulunan trafonun empedansı $(0.0178 + j0.3471)$ ve nominal gücü 52.9 MVA’dır. Her branşman arası 1 mil, $MK_T = 30$ ve $MK_C = 2$ ’dir.

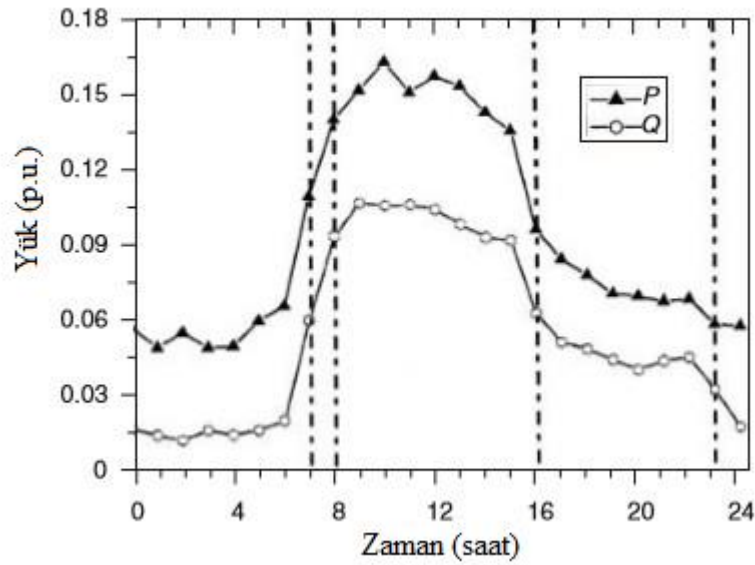


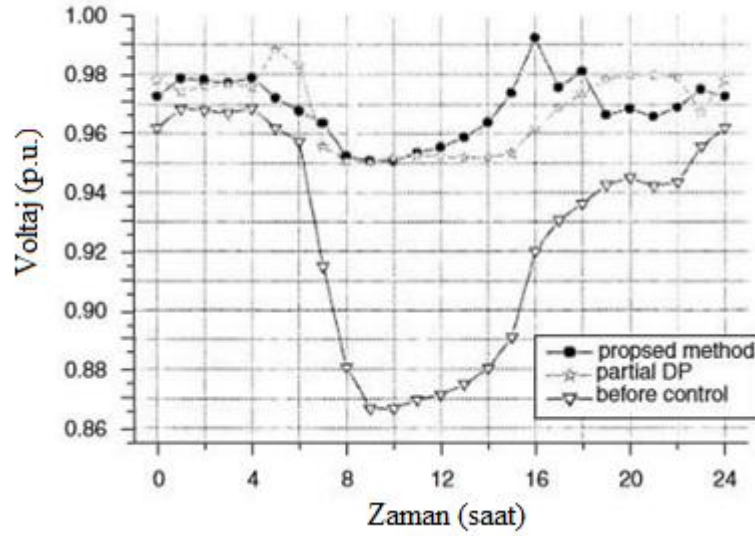
Şekil 2.12. Test Dağıtım Sistemi Tek Hat Şeması Çizelge 2.10 Dağıtım Şebekesindeki Kapasitör Büyüklükleri

Çizelge 2.10. Dağıtım Şebekesindeki Kapasitör Büyüklükleri

Kapasitör Numarası	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Bara Numarası	1	1	13	15	19	23	25
Kapasitör Gücü (kVAR)	900	600	600	600	300	900	900

Simülasyonlarda kullanılan yük profili ve yük seviyeleri Çizelge 2.10'da görülmektedir. Gerçekleştirilen analizler sonucu boğum 14'deki gerilimin sistemin en düşük gerilim seviyesinin görüldüğü nokta olarak tespit edilmiştir ve boğum 14'deki gerilim profilinin çeşitli durumlardaki gerilim seviyelerinin çizdirildiği grafik Şekil 2.14'da görülmektedir. Algoritma tarafından elde edilen kontrol senaryosu uygulandığında boğum 14'deki gerilim profilinin çok daha iyileştiği net bir şekilde görülmektedir. (Partial DP, parçalı dinamik programlama metodunun uygulandığı optimize edilmiş çözümdür. [1])

**Şekil 2.13.** Simülasyonda kullanılan yüklenme profili



Şekil 2.14. Boğum 14'ün Gerilim Profili

2.4. Volt/VAR Optimizasyonu için Solar Santrallerin Kullanıldığı Benzer Uygulamalar

Literatürde gerçekleştirilmiş olan çalışmalar arasından bahsedilen yönetime en yakın olanı 2016 yılında Amerika'da Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından gerçekleştirilmiştir. Çalışmada hali hazırda belirli bir DMS fonksiyonunca kontrol edilen gerilim regülasyonu için gerekli elemanların bulunduğu ve Volt/VAR kontrolünün zaten uygulanmakta olduğu bir fider üzerinde, sistemdeki güneş enerjisi santrallerini de bu Volt/VAR kontrolüne dahil ederek daha verimli bir konfigürasyonun olup olmadığı araştırılmıştır, farklı işletme durumları denenmiş ve sonucunda elde olan elemanların işletilmesinde ki en optimum yöntem kararlaştırılmıştır. Lokal inverter kontrolünde her invertör için ayrı ayrı farklı set değerleri belirlenebilmektedir. Merkezi kontrolde ise sisteme bağlı her inverter aynı değerler ile çalıştırılmaktadır. Senaryolar içerisinde hangi elemanların DMS üzerinden Volt/VAR (IVCC) kontrolüne dahil edildiği de belirtilmektedir. Ancak bu sonuç bu bölgede kullanılan elemanlar ve GES'lerin bağlantı noktası özelinde bir sonuçtur. (Palmitier, Giraldez, Gruchalla 2016)

2013 yılında Pedram Jahangiri ve Dionysios Aliprantis tarafından gerçekleştirilmiş çalışmada çatılardaki fotovoltaik santrallerin (PV) mevcut dağıtım sistemlerine entegrasyonunun önündeki en büyük teknik engel olan, dağıtılmış PV kaynaklarından gelen ters güç akışından kaynaklanan voltaj artışının önüne geçebilmek için PV invertörlere uygulanacak, reaktif gücü çekerek veya sağlayarak gerilimi kabul edilebilir sınırlar içinde tutan bir voltaj kontrol döngüsü uygulaması açıklanmaktadır. Çalışmada VAR kontrolüne ilişkin herhangi bir uygulama gerçekleştirilmemiştir, uygulanan gerilim kontrolü ise öncelikle santralin ürettiği gerilimi regüle ederek, şebeke gerilimindeki artışın önüne geçmeye çalışmaktadır. Gerilim düşümüne göre inverter

çıkışlarının set edilmesine dayalı bir gerilim kontrolü uygulanmıştır. Çalışmanın sonucunda şebeke durumuna göre uygulanan karar yapısı ile inverterlere uyguladıkları set değerleri ile santralin ürettiği gerilim değerini regüle ederek şebekedeki gerilim artışını belli bir aralıkta kontrol altına alabilmişlerdir. (Jahangiri, Aliprantis, 2013)

Masoud Farivar, Christopher R. Clarke, Steven H. Low ve K. Mani Chandy tarafından 2011 yılında gerçekleştirilmiş başka bir çalışmada ise geleneksel Volt/VAR kontrolünde gerçekleştirilen anahtarlama yöntemlerine karşı invertörler kullanılarak daha hızlı çözüm üreten bir Volt/VAR kontrol modeli önerisi gerçekleştirilmiştir. Çalışma sonucunda uygulama bölgesinde, inverterlerin şebeke durumuna göre 0,8 – 1 aralığında bir güç faktörü ile çalıştırılması ile fider geriliminde %3' lük bir gerilim düşümünde IEEE 1547 Standardına göre istenen limitlerde VAR kontrolü sağlanabilmiştir. (Farivar, Clarke, Low, Chandy, 2011)

3. MATERYAL VE METOT

3.1. Elektrik Şebekesinde Yük Akışı Hesaplamaları ve Reaktif Güç – Gerilim Değişimi İlişkisi

Elektrik dağıtım şebekelerindeki gerilim profilleri ve hat kayıplarının hesaplanması adına şebeke üzerinde yük akışı hesaplamaları güç sistemlerinin keşfedildiği ilk yıllardan bu yana gerçekleştirilmektedir. Önceki yıllarda daha çok kağıt üzerinde gerçekleştirilen bu yük akışı hesaplamaları teknolojinin ilerlemesi ile birlikte bilgisayar ortamına taşınmış ve çeşitli programlar kullanılarak gerçekleştirilmektedir. Bu programların kısa sürede çok büyük sistemlerde yük akışlarını gerçekleştirmesine rağmen günümüzde satış fiyatları oldukça yüksektir.

Kağıt üzerinde gerçekleştirilecek yük akışı hesaplamalarında, şebekenin ve verilerin basitleştirilmesi hesaplama hızı açısından kritik önem taşımaktadır. Şu iyi bilinmektedir ki bir hat üzerinde dağıtık olarak sıralanmış S kVA yük tarafından oluşan gerilim düşümü hattın sonunda $\frac{1}{2}$ S kVA 'lık bir yükün oluşturduğu gerilim düşümüne eşittir. (Hobson, 1980)

Yük akışı hesaplamalarında yük noktalarından çekilen yük miktarının modellenmesi hesaplamalar adına oldukça önemlidir. Yük modellemelerinde genel olarak kullanılan model sabit P+jQ modelidir. İsminden de anlaşılacağı gibi bu model olası gerilim yükselmelerinde çekilen akımı düşürerek sabit P+jQ'luk bir gücün çekilmesini sağlamaya devam eder. Bu model yalnızca sabit güç yüklerin modellenmesinde gerçeğe yakın analizlerin gerçekleştirilmesini sağlamakta, diğer tip yüklerde ise hesaplamalardan sapmalara yol açmaktadır. (Sakaguchi, Matsumoto, 1983)

Bir diğer yük modeli ise R+jX modelidir. Bu model çekilen gücün gerilimin karesiyle orantılı olarak değişmesini sağlamaktadır. Bu modelde tüm dağıtım yüklerinin tam olarak temsilini gerçekleştirmemektedir. Çoğu yükler bu modelin yansıttığından çok daha az olarak gerilim değişimi ile ilişkilim sağlar. Örneğin akkor lambalar gerilim değerindeki değişimin 1.6 kuvveti oranında aktif güçte değişime maruz kalır. (Schulte, Sheble, Larsen, Wrubel, 1987)

Yük noktasından çekilen akımın sabit davrandığı zaman gerilim değişimi oranında çekilen gücü değiştirecek, aynı zamanda yük akımının az miktar gerilim ile etkileşiminin sağlandığı model dağıtım sistemindeki yük modeli için en uygun model olarak kullanılmalıdır. Böyle bir modellemenin temel hesaplamalar için oldukça ileri seviye bir modelleme olduğu düşünüldüğünde şebeke üzerindeki yüklerin bileşim yükler olarak modellenmesi daha olası bir seçenek olmaktadır. Örneğin bir yük notasındaki yükün belli bir oranı sabit direnç, bir kısmı sabit akım ve bir kısmı ise sabit yük olarak modellenmelidir. (Wollenberg, 1986)

$$P = A_0 + A_1V + A_2V^2 \quad (3.1)$$

$$Q = B_0 + B_1V + B_2V^2 \quad (3.2)$$

Bu yöntemin uygulanabilmesi için abone gruplarının bilinmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Eğer bu bilgi şebeke için önceden toplanmış ise yük akışı hesaplamalarında kullanılabilir. Fakat böyle bir sağlıklı bilgi toplanmamışsa basitliğinden ötürü sabit akım yüklerin yük akışı için kullanılması önerilmektedir.

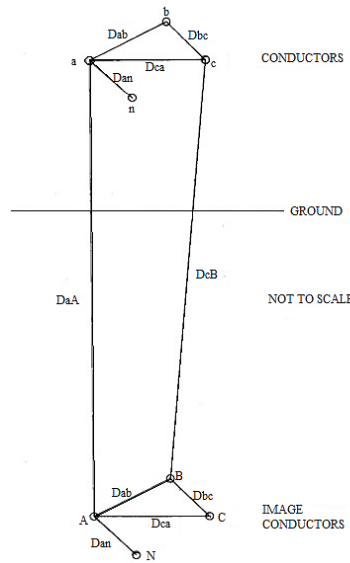
Sayıca fazla ve boyut olarak küçük olan yüklerin modellenmesi için kabul edilmiş genel kurallardan biri eşit oranda dağıtılmış yükler olarak modellenmesidir. Empedansı $Z=R+jX$ olan bir fiderde hat sonu çekilen akımın IR ve hat üstündeki yük noktalarından çekilen akımın ID olduğunu düşündüğümüzde, bir fider üzerindeki gerilim düşümü $Z(IR+ ID/2)$ ve fiderdeki teknik kayıp $R(IR^2+IRID+ ID^2/3)$ olmaktadır. (Talukdar, Cardozo, Perry, 1986)

Dağıtım hatlarının modellenmesi yüklerin modellenmesinden daha basittir. Genel olarak Carson'un klasik yöntemi modelleme için kullanılmaktadır. Şekil 3.1'deki üç faz dört telli dağıtım hattı profilinde a iletkeninin geometrik ortalama çapı D_{aa} ile belirtilmiştir, a iletkeni ile b iletkeni arasındaki uzaklık D_{ab} 'dir. a iletkeninin resistansı ise R_a olarak, toprak akımları A, B, C, ve N olarak gösterilmiştir. (Chen, Hsu, 1989)

Carson'un $f=60$ Hz ve $\rho=100 \Omega\cdot m$ için verdiği sonuçlar;

$$R_A = R_B = R_C = R_N = 9.869 \times 10^{-7} f = 59.21 \times \frac{10^{-6} \Omega}{m} \quad (3.3)$$

$$D_{aa} = D_{bb} = D_{cc} = D_{nn} = \sqrt{\left(\frac{\rho}{f}\right)} = 850 \text{ m} \quad (3.4)$$



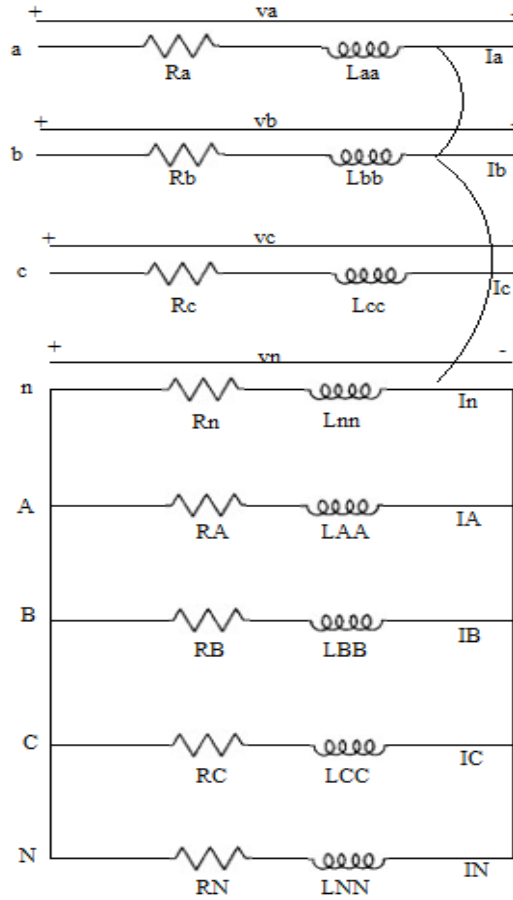
Şekil 3.1. Üç Faz Dört Telli Dağıtım Hattı Profili

D_{aA} değerinin D_{ab} değerinden oldukça büyük olduğu durumda;

$$D_{aA} = D_{bB} = D_{cC} = D_{nN} = D_{aB} = D_{bC} = D_{aN} = \dots = D_{kK} \quad (3.5)$$

Olarak kabul edilebilir. L 'nin birim uzunluktaki indüktans değeri olduğu düşünüldüğünde L_{kk} k iletkeninin birim uzunluktaki kendi indüktans değeri olmaktadır, L_{ij} ise i ve j iletkenleri arasındaki eş indüktans değeridir. (Ho, Hsu, 1989)

$$L_{ij} = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) H/m \quad (3.6)$$



Şekil 3.2. 1m Uzunluğundaki Hattın Kısa Devre Modeli

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ v_n \\ v_n \\ v_n \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_c & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_N & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_N & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_N & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_N & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \\ I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} - j \begin{bmatrix} X_{aa} & X_{ab} & X_{ac} & X_{an} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} \\ X_{ba} & X_{bb} & X_{bc} & X_{bn} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} \\ X_{ca} & X_{cb} & X_{cc} & X_{cn} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} \\ X_{na} & X_{nb} & X_{nc} & X_{nn} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} \\ X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{aa} & X_{ab} & X_{ac} & X_{an} \\ X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{ba} & X_{bb} & X_{bc} & X_{bn} \\ X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{ca} & X_{cb} & X_{cc} & X_{cn} \\ X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{kK} & X_{na} & X_{nb} & X_{nc} & X_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \\ I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Denklem 2.7'de üç faz devrede gerilim ve akım ilişkileri matrisi gösterilmiştir.

$X_{ij} = 2\pi f L_{ij} = 75.4 \times 10^{-6} \ln(1/D_{ij}) \Omega/m$ eşitsizliğinden yola çıkılacak olursa, $X_{kK} =$

$75.4 \times 10^{-6} \ln(1/850) = 508.6 \times 10^{-6} \Omega/m$ olarak hesaplanır. Sonucu son eşitsizlikten çıkarıp aşağıdaki eşitsizlik ile değiştirildiğinde;

$$0 = I_a + I_b + I_c + I_n + I_A + I_B + I_C + I_N \quad (3.8)$$

Ve aşağıdaki eşitsizlikleri tanımlandığında;

$$V_a = v_a - v_n \quad (3.9)$$

$$V_b = v_b - v_n \quad (3.10)$$

$$V_c = v_c - v_n \quad (3.11)$$

Elde edilen matris;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aak} & Z_{abk} & Z_{ack} & Z_{ank} & Z_{kna} & Z_{knb} & Z_{knc} & Z_{knn} \\ Z_{bak} & Z_{bbk} & Z_{bck} & Z_{bnk} & Z_{kna} & Z_{knb} & Z_{knc} & Z_{knn} \\ Z_{cak} & Z_{cbk} & Z_{cck} & Z_{cnk} & Z_{kna} & Z_{knb} & Z_{knc} & Z_{knn} \\ Z_{nak} & Z_{nbk} & Z_{nck} & Z_{nnk} & Z_{kna} & Z_{knb} & Z_{knc} & Z_{knn} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{aan} & Z_{abn} & Z_{acn} & Z_{ann} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{ban} & Z_{bbn} & Z_{bcn} & Z_{bnn} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{can} & Z_{cbn} & Z_{ccn} & Z_{cnn} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \\ I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$Z_{iik} = R_i + jX_{ii} - jX_{kk} \quad i, j = \{a, b, c, n\} \quad (3.13)$$

$$Z_{ijk} = jX_{ij} - jX_{kk} \quad i, j = \{a, b, c, n\} \quad (3.14)$$

$$Z_{knn} = -R_N + jX_{kk} - jX_{nn} \quad i = \{a, b, c\} \quad (3.15)$$

$$Z_{kni} = jX_{kk} - jX_{ni} \quad i = \{a, b, c\} \quad (3.16)$$

$$Z_{iin} = R_N + jX_{ii} - jX_{ni} \quad i, j = \{a, b, c\} \quad (3.17)$$

$$Z_{ijn} = jX_{ij} - jX_{ni} \quad i, j = \{a, b, c\} \quad (3.18)$$

$$Z_{iin} = -R_N + jX_{in} - jX_{nn} \quad i = \{a, b, c\} \quad (3.19)$$

Bir sonraki adımda Kron sadeleştirilmesi ile nötr ve sanal hatlar elimine edilmektedir. (McClelland, Van Home, 1985)

Sadeleştirme sonucu kalan üç eşitsizlik aşağıdaki gibidir;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Bu sonuçlar çaprazlanmamış hatlar için geçerlidir. Eğer simetrik bileşen değişimleri uygulanmışsa, sonuçlar faz sırası bileşenleri arasında eşel birliktelik gösterecektir. Bunun sonucu olarak da pozitif faz sırasındaki akımlar, negatif faz sırası ve sıfır faz sırası şebekelerinde gerilim düşümlerine sebep olacaktır. Fakat yine de bu yaklaşımın tüm hatların hatasız çaprazlanmadığı düşünülse bile genel geçer olarak iyi bir yaklaşım olduğu kabul edilmektedir. (Liu, Tomsovic, 1986)

Çaprazlanan hatlar için kullanılan diagonal ve diagonal olmayan empedansların ortalamasının alındığı eşitsizlik ise;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

halini almaktadır. Yani;

$$Z_s = (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc})/3 \quad (3.22)$$

$$Z_m = (Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca})/3 \quad (3.23)$$

Simetrik bileşen değişimi ile;

$$Z_0 = Z_s + 2Z_m \quad (3.24)$$

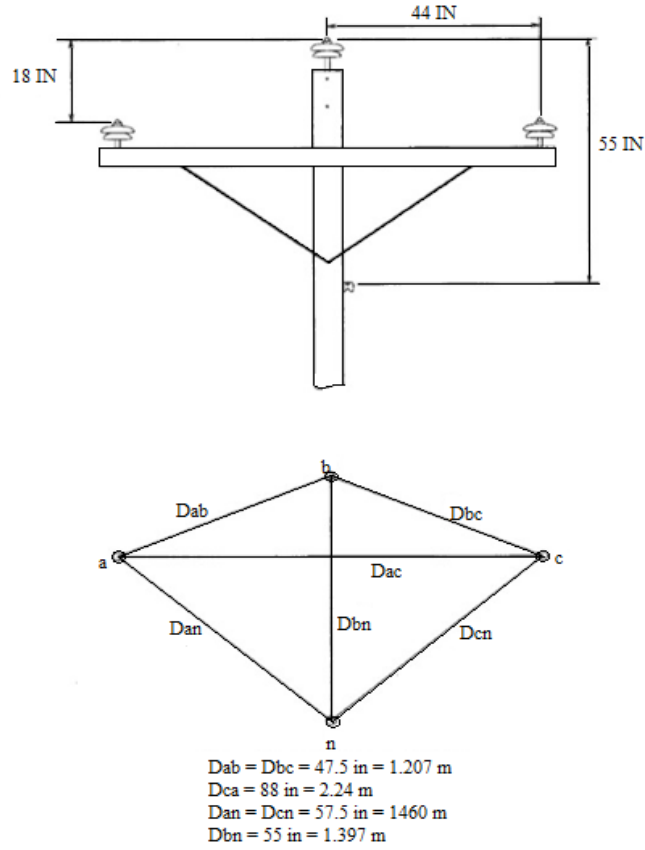
$$Z_1 = Z_2 = Z_s - Z_m \quad (3.25)$$

olarak elde edilir. Bu eşitsizlikler simetrik bileşen değişimleri yerine abc değişkenlerindeki çaprazlanmamış empedanslar için kullanılır. Dengeli üç faz hatlarda pozitif faz sırası rezistansı tek faz rezistansına eşit olmaktadır, pozitif faz sırası reaktansı ise;

$$X_1 = 4\pi f \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D_{eq}}{D_s}\right) \Omega/m \quad (3.26)$$

eşitsizliği ile elde edilir. D_{eq} geometrik faz-faz ortalama aralık ve D_s geometrik ortalama iletken çapıdır. Bu rezistans ve reaktanslar çizelgelerden elde edilebilir. (Wagner, Keyhani, Wong, 1989)

Şekil 3.3'de tipik dört iletkenli kırsal havai dağıtım hattı geometrisi görülmektedir. Kolaylık olması açısından hat birden fazla bölüme ayrılmıştır, bölümler Çizelge 3.1'deki iletken büyüklüklerine sahiptir. Çizelge 3.2'de ise önceki bölümlerde elde edilen iletken hesapları kullanılarak üç faz iletkenin empedansı hesaplanmıştır.



Şekil 3.3. Hat Geometrisi

İki faz hattın empedans değerleri;

$$Z_s = 0.976 + j0.996 \Omega/\text{km},$$

$$Z_m = 0.28 + j0.484 \Omega/\text{km},$$

$$Z_0 = 1.537 + j1.965 \Omega/\text{km},$$

$Z_1 = Z_2 = 0.696 + j0.512 \Omega/\text{km}$ olarak hesaplanmıştır. Tek faz hattın ise $Z_{aa} = Z_s = Z_0 = Z_1 = 0.995 + j1.002 \Omega/\text{km}$ (1/0 AWG ACSR).

Gerilim düşümü hesabı gerçekleştirilecek sadeleştirilmiş tek hat Şekil 3.4'de görülmektedir. Gerilim düşümü hesaplamalarına öncelikle tek faz hattan başlayarak (hat sonundaki yükün 0.9 güç faktörü ile çalışmaktadır);

$$Z = R + jX = 4.81 + j4.84 \Omega \quad (3.27)$$

$$I = \frac{50 \text{ kVA}}{7.2 \text{ kV}} = 6.94 \text{ A} \quad (3.28)$$

$$V_a = (R + jX)I(0.90 - j0.436) = 44.7 + j15.65 \text{ V}, L - N \quad (3.29)$$

Çizelge 3.1. İletken Büyüklüğü ve Hat Bölüm Uzunluğu Çizelgesi

1	5 mi	336.4 kcmil ACSR	Üç Faz
2	10 mi	336.4 kcmil ACSR	Üç Faz
3	2 mi	# 1/0 AWG ACSR	İki Faz (Açık Y)
4	3 mi	# 1/0 AWG ACSR	Tek Faz

kcmil = Bin Devresel Mil (MCM gibi)
 AWG = American Wire Gauge(Amerikan Kablo Ölçümü)
 ACSR = Çelik Özlü Alüminyum İletken

Çizelge 3.2. 336,4 MCM ACSR İletken Üç Faz Hat Empedansları

	a	b	c
a	$0.2872 + j0.7101$	$0.0987 + j0.3170$	$0.0984 + j0.2727$
b	$0.0987 + j0.3170$	$0.2878 + j0.7053$	$0.0987 + j0.3170$
c	$0.0984 + j0.2727$	$0.0987 + j0.3170$	$0.2872 + j0.7101$

$Z_s = 0.287 + j0.708 \Omega/\text{km}$
 $Z_m = 0.0986 + j0.302 \Omega/\text{km}$
 $Z_0 = 0.484 + j313 \Omega/\text{km}$
 $Z_1 = Z_2 = 0.1888 + j0.406 \Omega/\text{km}$

İki faz hat Çizelge 3.2'den elde edilen empedans değerleri;

$$Z_{aa} = 3.14 + j3.21\Omega \quad (3.30)$$

$$Z_{ab} = 0.903 + j1.559\Omega \quad (3.31)$$

$$Z_{bb} = 3.15 + j3.20\Omega \quad (3.32)$$

Eğer her fazdaki yük tek faz yük olarak düşünülürse, fazlardan geçen akım değeri;

$$I_a = 24.3(-25.8^\circ), I_b = 24.3(-145.8^\circ) \quad (3.33)$$

Eğer yük üç faz dengeli açık wye delta bağlı trafo yük akımlarına eşdeğer davranıyorsa;

$$I_a = 24.3(-55.8^\circ), I_b = 24.3(-115.8^\circ) \quad (3.34)$$

Olur. Fazlarda gerçekleşen gerilim düşümleri ise;

$$V_a = 132.0 - j55.6 = 143(-22.8^\circ) V, L - N \quad (3.35)$$

$$V_b = 80.5 - j99.6 = 128(-51.0^\circ) V, L - N \quad (3.36)$$

Olarak gerçekleşir. Üç faz hattaki yüklenmenin aşağı yukarı dengeli olduğu hesaplamalarda kabul edilmiştir. Böylece pozitif faz sırası empedansı her fazda görülen

gerilim düşümleri hesaplamalarında kullanılmıştır. Böylece 10 millik üç faz hatta gerçekleşen gerilim düşümü;

$$Z = 7.2(65.0^\circ)\Omega, I = 34.7(-25.8^\circ)A \quad (3.37)$$

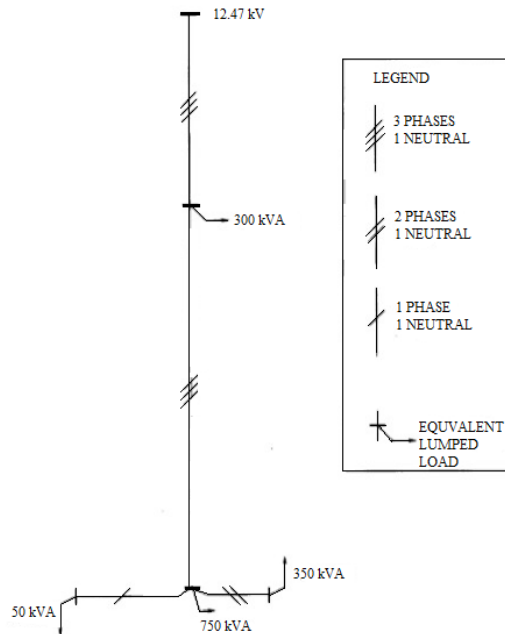
$$V_a = 193.7 + j158.0 = 250(39.2^\circ) V, L - N \quad (3.38)$$

Ve 5millik üç faz hatta gerçekleşen gerilim düşümü;

$$Z = 3.60(65.0^\circ)\Omega, I = 13.89(-25.8^\circ)A \quad (3.39)$$

$$V_a = 38.7 + j31.6 = 50(39.2^\circ) V, L - N \quad (3.40)$$

Olur.



