

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GÜÇ SİSTEMLERİNDE TIKANIKLIK DURUMLARINDA BARA
FİYATLARININ GÜVENLİK KISITLI OPTİMAL GÜÇ AKIŞI YÖNTEMİ İLE
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Özge GÜREL

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Eylül 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**GÜÇ SİSTEMLERİNDE TIKANIKLIK DURUMLARINDA BARA
FİYATLARININ GÜVENLİK KISITLI OPTİMAL GÜÇ AKIŞI YÖNTEMİ İLE
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Özge GÜREL
(504111036)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR

Eylül 2015

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 504111036 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Özge GÜREL**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**GÜÇ SİSTEMLERİNDE TIKANIKLIK DURUMLARINDA BARA FİYATLARININ GÜVENLİK KISITLI OPTİMAL GÜÇ AKIŞI YÖNTEMİ İLE İNCELENMESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Canbolat UÇAK**
Yeditepe Üniversitesi

Yrd. Doç Dr. Canan KARATEKİN
İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Mayıs 2015**
Savunma Tarihi : **28 Eylül 2015**

Aileme,

ÖNSÖZ

Tez çalışmam süresince büyük emeği geçen ve yol gösterici olan değerli danışmanım Doç. Dr. Ramazan ÇAĞLAR'a en içten duygularıyla teşekkür ederim.

Eğitim öğretim hayatım boyunca desteklerini benden esirgememiş, hayatımın her döneminde yanımda olan annem, babam ve kardeşime çok teşekkür ederim.

Eylül 2015

Özge GÜREL
Elektrik Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
SEMBOL LİSTESİ.....	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xv
ŞEKİL LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ.....	1
2. TIKANIKLIK PROBLEMİ VE EKONOMİK YANSIMALARI	3
3. ELEKTRİK HAVUZ PİYASASI MODELİ.....	5
4. OPTİMAL GÜÇ AKIŞI.....	7
4.1 Tanım	7
4.2 Optimal Güç Akışı Amaç Fonksiyonu	8
4.3 Eşitlik Kısıtı.....	9
4.4 Eşitsizlik Kısıtı	9
4.5 OPF Çözüm Yöntemleri.....	10
4.6 Newton Raphson Yöntemi	11
4.6.1 Çözüm algoritması	11
4.6.2 Çözüm yöntemi	13
5. MARJİNAL BARA FİYATLANDIRMA YÖNTEMİ (LMP)	15
5.1 Tanımı	15
5.2 Çözüm Algoritması	16
5.3 Tıkanıklık Bileşeninin Analizi	17
6. ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ	21
6.1 Doğrusal Güç Akışı Modeli	21
6.2 Üretim Değişimi Dağılım Faktörü	22
6.3 Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılım Faktörü.....	23
6.4 Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı Faktörü	23
6.5 Güç Transfer Dağılımı Faktörü	24
6.6 İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım Faktörü	25
7. IEEE 14 BARALI TEST SİSTEMİ ÜZERİNDE UYGULAMALAR	27
7.1 IEEE 14 Baralı Test Sistemi.....	27
7.2 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde İletim Hatlarında Tıkanıklık Olmadığı Temel Durumun İncelenmesi	29
7.2.1 Olağandışı durum analizi	31
7.2.2 Tıkanıklık düzeltici işlemler (RAS).....	35
7.3 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi	35
7.4 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir Transformatörün Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi	42

7.5 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir Generetörün Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi	46
7.6 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Farklı Baralara Bağlı Bir Generatör ve Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi	48
7.7 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Aynı Baraya Bağlı Bir Generatör ve Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi	54
7.8 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Enerji Talebinin Arttırıldığı Durumun İncelenmesi.....	61
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	67
KAYNAKLAR.....	69
ÖZGEÇMİŞ.....	71

KISALTMALAR

ATC	: Mevcut Transfer