Şekil 3.4. Gerilim Düşümü Hesaplamasında Kullanılacak Sadeleştirilmiş Tek Hat Şeması

Hatta görülen gerilim düşümü yük noktalarından geçilen gücün güç faktörüne göre oldukça değişkenlik göstermektedir. Bunu bir örnek ile açıklamak gerekirse 10 millik hat için gerilim düşümünün yük noktasından çekilen gücün güç faktörünün 1.00 ve 0.80 olduğu durumlar için tekrar hesaplandığında;

10 millik hat (p.f.=0.8)

$$V_a = 250(28.1^\circ) = 220 + j117.8V, L - N \quad (3.41)$$

10 millik hat (p.f.=1)

$$V_a = 250(65.0^\circ) = 105.7 + j227 V, L - N \quad (3.42)$$

Hesaplanan gerilim düşümü değerlerinin gerçek değeri, hattaki gerilim düşümünün ana sebebi olmaktadır. Çünkü hattaki gerilimin gerçek değerinde gözlenen düşüş, gerilimin büyüklüğünü sanal değerinde gözlenen düşüşten daha fazla etkilemektedir. Dolayısıyla güç faktörünün bu örnekte 0.8'den 1'e çıkarılması gerilim düşümünde yaklaşık iki katı bir iyileşmeye neden olmaktadır.

Güç faktörü düzeltmek amacıyla şebekeye bağlanan paralel kapasitör yük noktası olarak bu hesaplamalar için kolaylıkla modellenabilir. Eğer kapasitör hesaplamalara sabit direnç şeklinde eklenebiliyorsa, $Z_C = -j1/\omega C$ olarak kapasitans olarak veya $Y_C = j\omega C$ admittans olarak eklenebilir. Örneğin, eğer sisteme 300 kVA'lık bir kapasitör dahil edilirse;

$$\omega C = \frac{300kVA}{(12.47kV)^2} = \frac{100kVA}{(7.2kV)^2} = 1.93 \times 10^{-3} \Omega \quad (3.43)$$

$$Z_c = -j518\Omega \text{ (her faz için)} \quad (3.44)$$

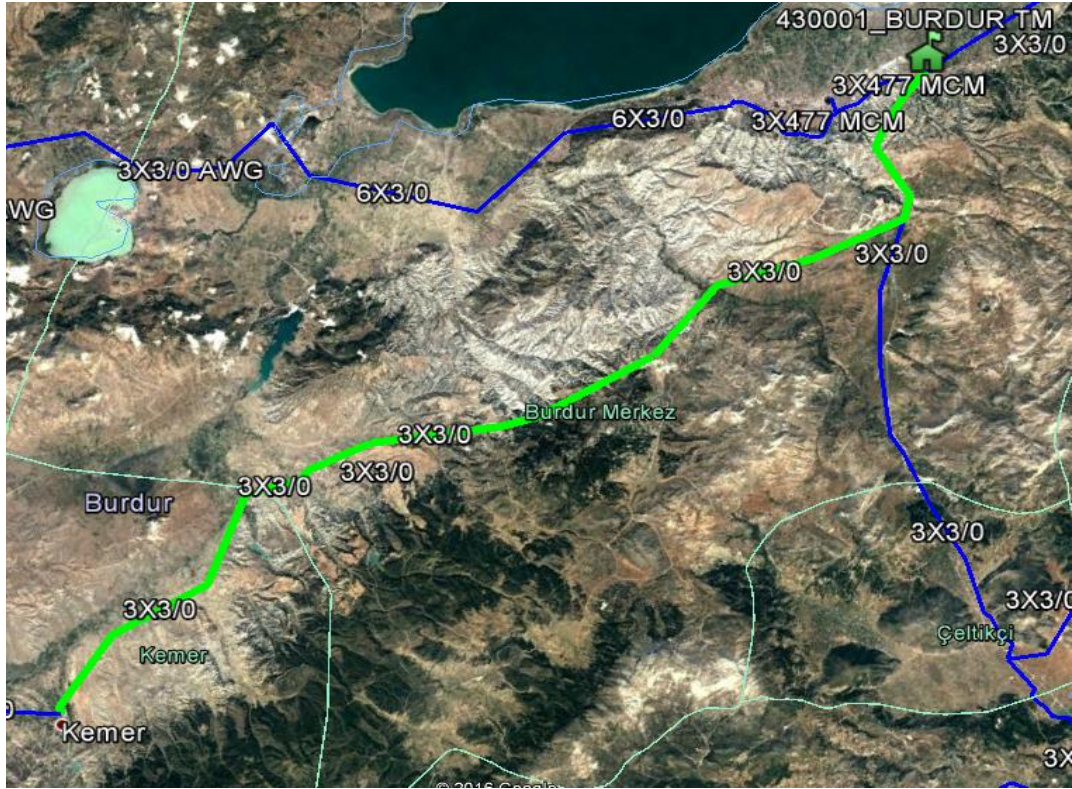
Eğer sabit empedans yerine sabit akım olarak modellenmek isteniyorsa;

$$I_c = \frac{7200V}{-j518\Omega} = j13.9 A \quad (3.45)$$

Olarak sabit akım çeken yük şeklinde modele dahil edilebilir. Paralel kapasitör tahmin edildiği üzere hattaki gerilim seviyesini yükseltecektir.

3.2. Uygulama Noktası Özellikleri

Kozluca Fideri Burdur TM'ye ait olan ve Burdur TM'den beslediği en uç noktaya kadarki uzaklığı yaklaşık 59 km olan bir dağıtım fideridir. Üzerinde mevcut olarak aktif olan 9 MW'lık lisanssız güneş enerji santrali bulunmaktadır. Bağlantı görüşü verilen diğer GES'ler ile birlikte bu rakamın 19.5 MW'a çıkması öngörülmektedir. Fiderin Google Earth üzerindeki gösterimi Şekil 3.5'de verilmiştir. Burdur TM'den çıkıp Kemer'e kadar uzanan ve yeşil renk ile gösterilmiş fider Kozluca Fider'idir.



Şekil 3.5. Kozluca Fideri'nin Google Earth Üzerinde Gösterimi

Burdur TM'den Pigeon (3/0) hat ile çıkan bu fider izlediği rota boyunca kesit düşerek Raven (1/0) ve Swallow (3 AWG) hatlar ile devam etmektedir. Fider üzerinde bulunan bu hatların akım taşıma kapasiteleri ve çeşitli karakteristik özellikleri Çizelge 3.3'de verilmiştir.

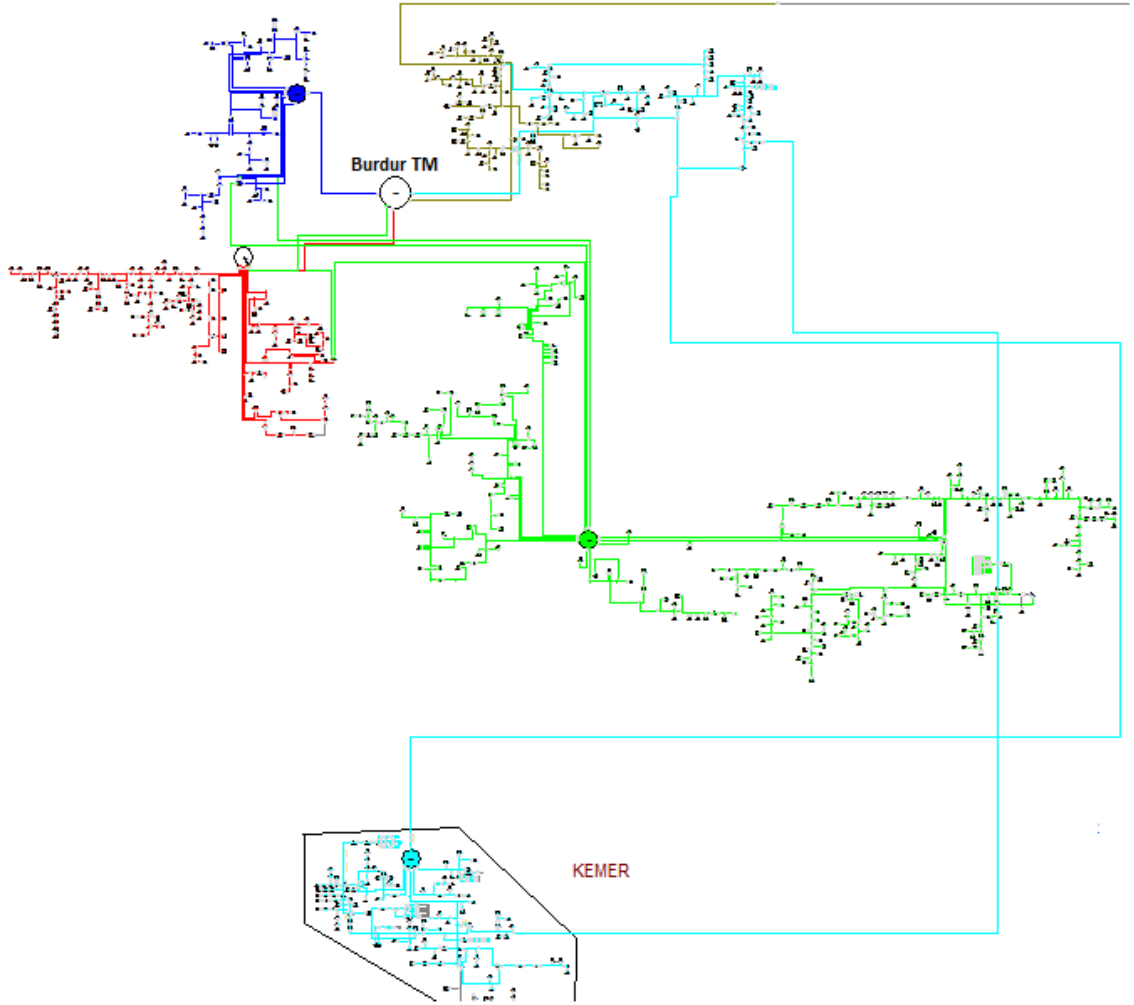
Çizelge 3.3. Havai Hat Karakteristik Özellikleri

	Nominal Gerilim (kV)	Nominal Akım (A)	Taşınabilen Max. Güç (MVA)	R' (Ohm/km)	L'(Ohm/km)	R0'(Ohm/km)
Pigeon (3/0)	34,5	300	17,9	0,3366	1,187296	1,3464
Raven (1/0)	34,5	230	13,7	0,5362	1,231859	2,1448
Swallow (3 AWG)	34,5	160	9,6	1,0742	1,336901	4,2968

Fider üzerindeki yük akışı analizleri Akdeniz EDAŞ tarafından lisansı alınmış olan DigSILENT PF yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Elektrik şebekesinin güncel DigSILENT PF modelleri Akdeniz EDAŞ'dan temin edilmiş ve bu modellerin sahadaki elektrik şebekesi ile uygunluğu Akdeniz EDAŞ tarafından onaylanmıştır. Fider üzerinde yapılacak analizlerin doğruluğunun sağlanması adına fiderin bağlı olduğu tüm Burdur TM fiderlerinin analizleri eş zamanlı olarak gerçekleştirilmiştir. Burdur TM tarafından beslenen şebekesinin DigSILENT PF modeli Şekil 3.6'da görülmektedir. Şekildeki;

- Açık Mavi fider Kozluca Fideri'ni
- Kahverengi fider Çeltikçi Fideri'ni
- Lacivert Fider Şehir 3 Fideri'ni
- Yeşil Fider Şehir 2 Fideri'ni
- Kırmızı Fider ise Şehir 1 Fideri'ni

temsil etmektedir.



Şekil 3.6. Burdur TM DigSILENT PF Modeli

Burdur TM'de 50'şer MVA olmak üzere iki adet güç trafosu bulunmaktadır. Bu trafolardan biri iki adet Organize Sanayi fiderini beslemekte, diğeri ise TM'den çıkan 5 adet dağıtım fiderini beslemektedir. Bu fiderlerin karakteristik özellikleri Çizelge 3.4'de verilmiştir.

Çizelge 3.4. Burdur TM Fiderleri Karakteristik Özellikleri

	Toplam Trafo Kurulu Gücü (MVA)	Fider Uzunluğu (km)	Mevcut GES Kurulu Gücü (MW)	Fider Puant Gücü (MW) (Ağustos 2016 itibariyle)
Kozluca	28	59	9	7,076
Celtikci	11,2	24,8	0	4,531
Sehir_1	30	16,1	0	7,472
Sehir_2	66,5	60,4	7,755	14,869
Sehir_3	21,5	41	0	12,817

Fider üzerinde gerçekleştirilen analizler Kozluca Fideri'ndeki üretimin en yüksek olduğu gün referans alınarak gerçekleştirilmiştir. Bunun için scada yazılımından Haziran ve Temmuz ayına ait fider başı yüklenmeleri alınmış ve referans gün bu yüklenme verisine göre belirlenmiştir. Kozluca Fideri'nin Haziran ve Temmuz ayına ait yüklenme grafiği Şekil 3.7'de gösterilmiştir. Bu grafiğe göre Kozluca Fideri'nin -4.181 MW geriye bastığı 6 Temmuz 2016 tarihi referans gün olarak belirlenmiştir.

Fiderler üzerindeki trafoların yüklenmeleri Akdeniz EDAŞ'a ait OSOS sisteminden çekilmiştir. Elde edilen yüklenme bilgileri trafolar ile eşleştirilip DigSILENT PF yazılımına entegre edilmiştir. Burdur TM'den beslenen tün trafoların OSOS yüklenmeleri elde edilemediğinden dolayı kalan trafoların yüklenmeleri fider başı yüklenmesinin trafo büyüklüklerine göre dağıtımı ile elde edilmiştir. Burdaki önemli husus fider üzerindeki GES üretimleri ve OSOS yüklenmeleri belli olan sayaçların da yük dağıtımı işleminde göz önüne alınmış olmasıdır. Yani başka bir deyişle trafolarla dağıtılan yükü formüle edilecek olursa;

$$X \text{ Trafosu Yüğü} = (\text{Fider Başı Yüklenmesi} + \text{GES Üretimi} - \text{OSOS Yüklenmeleri Belli olan trafolar}) * \frac{X \text{ trafosu kurulu gücü}}{\text{Toplam fider kurulu gücü}} \quad (3.46)$$

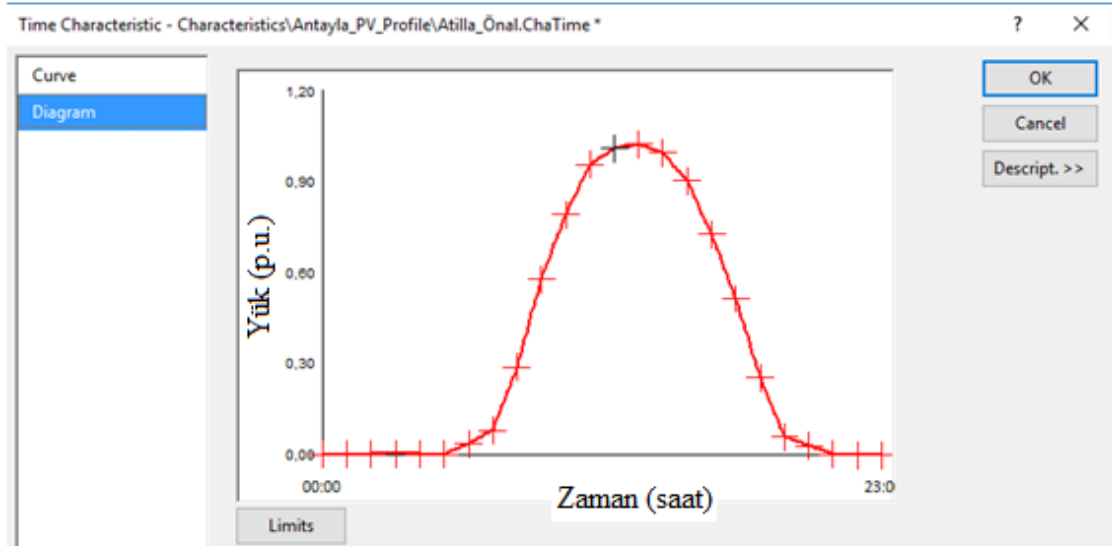
Olmaktadır.

GES üretimleri ise yine Akdeniz EDAŞ'dan alınan GES üretim kayıtlarından elde edilerek DigSILENT PF'ye girilmiştir. Mevcut durumda henüz şebekeye bağlanmamış fakat bağlantı görüşü verilmiş GES'ler için genel bir üretim eğrisi oluşturulmuştur. Kozluca Fideri'ne bağlı bir GES'in günlük üretim eğrisi Şekil 3.8'de gösterilmiştir.

Analizlerde Kozluca Fideri'ndeki mevcut anahtarlama durumu üzerinde değişikliğe gidilmiştir. Mevcut anahtarlama durumunun şu anki yük akışları için optimum anahtarlama durumu olduğu, bağlantı görüşü verilen GES'lerin devreye alındığı durumda ise artık optimumluğunu yitireceği düşünülmüştür. Bu nedenle tüm GES'ler devredeyken Kozluca Fideri'ndeki en uygun anahtarlama düzeni (gerilim profilinin ve hat yüklenmelerinin eniyilendiği düzen) belirenmiş ve analizler bu düzen üzerinden gerçekleştirilmiştir.



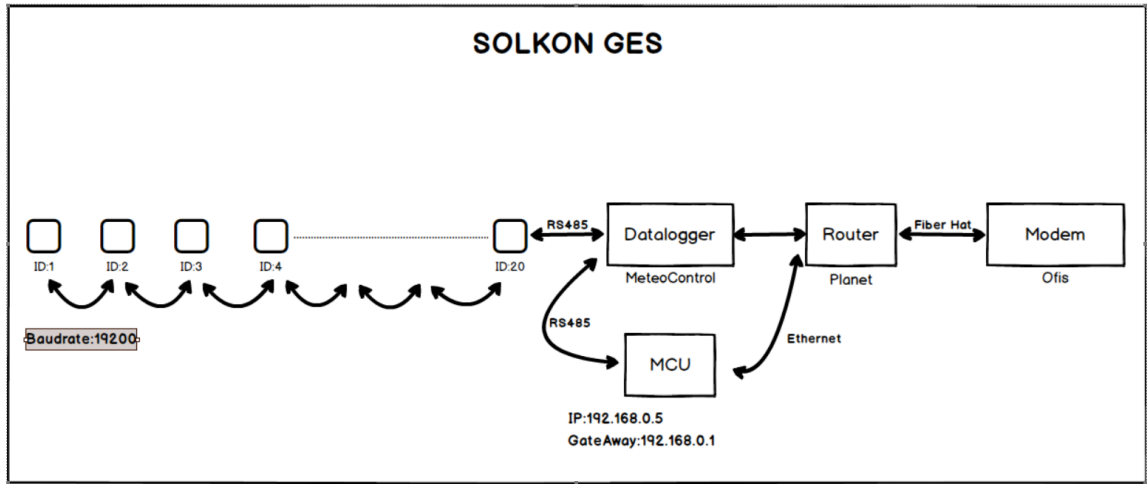
Şekil 3.7. Kozluca Fideri Haziran ve Temmuz Ayı Yüklenme Grafiği



Şekil 3.8. Atilla Önal GES'ne Ait Üretim Grafiği

3.3. Kontrol Sistemi ve MCU Özellikleri

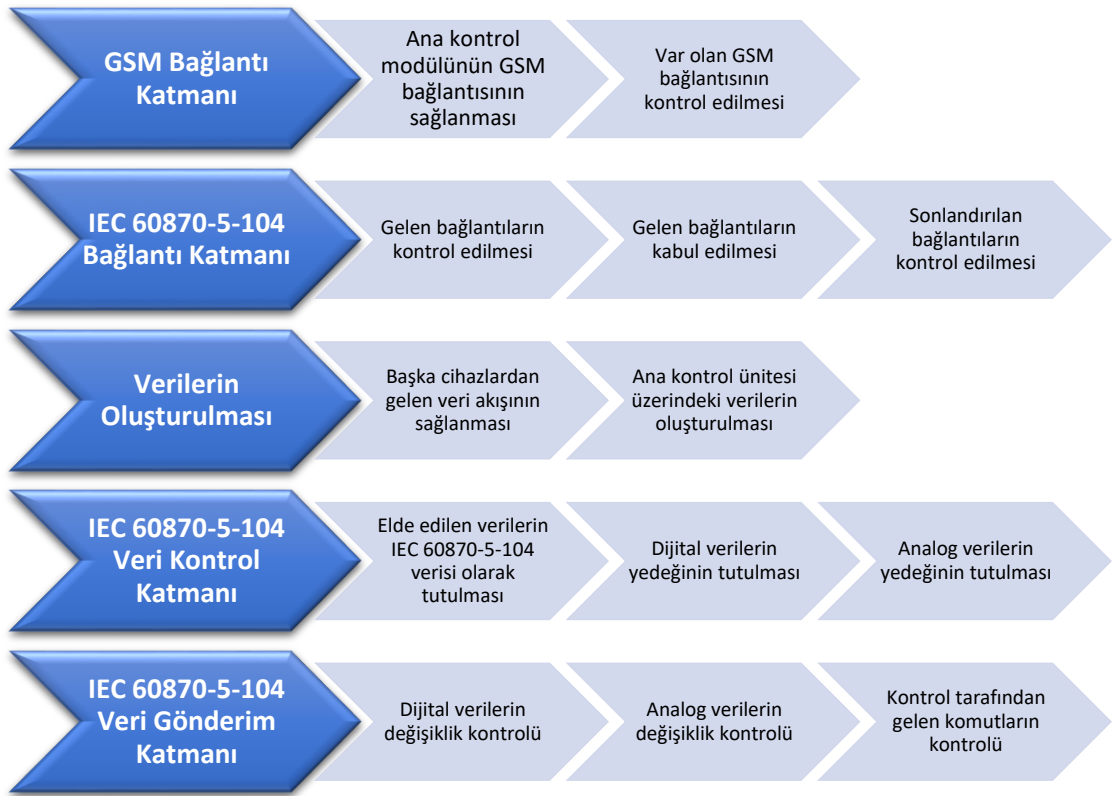
Güneş santrallerine yapılan kurulumlar ile birlikte gerçekleştirilen uygulamada özelden genele doğru bir kontrol yapısı olduğundan bahsedilebilir. Öncelikle inverter bazında izlemenin gerçekleştirileceği çözünürlükte bir takip sistemi üretim santrallerine kurulmuştur. Verilerin takibi ve inverterlere set değerleri gönderimi bir çeşit RTU (Remote Terminal Unit) olan, MCU (Main Control Unit) ismi verilen ana kontrol üniteleri ile sağlanmaktadır. İlgili GES'lerde yer alan RTU'lardan alınan veriler ve montajı yapılan DataLogger'lar bölgedeki GES'lerin üretim miktarlarını, güç faktörlerini, akım, gerilim değerlerini, çalışma durumlarını tek ve basitleştirilmiş bir ara yüz ile görüntüleme fırsatı sunmaktadır. Şebeke durumuna göre gönderilecek set değerleri inverter bazında sağlanabildiği gibi santraller bazında da oluşturulabilir. Yazılım ara yüzünden kullanıcı sistemdeki üretim santrallerinin oluşturduğu çıkışlar için her santralin inverterlerine merkezi bir set değeri gönderebilmektedir.



Şekil 3.9. Sistem Yapısı

Ana Kontrol Modülü (MCU), IEC 60870-5-104 standartlarında izleyici (sunucu, slave) tarafı olarak çalışacak tasarıma sahiptir. Ana kontrol modülünün temel amacı başka cihazlardan aldığı ve kendi üzerinde hesapladığı ya da oluşturduğu verileri IEC 60870-5-104 standartına uygun şekilde uç birimlere iletmektir. Bunun yanında kontrol tarafından gelen komutları yerine getirmek de görevleri arasında yer almaktadır.

Ana kontrol modülünün sahip olduğu IEC 60870-5-104 protokol yazılımı farklı alt sistemlerden oluşmaktadır. Bu alt sistemler temel olarak Şekil 3.10'da gösterilmiştir.



Şekil 3.10. Ana Kontrol Modülü IEC 60870-5-104 Yazılım Katmanları

3.3.1. GSM bağlantı katmanı

Ana kontrol modülü üzerinde bulunan GSM modül aracılığı ile kullanılan sim kart özelliklerine bağlı olarak, istenilen lokal bir ağa ya da statik bir IP adresi sayesinde genel ağa bağlantı sağlanır. Sağlanan bağlantının durumu sürekli kontrol edilir ve bağlantının kesilmesi durumunda ağa tekrar bağlanmak için gerekli işlemler yapılır. IEC 60870-5-104 standartlarına uygun haberleşmenin sağlanması için Şekil 3.11’de gösterilen ağ katmanları da GSM modül aracılığı ile sağlanacaktır.

7	Application Layer	IEC 60870-5-104 Companion Standard IEC 60870-5-5, IEC 60870-5-4	
6	Presentation Layer	n/a	
5	Session Layer	n/a	
4	Transport Layer	TCP (RFC 793)	
3	Network Layer	IP (RFC 791)	
2	Link Layer	PPP (RFC 1661 & RFC 1662)	Transmission of IP datagrams over ethernet network (RFC 894)
1	Physical Layer	X.21	Ethernet (IEEE 802.3)

Şekil 3.11. Ağ Katmanları

3.3.2. IEC 60870-5-104 bağlantı katmanı

IEC 60870-5-104 standartlarınca izleme tarafı olarak çalışacak şekilde tasarlanan ana kontrol modülü, kontrol tarafı ile yapılacak olan bağlantılar için kullanıcının belirlediği bazı kısıtlamalara sahip şekilde çalışabilir. Kullanıcının isteği üzerine belirlenen tek bir IP adresi ile iletişim kurup diğer IP adreslerinden gelen bağlantı isteğini geri çevirebilir. Burada amaç ana kontrol modülüne güvenilir bir IP adresi tanımlayıp, verileri başka IP adresleri ile paylaşmasının önüne geçmektir. Ancak, kontrol tarafının IP adresinin sabit olmaması ya da birden fazla bağlantının sağlanması durumunda bu özellik devre dışı bırakılabilir.

IEC 60870-5-104 protokolüne göre belirlenmiş bazı bağlantı parametreleri bulunmaktadır. Kontrol tarafı, izleme tarafının belirlediği bu parametrelere göre bağlantı kurmak durumundadır. Aksi takdirde bağlantı beklenmedik anlarda sonlandırılabilir. Standartlar ile belirlenen bu parametrelerden bazıları t_0 , t_1 , t_2 , t_3 , k , w , OA ve $CASDU$ parametreleridir. Ana kontrol modülü için bu parametreleri kullanıcı cihazın SD kartı içerisinde bulunan ayarlardan yapabilmektedir.

IEC 60870-5-104 protokolü gereğince analog verilerin periyodik olarak gönderilmesi gerekir. Bu periyodik gönderim süresi ana kontrol modülü için cihazın SD kartı üzerinden kullanıcının istediği bir değere göre ayarlanabilmektedir.

Ana kontrol modülüne ait IEC 60870-5-104 bağlantı ayarlarını içeren örnek ayar dosyası Şekil 3.12'de gösterilmiştir.

```
"IEC104_CLIENT_IP_FILTER"      : 0,
"IEC104_CLIENT_IP_ADDRESS"     : "82.222.12.93",
"IEC104_PERIODIC_SEND_TIME"    : 300,
"IEC104_CONNECTION_K"         : 12,
"IEC104_CONNECTION_W"         : 8,
"IEC104_CONNECTION_T0"        : 10,
"IEC104_CONNECTION_T1"        : 15,
"IEC104_CONNECTION_T2"        : 10,
"IEC104_CONNECTION_T3"        : 20,
"IEC104_CONNECTION_OA"        : 0,
"IEC104_CONNECTION_CASDU"     : 1,
"IEC104_CONNECTION_PORT"      : 2404,
```

Şekil 3.12. IEC 60870-5-104 Bağlantı Ayarları

Kullanıcı tarafından bağlantı ayarları yapıldıktan sonra kontrol tarafından gelen bağlantılar kontrol edilir. Ayarlara uygun şekilde gelen bağlantılar kabul edilerek veri alışverişine başlanması için kontrol tarafından STARTDT komutunun gelmesi beklenir.

STARTDT ACT komutuna ana kontrol modülü tarafından STARTDT CON cevabı gönderilir ve veri alışverişi başlatılır. Cihaz otomatik olarak bağlantı sağlandıktan

sonra içerdiği tüm verileri göndermek üzere tasarlanmıştır. Eğer belirlenen süre içerisinde STARTDT komutu ana kontrol modülüne gelmezse, bağlantı sonlandırılır ve veri alışverişi yapılmaz.

Normal veri alışverişi süreci devam ederken bağlantının kopması ya da bilinçli olarak sonlandırılması durumuna karşı ana kontrol modülü var olan bağlantıları sürekli kontrol eder. Belirli periyotlarla gönderdiği TESTFR mesajlarına cevap alamazsa bağlantıyı sonlandırır. Kontrol tarafından gelen bağlantı sonlandırma isteklerine de cevap vererek aktif bağlantıyı kapatır.

3.3.3. IEC 60870-5-104 verilerinin oluşturulması

Ana kontrol modülünde bulunan temel veriler aşağıda gösterilmiştir;

- Modbus protokolü ile başka cihazlardan alınan analog ve dijital veriler,
- Ana kontrol ünitesi üzerinde bulunan dijital giriş (input) verileri,
- Ana kontrol ünitesi üzerinde bulunan dijital çıkış (output) verileri,
- Başka cihazlardan alınan veriler ile yeniden hesaplanmış ya da oluşturulmuş sanal veriler.

Bu verilerin IEC 60870-5-104 standartlarına göre oluşturulması için farklı yöntemler uygulanmaktadır. Başka cihazlardan farklı protokollerle alınan veriler kullanıcının belirlediği IOA, scaling değeri, OA, CASDU, veri tipi gibi parametrelere göre IEC 60870-5-104 protokolüne ait veri haline getirilir.

Şekil 3.13'de Modbus protokolü ile elde edilen verinin IEC 60870-5-104 protokolüne ait veri olarak tanımlanması için tasarlanmış örnek kullanıcı ayarı gösterilmiştir.

```

1 Van 1 1 401001 1001 0 3 0.01
3 Vbn 1 1 401003 1003 0 3 0.01
5 Vcn 1 1 401005 1005 0 3 0.01
7 Vab 1 1 401007 1007 0 3 0.01
9 Vbc 1 1 401009 1009 0 3 0.01
11 Vca 1 1 401011 1011 0 3 0.01

```

Şekil 3.13. IEC 60870-5-104 Veri Tanımlaması

Şekil 3.13'de gösterilen ayarlara ait kurallar aşağıda belirtilmiştir.

- 3. Sütunda bulunan Modbus veri tipi için; 0 – UINT16, 1 – UINT32, 2 – INT16, 3 – INT32, 4 – FLOAT veri tiplerini ifade etmektedir.
- 4. Sütunda bulunan Modbus scaling değeri, Modbus RTU ile okunan değere uygulanacak scaling değerini ifade eder. Örneğin; okunan değer 1000 ve scaling değerinin 0.001 girilmesi durumunda Modbus TCP üzerinden okunacak değer 1 olarak görüntülenir.

- 5. Sütunda bulunan register Modbus adresleri, verinin tipi göz önünde bulundurularak offsetli şekilde girilmelidir. Örneğin; Holding Register için 40000, Input Register için 30000 offset girilmelidir.
- 6. Sütunda bulunan register IEC 60570-5-104 adresleri her veri tipi için farklı girilmelidir.
- 7. Sütunda bulunan alana 1 girilmesi durumunda okunacak veri, IEC 60570-5-104 protokolü üzerinden dijital bir veri olarak gönderilir. 0 ise verinin analog bir veri olduğu anlamına gelir.
- 8. Sütunda bulunan IEC-104 veri tipi için; 1 – Single Point, 2 – Double Point, 3 – Float, 4 – BitString32 gibi veri tiplerini ifade etmektedir.
- 9. Sütunda bulunan IEC-104 scaling değeri, Modbus scaling değerinin üzerini uygulanır.

Kullanıcı tarafından yapılan bu ayarlar ile, Modbus protokolü ile alınan veriler IEC 60870-5-104 standardına uygun bir veri haline getirilmiş olur.

3.3.4. IEC 60870-5-104 veri kontrol katmanı

Elde edilen IEC 60870-5-104 verilerinin kontrol edilerek gönderime hazır hale getirilmesi gerekir. Değiştiği zaman gönderilecek olan dijital veriler öncelikle yedeklenir ve yeni değerler geldiği zaman eskisine bakılarak kontrol edilir. Veri değişimi gözlemlendiyse o veriye ait IEC 60870-5-104 parametreleri ile birlikte yeni değer veri gönderim katmanına iletilir ve yeni değer yedeği alınır. Bu işlem aynı şekilde belirlenen sınır değerlerine göre analog değerlere de uygulanır.

Değerlerin yedeklenmesi ve yenileriyle kontrol edilmesi işlemi durmaksızın çalışır. Böylece veri değişimleri her zaman fark edilmiş olur, veri kaçırılmasının önüne geçilir. Bağlantı olmaması durumunda da veri değişimleri kaydedilir ve bağlantı sağlandığı anda yeni değerler gönderilir.

Periyodik gönderim için ayarlanan veriler gönderme zamanı gelene kadar sürekli güncellenir ve gönderme zamanı geldiğinde veri gönderme katmanına iletilir.

3.3.5. IEC60870-5-104 veri gönderme katmanı

Gönderilmesi gereken veriler bu katmanda TCP üzerinden bağlantı sağlanan kontrol tarafına standartlara uygun şekilde gönderilir. Gönderme esnasında sorun oluşan veriler kaydedilir ve daha sonra tekrar gönderilmek üzere sıraya konur. Bağlantıdan kaynaklı gönderme sorunu oluşuyorsa bağlantı katmanına bilgi iletilir ve bağlantı sonlandırılır.

Verilerin gönderilmesi için birden fazla sebep bulunabilir. Bu sebep periyodik gönderme zamanının gelmesi, verinin değişmesi ya da kontrol tarafından gelen veri okuma isteği gibi farklı sebepler olabilir. Birden fazla sebep bulunuyorsa sebepler öncelik

sırasına konur ve aynı zaman değerine ait veriler birden çok kez gönderilmez. Burada en öncelikli sebep kontrol tarafından sorgulanan verilerdir.

Değiştiği zaman gönderilen verilerde IEC 60870-5-104 protokolü gereğince CoT değeri Spontaneous olarak ayarlanır ve CP56 zaman etiketiyle etiketlenir. Periyodik göndermeye ayarlanan veriler ise CoT değeri Periodic/Cyclic ayarlanır ve CP56 zaman etiketiyle etiketlenir. Böylece kontrol tarafı gelen verinin o ana ait olduğunu bilir ve zaman etiketiyle birlikte işleme tabi tutar.

Kontrol tarafından gönderilen Interrogation ya da Read isteklerine yanıt vermek üzere ana kontrol modülü gelen mesajları sürekli kontrol eder. Eğer Interrogation isteği gelmiş ise dijital veriler hariç tüm analog veriler zaman etiketi olmadan gönderilir. Read isteğinde ise IOA, OA ve CASDU gibi bilgilere bakılarak uygun veri kontrol tarafına zaman etiketi olmadan iletilir.

Kontrol tarafından gönderilen komutlar bu katmanda işleme alınır ve başka katmanları ilgilendiren komutlar ile ilgili bilgiler buradan başka katmanlara iletilir. Örneğin; IEC 60870-5-104 protokolü üzerinden gönderilen ana kontrol modülü üzerinde bulunan bir çıkışın aktif edilmesi isteği bu katmanda değerlendirilir. Tüm bilgiler doğru gönderilmiş ve onaylanmışsa ana kontrol modülünün GPIO katmanına istek iletilir ve bu katmanda açma isteği yerine getirilir.

Kontrol tarafından gönderilen IEC 60870-5-104 protokolü üzerinden başka cihazlara gönderilecek komutlar ile ilgili olarak kullanıcının ana kontrol modülü üzerinde bazı ayarlamalar yapması gerekebilir. Örneğin; IEC 60870-5-104 protokolü ile ana kontrol modülüne bağlı bir koruma rölesine gönderilecek açma/kapama isteği, koruma rölesine başka bir protokol aracılığı ile iletilecekse, iletilecek protokole ait açma/kapama verisinin de kullanıcı tarafından belirlenmesi gerekmektedir. Ana kontrol modülü gelen komut isteklerini bu ayarlar doğrultusunda değerlendirir ve yönlendirilmesi gereken komutlar hedefe hangi protokol üzerinden yönlendirilecekse komut bilgisi de o katmana iletilir. Bu şekilde ana kontrol modülünün farklı protokoller üzerinde rahatlıkla geçiş yaparak çalışması sağlanır.

3.4. Algoritma Yapısı

3.4.1. Kısıtlar

VAR kontrol algoritması işleyişi tarafında temel olarak ilk yapılması gereken hattın endüktif etkide mi yoksa kapasitif etkide mi olduğuna karar verilmesidir. Ölçüm yapılan bölgeye göre santraller devreye alınacağından ölçüm noktasında hat parametrelerinin hangi özellikte işlediği bilinmelidir.

- $\alpha > \beta \rightarrow$ Endüktif Çalışma
- $\alpha < \beta \rightarrow$ Kapasitif Çalışma

Belirtilmiş olan iki çalışma şekli için karar yapısı içinde iki kıstas ortaya çıkmaktadır. Bunlar 1.Durum ve 2. Durum olarak ele alınacaktır.

1. Durum Endüktif Çalışma

Endüktif çalışma durumunun var kontrolüne getireceği kısıt;

$$\frac{Ql}{P} \cdot 100 = \frac{S \cdot \sin\varphi}{P} \cdot 100 = 20 \quad (3.47)$$

Gerekliliğidir. Algoritma Endüktif çalışma gösterilen hatta VAR kontrolüne girdiğinde hattaki Endüktif güç oranını bu kıstası sağlayacak noktada tutacak şekilde hareket etmelidir.

2. Durum-Kapasitif Çalışma

Kapasitif çalışma durumunda ise algoritma hattın Kapasitif olarak işlediğini tespit ettiğinde gerekli olan Qc oranını sağlayacak şekilde karar almalıdır.

$$\frac{Qc}{P} \cdot 100 = \frac{S \cdot \sin\varphi}{P} \cdot 100 = 15 \quad (3.48)$$

Qc değeri belirlenen oranda sabit kalacak şekilde hareket edilmelidir.

Volt kontrolünde ise sağlanması hedeflenen kıstas hattaki gerilim değerinin nominal işletme değerinin %10 alt ve de %10 üst aralığında kalması gerekliliğidir.

Algoritma bunu gözetip aynı zamanda $\cos\varphi$ dengesini bozmayacak şekilde karar vermelidir.

Temelde $S=V \cdot I$ formülünden görünür gücün artması gerilimi de arttıracaktır. S görünür güç değeri de reaktif ve aktif güçlerin kareler toplamının kareköküne eşit olduğundan reaktif güç artışı da S'i arttıracaktır.

$$V_{nominal} \cdot 0,9 < V_{ölçülen} < V_{nominal} \cdot 1,1 \quad (3.49)$$

Bu noktada volt ve VAR kontrolü için algoritmaların iç içe çalışma durumunda gerilimin endüktif çalışmada nominal kıstasların altında veya üstünde olması, kapasitif çalışmada nominal kıstasların altında ve üstünde olması ihtimallerine göre 4 farklı durum ortaya çıkmaktadır. Her bir durumdaki karar aşamaları tek tek incelenecek olursa;

1-Endüktif Çalışma Durumu

a) $V_{ölçülen} < 0,9 \cdot V_{nominal}$

Gerilimin yükselmesi için S değeri artmalıdır bu nedenle sistemde Ql değeri artış göstermelidir. Qc azaltılmalıdır. Ql değeri artırılırken VAR kontrolündeki 1.durum kıstası bozulmamalıdır.

- GES'lerden Ql basılmalı
- Qc ile yükleyen eleman varsa durdurulmalı

- VAR kontrolü 1.durum sağlanmalı

b) $V_{ölçülen} > 1,1.V_{nominal}$

Gerilimin endüktif çalışmada istenen gerilim değerinden yüksek çıkması durumunda görünür gücün azalması gerekecektir. Bu nedenle hatta Qc basılmalı. Ql değeri azaltılmalı ve VAR kontrolünde 2. kıstas sağlanmalıdır.

- Ql azalmalı
- Qc artmalı
- Var kontrolü 2. şart sağlanmalı

2-Kapasitif Çalışma Durumu

a) $V_{ölçülen} < 0,9.V_{nominal}$

Gerilim değerinin istenen sınıra yükseltilebilmesi için hatta görünür gücün artması gereklidir bu nedenle hat kapasitif çalışmada olduğu için Qc arttırılmalıdır ancak VAR kontrolünde 2. durumdaki şart sağlanmalıdır.

- Qc artmalı
- Ql azalmalı
- VAR kontrolü 2. şart sağlanmalı

b) $V_{ölçülen} > 1,1.V_{nominal}$

Gerilimin istenen seviyenin üstünde olması durumunda istenen seviyeye gelebilmesi için görünür güç azaltılmalıdır. Hat kapasitif olarak işlediğinden Qc'nin azalması görünür gücü düşürecektir.

- Qc azalmalı
- Ql artmalı
- VAR kontrolü 1. şart sağlanmalı

Algoritma açıklamasını basitçe tekrarlamak gerekirse hattın ölçüm yapılan noktasından alınan bilgiler doğrultusunda algoritma ilk olarak ölçüm noktasının endüktif etkide mi yoksa kapasitif etkide mi çalıştığını belirlemektedir. Bunun sebebi örneğin hat başından alınan ölçümde fider başının kapasitif işletmede çalıştığı görülmüş olsun aynı zamanda gerilimde de istenen aralığın dışında bir değer ile karşılaşılabılır. Bu durumda gerilim düzeltilirken kapasitif gücün aktif gücün %15'ine yaklaşma ve değeri aşma ihtimali düşünülmelidir. Kurala dayalı yaklaşımda olduğu gibi bir değer düzelmesi başka bir değer bozulmasına yol açmamalıdır. Bu örnekte yapılabilecek olan hat başına en yakın santrallere set değerleri gönderilerek gerilimin mümkün olan en iyi seviyeye çekilmesi sağlamaktır. Bu işlemden sonra diğer ölçüm noktalarındaki değişikliklere göre aynı mantıkta bir algoritma işletilerek hat başı reaktif güç oranı bozulmadan diğer noktalardaki santrallere karar yapısı uygulanarak ve yine diğer noktalardaki güç gerilim değerleri sınır dışına çıkartılmadan hat başındaki gerilim değeri düzeltilmeye çalışılacaktır. Algoritma değerlerde bozunumu yakaladığı noktaya odaklı olarak tüm noktalardaki değerleri istenen sınırlar içerisinde tutmaya çalışarak karar vermektedir.

Eğer gerçekleşme ihtimali çok yüksek olmakla birlikte birkaç farklı noktadan birkaç farklı problem ile karşılaşırsa algoritma bozunumun en çok olduğu noktadaki değerler ön plana alınacak şekilde işletilmektedir.

3.5. Matematiksel Model

Önerilen yöntemde, sistemdeki akışın matematiksel modellenmesi yerine kontrol esnasındaki değişimleri esas alan bir yapı benimsenmiştir. Herhangi bir kontrol öncesinde ve sonrasındaki alınan anlık değerler sonucunda “Delta” değerler hesaplanmakta ve bu değerler ileride öğrenme mekanizmasına girdi oluşturmaktadır.

Geliştirilen modelde gereken amaç fonksiyonu aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır.

$$\min J = w_1 \sum_{i=1}^n Q_i + w_2 \sum_{i=1}^n |V_{lim} - V_i| \quad (3.50)$$

Burada Q_i i anındaki reaktif gücü, V_i i adımındaki en düşük gerilim değerini ve V_{lim} gerilim değerini ifade etmektedir. w_1 ve w_2 iki farklı amaç için belirlenen ağırlık değerleridir.

Dinamik programlamada yineleme fonksiyonu ise aşağıdaki gibi ifade edilmiştir.

$$J(i, j) = \min_{\{k\}} [J(i-1, k) + JH(i, j)] \quad (3.51)$$

Burada $\{k\}$, (i, j) durumuna $i-1$ adımından geçilirken gerçekleştirilebilecek tüm olası kontrolleri, $JH(i, j)$ ise (i, j) durumunun amaç fonksiyonunu belirtmektedir.

$$JH(i, j) = w_1 Q_i + w_2 |V_{lim} - V_i| \quad (3.52)$$

3.5.1. İşleyiş

Volt/VAR/Demand kontrolü algoritması temel olarak trafo ve fiderler üzerinden alınan ölçümler baz alınarak şebekenin reaktif güç ve gerilim dengesinin hedef olarak belirlenen seviyede kalmasını sağlamak amacıyla, şebekede yer alan kapasitörlerin, gerilim regülatörlerinin ve yükte kademe değiştiricilerin anahtarlanması ile şebekede kapasitif reaktif güç devreye alınması, şebekedeki kapasitif reaktif gücün devreden çıkarılması ve gerilim regülasyonu yöntemi ile Volt/VAR/Demand kontrolü sağlanarak şebekenin güç kalitesinin artırılması sağlanır.

Temel Volt/VAR algoritması kapsamında amaç sistemdeki güç faktörünün kapasitör anahtarlamaları ile belirlenen hedef seviyede tutulmasını sağlamaktır. Belirlenen seviyede tutulması gereken güç faktörü, domain olarak adlandırılan şebeke bileşeni üzerinden alınan aktif güç, reaktif güç ve görünür güç verilerine göre hesaplanır. Hedef güç faktörü (PF_{Target}) değeri ise sistem operatörü tarafından algoritmaya girdi olarak verilebilmektedir.

PF_{Target} ‘ın 100’ den büyük olması durumunda şebekenin reaktif yükünün kapasitif tarafta yer alması istendiğinden aşağıda yer alan formül ile PF_{Target} normalize edilerek

hedef reaktif gücü (Q_{Target}) ifade edecek işareti negatif yapılıdır. Bu hesaplama yapıldıktan sonra bulunan Q_{Target} değeri, hedef reaktif güce ulaşmak için ihtiyaç olunan reaktif gücün (Q_{Need}) hesaplamasında kullanılacaktır. Bahsi geçen hesaplamalar için kullanılacak formüller aşağıdaki gibidir:

$$Q_{\text{Target}} = \left(\sqrt{\left(\frac{P_{\text{Measured}}}{\text{PF}_{\text{Target}}} \right)^2 - (P_{\text{Measured}})^2} \right) * \text{sign} \quad (3.53)$$

$$Q_{\text{Need}} = Q_{\text{Measured}} - Q_{\text{Target}} \quad (3.54)$$

$\text{PF}_{\text{Target}}$: Ulaşılmaması istenen güç faktörü değeri,

P_{Measured} : Ana bileşen üzerinde ölçümlenen aktif güç değeri,

Sign : $\text{PF}_{\text{Target}}$ 'in kapasitif alanda olması durumunda negatif, endüktif alanda olması durumunda pozitif olacak çarpım işareti,

Q_{Target} : Ulaşılmaması istenen reaktif güç değeri,

Q_{Measured} : Ana bileşen üzerinde ölçümlenen reaktif güç değeri,

Q_{Need} : Q_{Target} 'a ulaşmak için ihtiyaç olunan reaktif güç değeri,

Temel Volt/VAR algoritması, hesaplanan Q_{Need} değerinin 0(sıfır)' dan büyük ya da küçük olmasına göre şebekede kapasitör devreye alınması ya da kapasitör devreden çıkarılması işlemi ile devam edecektir

Sistemde anahtarlanacak kapasitörler aşağıda belirtilen parametre değerlerine göre filtrelenmektedir. Bu filtreleme işlemi aşağıdaki gibi açıklanmıştır:

- Güncel Zaman – Kapasitörün son anahtarlanma zamanı > Cihaz Anahtarlama Peryodu
- Güncel Zaman – Kapasitörden alınan kesici açık sinyalinin son güncel zamanı > Kapasitör deşarj süresi

Uygulanan filtreleme ile kapasitörün anahtarlanması açısından en uygun olan kapasitörler ele alınıp, genel anlamda kapasitörlerin çalışma ömürlerinin uzun tutulması sağlanmaya çalışılmaktadır.

Şebekede üzerindeki güç faktörünün en iyilenmesi sağlanacak ana şebeke bileşeninin en iyilendirme önceliği olarak Volt ya da VAR Yöntemleri olarak algoritma iki kola ayrılacaktır. Bu kollar, birbirini takip edecek olup, eğer Volt Kontrol algoritmasında iken sistemde anahtarlamaya uygun hiçbir kapasitör bulunamazsa, VAR Kontrol algoritması takip edilecektir. VAR Kontrol

algoritmasında iken sistemde anahtarlamaya uygun hiçbir kapasitör bulunamaması durumunda ise Volt Kontrol algoritması takip edilecektir.

Volt Kontrol Yöntemi: Ana şebeke bileşeninin kontrol önceliğinin gerilim olması durumunda, üzerindeki ölçümlere göre gerilim bozunumunda olan kapasitörlerin seçimi için kapalı konumda olan kapasitörler üzerinde ölçülen gerilim değerinin sisteme girdi olarak tanımlanan üst gerilim sınırından yüksek olması ya da açık konumda olan kapasitörler üzerinde ölçülen gerilim değerinin yine sisteme girdi olarak tanımlanan alt gerilim sınırından düşük olması gerekmektedir.

Gerilim ölçümlerine göre uygun bulunan kapasitörlerin filtrelenmesinden sonra ihtiyaç olunan reaktif güç değerine göre belirlenecek devreye alma ya da devreden çıkarma işlemine göre kapasitörlerin gün içerisinde gerçekleşen kapama sayılarına göre filtreme işlemi gerçekleştirilir. Yapılan hesaplamalara göre kapasitör devreye alınması gerekiyorsa, her bir kapasitörün günlük toplam kapama miktarı, operatör tarafından sisteme girdi olarak tanımlanacak günlük maksimum kapasitör anahtarlaması parametresinden küçük olması gerekmektedir. Eğer algoritma VAR Yönteminden başlayarak Volt yöntemine girmişse, ana şebeke bileşeni üzerinde ölçümlenen reaktif güç değerinden ilgili kapasitörün kurulu gücü çıkarıldığında reaktif güç alt sınırı değerinden büyük olması gerekmektedir. Bunun yanında ilgili kapasitör devreye alma işlemine göre engellenmiş ise anahtarlamaya uygun kapasitör olarak seçilememektedir.

Reaktif Güç Alt Sınırı formülü aşağıdaki gibidir:

$$\text{Reaktif Güç Alt Sınırı} = \sqrt{\left(\frac{P}{PF_{\text{Target}} - PF_{\text{Tolerance}}}\right)^2 - P^2} \quad (3.55)$$

P: Ölçümlenen aktif güç değeri,

PF_{Target} : Ulaşılması istenen güç faktörü değeri,

$PF_{\text{Tolerance}}$: PF_{Target} için sisteme girdi olarak tanımlanacak tolerans değeri,

Yapılan hesaplamalar sonucunda kapasitör devreden çıkarılması gerekiyorsa, her bir kapasitörün devreden çıkarma işlemine göre engellenmemiş olması gerekmektedir. Bununla birlikte eğer algoritma VAR yönteminden başlayarak Volt yöntemine girmişse ana şebeke elemanı üzerinde ölçümlenen reaktif güç değerine ilgili kapasitörün kurulu gücü eklendiğinde elde edilen değer reaktif güç alt sınırı değerinden küçük olması gerekmektedir.

Reaktif güç üst sınırı formülü aşağıdaki gibidir:

$$\text{Reaktif Güç Üst Sınırı} = \sqrt{\left(\frac{P}{\text{PF}_{\text{Target}} + \text{PF}_{\text{Tolerance}}}\right)^2 - P^2} \quad (3.56)$$

P: Ölçümlenen aktif güç değeri,

$\text{PF}_{\text{Target}}$: Ulaşılması istenen güç faktörü değeri,

$\text{PF}_{\text{Tolerance}}$: $\text{PF}_{\text{Target}}$ için sisteme girdi olarak tanımlanacak tolerans değeri,

Bütün bu filtreleme işlemleri sonucunda anahtarlama uygun olan kapasitör olmaması durumunda algoritma VAR yöntemin ile devam ederek VAR bozunumunu kontrol etmelidir.

Anahtarlama uygun olan kapasitörler içerisinde üzerindeki gerilim ölçümü ile, sisteme girdi olarak tanımlanan üst gerilim sınırı farkı ya da gerilim ölçümünün alt sınırı gerilim değerinden farkı en büyük olan kapasitörler seçilir. Eğer seçilen kapasitör sayısı birden fazla ise, algoritma skor hesaplama algoritmasına gitmelidir.

Uygun kapasitörler için skorlar hesaplandıktan sonra skorlar en yüksek skora sahip olan kapasitörler seçilir, seçim sonrasında aynı skora sahip birden fazla kapasitör varsa, kapasitörlerin ana şebeke elemanına olan uzaklıklarına göre yapılan skorlamada en düşük skora sahip olan kapasitör seçilir, buna rağmen aynı skora sahip olan birden fazla kapasitör olma durumunda anahtarlama sayısı en düşük olan kapasitör seçilir ve haberleşme birimi ile komut gönderilerek kapasitörün anahtarlanması sağlanır.

VAR Kontrol Yöntemi: Ana şebeke elemanın kontrol önceliği VAR yöntemi olduğu durumda, temel amaç güç faktörünün belirtilen bant aralığında kalmasını sağlamaktır. Ölçümlenen/hesaplanan güç faktörü değeri belirlenen bant aralığında değilse, kontrolü gerçekleştirilecek kapasitörün devreye alınması ya da devreden çıkarılması işlemine göre kapasitörlerin filtrelenmesi sağlanmaktadır.

Hesaplamalara göre kapasitör devreye alınması gerekiyorsa, aşağıdaki faktörlere göre filtreleme yapılmaktadır:

- Kapasitör üzerinde ölçümlenen aktif güç değeri, kapasitörün kurulu gücü ile kapasitör üzerinde ölçümlenen aktif gücün, reaktif güce oranının çarpımından büyük olmalıdır.
- Sistemde ihtiyaç olunan reaktif güç değeri, kapasitörün devreye alınması için gerekli olan reaktif güç tetikleme oranı ile kapasitörün kurulu gücünün çarpımından büyük olmalıdır.
- Kapasitörün anahtarlama konumu açık durumda olmalıdır.
- İlgili kapasitörün günlük anahtarlama sayısı, tanımlanacak maksimum günlük anahtarlama sayısından küçük olmalıdır.

- Kapasitör devreye alma için engellenmemiş olmalıdır.
- Son olarak, eğer algoritma Volt yöntemi ile başlayarak VAR yöntemine gelmişse, kapasitör üzerinde ölçümlenen gerilim değeri ile ölçümlenen gerilim farkı toplamının gerilim üst sınırından küçük olmalıdır.

Yapılan hesaplamalara göre kapasitör devreden çıkarılması gerekiyorsa, aşağıdaki faktörlere göre filtreleme yapılmaktadır:

- İhtiyaç olan reaktif güç değerinin mutlak değeri, kapasitörün devreden çıkarılması için gerekli olan reaktif güç tetikleme oranı ile kapasitörün kurulu gücünün çarpımından büyük olmalıdır.
- Kapasitörün anahtarlama konumu kapalı durumda olmalıdır.
- Kapasitör devreden çıkarılması için engellenmemiş olmalıdır.
- Son olarak, eğer algoritma Volt yöntemi ile başlayarak VAR yöntemine gelmişse, kapasitör üzerinde ölçümlenen gerilim değerinin, ölçümlenen gerilim farkı değeri ile farkının gerilim alt sınırından büyük olması gerekmektedir.

Yukarıda bahsedilen faktörlere göre filtreleme yapılan kapasitörlerin var olması durumunda en uygun kapasitörün seçilebilmesi için skor hesaplama algoritması kullanılmaktadır.

Skor hesaplama algoritması sonucunda alınan skorlar toplamı en yüksek olan kapasitör, anahtarlama için seçilmektedir. Aynı skor toplamına sahip olan birden fazla kapasitör olması durumunda kapasitörlerden ana şebeke elemanına en yakın olan kapasitörler seçilir, buna rağmen birden fazla kapasitörün seçilmiş olması durumunda anahtarlama sayısı en düşük olan kapasitör seçilip, haberleşme birimi vasıtasıyla komut gönderilerek kapasitörün anahtarlanarak devreden çıkarılması sağlanır.

Skor Hesaplama Algoritması: Sistemde yer alan kapasitörlerin aşağıdaki faktörlere göre skorları hesaplanır ve skorlar her bir kapasitöre atanır. Toplamda en yüksek skora sahip olan kapasitör, anahtarlama için seçilmesi gereken kapasitör olmalıdır. Skorlar arasındaki önem sırası ise system operatörü tarafından sisteme girdi olarak tanımlanacak ağırlık faktörü parametrelerine göre tanımlanabilmektedir. Hesaplanacak skorlamalar aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır:

a. Fider Reaktif Güç

Bu skorlamaya göre fiderler üzerinde bulunan ölçüm noktalarından alınan reaktif güç değerleri karşılaştırılarak kapasitör devreye alınması ihtiyacının olduğu durumda en yüksek skorun en yüksek fider reaktif gücüne sahip olan fider üzerindeki kapasitörlere atanması esas alınır. Kapasitörün devreden çıkarılması durumunda ise fiderdeki reaktif gücün en düşük olduğu fider üzerinde bulunan kapasitörlere en yüksek skor atanır.

b. Kapasitör Kurulu Gücü

Bu skorlamaya göre anahtarlanacak kapasitörlerin kurulu güçleri baz alınarak kapasitörler arasında karşılaştırma yapılmaktadır. İhtiyaç olunan reaktif güce göre kapasitör devreye alınması gerekiyorsa, minimum kurulu güce sahip olan kapasitörün en yüksek skora sahip olması esas alınır, kapasitörün devreden çıkarılması durumunda ise maksimum kurulu güce sahip olan kapasitör işleme alınacaktır.

c. Kapasitörün Bulunduğu Hattın Reaktif Gücü

Bu skorlamaya göre kapasitörün bulunduğu hattaki reaktif güç değerleri karşılaştırılır ve skorlama yapılır. Kapasitör devreye alınması durumunda kapasitörün üzerinde ölçümlenen reaktif güç değerlerinden maksimum reaktif güç değerine sahip olan kapasitörün en yüksek skora sahip olması esas alınır, kapasitörün devreden çıkarılması durumunda ise minimum reaktif güç değerine sahip olan kapasitör en yüksek skoru alacaktır.

d. Anahtarlama Sayısı

Bu skorlamaya göre her bir kapasitör anahtarlama sayılarına göre karşılaştırılır ve skorlama yapılır. Kapasitör devreye alınması durumunda minimum anahtarlama sayısına sahip olan kapasitörün en yüksek skora sahip olması esas alınır.

e. Kapasitörün Bulunduğu Hattın Gerilimi

Bu skorlamaya göre her bir kapasitörün bulunduğu hat üzerindeki gerilim değerine göre kapasitör devreye alınması gerekiyorsa, maksimum gerilim değerine sahip olan kapasitör en yüksek skora sahip olacaktır, kapasitör devreden çıkarılması durumunda ise minimum gerilim değerine sahip olan kapasitör en yüksek skoru alacaktır.

3.6. Kullanıcı Arayüzü

Tez çalışması ile birlikte oluşturulmuş olan kullanıcı arayüzü programından sistemde takibi sağlanan santrallerin üretim değerlerinin takibi ve şebeke durumuna göre manuel olarak set değerlerinin gönderilmesi işlemleri arayüz üzerinden gerçekleştirilmektedir. Arayüz yapısı içerisinde santral konumları, santral üretim değerleri, manuel set değerleri oluşturma ekranları bulunmaktadır. Manuel giriş olmadığında algoritma yapısı otomatik olarak şebeke durumuna göre santrallere belirli set değerleri göndererek gerilim ve reaktif güç regülasyonunu korumaya devam etmektedir.



Şekil 3.14. Santral Lokasyon Görüntüleme

Üretim değerleri takip sayfası altında, sisteme kayıtlı santrallerin toplam anlık üretimleri ve santral tipi bazında toplam anlık üretimler görülebilmektedir. Sayfanın Alt kısmında bulunan çizelgede ise fiderlerin üzerindeki faz akımları, faz gerilimleri, reaktif, aktif güç bilgilerinin bulunduğu çizelge bulunmaktadır. Çizelge üzerinde fiderin bağlı olduğu trafo ve TM, fider geriliminin maksimum minimum değer aralığı, fidere uygulanan gerilim set değeri, aktif güç set değeri, reaktif güç set değeri ve limit değerleri gösterilmektedir. Her bir satırın en sağında bulunan butonlar ile fiderin gerilim profili görüntülenebilir, sadece o fidere ait bilgilerin görüntülediği sayfaya geçiş yapılabilir, fider geçmişindeki bilgilere erişilebilir.

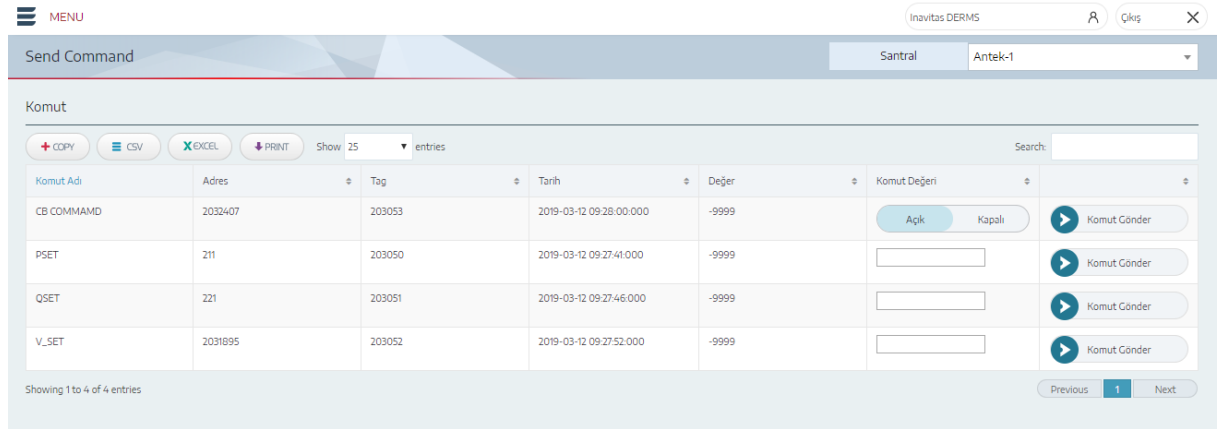
DER Management																										
Toplam			158 Santral			GES			158 Santral			HES			0 Santral			RES			0 Santral					
P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW	P	134758,45	MW			
Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar	Q	-47411,45	MVar
Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh	Günlük Üretim	793,78	MWh
Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh	Aylık Üretim	9986,05	MWh

Üretim Fiderleri																	
TM	Trafo	Fider	P	Q	Va	Vb	Vc	Vmax	Vmin	Pset	Qset	PF Kapasitif Limit	PF Endüktif Limit	Maksimum Gerilim Limiti	Minumum Gerilim Limiti	Gerilim Nominali	Mode
AKORSAN	AKORSAN TR B	F16 - DAGBELI SAG (OTOP)	3,516	0,31	31,627	31,502	31,686	32,912	32,201	100	0	98	95	34	30	34,5	Manuel
AKORSAN	AKORSAN TR B	F15 - DAGBELI SOL	-3,536	-0,52	31,674	31,556	31,753	32,912	32,201	100	0	98	95	34	30	34,5	Manuel

Şekil 3.15. Volt/VAR Kontrol Yazılımı Fider İzleme Ekranı

Manuel set değeri gönderim sayfası altında 4 adet komut bulunmaktadır. Bu komutlar gerilim set komutu, aktif güç set komutu, reaktif güç set komutu ve kesici komutlarıdır. Sayfanın sağ üst köşesinden santral seçildikten sonra çizelgedeki tag ve adres bilgileri otomatik olarak değişmektedir. Kullanıcı santral seçimini

gerçekleştirdikten sonra komut gönder seçeneği ile inverterlere belirlenen komutları gönderebilmektedir.



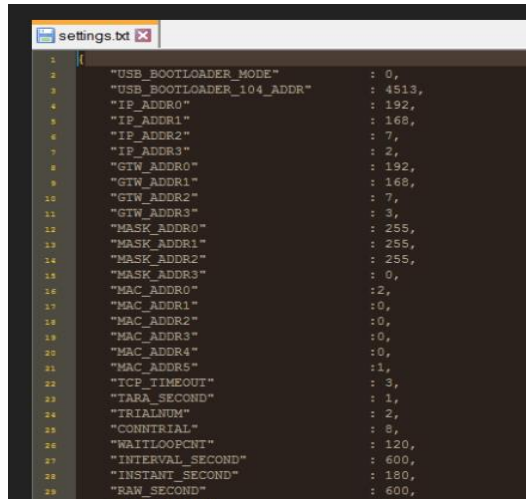
Şekil 3.16. Volt/VAR Kontrol Yazılımı Fider İzleme Ekranı

3.7. Test Prosedürü – MCU Ayarlarının Yapılması

Her bir ünite Güneş santallerindeki data loggerlar ile aynı networke bağlı bir adet MCU ve SD karttan oluşmaktadır.

3.7.1. MCU SD kart genel ayarlarının yapılması (Settings.txt)

Öncelikle MCU'nun genel ayarlarının kaydedilebilmesi için Settings.txt dosyası yazılımsal olarak okunmalıdır. Settings.txt dosyasının içerisinde TCP protokolü ayarları, IEC 104 protokolü ayarları, modbus TCP master ayarları test edilecektir.



Şekil 3.17. MCU SD Kart Genel Ayar Ekranı

3.7.2. MCU SD kart inverter ayarlarının yapılması (cihazlar.txt)

MCU'nun inverterleri okuyabilmesi için SD kart içerisindeki cihazlar.txt dosyası yazılımsal olarak okunarak işlenmektedir. cihazlar.txt dosyası okunduktan sonra markalara göre değişen inverterlerin modbus TCP ve IEC 104 ayarları set edilecektir.

```

1 100002 CH0002 0.0.0.0 0 2 STP60 0 0 64 0
2 100003 CH0003 0.0.0.0 0 3 STP61 0 0 64 0
3 100004 CH0004 0.0.0.0 0 4 STP62 0 0 64 0
4 100005 CH0005 0.0.0.0 0 5 STP63 0 0 64 0
5 100006 CH0006 0.0.0.0 0 6 STP64 0 0 64 0
6 100007 CH0007 0.0.0.0 0 7 STP65 0 0 64 0
7 100008 CH0008 0.0.0.0 0 8 STP66 0 0 64 0
8 100009 CH0009 0.0.0.0 0 9 STP67 0 0 64 0
9 100010 CH0010 0.0.0.0 0 10 STP68 0 0 64 0
10 100011 CH0011 0.0.0.0 0 11 STP69 0 0 64 0
11 100012 CH0012 0.0.0.0 0 12 STP70 0 0 64 0
12 100013 CH0013 0.0.0.0 0 13 STP71 0 0 64 0
13 100014 CH0014 0.0.0.0 0 14 STP72 0 0 64 0
14 100015 CH0015 0.0.0.0 0 15 STP73 0 0 64 0
15 100016 CH0016 0.0.0.0 0 16 STP74 0 0 64 0
16 100017 CH0017 0.0.0.0 0 17 STP75 0 0 64 0
17 100018 CH0018 0.0.0.0 0 18 STP76 0 0 64 0
18 100019 CH0019 0.0.0.0 0 19 STP77 0 0 64 0
19 100020 CH0020 0.0.0.0 0 20 STP78 0 0 64 0
20 100021 CH0021 0.0.0.0 0 21 STP79 0 0 64 0

```

Şekil 3.18. MCU SD Kart Cihaz Ayar Ekranı

3.7.3. Testler için gereken donanım ve yazılımlar

- SD kart adaptörü
- MCU haberleşme cihazı
- GES'lere ait Data loggerlar
- GES'lere ait inverterler
- Ethernet kablosu
- Modbus test yazılımı – KEPServerEX
- Kullanıcı arayüz yazılımı

3.7.4. Test düzeneğininin hazırlanması

- SD kart adaptörü ile SD kartlar içerisine “settings.txt” ve “cihazlar.txt” dosyaları atılacak ve ayarları yapılacaktır.
- Önceden montajı yapılan MCU cihazının firmware güncellemesi için bilgisayar bağlantısı yapılacak.
- MCU ile data logger ethernet kablosu ile aynı networke bağlanacak.
- MCU'nun IP adresi alıp almadığını kontrol için bilgisayar MCU cihazına bağlı olacaktır.

- GES'lere ait data loggerın inverterlerle aynı network switchi üzerinde bağlantısı olması gerekmektedir.



Şekil 3.19. GES İnverter Kontrolü İçin Montajı Yapılan Datalogger Test Düzenegi

3.7.5. Test prosedürü

- SD kartlar MCU'nun SD kart soketlerine yerleştirilecek.
- SD kart adaptörü ile SD kartlar içerisine "settings.txt" ve "cihazlar.txt" dosyaları atılacak ve ayarları yapılacaktır.
- Bilgisayardan MCU'nun IP adresi alıp almadığı kontrol edilecektir.
- MCU ile aynı networkte olan inverterlerin Modbus TCP Slave ile okunması sağlanacak
- Okunan verilerin kullanıcı arayüz yazılım modülüne periyodik olarak IEC 104 protokolü ile gönderilmesi sağlanacak.
- Kullanıcı arayüz yazılımından MCU'ya P ve Q set değerlerinin gelip gelmediği kontrol edilecek.
- Gelen P ve Q set değerleri Modbus TCP protokolü üzerinden single veya multiple yazma işlemi sağlanacaktır.
- Sonrasında invertlerin verilen set değerinde çalışıp çalışmadıkları kontrol edilecektir.
- İnverterde gerçekleşen set değeri kullanıcı arayüz yazılım modülüne gönderilip gönderilmediği kontrol edilecek.

3.7.6. Modem LAN ayarları

Basic Setup ekranında modeme verilmek istenen Local IP girilir. Ayarlar kaydedilir ve uygulanır.

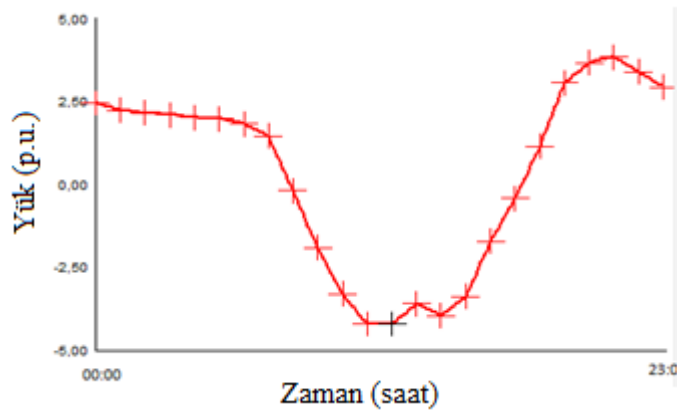
3.7.7. MCU seri port ayarları

- Applications -> Serial Applications menüsü altında seri haberleşme Enable olarak işaretlenir.
- Seri port ayarları 19200 baud, 8 databit, None parity, 2 stopbit olarak girilir.
- Protokol Modbus TCP seçilir ve Port 502 olarak ayarlanır.
- Ayarlar kaydedilir ve uygulanır.

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

4.1. Uygulama Bölgesi Ön Analizleri

Kozluca Fideri üzerinde gerçekleştirilen yük akışı analizleri bir gün üzerinden gerçekleştirilmiş olup genel olarak iki önemli durum üzerinde durulmuştur. Bunların birincisi gün içinde GES üretimlerini en yüksek olup TEİAŞ trafo merkezine en fazla gücün geri basıldığı durum. İkincisi ise GES üretimlerinin durduğu ve fider üzerinden en yüksek gücün çekildiği durumdur. Şekil 4.1’de görülen yüklenme eğrisinde görüldüğü üzere Burdur TM’ye en fazla gücün geri basıldığı saat olan 12:00 birinci durum olarak, Burdur TM’den en fazla gücün çekildiği saat olan 21:00 ise ikinci durum olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.1. Kozluca Fideri 6 Fider Başı Yük Grafiği

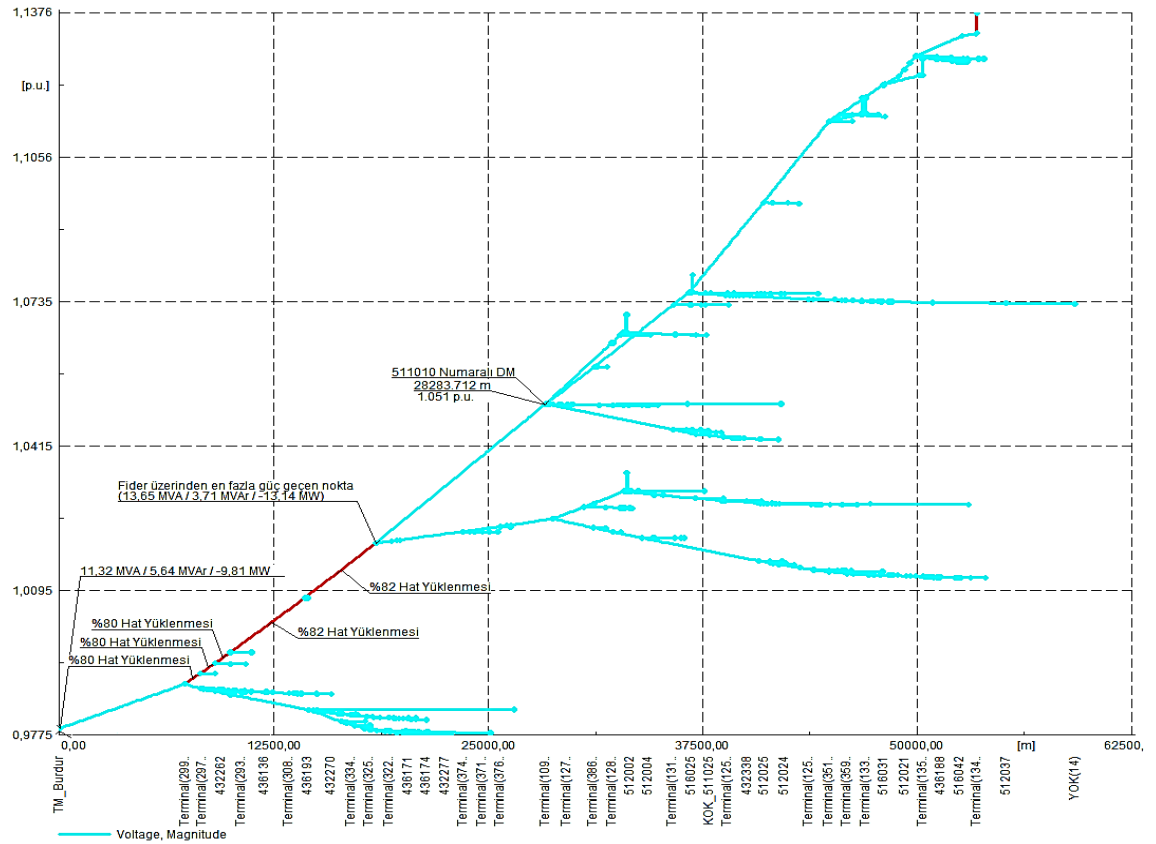
Yapılan analizlerde fiderdeki 11 farklı durum için yük akışı analizleri gerçekleştirilmiştir. Gerçekleştirilen bu analizlerden elde edilen fider gerilim profilleri incelenmiştir. Bu bölümün devamında gerçekleştirilmiş bu yük akışı analizlerinden elde edilen gerilim profilleri verilmiş ve durum değerlendirmeleri gerçekleştirilmiştir.

4.1.1. Senaryo 1: Saat 12:00’da bağlantı görüşü almış tüm GES’ler devrede

Senaryo 1 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri’ndeki gerilim profili Şekil 4.2’de verilmiştir. Bu senaryoda fider üzerindeki tüm GES’ler aktifken fiderdeki gerilim yükselmelerinin ve hat yüklenmelerinin değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu gerilim profili incelendiğinde 9,81 MW’ın Burdur TM’ye geri basıldığı ve Burdur TM’den 5,64 MVar’lık bir reaktif gücün çekildiği görülmektedir. Fider üzerinden en fazla gücün geçtiği noktada fiderden 13,14 MW Burdur TM’ye doğru basılmakta ve Burdur TM tarafından 3,71 MVar’lık bir reaktif güç çekilmektedir. Bu güç Pigeon (3/0) hat üzerinde %82’lik bir yüklenmeye neden olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'inde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %7,5 artarak 1,051 p.u. (33,1 kV) seviyesine gelmiştir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %16 artarak 1,1376 p.u. (35,83 kV) seviyesine gelmiştir. Fider boyunca en düşük gerilim değerinin gözlemlendiği nokta ile en yüksek gerilim değerinin gözlemlendiği nokta arasında %16'lık bir fark elde edilmiştir.

Gerilim profilinin en uygun anahtarlama koşulunda bu seviyelerde olması göz önüne alındığında Kozluca Fideri'nin bu koşullar altında işletilemeyeceği açıktır.



Şekil 4.2. Tüm GES'ler Devrede Saat 12.00'da Oluşan Gerilim Profili

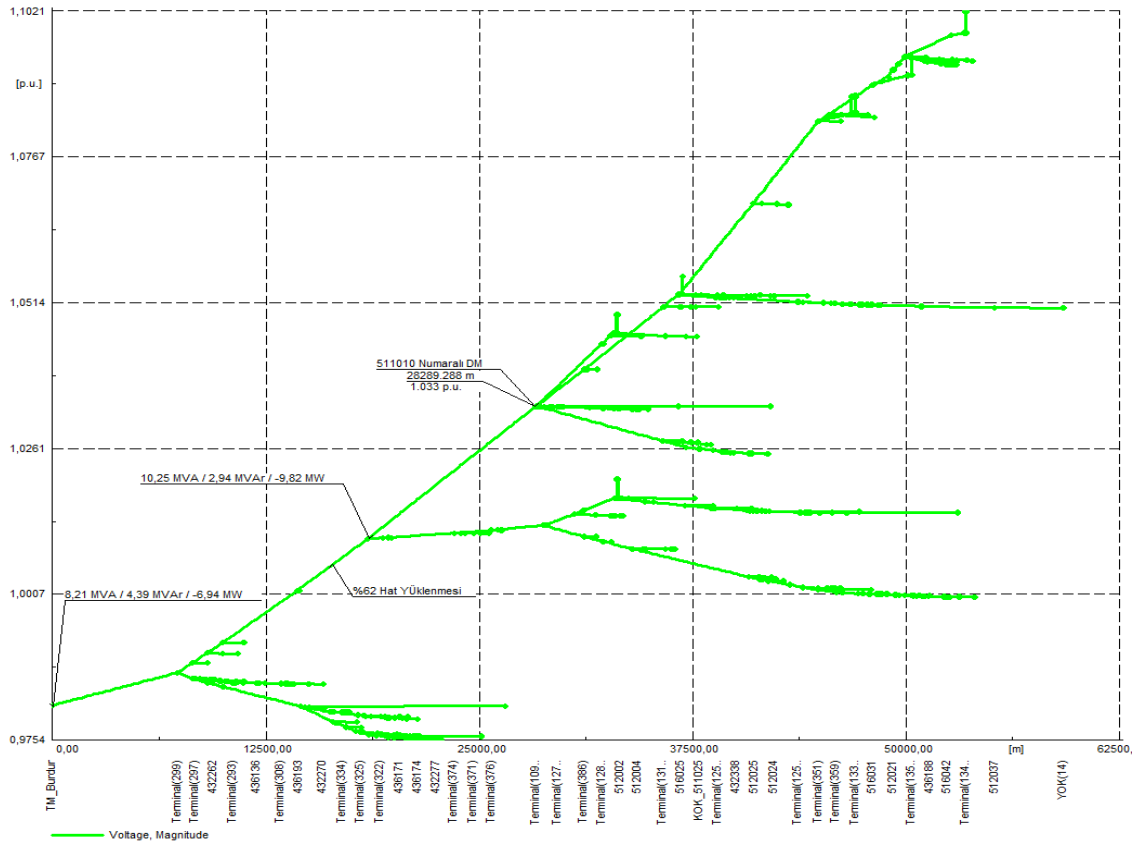
4.1.2. Senaryo 2: Saat 12.00'da GES üretimleri %80 ile sınırlandırılmış durum

Senaryo 2 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.3'de verilmiştir. Bu senaryoda fider üzerindeki tüm GES'ler aktif ve üretimleri %80 ile sınırlandırılmış durumda fider üzerindeki gerilim yükselmelerinin ve hat yüklenmelerinin değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu gerilim profili incelendiğinde fider başından 6,94 MW'ın Burdur TM'ye geri basıldığı ve Burdur TM'den 4,39 MVar'lık bir reaktif gücün çekildiği görülmektedir. Fider üzerinden en fazla gücün geçtiği noktada fiderden 9,82 MW Burdur TM'ye doğru basılmakta ve Burdur TM

tarafından 2,94 MVA'lık bir reaktif güç çekilmektedir. Bu güç Pigeon (3/0) hat üzerinde %62'lik bir yüklenmeye neden olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %5,2 artarak 1,033 p.u. (32,54 kV) seviyesine gelmiştir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %12,1 artarak 1,102 p.u. (34,71 kV) seviyesine gelmiştir.

Kozluca Fideri'nde Senaryo 2'ye göre yönetmelikler ile belirlenen gerilim sınır değerlerinin aşılması nedeniyle işletilemeyeceği açıktır.



Şekil 4.3. Tüm GES'lerin Üretimi %80 ile Sınırlandırılmış Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

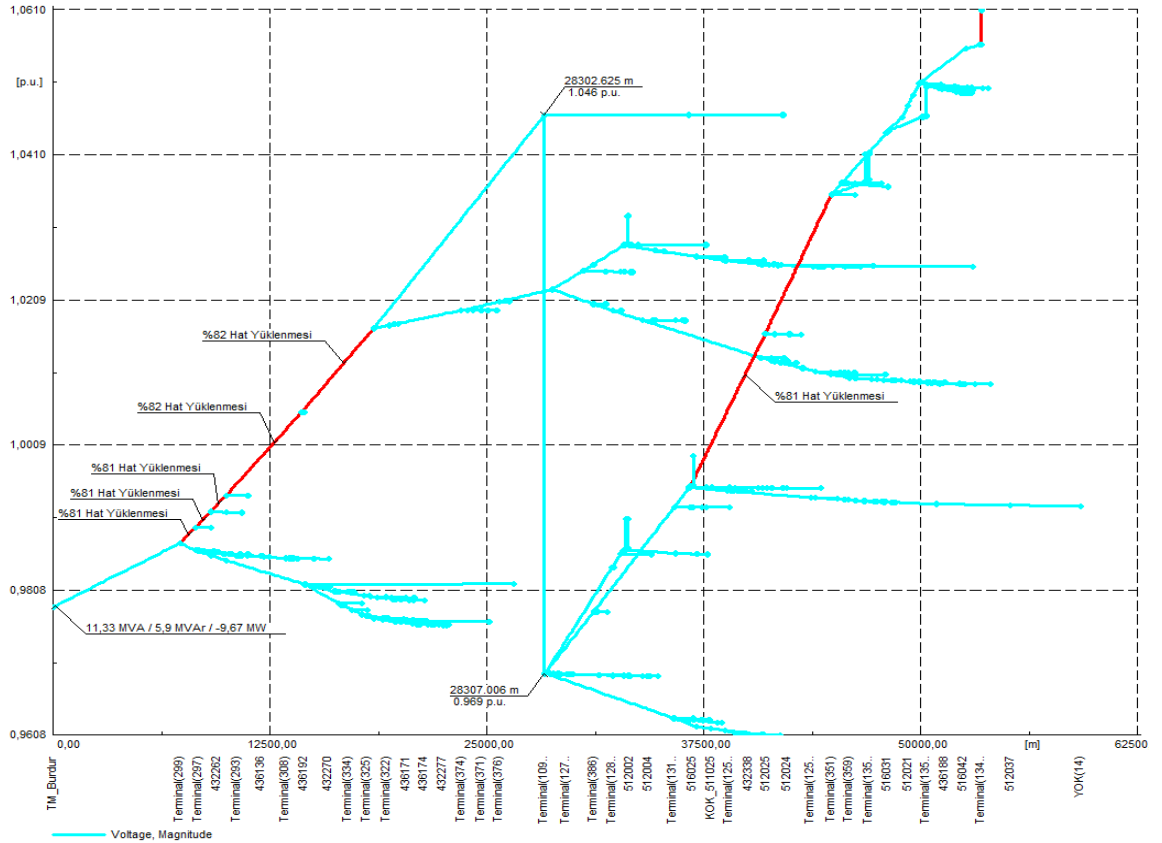
4.1.3. Senaryo 3: Saat 12:00'da 511010 numaralı DM'de bir oto trafo aktif durum

Senaryo 3 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.4'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 3'de fider başından 9,67 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 5,9 MVA'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13,04

MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,85 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %82'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %7 artarak 1,046 p.u. (32,95 kV) seviyesine gelmiştir. Senaryo 3'de 511010'da konumlandırılmış oto trafo sayesinde şebeke gerilimi 0,97 p.u. (30,56 kV) seviyesine düşürülmektedir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktadaki gerilim ise fider başı gerilimine oranla %8,5 artarak 1,061 p.u. (33,42 kV) seviyesine gelmiştir. Fider boyunca gerilim profili 1,061 p.u. (33,42 kV) ile 0,961 p.u. (30,27 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 3'e göre geçici olarak işletilebilir durumdadır. En yüksek hat yüklenmesinin %82 olması ve fider gerilim profilinin %10 aralığında değişmesi kısa süreli olarak şebekenin işletilmesine olanak sağlamaktadır. Özellikle bu bölgeye yapılacak olan ikinci Trafo Merkezinin ileride bölgeyi rahatlatacağı düşünüldüğünde bu senaryonun geçici çözüm olarak kullanılmasında herhangi bir engel bulunmamaktadır.



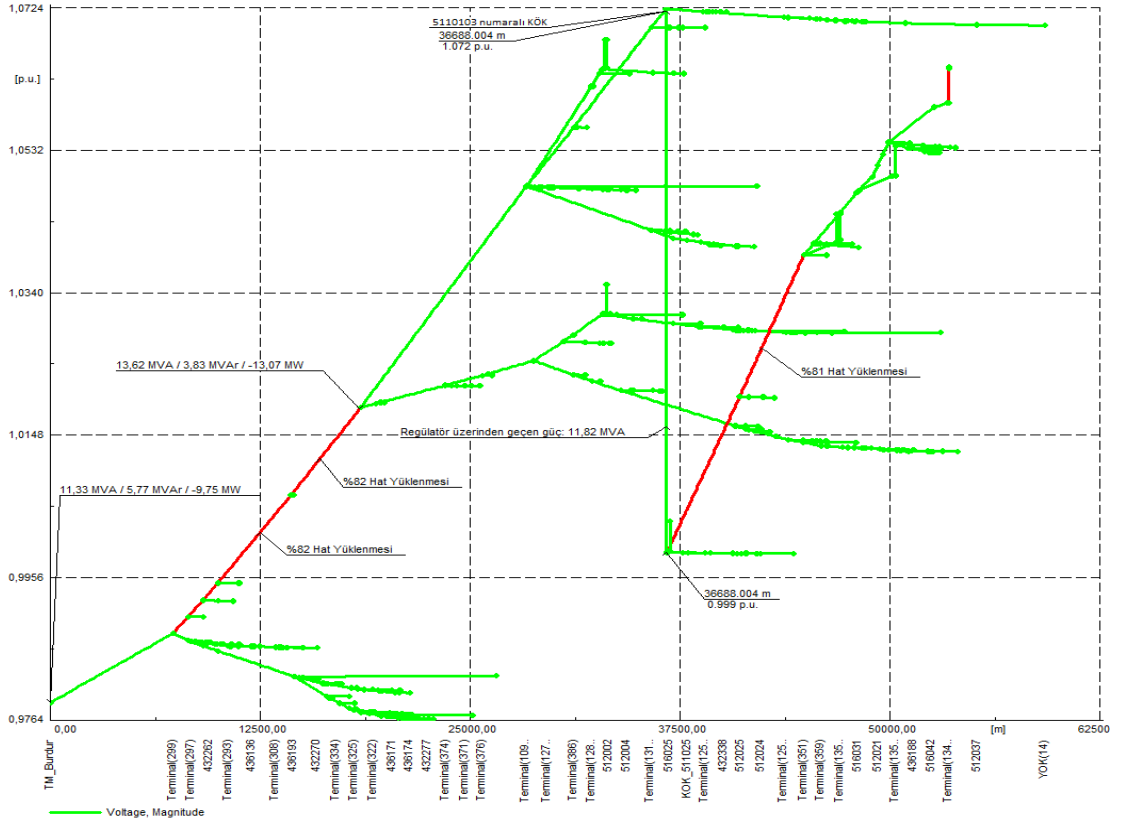
Şekil 4.4. Tüm GES'ler ve 511010 Numaralı DM'de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.4. Senaryo 4: Saat 12.00'da 511013 numaralı KÖK'de bir oto trafo aktif durum

Senaryo 4 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.5'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 4'de fider başından 9,75 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 5,77 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13,07 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,83 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %82'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 36. Km'sinde bulunan fider üzerindeki 511013 nolu KÖK'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %9,3 artarak 1,072 p.u. (33,77 kV) seviyesine gelmiştir. Senaryo 4'de 511013'de konumlandırılmış oto trafo sayesinde şebeke gerilimi 1 p.u. (31,5 kV) seviyesine düşürülmektedir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktadaki gerilim ise fider başı gerilimine oranla %9,3 artarak 1,072 p.u. (33,77 kV) seviyesine gelmiştir. Fider boyunca gerilim profili 1,072 p.u. (33,77 kV) ile 0,976 p.u. (30,74 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 4'de göre geçici olarak işletilebilir durumdadır. En yüksek hat yüklenmesinin %82 olması ve fider gerilim profilinin %9,3 aralığında değişmesi kısa süreli olarak şebekenin işletilmesine olanak sağlamaktadır. Özellikle bu bölgeye yapılacak olan ikinci Trafo Merkezinin ileride bölgeyi rahatlatacağı düşünüldüğünde bu senaryonun geçici çözüm olarak kullanılmasında herhangi bir engel bulunmamaktadır.



Şekil 4.5. Tüm GES'ler ve 511013 Numaralı DM'de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

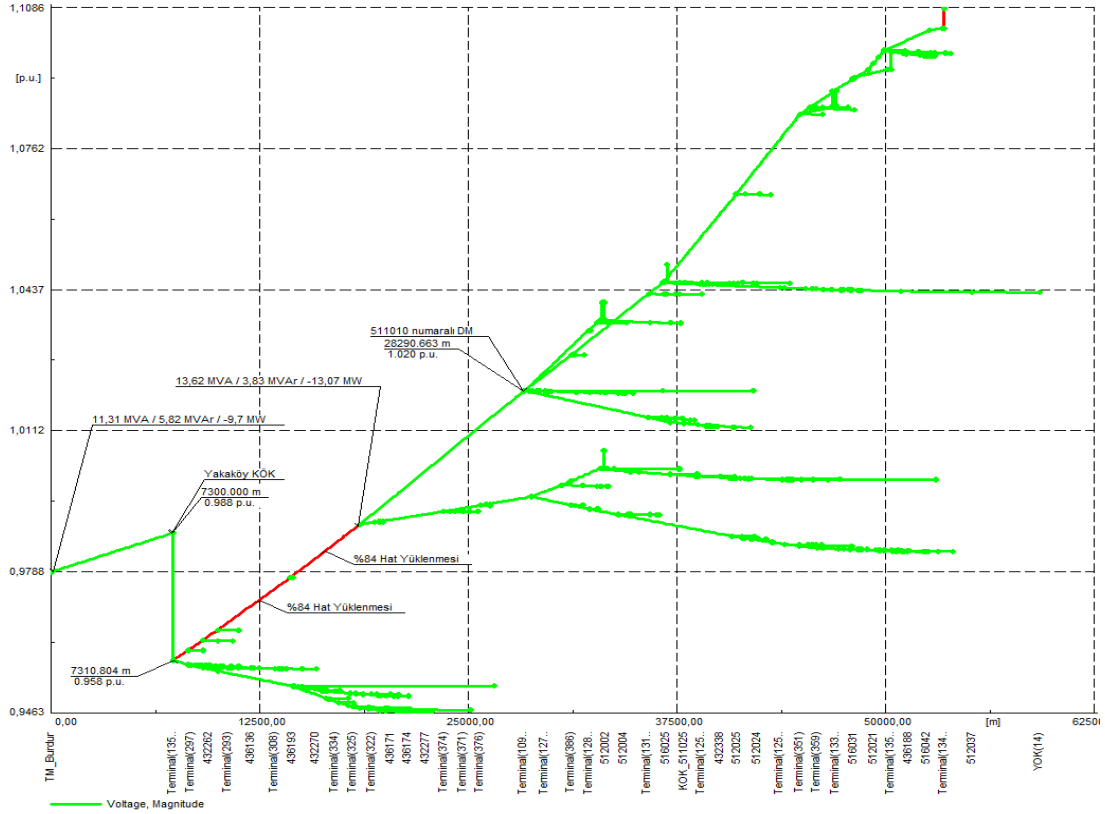
4.1.5. Senaryo 5: Saat 12:00'da Yaka KÖK'de bir oto trafo aktif durum

Senaryo 5 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.6'da verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 5'de fider başından 9,7 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 5,82 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13,07 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,83 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %84'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 7. Km'sinde bulunan fider üzerindeki Yaka KÖK'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %1 artarak 0,988 p.u. (31,12 kV) seviyesine gelmiştir. Senaryo 5'de Yaka KÖK'de konumlandırılmış oto trafo sayesinde şebeke gerilimi 0,958 p.u. (30,18 kV) seviyesine düşürülmektedir. Fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %4,2 artarak 1,02 p.u. (32,13 kV) seviyesine gelmiştir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktadaki gerilim ise fider başı gerilimine oranla %13 artarak 1,109 p.u. (34,93 kV) seviyesine gelmiştir.

Fider boyunca gerilim profili 1,109 p.u. (34,93 kV) ile 0,946 p.u. (29,8 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 5’de %16 aralığında seyreden gerilim profiline sahip olması nedeniyle bu senaryoda işletilemez durumdadır.



Şekil 4.6. Tüm GES’ler ve Yaka KÖK’de Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00’de Oluşan Gerilim Profili

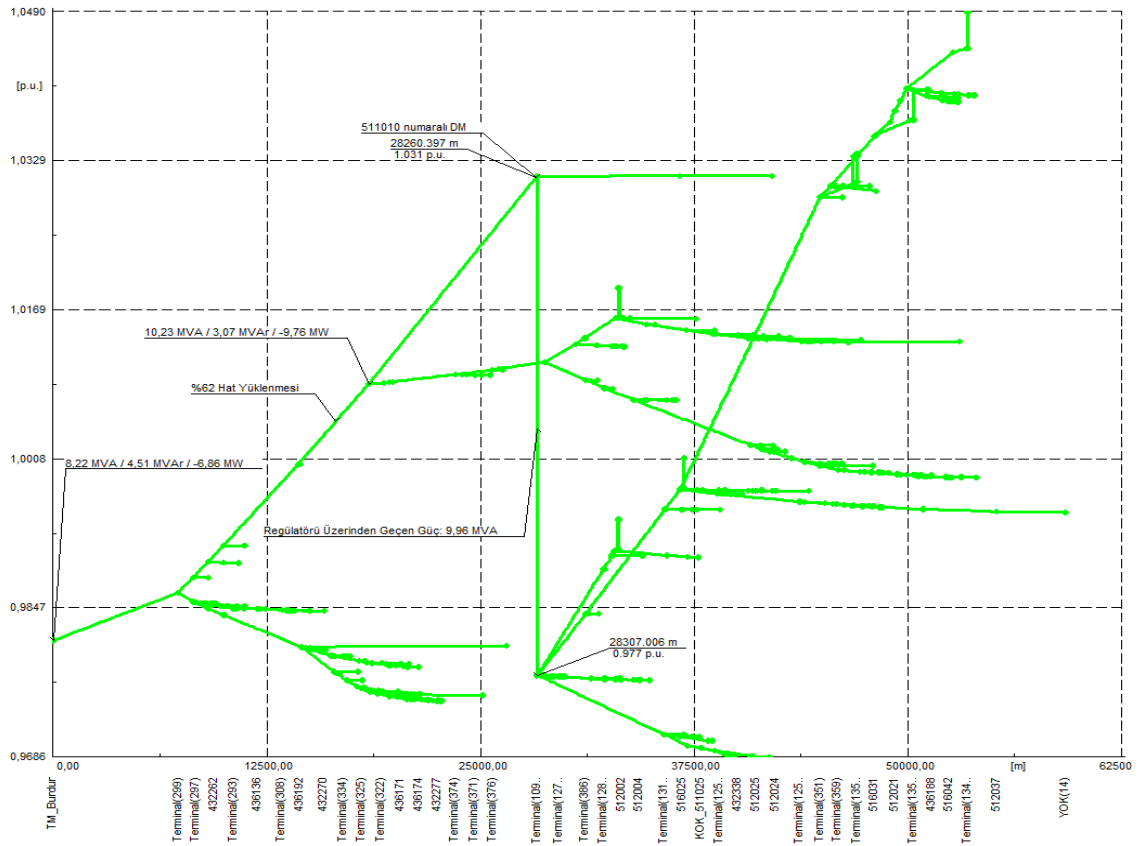
4.1.6. Senaryo 6: Saat 12:00’da fider üzerinde bir oto trafo aktif ve GES üretimleri %80 olarak sınırlandırılmış durum

Senaryo 6 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri’ndeki gerilim profili Şekil 4.7’de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM’ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 6’da fider başından 6,94 MW’lık aktif güç Burdur TM’ye basılmakta, 4,39 MVar’lık reaktif güç Burdur TM’den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 9,76 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,07 MVar’lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %62’lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km’sinde bulunan ve fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM’de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %5 artarak 1,031 p.u. (32,48 kV) seviyesine gelmiştir. Senaryo 6’da

511010'da konumlandırılmış oto trafo sayesinde şebeke gerilimi 0,977 p.u. (30,78 kV) seviyesine düşürülmektedir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %6,8 artarak 1,049 p.u. (33,04 kV) seviyesine gelmiştir. Fider boyunca gerilim profili 1,049 p.u. (33,04 kV) ile 0,969 p.u. (30,52 kV) aralığında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 6'da işletilebilir durumdadır. Fider boyunca herhangi bir aşırı yüklenmenin gözlenmemesi ve fider gerilim profilinin %8 bandında seyretmesi Senaryo 3'e oranla fiderin daha işletilebilir durumda olduğunu göstermektedir. Fakat bu senaryonun en büyük dezavantajı üretimleri kısılan GES'lerin mali bir külfet getirmesi ve üreticilerin ikna edilmesidir.



Şekil 4.7. Tüm GES'ler % 80 Üretim Gerçekleştirir ve Bir Oto Trafo Aktif Durumda Oluşan Gerilim Profili

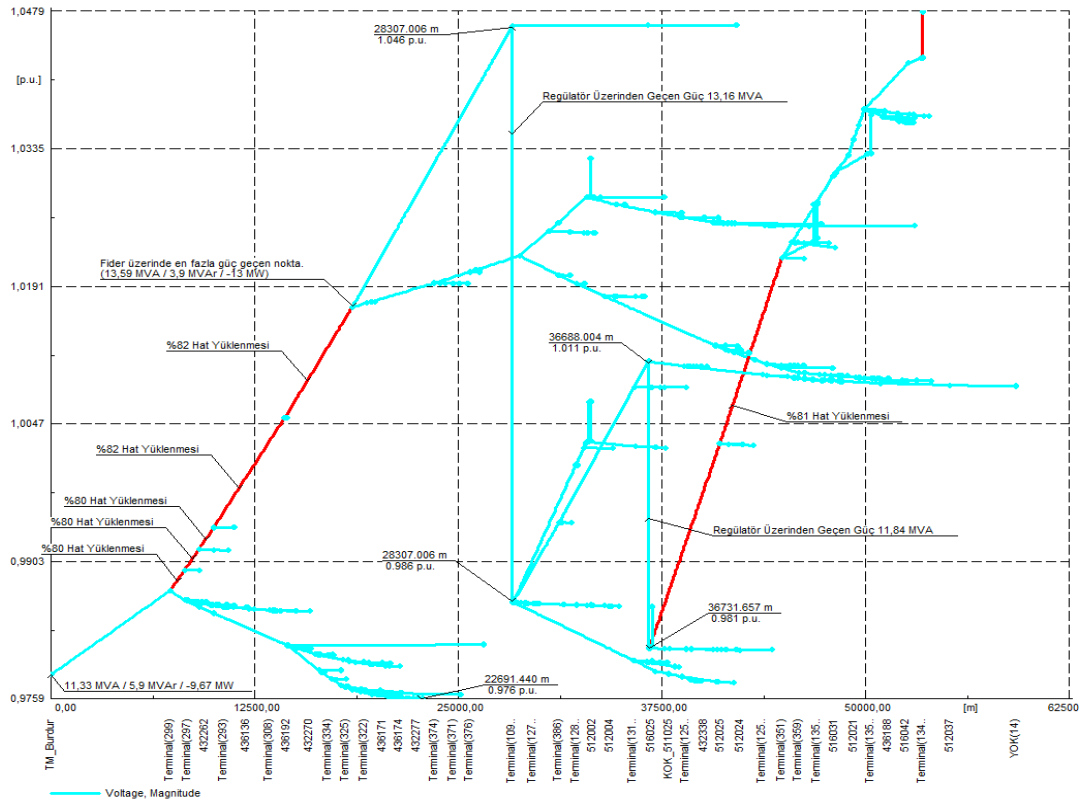
4.1.7. Senaryo 7: Saat 12:00'da fider üzerinde iki oto trafo aktif durum

Senaryo 7 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.8'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 7'de fider başından 9,67 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 5,9 MVAr'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13 MW

güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,9 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %82'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM ve 36. Km'sinde bulunan 511013 numaralı KÖK'e oto trafolar konulmuştur. 511010 numaralı DM'deki oto trafo gerilimi 1,046 p.u.'dan (32,95 kV) 0,986 p.u.'ya (31,06 kV) düşürmekte, 511013 numaralı KÖK'de bulunan oto trafo ise gerilimi 1,011 p.u. (31,85 kV) seviyesinden 0,981 p.u. (30,9 kV) seviyesine indirmektedir. Böylece fider boyunca en yüksek gerilimin görüldüğü noktada gerilim değeri Burdur TM'deki gerilim değerinden %6,2 daha fazla olarak 1,048 p.u. (33,01 kV) olmaktadır.

Kozluca Fideri Senaryo 7'de en yüksek hat yüklenmesinin %82 olması ve fider gerilim profilinin %6,2 aralığında değişmesi nedeniyle kısa vadeli olarak işletilebilir durumdadır. Özellikle bu bölgeye yapılacak olan ikinci Trafo Merkezinin ileride bölgeyi rahatlatacağı düşünüldüğünde bu senaryonun geçici çözüm olarak kullanılmasında herhangi bir engel bulunmamaktadır. Bu senaryonun dezavantajı ise oto trafo maliyetlerini oldukça pahalı olmasıdır. Özellikle daha çok kırsal bölgeyi besleyen Kozluca Fideri üzerine iki adet oto trafonun yerleştirilmesi için gerçekleştirilecek fayda maliyet analizlerinde bu çözümün optimum bir çözüm olarak belirlenemeyeceği düşünülmektedir.



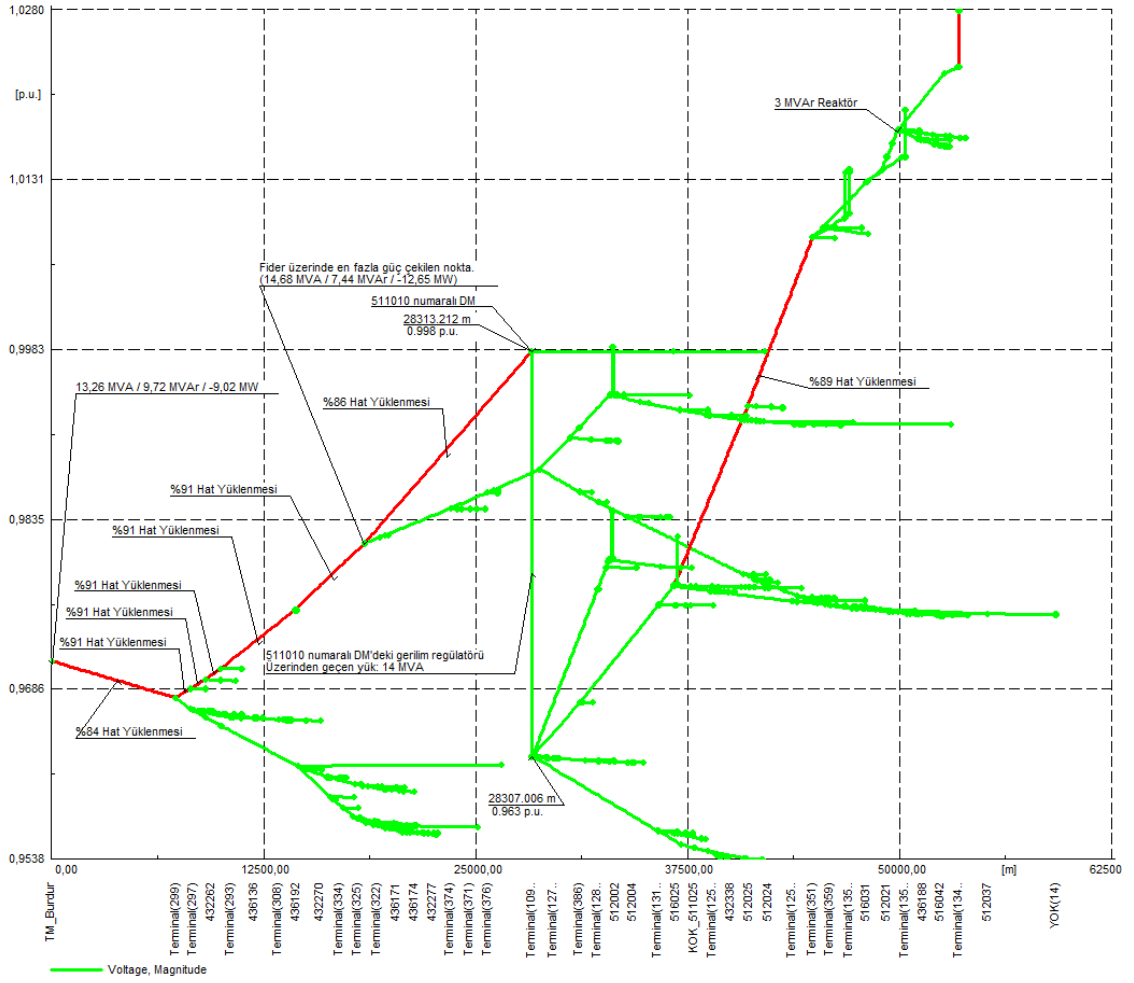
Şekil 4.8. Tüm GES'ler ve İki Oto Trafo Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.8. Senaryo 8: Saat 12:00'da fider üzerinde bir oto trafo ve 3 MVAr reaktör aktif durum

Senaryo 8 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.9'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 8'de fider başından 9,02 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 9,72 MVAr'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 12,65 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 7,44 MVAr'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %91'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %2,7 artarak 0,998 p.u. (31,44 kV) seviyesine gelmiştir. 511010 numaralı DM'de bulunan oto trafo bu 0,998 p.u. seviyesindeki gerilimi 0,963 p.u.'ya (30,33 kV) düşürmekte ve 511015 numaralı KÖK'de bulunan 3 MVAr'lık reaktör ile birlikte fider üzerindeki en yüksek gerilimin görüldüğü noktadaki gerilim seviyesi Burdur TM'deki gerilim seviyesinden tam %5,7 artarak 1,028 p.u. (32,38 kV) değerini görmektedir. Fider boyunca gerilim profili 1,028 p.u. (32,38 kV) ile 0,954 p.u. (30,05 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 8'de işletilebilirliğini yitirmiş durumdadır. Özellikle fider üzerindeki hatların 28 km boyunca %80'lik yüklenme seviyesini geçmesi, fider başında görülen yaklaşık 0,68'lik güç faktörü nedeniyle bu fiderin bu koşullar altında işletilemeyeceği açıktır.



Şekil 4.9. Tüm GES'ler, Bir Adet Oto Trafo ve 3 MVar Reaktör Aktif Durumda saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

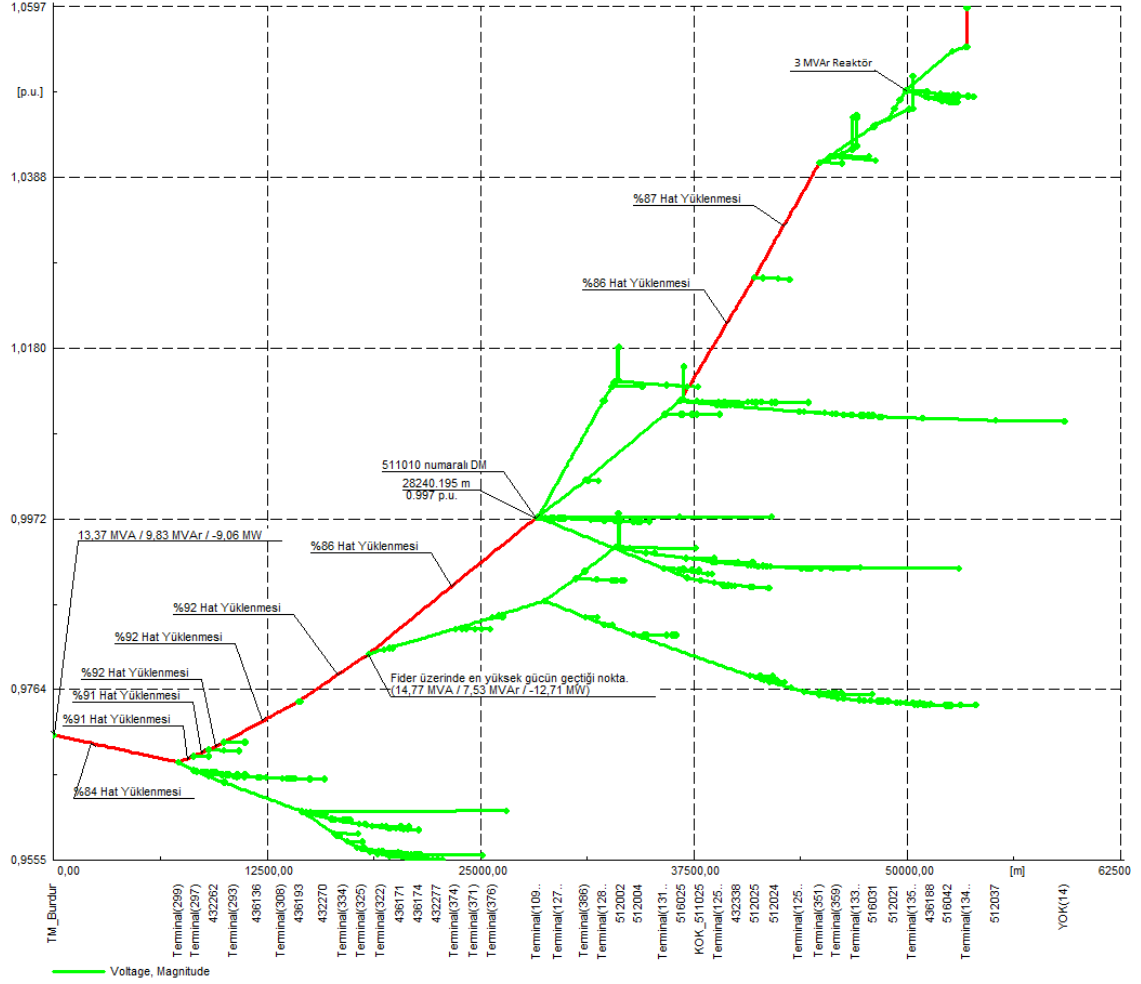
4.1.9. Senaryo 9: Saat 12:00'da fider üzerinde 3 MVar reaktör aktif durum

Senaryo 9 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.10'da verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 9'da fider başından 9,06 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 9,83 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 12,71 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 7,53 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %92'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %2,6 artarak 0,997 p.u. (31,41 kV) seviyesine gelmiştir. 511015 nolu KÖK'de bulunan 3 MVar'lık reaktör ile birlikte Senaryo 9'da fider üzerinde görülen en yüksek gerilim değeri Burdur TM'deki gerilim değerinden %8,8 artarak 1,06 p.u. (33,39

kV seviyesine çıkmaktadır. Fider boyunca gerilim profili 1,06 p.u. (33,39 kV) ile 0,956 p.u. (30,11 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 9'da gerek gerilim seviyesinin büyük bir aralıkta seyretmesi, gerek hat yüklenmelerinin 28 kilometre boyunca %80'in üzerinde seyretmesi, gerekse fider başında 0,68 seviyesinde olması nedeniyle işletilemez durumdadır.



Şekil 4.10. Tüm GES'ler ve 3 MVAr Reaktör Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

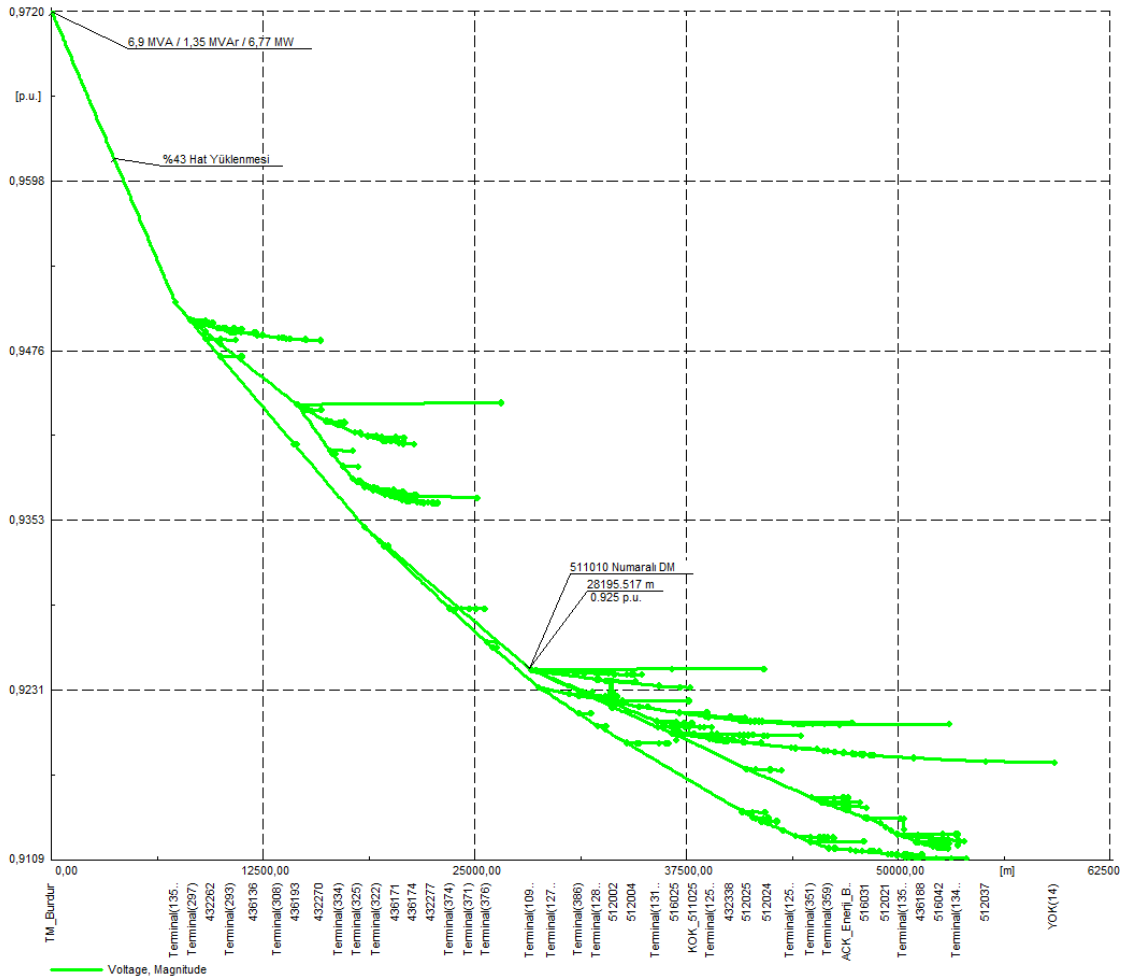
4.1.10. Senaryo 10: Saat 21:00'da fider üzerinde herhangi bir ekstra şebeke elemanı olmadığı durum

Senaryo 10 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.11'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün çekildiği durumda fiderdeki gerilim düşümü ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 10'da fider başından 6,74 MW'lık aktif güç ve 1,34 MVAr'lık reaktif güç çekilmektedir. Aynı zamanda bu değer fider üzerinde çekilen en yüksek güç değerine karşılık gelmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %43'lük bir

yüklenmeye sebep olmaktadır. Dolayısıyla bu değer fider üzerindeki en yüksek hat yüklenmesi olarak kayıtlara geçmektedir.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %4,7 düşerek 0,925 p.u. (29,1 kV) seviyesine gelmiştir. Fider üzerindeki en düşük gerilim değerinin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %6 düşerek 0,91 p.u. (28,67 kV) seviyesine gelmiştir.

Kozluca Fideri'nin Senaryo 10'a göre işletilebilir olduğu görülmektedir. Fider başı ve fider sonu arası gerilim farkının %6 olması fider boyunca gerilim yönetmeliklerce belirlenen sınırlar aralığında tutulabileceği anlamını taşımaktadır. Ayrıca herhangi bir aşırı yüklenme durumu da fider boyunca görülmemektedir.



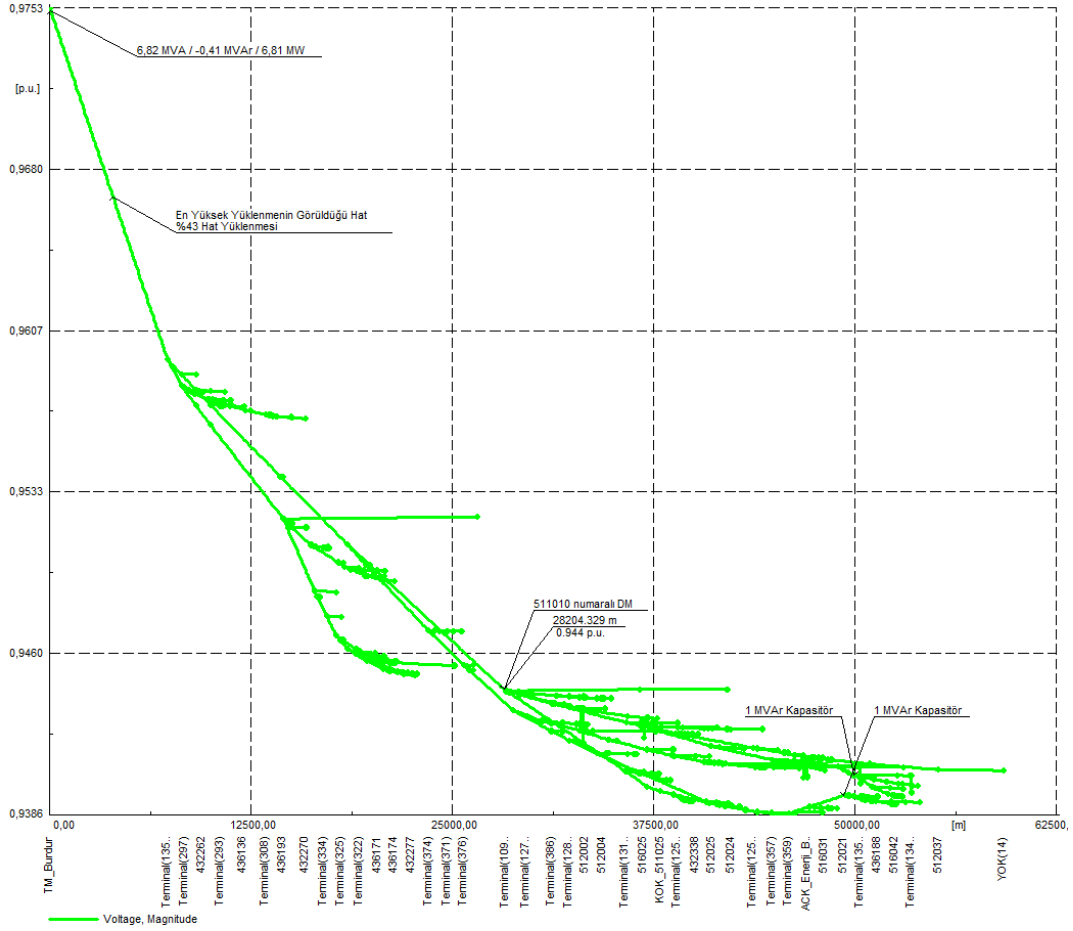
Şekil 4.11. Kozluca Fideri'nde Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.11. Senaryo 11: Saat 21:00'da fider üzerinde 1+1 MVar kapasitör aktif durum

Senaryo 11 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.12'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün çekildiği durumda fiderdeki gerilim düşümü ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 11'de fider başından 6,81 MW'lık aktif güç çekilmekte ve 0,41 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'ye basılmaktadır. Aynı zamanda bu değer fider üzerinde çekilen en yüksek güç değerine karşılık gelmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %43'lük bir yüklenmeye sebep olmaktadır. Dolayısıyla bu değer fider üzerindeki en yüksek hat yüklenmesi olarak kayıtlara geçmektedir.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %3,1 düşerek 0,944 p.u. (29,47 kV) seviyesine gelmiştir. Fider üzerindeki en düşük gerilim değerinin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %3,7 düşerek 0,938 p.u. (29,55 kV) seviyesine gelmiştir.

Kozluca Fideri'nin Senaryo 11'e göre işletilebilir olduğu görülmektedir. Fider başı ve fider sonu arası gerilim farkının %3,7 olması fider boyunca gerilim yönetmeliklerce belirlenen sınırlar aralığında tutulabileceği anlamını taşımaktadır. Ayrıca herhangi bir aşırı yüklenme durumu da fider boyunca görülmemekte ve fider başı güç faktörü 0,99 olmaktadır. Senaryo 10'daki işletim koşullarına oranla daha uygun olan Senaryo 11 alternatif senaryo olarak değerlendirilebilir durumdadır.



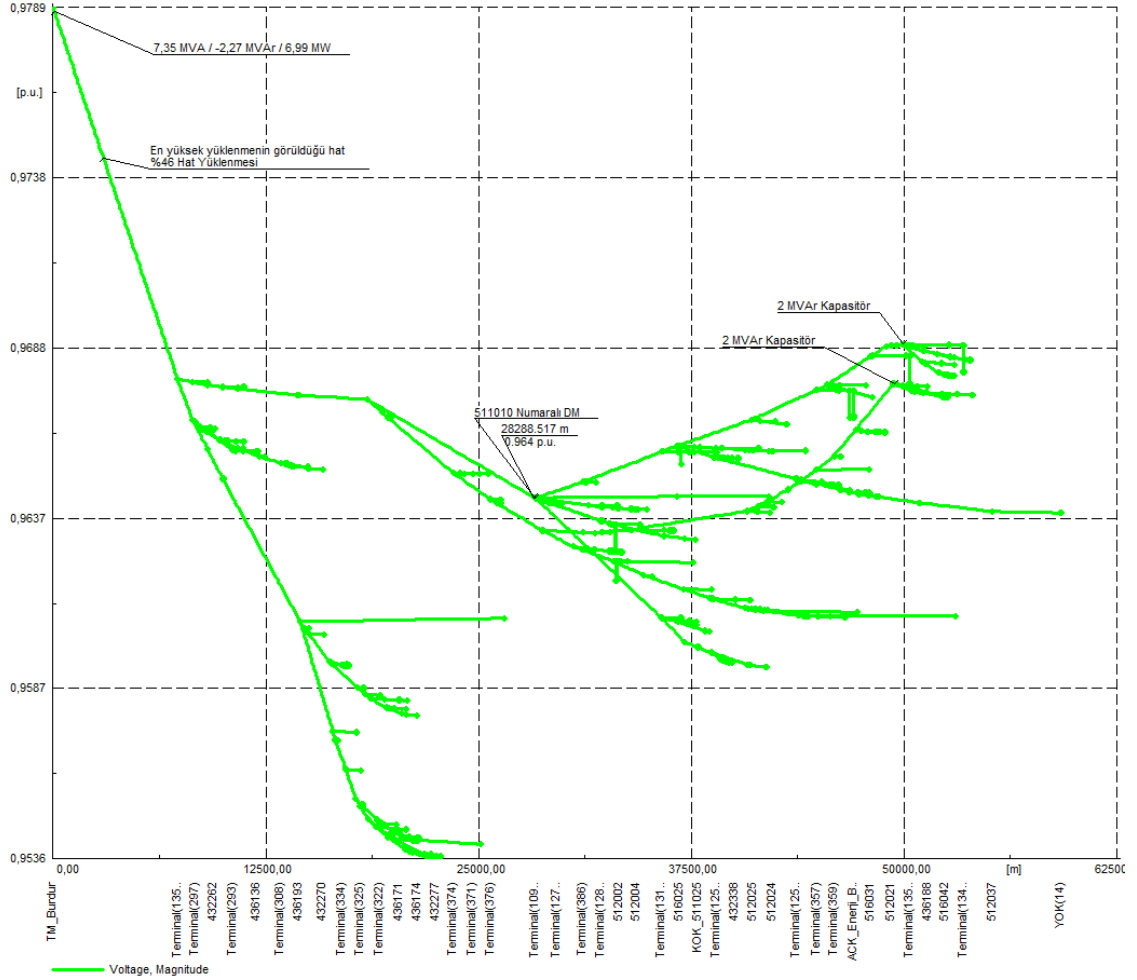
Şekil 4.12. Tüm GES'ler ve 1+1 MVar Kapasitör Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.12. Senaryo 12: Saat 21:00'da fider üzerinde 2+2 MVar kapasitör aktif durum

Senaryo 12 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.13'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün çekildiği durumda fiderdeki gerilim düşümü ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 12'de fider başından 6,99 MW'lık aktif güç çekilmekte ve 2,27 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'ye basılmaktadır. Aynı zamanda bu değer fider üzerinde çekilen en yüksek güç değerine karşılık gelmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %46'lük bir yüklenmeye sebep olmaktadır. Dolayısıyla bu değer fider üzerindeki en yüksek hat yüklenmesi olarak kayıtlara geçmektedir.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %1,5 düşerek 0,964 p.u. (30,37 kV) seviyesine gelmiştir. Fider üzerindeki en düşük gerilim değerinin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %2,5 düşerek 0,954 p.u. (30,05 kV) seviyesine gelmiştir.

Kozluca Fideri Senaryo 12'ye göre işletilebilir durumdadır. Fider üzerinde herhangi bir aşırı yüklenmenin görülmemesi ve özellikle fider boyunca gerilimin %2,5 aralığında değişmesi ideal bir gerilim profilinin elde edilmesini sağlamaktadır. Bu senaryoda fider başındaki güç faktörü 0,95 olarak elde edilmektedir. Bu sonuçlar neticesinde Senaryo 12, Senaryo 11 ve Senaryo 10'a alternatif bir senaryo olarak tercih edilebilir durumdadır.

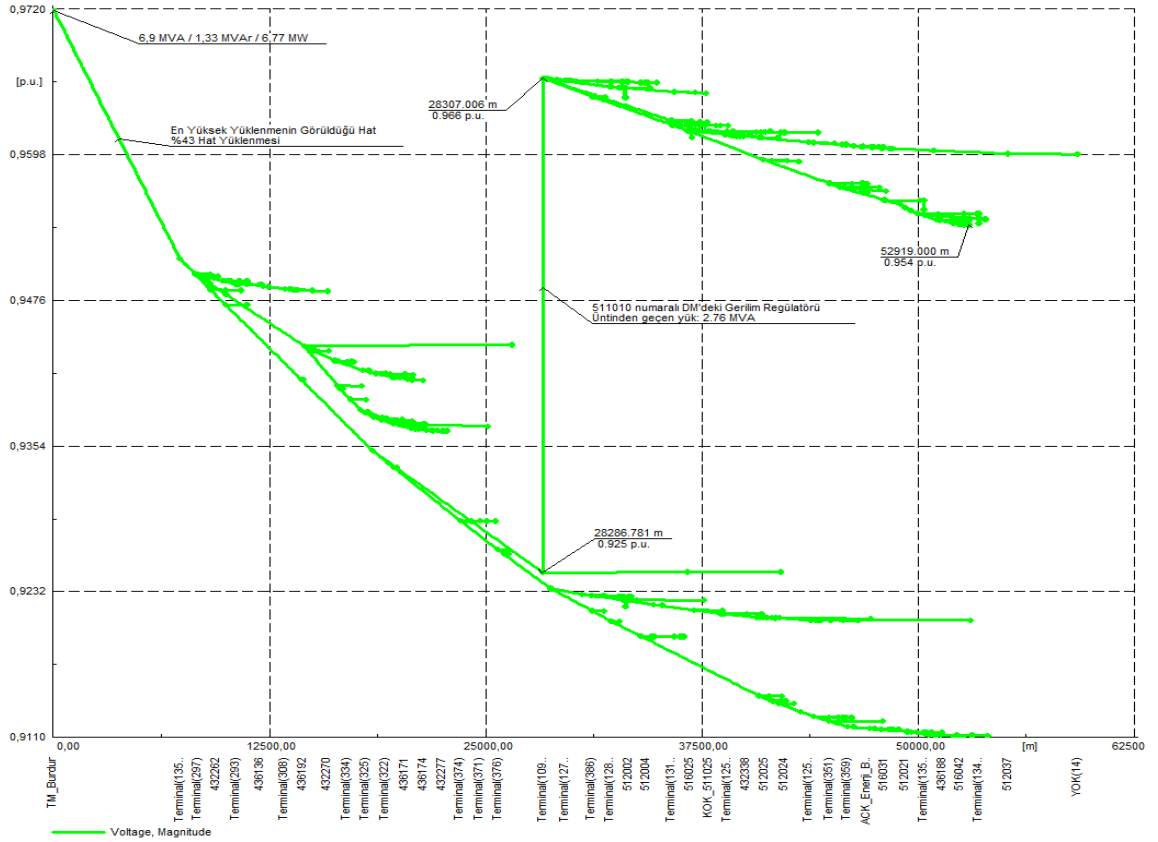


Şekil 4.13. Tüm GES'ler ve 2+2 MVAr Kapasitör Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.13. Senaryo 13: Saat 21:00'da fider üzerinde bir oto trafo aktif durum

Önceki senaryolarda belirlenen fider üzerinde gerçekleştirilen saat 12:00 analizlerinde oto trafının montajının gerçekleştirileceği en uygun noktanın 521010 numaralı DM (Kemer DM) olarak belirlenmiştir. Bunun sonucu olarak Senaryo 13'de da oto trafının 511010 numaralı DM üzerinde olacak şekilde analizler gerçekleştirilmiştir. Bu analizler sonucu Kozluca Fideri gerilim profili Şekil 4.14'de verilmiştir. Şebeke yapısı nedeniyle 511010 numaralı DM'de bulunan oto trafının fider gerilim profilini iyileştirmede çok büyük bir etkisi görülmemektedir. Bu nedenden ötürü Senaryo 13'ün

uygulanması sadece 511010 nolu DM'den beslenen trafoladaki gerilimleri iyileştirmektedir.



Şekil 4.14. Tüm GES'ler ve Bir Oto Trafo Aktif Durumda Saat 21:00'de Oluşan Gerilim Profili

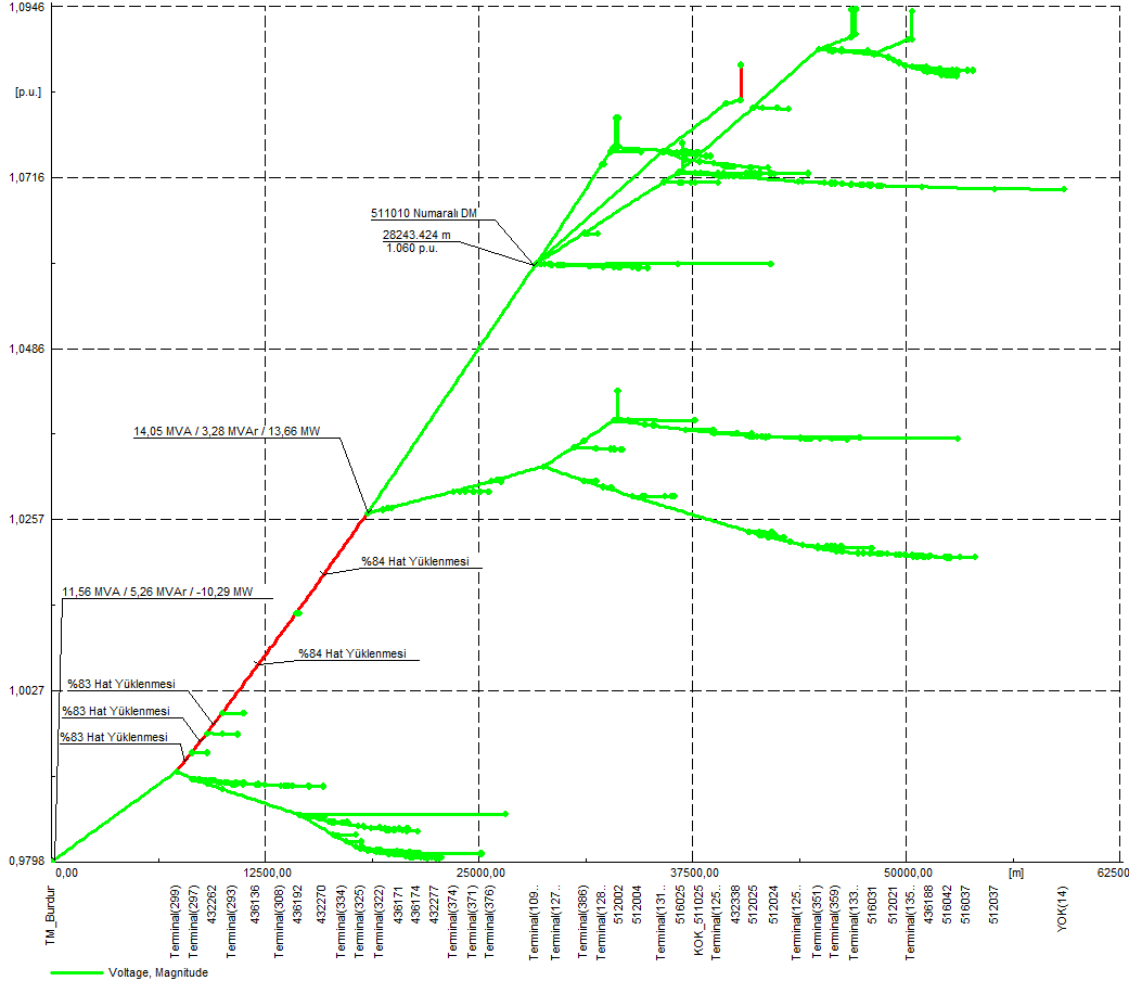
4.1.14. Senaryo 14: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da bağlantı görüşü almış tüm GES'ler devrede

Senaryo 14 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.15'de verilmiştir. Bu senaryoda fider üzerindeki tüm GES'ler aktifken fiderdeki gerilim yükselmelerinin ve hat yüklenmelerinin değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu gerilim profili incelendiğinde fider başından 10,29 MW'ın Burdur TM'ye geri basıldığı ve Burdur TM'den 5,26 MVar'lık bir reaktif gücün çekildiği görülmektedir. Fider üzerinden en fazla gücün geçtiği noktada fiderden 13,66 MW Burdur TM'ye doğru basılmakta ve Burdur TM tarafından 3,28 MVar'lık bir reaktif güç çekilmektedir. Bu güç Pigeon (3/0) hat üzerinde %84'lik bir yüklenmeye neden olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %8 artarak 1,06 p.u. (33,39 kV) seviyesine gelmiştir. Fiderin üzerinde

bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %11,5 artarak 1,095 p.u. (34,5 kV) seviyesine gelmiştir.

Gerilim profilinin en uygun anahtarlama koşulunda bu seviyelerde olması göz önüne alındığında Kozluca Fideri'nin bu koşullar altında işletilemeyeceği açıktır.



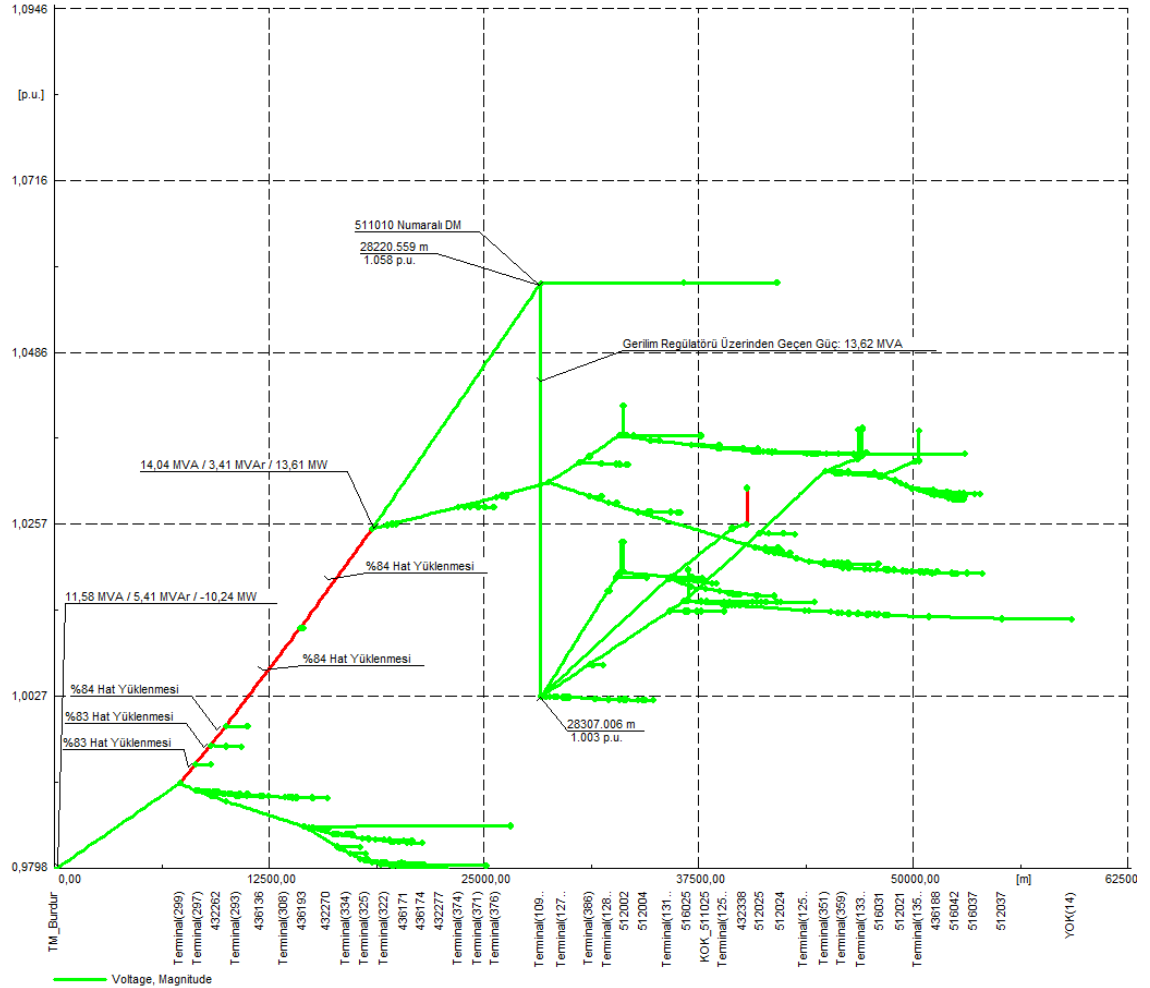
Şekil 4.15. Alternatif Durumda Tüm GES'ler devrede Saat 12:00'de Oluşan Fider Profili

4.1.15. Senaryo 15: 5 MW GES'in boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da fider üzerinde bir oto trafo aktif durum

Senaryo 15 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.16'da verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 15'de fider başından 10,24 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 5,41 MVar'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13,61 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 3,41 MVar'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigoen (3/0) hatta %84'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km’inde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM’de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %7,8 artarak 1,058 p.u. (33,33 kV) seviyesine gelmiştir. Senaryo 15’de 511010’da konumlandırılmış oto trafo sayesinde şebeke gerilimi 0,98 p.u. (30,87 kV) seviyesine düşürülmektedir. Fiderin üzerinde bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktadaki gerilim ise fider başı gerilimine oranla %7,8 artarak 1,058 p.u. (33,33 kV) seviyesine gelmiştir.

Kozluca Fideri’nin Senaryo 15’de geçici olarak işletilebilir durumdadır. En yüksek hat yüklenmesinin %84 olması ve fider gerilim profilinin %7,8 aralığında değişmesi kısa süreli olarak şebekenin işletilmesine olanak sağlamaktadır. Özellikle bu bölgeye yapılacak olan ikinci Trafo Merkezinin ileride bölgeyi rahatlatacağı düşünüldüğünde bu senaryonun geçici çözüm olarak kullanılmasında herhangi bir engel bulunmamaktadır.



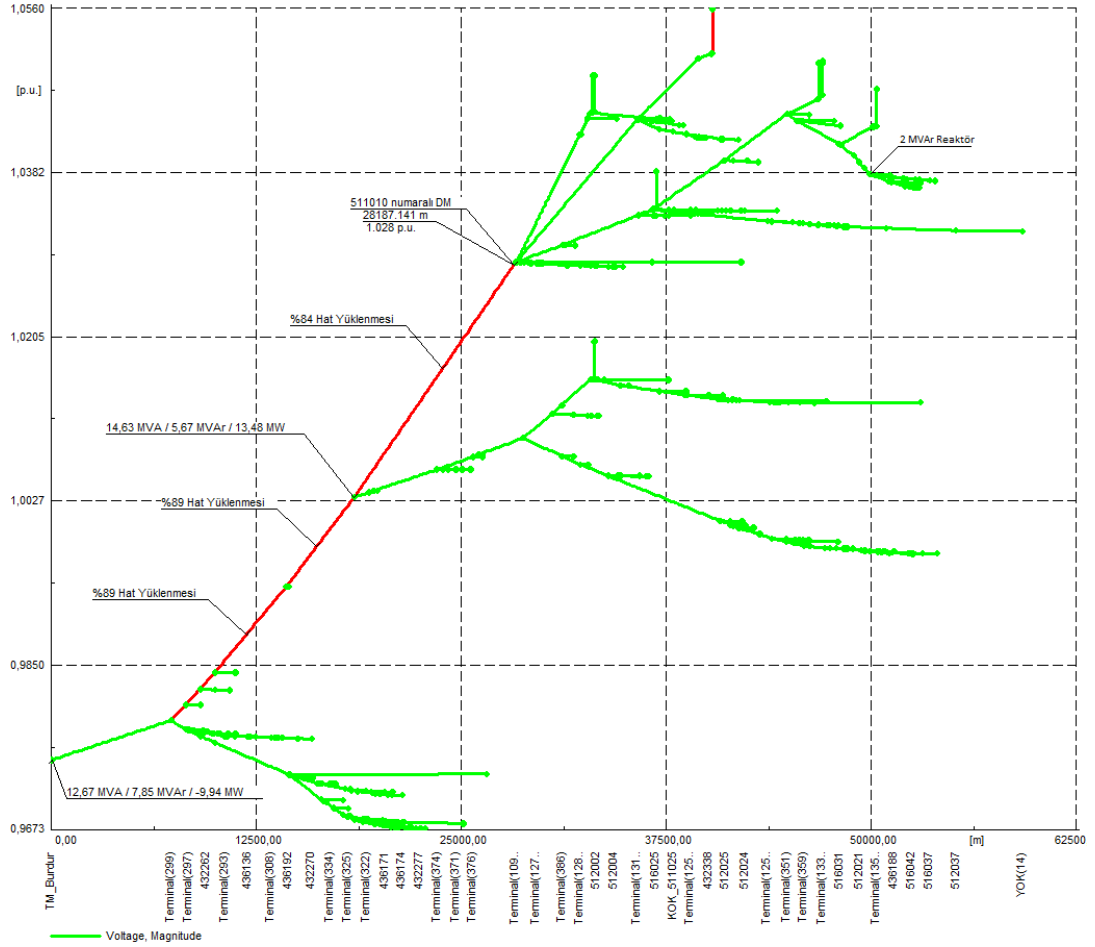
Şekil 4.16. Alternatif Durumda Tüm GES'ler ve Bir Oto Trafo Devrede Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

4.1.16. Senaryo 16: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da fider üzerinde 2 MVAR reaktör aktif durum

Senaryo 16 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.17'de verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 16'da fider başından 9,94 MW'lık aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 7,85 MVAR'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 13,48 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 5,67 MVAR'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigeon (3/0) hatta %89'lik bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %5,3 artarak 1,028 p.u. (32,38 kV) seviyesine gelmiştir. 511015 nolu KÖK'de bulunan 2 MVAR'lık reaktör ile birlikte Senaryo 16'da fider üzerinde görülen en yüksek gerilim değeri Burdur TM'deki gerilim değerinden %8,1 artarak 1,056 p.u. (33,26 kV) seviyesine çıkmaktadır. Fider boyunca gerilim profili 1,056 p.u. (33,26 kV) ile 0,967 p.u. (30,46 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 16'da gerek gerilim seviyesinin büyük bir aralıkta (%9 aralığında) seyretmesi, gerek hat yüklenmelerinin 28 kilometre boyunca %80'in üzerinde seyretmesi, gerekse fider başında 0,78 seviyesinde olması nedeniyle işletilemez durumdadır.



Şekil 4.17. Alternatif Durumda Tüm GES'ler ve 2 MVar Reaktör Aktif Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

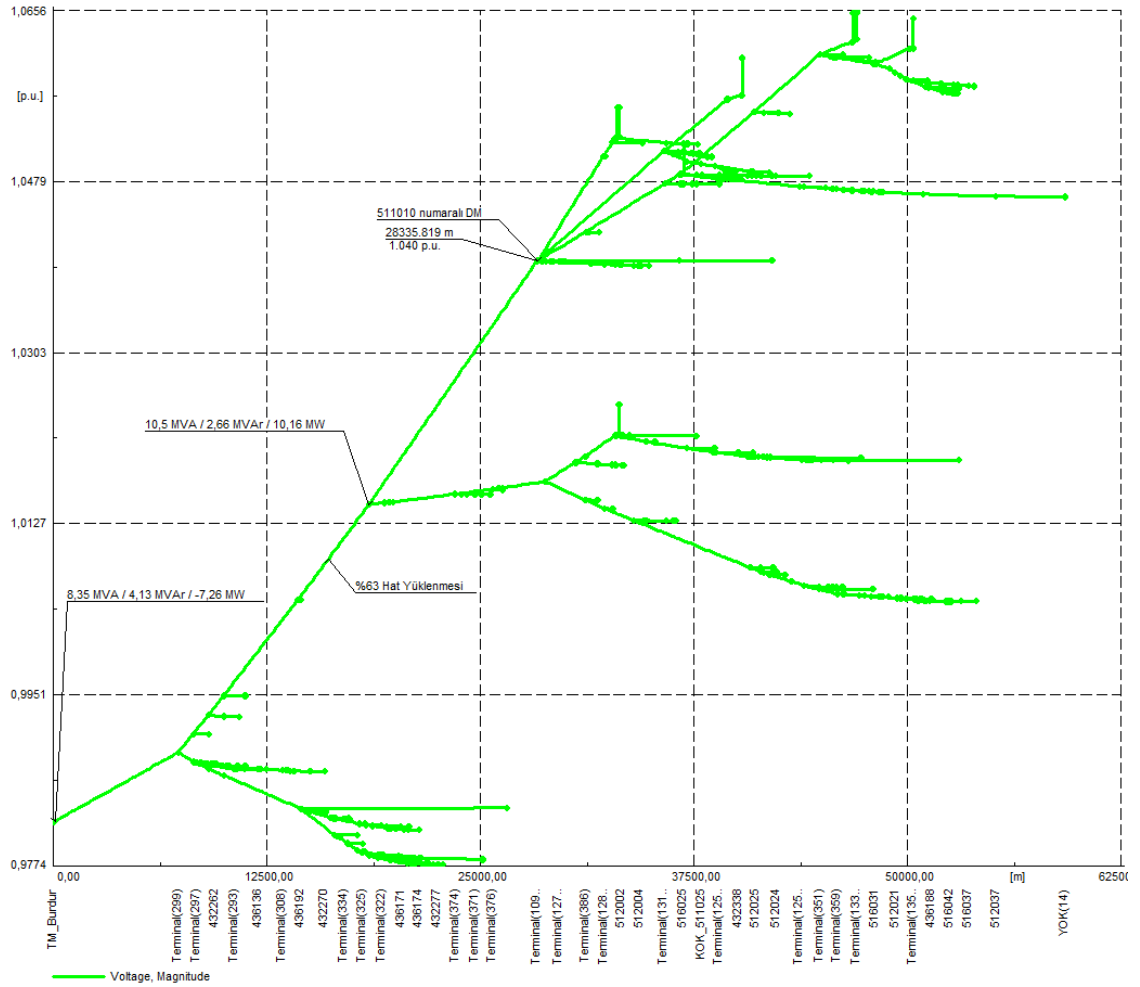
4.1.17. Senaryo 17: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da GES üretimleri %80 ile sınırlanmış durum

Senaryo 17 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.18'de verilmiştir. Bu senaryoda fider üzerindeki tüm GES'ler aktif ve üretimleri %80 ile sınırlanmış durumda fider üzerindeki gerilim yükselmelerinin ve hat yüklenmelerinin değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu gerilim profili incelendiğinde fider başından 7,26 MW'ın Burdur TM'ye geri basıldığı ve Burdur TM'den 4,13 MVar'lık bir reaktif gücün çekildiği görülmektedir. Fider üzerinden en fazla gücün geçtiği noktada fiderden 10,14 MW Burdur TM'ye doğru basılmakta ve Burdur TM tarafından 2,66 MVar'lık bir reaktif güç çekilmektedir. Bu güç Pigeon (3/0) hat üzerinde %63'lik bir yüklenmeye neden olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %5,8 artarak 1,04 p.u. (32,76 kV) seviyesine gelmiştir. Fiderin üzerinde

bulunan ve en yüksek gerilimin görüldüğü noktada ise gerilim fider başı gerilimine oranla %8,4 artarak 1,066 p.u. (33,58 kV) seviyesindedir.

Kozluca Fideri'nde Senaryo 17'de geçici olarak işletilebilir durumdadır. Hat üzerinde herhangi bir aşırı yüklenme olmaması ve fider gerilim profilinin %9 aralığında kalması Burdur 2 TM devreye alınana kadar hattın işletilebileceğini göstermektedir. Fakat bu senaryo için Akdeniz EDAŞ'ın GES üreticilerinin üretimlerini azaltması için ikna etmeli ve zararlarını karşılamalıdır. Bu da pratikte böyle bir senaryonun uygulanabilirliği ciddi bir mali külfet getirebilmektedir.



Şekil 4.18. Alternatif Durumda Tüm GES'lerin Üretimi %80 ile Sınırlanmış Durumda Saat 12:00'de Oluşan Gerilim Profili

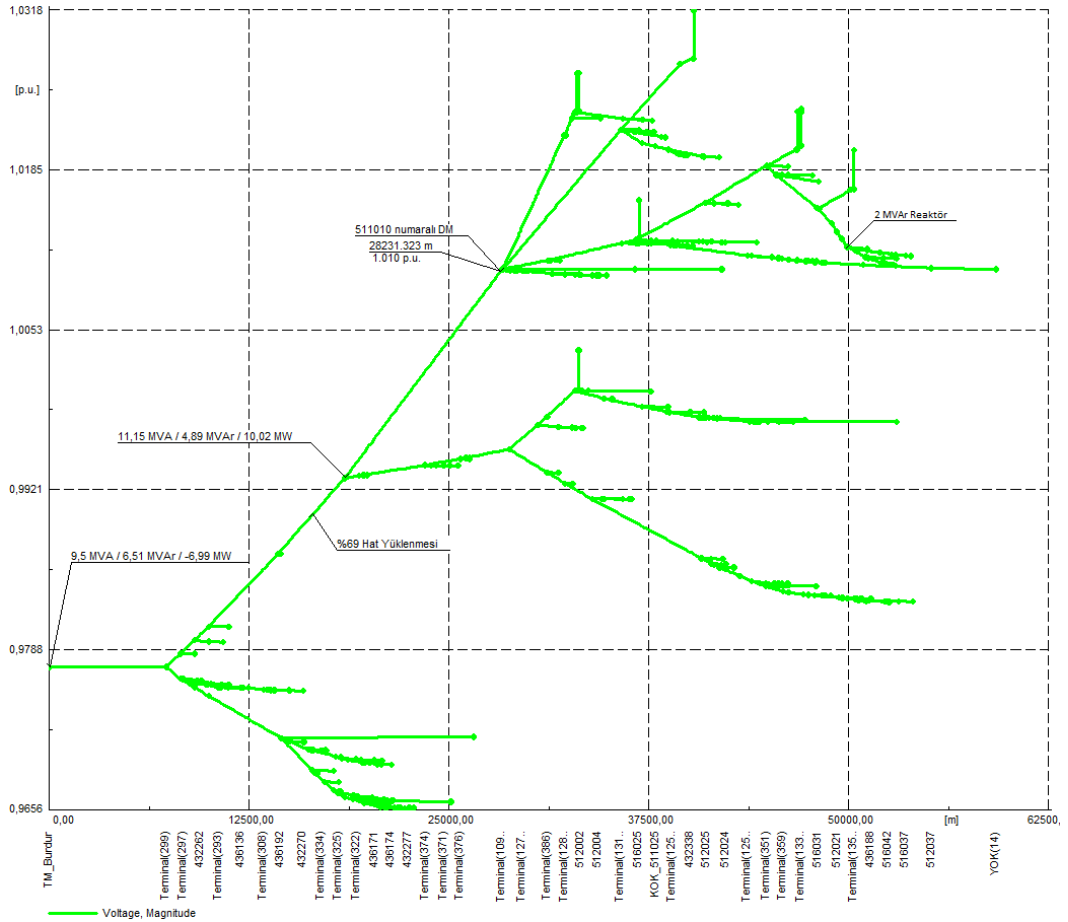
4.1.18. Senaryo 18: 5 MW GES'in Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunda saat 12:00'da GES üretimleri %80 ile sınırlanmış ve 2 MVAR reaktör aktif durum

Senaryo 18 üzerinden gerçekleştirilen yük akışı analizi sonucu Kozluca Fideri'ndeki gerilim profili Şekil 4.19'da verilmiştir. Bu senaryoda gün içerisinde en yüksek gücün Burdur TM'ye geri basıldığı durumda fiderdeki gerilim yükselmeleri ve hat yüklenmelerinin durumu incelenmiştir. Senaryo 5'de fider başından 6,99 MW'lık

aktif güç Burdur TM'ye basılmakta, 6,51 MVAr'lık reaktif güç Burdur TM'den çekilmektedir. Fider üzerindeki en yüksek güç geçen noktada Burdur TM tarafına 10,02 MW güç basılmakta, Burdur TM tarafından ise 4,89 MVAr'lık reaktif güç çekilmektedir. Bu güç değeri Pigeon (3/0) hatta %69'lık bir yüklenmeye sebep olmaktadır.

Bu senaryoda fiderin 28. Km'sinde bulunan fider üzerindeki en büyük dağıtım merkezi olan 511010 nolu (Kemer DM) DM'de gerilim seviyesi fider başı gerilim seviyesine oranla %3,3 artarak 1,01 p.u. (31,82 kV) seviyesine gelmiştir. 511015 nolu KÖK'de bulunan 2 MVAr'lık reaktör ile birlikte Senaryo 18'de fider üzerinde görülen en yüksek gerilim değeri Burdur TM'deki gerilim değerinden %5,5 artarak 1,032 p.u. (32,5 kV) seviyesine çıkmaktadır. Fider boyunca gerilim profili 1,032 p.u. (32,5 kV) ile 0,966 p.u. (30,46 kV) arasında seyretmektedir.

Kozluca Fideri Senaryo 18'de işletilemez durumdadır. Her ne kadar fider üzerinde herhangi bir aşırı yüklenme gözükmediği ve fider gerilim profili %6,5 bandında seyretmesine rağmen fider başında görülen 0,74 güç faktörü nedeniyle reaktif güç problemleri yaratacağından Senaryo 18 üzerinden bu fiderin işletilmesi güç gözükmektedir.



Şekil 4.19. Alternatif Durumda GES Üretimleri %80 ile Sınırlandırılmış ve 2 MVAr Reaktör Aktif Durumdayken Oluşan Gerilim Profili

4.2. Ön Analiz Değerlendirmeleri

Yapılan analizler sonucu elde edilen verilere göre en uygun senaryonun belirlenmesi için aşağıdaki kriterler temel alınmıştır:

- Bölgede yapılacak olan Burdur 2 TM'nin ilgili fideri oldukça rahatlatacağı düşünüldüğünden analizler sonucu senaryoların geçici veya kalıcı çözüm sağlaması arasında bir fark aranmamıştır.
- Senaryolar içinde en ekonomik ve efektif çözümün belirlenmesine özen gösterilmiştir.
- Fideri rahatlatıcı fakat fiziksel olarak uygulanması imkansız senaryolar değerlendirilmeye dahil edilmemiştir. (Örn: Direküstü gerilim regülatörü uygulaması, fider başında 0,5 güç faktörü görülmesi vb.)
- Fiderin kırsal bir bölgeyi beslemesinden ötürü yıllar geçtikçe yüklenmenin dramatik bir şekilde artmayacağı ön görülmüştür.
- Alternatif durum kapsamında saat 21:00 analizleri mevcut durum ile aynı olduğu için gerçekleştirilmemiştir.

Gerçekleştirilen analizler sonucunda bağlantı görüşleri verilmiş olan GES'ler devreye alındığı zaman Kozluca Fideri'nin sağlıklı işletilebilmesi için en uygun senaryonun 511010 numaralı DM'ye bir oto trafo konulması veya hem oto trafonun konulması hem de GES üretimlerinin belli limitler ile sınırlandırılmasıdır. Burdaki kritik nokta Akdeniz EDAŞ'ın üretim kısıtı sebebiyle oluşabilecek mali külfetin altına girebilmesi ve GES üreticilerini bu kısıtlamaya ikna edebilmesidir. Bu iki senaryo arasında gerçekleştirilen analizlerde yalnızca %1,2'lik bir gerilim yükselmesi farkının görülmesi, yalnızca oto trafo kullanılan senaryonun bir adım öne geçmesini sağlamaktadır.

Fider üzerindeki oto trafonun monte edilebileceği üç adet potansiyel DM/KÖK bulunmaktadır. Bunlardan biri olan Yaka KÖK Burdur TM'ye oldukça yakın olmasından dolayı istenilen gerilim profilinin yaratılmasına engel olmaktadır. Bu potansiyel noktalardan bir diğeri olan 511013 Senaryo 4 kapsamında incelenmiş ve 511010 numaralı DM'deki oto trafonun gösterdiği etkiyi aşağı yukarı sağlamıştır fakat senaryo 4'de fider üzerindeki gerilim tepe noktasının 511010'daki oto trafonun gerilim profilindeki tepe noktasından daha büyük olması bu senaryonun tercihinde handikap yaratmaktadır.

Burdur'un Çallica Mevkii'nde bulunan 5MW'lık Masa Madencilik'e ait GES'lerin Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunu içeren alternatif durumda ise en uygun durumun yalnızca oto trafo kullanımı olarak karşımıza çıkmaktadır. Fider boyunca gerilim profilinin %7,8 aralığında tutulması, hattaki aşırı en yüksek yüklenmenin %84 seviyesinde olması ve fider başı güç faktörünün 0,88 seviyesinde tutulması yalnızca oto trafo kullanımının bölgeye yapılacak olan Burdur 2 TM'nin devreye alınmasına kadar istenilen standartlarda tedarik sürekliliğinin devamını gerçekleştirebilecektir.

Gece üretimlerin arttığı zaman ise uzaktan anahtarlamalı belli bir saatte devreye alınıp çıkarılabilecek kapasitörler kullanılarak akşam saatlerinde yaşanabilecek gerilim düşümleri önlenebilir. Halihazırda fider boyunca yaşanan %6'lık bir gerilim düşüşü bu fider için yeterince makul bir gerilim düşüşü miktarıdır. Buna rağmen özellikle 2+2 MVAr kapasitör bağlantısı sonucu fider boyunca gerilim profilinin %2,5 bandı aralığında kalması bu senaryonun iyi bir alternatif olduğunu göstermektedir.

4.3. Uygulama Analizleri

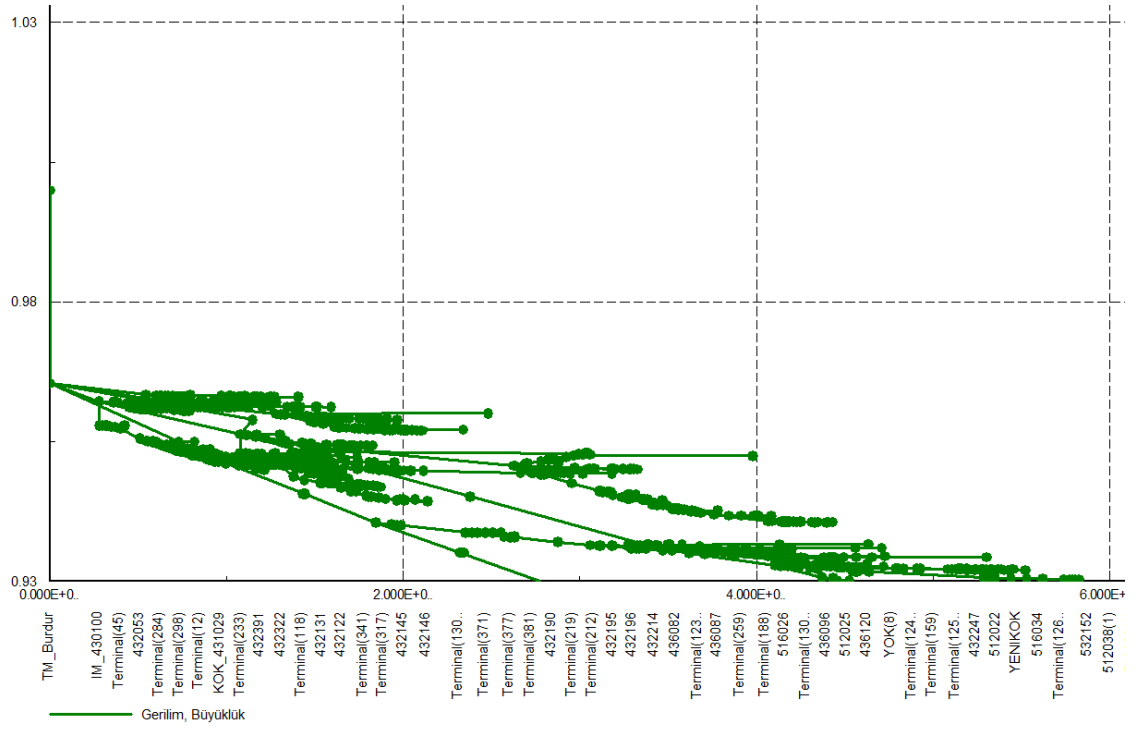
Uygulamaya ilişkin, yukarıda anlatılmış olan karar yapısının doğruluğunu test etmek için uygulama bölgesinin DiğSILENT Power Factory programında ayrıntılı olarak analizi gerçekleştirilmiştir. Bu analizler ile ilgili çıkarımlar aşağıdaki gibidir.

Analizde birinci durum olarak Burdur TM' nin Kozluca fideri üzerinde bulunan güneş enerjisi santralleri devre dışı bırakılarak hattın gerilim profili ve güç karakteristiği incelenmiştir.

	Ad	Klasörde	Şebeke	Terminal Trafo Merkezi	Terminal	Bölge	Alan	Servis Harici	Model	Teknoloji	Par. no.	Pan.no.	Gör. Güç kVA
▶	ACK	ACK	Burdur	ACK	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH				1250.
⊖	AFR	AFR	Burdur	AFR	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	ANFA	ANFA	Burdur	ANFA	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	625.
⊖	ARSOLAR	ARSOLAR	Burdur	ARSOLAR	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	ATILLAONAL	Burdur	Burdur		Terminal(111)			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	BASARONAL	Burdur	Burdur		Terminal(131)			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	DENIZONAL	Burdur	Burdur		Terminal(110)			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	GUNSU	GUNSU	Burdur	GUNSU	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	KONSOLAR	KONSOLAR	Burdur	KONSOLAR	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	MASA	Burdur	Burdur		Terminal(130)			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	MKB	MKB	Burdur	MKB	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	OZSOY	OZSOY	Burdur	OZSOY	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	ROFAYENI	ROFA1	Burdur	ROFA1	BB			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	ROFAYENI	ROFA2	Burdur	ROFA2	BB			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	RU	RU	Burdur	RU	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	SELMAONAL	Burdur	Burdur		Terminal(110)			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	SOLKON	SOLKON	Burdur	SOLKON	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	TAY	TAY	Burdur	TAY	BB1.1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	TEKNO1	TEKNO	Burdur	TEKNO	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.
⊖	TEKNODOGAL	TEKNODOGALGAZ	Burdur	TEKNODOGALGAZ	BB1			<input checked="" type="checkbox"/>	Aktif Güç Girişi 3PH		1	1	1250.

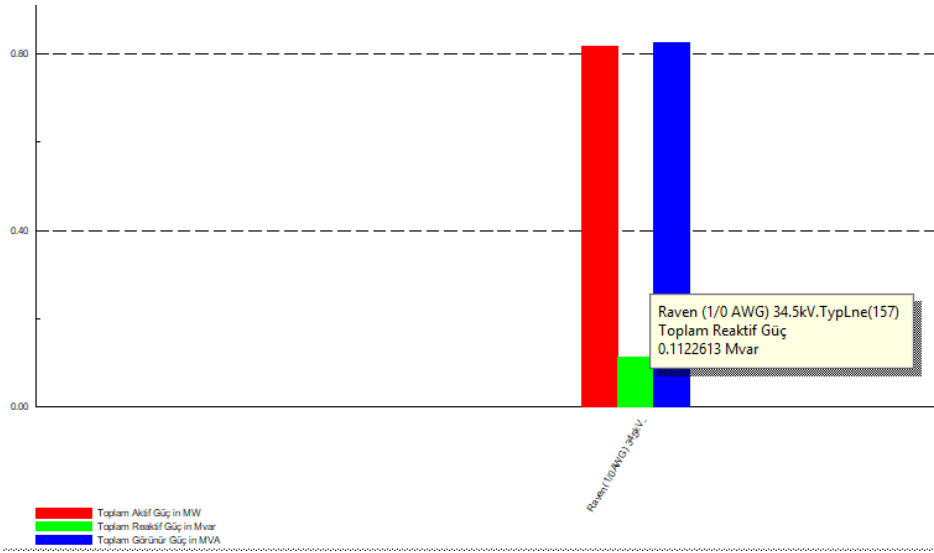
Şekil 4.20. Devre Dışı Bırakılan Santraller

Santrallerin devre dışı bırakılması ile birlikte ortaya çıkan gerilim profili fider üzerinde gerilim düşüşünü gösteren bir karakteristik olarak karşımıza çıkmaktadır.



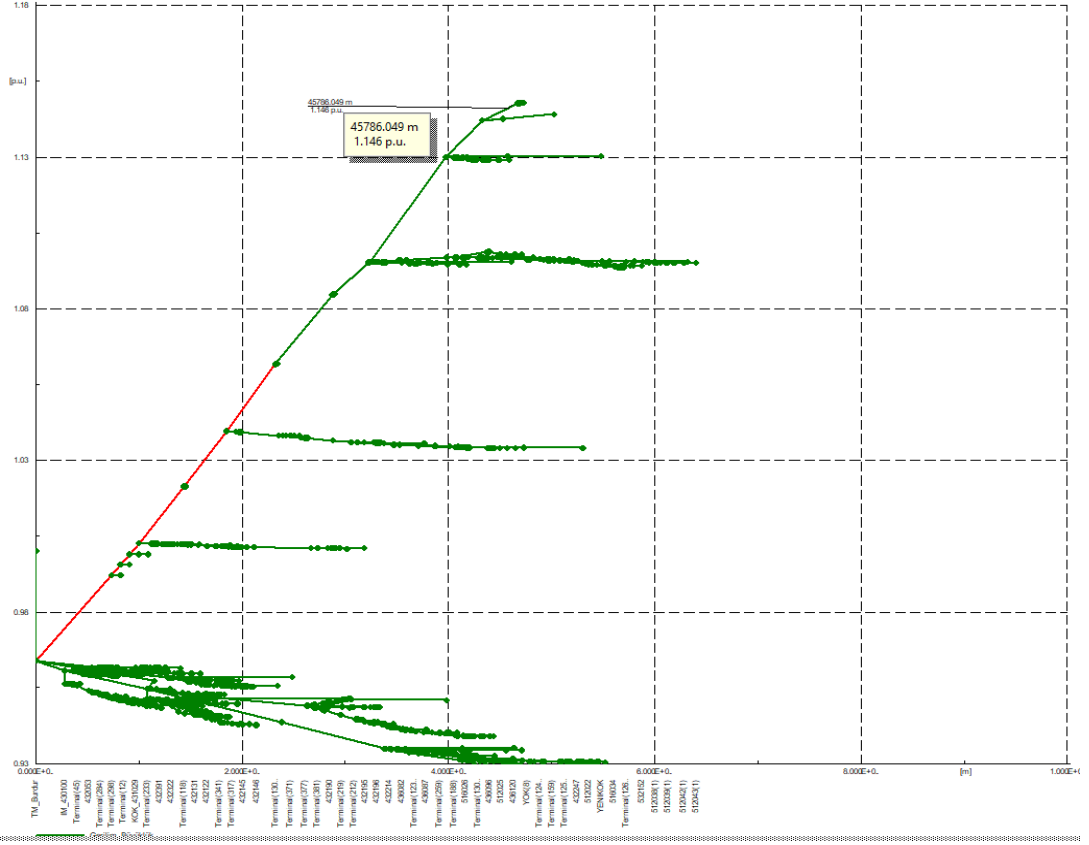
Şekil 4.21. Santraller Devrede Değilken Fiderin Gerilim Profili

Bu durumda hat başından alınan değerde ise hattın endüktif olarak işletildiği görülmektedir.



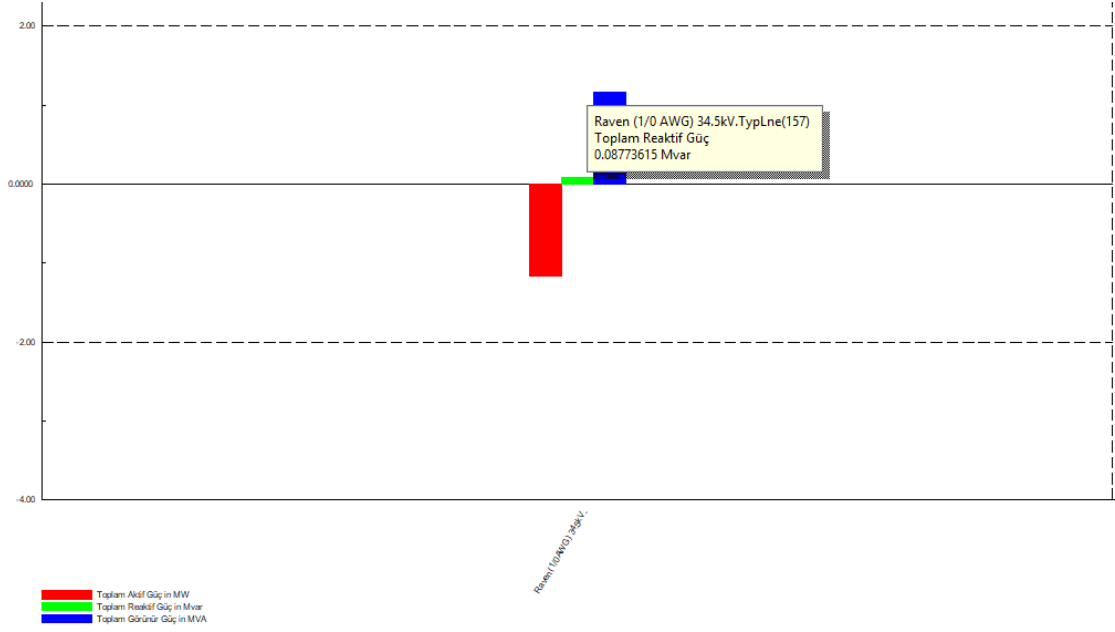
Şekil 4.22. Hat Üzerindeki Toplam Aktif, Reaktif ve Görünür Güçler

Analizde ikinci adım olarak sistemde bulunan santraller güç faktörü 1 olacak şekilde devreye alınmıştır. Bu durumda beklenildiği üzere fider de gerilim artışı olmuştur. Hatta Şekil 4.23'de ki eğride kırmızı olan kısım hatta %80 üzerinde yüklenme olduğunu göstermektedir.



Şekil 4.23. Santrallerin Güç Faktörü 1 Olacak Şekilde Devreye Girdiği Durumda Gerilim Profili

Şekil 4.24'te ise hattın üzerindeki toplam güçler gösterilmektedir. Hat bu durumda da endüktif olarak işletilmektedir. Daha önce anlatılmış olan karar yapısına göre düşünüldüğünde ise 1. Durumda verilmiş olan B şartına uygunluk göstermektedir. Bu durumda gerilim dengesinin sağlanması için devreye kapasite girişi olmalıdır. Endüktif giriş olduğu durumda ise gerilimin daha da yükseleceği beklenecektir çünkü hat zaten endüktif çalışmada işletilmektedir.



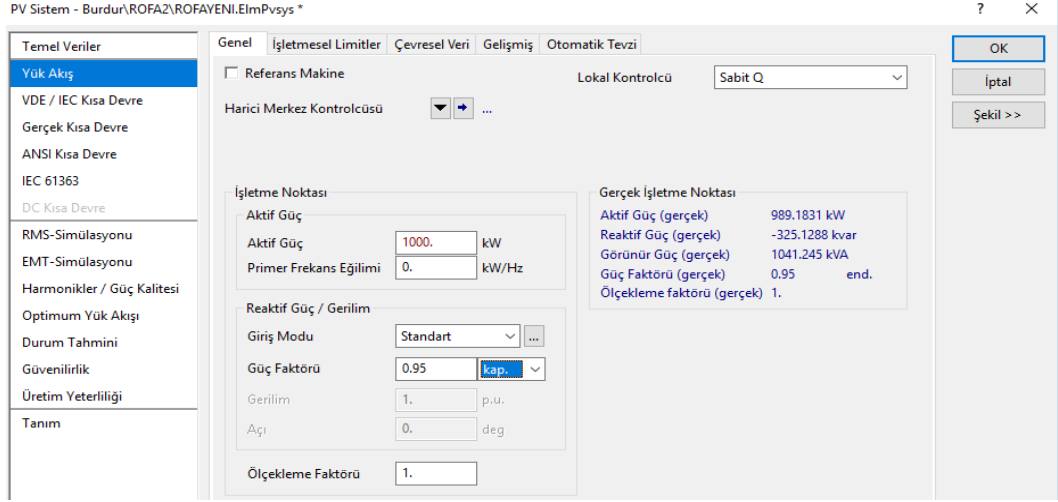
Şekil 4.24. Santraller Devreye Girdiğinde Fiderdeki Toplam Güç Değerleri

Üçüncü işlem olarak fider üzerindeki etkisini görmek için bu basamakta sistemde bulunan 8 GES' e ait inverterler 0,95 güç faktöründe endüktif olarak çalıştırılmıştır. Bu durumda beklendiği üzere gerilim artış göstermektedir.

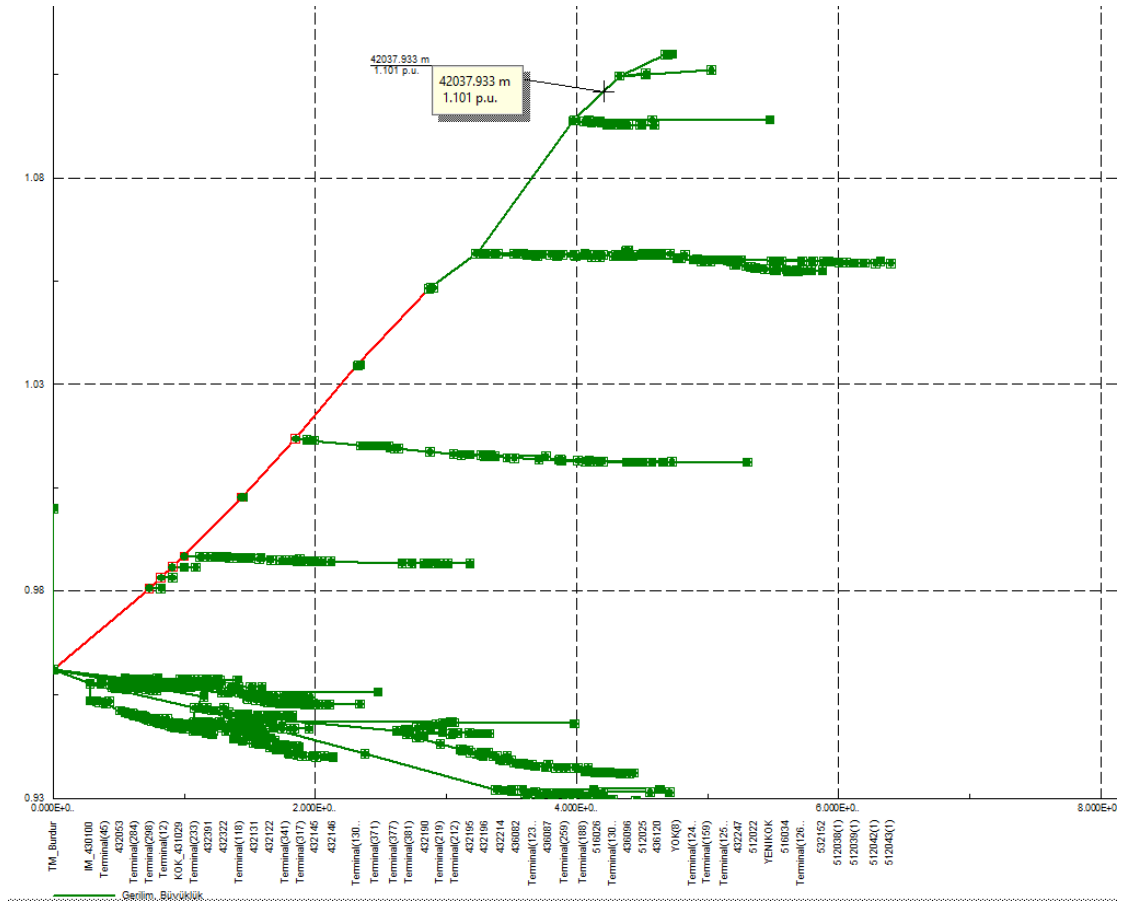
Gerçek İşletme Noktası	
Aktif Güç (gerçek)	989.1831 kW
Reaktif Güç (gerçek)	325.1288 kvar
Görünür Güç (gerçek)	1041.245 kVA
Güç Faktörü (gerçek)	0.95 end.
Ölçekleme faktörü (gerçek)	1.

Şekil 4.25. Santrallerin 0.95 Endüktif Güç Faktörüne Alınması

Per-Unit değerler bazında incelendiğinde gerilim bir önceki adımda 1.146 p.u. iken santrallerin endüktif olarak çalıştırılması ile 1.174 p.u.' e yükselmiştir. Normal şartlarda regülasyonun sağlanması için gerilimin 1 p.u. değerinde bulunması gerekmektedir.



Şekil 4.27. Santraller 0,95 Kapasitif Güç Faktöründe Çalıştırılıyor



Şekil 4.28. Kapasitif Güç Faktöründe Oluşan Gerilim Profili

4.4. Saha Sonuçları

Aşağıdaki örneklerde santrallere belirli saatlerde şebekeden alınan ölçümler doğrultusunda set bilgileri gönderilmiştir ve bunun sonucunda alınan geri dönüşler izlenmiştir. Aşağıdaki iki uygulamada aktif gücün sınırlanması için işlemler gerçekleştirilmiştir sonraki durumda oluşan değerler şekillerdeki gibidir.

Status	Name	Value
<input checked="" type="checkbox"/>	Freq	5003
<input checked="" type="checkbox"/>	Reactive_Power	23
<input checked="" type="checkbox"/>	Active_Power	-300
<input checked="" type="checkbox"/>	Voltage_L_L	32542

Şekil 4.29. İlk Durum: %30P Sınırlaması için OG Ölçümler ($1000\text{kW} * \%30 = 300\text{kW}$)

Gerçekleştirilen ilk iki uygulama santrallerin üretimlerinin pik değerlerinde olduğu ve şebeke geriliminin de yükseliş noktasına sapma yaptığı saat 12:00 – 14:00 aralığında gerçekleştirilmiştir. Bu aralıkta şebekeden alınan ölçümde şebeke gerilimi 33.8 kV olarak belirlenmiştir. Bunun ardından ilk durum olarak santraller önce %30 aktif güç sınırlamasında çalıştırılmıştır. Şebekeye bağlı santrallerin %30 olan aktif güç talebi çalıştırıldığı ilk durumda ki şebeke parametreleri Şekil 4.29’da ki gibidir. İnverterlere gönderilen %40 aktif güç değerine set edildiğinde ise frekans, gerilim ve reaktif güçte olan değişim Şekil 4.30’da görülmektedir. Burada yapılan işlem şu anlama gelmektedir, 1MW olan santral gücü %30’luk aktif güç talebi bulunularak 300kW seviyesine düşürülmüştür, daha sonra %40’lık bir talep oluşturularak 400kW seviyesine çekildiğinde gerilimde oluşan değişim izlenmiştir. Bunun sonucunda santralden alınan ölçümlere göre şebekeden çekilen reaktif güç 23kVAr’ dan 27kVAr’a yükselmiştir. Şebekeye basılan aktif güç ise 300kW seviyesinden 398kW’a çıkmıştır, şebeke geriliminde ise kayda değer bir fark elde edilememiştir.

Status	Name	Value
<input checked="" type="checkbox"/>	Freq	5000
<input checked="" type="checkbox"/>	Reactive_Power	27
<input checked="" type="checkbox"/>	Active_Power	-398
<input checked="" type="checkbox"/>	Voltage_L_L	32561

Şekil 4.30. %40P Sınırlaması için OG Ölçümler

Altta ki diğer iki uygulamada reaktif güç ayarlaması için uygulamalar yapılmıştır, talep reaktif güçler oluşturulmuş gerekli set değerlerinin gönderilmesinden sonra şekillerdeki ölçüm değerleri elde edilmiştir. İlk durumda %10 endüktif talep konumunda çalışan santrallerin, %10 kapasitif talebe set edilmesi ile ortaya çıkan sonuçlar aşağıdaki şekillerden görülebilmektedir.

Status	Name	Value
<input type="checkbox"/>	Freq	4999
<input type="checkbox"/>	Reactive_Power	135
<input type="checkbox"/>	Active_Power	-532
<input type="checkbox"/>	Voltage_L_L	32559

Şekil 4.31. %10 İndüktif Talep için OG Ölçümler (100kVAr+ Yaklaşık 30-35kVAr Trafo Etkisi)

Santraller %10 indüktif talep konumunda çalışırken şebekeden 135 kVAr reaktif güç çekişi gerçekleşmektedir. Bu talep doğrudan %10 kapasitif değerine set edildiğinde santraller şebekeye 59 kVAr reaktif güç basmaya başlamıştır. Şebekeye verilen aktif güçte ise 28 Kw'lık artış oluşmaktadır. Gerçekleştirilen bu set değeri konfigürasyonu şebeke gerilimine olumsuz etki ederek 32.55 kV olan şebeke gerilimi 32.74 kV seviyesine yükselmiştir.

Status	Name	Value
<input type="checkbox"/>	Freq	4999
<input type="checkbox"/>	Reactive_Power	-59
<input type="checkbox"/>	Active_Power	-560
<input type="checkbox"/>	Voltage_L_L	32742

Şekil 4.32. %10 Kapasitif Talep için OG Ölçümler (-100kVAr+Yaklaşık 30-35kVAr Trafo Etkisi)

Başka bir örnek olarak Şekil 4.33'de gün içinde üretimde gauss eğrisi karakteristiği gösteren güneş enerjisi santrallerinin üretimlerinin azaldığı eğri periyodunun saat 12:00-18:00 aralığında üretim bitmek üzereyken gerçekleştirilmiş olan %10'luk indüktif talep oluşturulması işleminden sonra üretim hattının nominal gerilim değeri olan 31.5kV elde edilmiştir. Normal koşullarda bu saat aralığında şebekeden alınan ölçümlere göre şebeke gerilimi 32.5 kV seviyesindedir.

Status	Name	Value
<input type="checkbox"/>	Freq	5000
<input type="checkbox"/>	Reactive_Power	115
<input type="checkbox"/>	Active_Power	-27
<input type="checkbox"/>	Voltage_L_L	31530

Şekil 4.33. Santral Üretiminin Düştüğü Durumda %10 İndüktif Talep

Uzaktan kontrol ile karar yapısına bağlı olarak gerçekleştirilen set verme işlemleri ile ilgili olarak uygulamada haberleşme protokolu IEC104 olarak belirlenmiş ve alanındaki bazı inverterlerin set değerine bağlı olarak çıkış değişimleri aşağıdaki çizelgelerde özetlenmiştir.

Item ID	Data Type	Value	Timestamp
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv1_AC_Current	Float	24.342	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv1_AC_Power	Float	17543.5	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv1_AC_Voltage	Float	239.326	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv1_Power_Factor	Float	1	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv2_AC_Current	Float	24.342	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv2_AC_Power	Float	17543.5	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv2_AC_Voltage	Float	239.326	10:07:40.197
IEC104_Server2.MCU_104_Server.Inv2_Power_Factor	Float	1	10:07:40.363

Şekil 4.34. MCU Üzerinden 104 ile İzlenen İnverter Verileri

5. SONUÇLAR

Digsilent PF ile yapılan analizler sonucunda elde edilen verilere göre en uygun senaryonun belirlenmesi için aşağıdaki kriterler temel alınmıştır:

- Senaryolar içinde en ekonomik ve efektif çözümün belirlenmesine özen gösterilmiştir.
- Fideri rahatlatıcı fakat fiziksel olarak uygulanması imkansız senaryolar değerlendirilmeye dahil edilmemiştir. (Örn: Direküstü gerilim regülatörü uygulaması, fider başında 0,5 güç faktörü görülmesi vb.)
- Fiderin kırsal bir bölgeyi beslemesinden ötürü yıllar geçtikçe yüklenmenin dramatik bir şekilde artmayacağı ön görülmüştür.
- Alternatif durum kapsamında saat 21:00 analizleri mevcut durum ile aynı olduğu için gerçekleştirilmemiştir.

Gerçekleştirilen analizler sonucunda bağlantı görüşleri verilmiş olan GES'ler devreye alındığı zaman Kozluca Fideri'nin sağlıklı işletilebilmesi için en uygun senaryonun 511010 numaralı DM'ye bir oto trafo konulması veya hem oto trafonun konulması hem de GES üretimlerinin belli limitler ile sınırlandırılmasıdır. Burdaki kritik nokta Akdeniz EDAŞ'ın üretim kısıtı sebebiyle oluşabilecek mali külfetin altına girebilmesi ve GES üreticilerini bu kısıtlamaya ikna edebilmesidir. Bu iki senaryo arasında gerçekleştirilen analizlerde yalnızca %1,2'lik bir gerilim yükselmesi farkının görülmesi, yalnızca oto trafo kullanılan senaryonun bir adım öne geçmesini sağlamaktadır.

Fider üzerindeki oto trafonun monte edilebileceği üç adet potansiyel DM/KÖK bulunmaktadır. Bunlardan biri olan Yaka KÖK Burdur TM'ye oldukça yakın olmasından dolayı istenilen gerilim profilinin yaratılmasına engel olmaktadır. Bu potansiyel noktalardan bir diğeri olan 511013 Senaryo 4 kapsamında incelenmiş ve 511010 numaralı DM'deki oto trafonun gösterdiği etkiyi aşağı yukarı sağlamıştır fakat senaryo 4'de fider üzerindeki gerilim tepe noktasının 511010'daki oto trafonun gerilim profilindeki tepe noktasından daha büyük olması bu senaryonun tercihinde handikap yaratmaktadır.

Burdur'un Çallica Mevkii'nde bulunan 5MW'lık Masa Madencilik'e ait GES'lerin Boğaziçi KÖK'e bağlanması durumunu içeren alternatif durumda ise en uygun durumun yalnızca oto trafo kullanımı olarak karşımıza çıkmaktadır. Fider boyunca gerilim profilinin %7,8 aralığında tutulması, hattaki aşırı en yüksek yüklenmenin %84 seviyesinde olması ve fider başı güç faktörünün 0,88 seviyesinde tutması yalnızca oto trafo kullanımının bölgeye yapılacak olan Burdur 2 TM'nin devreye alınmasına kadar istenilen standartlarda tedarik sürekliliğinin devamını gerçekleştirebilecektir.

Gece üretimlerin arttığı zaman ise uzaktan anahtarlamalı belli bir saatte devreye alınıp çıkarılabilecek kapasitörler kullanılarak akşam saatlerinde yaşanabilecek gerilim düşümleri önlenebilir. Halihazırda fider boyunca yaşanan %6'lık bir gerilim düşüşü bu fider için yeterince makul bir gerilim düşüşü miktarıdır. Buna rağmen özellikle 2+2

MVAr kapasitör bağlantısı sonucu fider boyunca gerilim profilinin %2,5 bandı aralığında kalması bu senaryonun iyi bir alternatif olduğunu göstermektedir.

Bunun yanı sıra yapılan saha çalışmasında saha ölçümü sonucunda Kozluca Fiderinde gerilimin en çok yükselmesine sebep olan tüm GES'lerin devrede olduğu durumda saat 12:00 da oluşan pik gerilim değeri 35-36 kV aralığında bulunmaktadır. Sahada inverter kontrolleri sonucunda alınan ölçümler doğrultusunda reaktif güç setine bağlı olarak hattaki reaktif güç ve gerilim regülasyonunun yapılabilmesinin mümkün olduğu da görülmüştür.

DIgSILENT ile yapılan analizlerde inverterlerden, üretim fiderine reaktif güç akışı olduğu durumlarda en iyi durumda sınır gerilim seviyesi yakalanabilmiştir.

Çizelge 5.1. Sonuç Değerlendirme Çizelgesi

Durumlar	Program Analizleri			Saha Deneyleri		
	Tüm Santraller devrede	Santrallerden Şebekeye Endüktif Güç Akışı	Santrallerden Şebekeye Kapasitif Yük Akışı	Santraller %30 Aktif Güç ile Sınırlanmış Durumda	Santraller %10'luk Talep ile Şebekeden Endüktif Güç Çekiyor	Santraller %10'luk Talep ile Şebekeden Kapasitif Yük Çekiyor
Elde Edilen Birim Gerilim Değerleri	1.146 p.u.	1.174 p.u.	1.101 p.u.	1.033 p.u.	1.001 p.u.	1.039 p.u.

Yapılan çalışmada simülasyon ve saha sonuçlarının birebir kıyaslanamamasının sebebi, fider üzerindeki tüm santrallerin farklı şirketlere ait olması ve şebeke yüklerinin sürekli değişkenlik göstermesinden kaynaklanmaktadır.

Üretim santrallerinden şebekeye endüktif güç akışı durumunda gerilim birim seviye cinsinden 1.17 seviyesine gelerek %10'luk sınırın üstüne çıkmıştır. Santrallerden hatta kapasitif güç akışının olduğu durumda ise yine sınırdan seyretmesine rağmen daha iyimser bir olasılık olarak 1.101 birim gerilim seviyesi elde edilmiştir. Bu nedenlerden dolayı saha analizlerinde inverterler ya aktif gücü sınırlandıracak şekilde çalıştırılmış ya da reaktif güç akışının yönü şebekeden santrale olacak şekilde reaktif talep durumlarına set edilmişlerdir.

Beklenen bir sonuç olarak aktif gücün sınırlandırılması şebeke gerilimini düşürmüştür. Santrallerin %30'luk aktif güce set edilmesi 1.17 p.u. seviyesini 1.03 seviyesine getirmektedir ki bu değer sınır seviyelerde kalmaktadır.

Aktif güç sınırlamasının kaldırılıp inverterlerin şebekeden reaktif güç çekeceği %10'luk endüktif talep değerine set edilmesinde de yine 1.03 p.u. değeri elde edilmektedir. Santraller üretimleri bitene kadar bu değerle çalıştırıldıklarında bir süre sonra 1.001 p.u. değeri elde edilmektedir.

%10'luk kapasitif talep için set değeri gönderildiğinde ise endüktif set durumuna göre gerilimde bir miktar artış olmaktadır, uzun vadede yapılan ölçümde gerilim seviyesi giderek yükselmektedir ancak gerilim sınırlarının dışına çıkılmamıştır. İlk anda alınan ölçümde elde edilen gerilim değeri 1.04 p.u. seviyesindedir.

Gerçekleştirilen tez çalışması ile birlikte, şebeke modeli bilgisi olmaksızın ve genel olarak minimum gözlem noktasından alınacak bilgilerin işlenmesine dayalı çözümler için doğrusal programlama, doğrusal olmayan programlama, dinamik programlama, sezgisel yöntemler ve bulanık mantık öne çıkmaktadır. Bu çalışmada gerçek zamanlı tek adımlı bir kontrol için anahtarlama ya da durum değişikliği anındaki gerilim/reaktif güç değişimi bazlı bir karar alma mekanizması yanında çok adımlı kontrol için dinamik programlama kullanılarak bir algoritma geliştirilmiştir. Gerçek zamanlı olarak sahadaki gerilim/reaktif güç değişimini kontrol etmek için şebekeye bağlı olan güneş santrallerinin inverter özelliklerinden yararlanılmıştır. Geliştirilen yazılım üzerinde belirlenen algoritma çalıştırılarak, saha kontrol ünitesi (MCU) ile uzaktan kontrol sağlanmış ve gerilim/reaktif gücün dinamik bir şekilde kontrolünün sağlanabileceği gösterilmiştir.

Dağıtım sistemindeki fiderler üzerinde bulunan solar santrallerin sahip olduğu inverterlere belirli set değerleri göndererek çıkışlarında sisteme verdikleri elektriksel gücün niteliği ve niceliğinin düzenlenmesi ile güç faktörünün ve gerilimin belirlenen hedef seviyede tutulması dağıtım şirketlerinin bu amaçla ikinci bir yatırım yapma gerekliliğinin önüne geçmektedir.

Solar santrallerde kullanılmakta olan inverterler sağladıkları aktif gücün yanı sıra şebekeye endüktif veya kapasitif güç sağlayabilmektedirler. Bu özellikleri ile birlikte Volt/VAR/Demand kontrolü içerisinde solar santrallerin kullanımına olanak sağlamaktadırlar. Uygulamada temel olarak hat üzerinden alınan ölçümlerin değerlendirilip, gerekli duruma göre inverter çıkışlarının kapasitif veya endüktif değerlere set edilerek üretim fideri üzerinde gerilimin ve reaktif gücün istenilen sınırlar içerisinde tutulması sağlanmıştır.

Kozluca fideri analizlerinde de görüldüğü gibi GES bağlantı görüşleri verilirken hat üzerinde güç kalitesi değerlerinin TSE EN 50160 sınır değerlerinde kalması için EPDK ve dağıtım şirketlerine yapılan GES başvuruları değerlendirilirken fider gündüz en düşük tüketim değerleri göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

6. KAYNAKLAR

- E. Hobson, "Network constrained reactive power control using linear programming," IEEE Trans. PAS, Vol. 99, pp. 868- 877,1980.
- T. Sakaguchi and K. Matsumoto, "Development of a knowledge based system for power system restoration," IEEE Trans., PAS, Vol. 102, pp. 320-329, 1983.
- R.P. Schulte, G.B. Sheble, S.L. Larsen, J.N. Wrubel, and B.F. Wollenberg, "Artificial intelligence solutions to power system operating problems," IEEE Trans. PWRS, Vol. 2, pp. 920-926, 1987.
- B. F. Wollenberg, "Feasibility study for an energy management system intelligent alarm processor," IEEE Trans. PWRS, Vol. 1, No. 2, pp. 241-247, 1986.
- S.N. Talukdar, E. Cardozo, and T. Perry, "The operator's assistant-an intelligent, expandable program for power system trouble analysis," IEEE Trans. PWRS, Vol. 1, No. 3, pp. 83-90, 1986.
- J.L. Chen and Y.Y. Hsu, "An expert system for load allocation in distribution expansion planning," IEEE Trans. PWRD, Vol. 4, pp. 1910-1918, 1989.
- Y. Y. Hsu and J. L. Chen, "Distribution planning using a knowledge-based expert system," Paper 90 WM 050-5 PWRD, presented at the IEEE/PES 1990 Winter Meeting.
- ILL. Ho, Y.Y. Hsu, et al., "Short term load forecasting sf Taiwan power system using a knowledge-based expert system, Paper 90 WM 259-2 PWRS, presented at the IEEE/PES 1990 Winter Meeting.
- C. McClelland and P. R. Van Home, "Fast voltage prediction using a knowledge based approach," IEEE Trans. PAS, Vol. 102, pp. 315-319, 1985
- C. C. Liu and K. Tomsovic, "An expert system assisting decision-making of reactive power/voltage control," IEEE Trans. PWRS, Vol. 1, pp. 195-201, 1986.
- S.J. Cheng, O.P. Malik, and G.S. Hope, "An expert system for voltage and reactive power control of a power system," IEEE Trans. PWRS, Vol. 3, pp. 1449-1455, 1988
- W.R. Wagner, A. Keyhani, S. Ha0 and T.C. Wong, "A rule- based approach to decentralized voltage control," 1989 PICA Conference, pp. 163-171.
- X. Feng, W. Peterson, F. Yang, G. M. Wickramasekara, J. Finney, "Smart Grids Are More Efficient: Voltage and Var Optimization Reduces Energy Losses and Peak Demands," Vol. 3, ABB Review, 2009.
- F. Viawan, D. Karlsson, "Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, pp. 1079–1087, 2008.

- Y.Y. Hsu, F.C. Lu, “Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming”, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, pp. 639–645, 1995.
- Y. Liu, P. Zhang, X. Qiu, “Optimal reactive power and voltage control for radial distribution system”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, pp. 85–90, 2000.
- Z. Hu, X. Wang, H. Chen, G.A. Taylor, “Volt/Var control in distribution systems using a time-interval based approach”, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, pp. 548–554, 2003.
- F. Viawan, D. Karlsson, “Combined local and remote voltage and reactive power control in the presence of induction machine distributed generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, pp. 2003–2012, 2007.
- M.A. Abido, J.M. Bakhshwain, “Optimal VAR dispatch using a multiobjective evolutionary algorithm”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 27, pp. 13–20, 2005.
- T. Niknam, “A new approach based on ant colony optimization for daily Volt/VAR control in distribution networks considering distributed generators”, Energy Conversion and Management, Vol. 49, pp. 3417–3424, 2008
- A.Y. Saber, T. Senjyu, “Memory-bounded ant colony optimization with dynamic programming and a local search for generator planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, pp. 1965–1973, 2007.
- Y.T. Hsiao, C.L. Chuang, C.C. Chien, “Ant colony optimization for best path planning”, International Symposium on Communications and Information Technologies, Vol. 1, pp. 109–113, 2004.
- M. Dorigo, T. Stützle, “Ant colony optimization”, Massachusetts Institute of Technology, 2004.
- Liang, R.-H., and Cheng, C.-K.: ‘Dispatch of main transformer ULTC and capacitors in a distribution system’, IEEE Trans. Power Deliv., 2001, 16, (4), pp. 626–630.
- B. Palmintier, J. Giraldez, K. Gruchalla, J. Gantz, E. Boardman, “Feeder Voltage Regulation with High-Penetration PV Using Advanced Inverters and a Distribution Management System,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016
- P. Jahangiri, D. Aliprantis “Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters” IEEE Transactions On Power Systems, 2013
- M. Farivar, C. Clarke, S. Low, K. Chandy “Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables”, Department of Computer Science, California Institute of Technology, 2011

7. EKLER

7.1. Kontrol Algoritmasının Kodları

```
'use strict';

const _ = require('lodash');

const turf = require('turf');

const wkt = require('wellknown');

const EventEmitter = require('eventemitter3');

const emitter = new EventEmitter();

const cors = require('cors');

function subscribe(_req, _res) {

  console.log('subscribed');

  _res.writeHead(200, {

    'Content-Type': 'text/event-stream',

    'Cache-Control': 'no-cache',

    Connection: 'keep-alive'

  });

  _res.write('retry: 500\n');

  // Heartbeat

  const nln = function() {

    _res.write('\n');

  };

  const hbt = setInterval(nln, 15000);

  const onEvent = function(data) {

    console.log('event');

    _res.write('retry: 500\n');

    _res.write("event: event\n");

  };

}
```

```
        _res.write("data: "+JSON.stringify(data)+"\n\n");
    };
    emitter.on('event', onEvent);
    // Clear heartbeat and listener
    _req.on('close', function() {
        console.log('closed');
        clearInterval(hbt);
        emitter.removeListener('event', onEvent);
    });
}
module.exports = function (app, callback) {
app.get('/events', subscribe);
    const that = this;
    const dataService = require('../bl/gisDataServiceNew')(app);
    const topologyBuilder = require('../bl/topologyBuilder')(app);
    app.GisServer = that;
    app.GisServer.timeFlag = new Date();
    console.log('gis started');
```



ÖZGEÇMİŞ

Fırat GÜLER

Email: firatguler32@gmail.com, firatguler@inelloenergy.com

ÖĞRENİM BİLGİLERİ

Yüksek Lisans	Akdeniz Üniversitesi
2017-2019	Fen Bilimleri Enstitüsü- Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Antalya
Lisans	Süleyman Demirel Üniversitesi
1999-2003	Mühendislik Mimarlık Fakültesi- Elektronik ve Haberleşme Mühendisliği

MESLEKİ VE İDARİ GÖREVLER

Kurucu	Inello Enerji Sistemleri San.İth.İhr.A.Ş.
2017-Devam Ediyor	
Şebeke Operasyonları ve Arge Müdürü	Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.
2013-2017	
Otomasyon Şefi	As Çimento San.ve Tic A.Ş.
2007-2013	
Arge Mühendisi	Elektromed Elektronik San. Tic. Ltd. Şti
2006-2006	
Elektrik Mühendisi	AYK Elektrik San.Tic Ltd.Şti.
2005-2005	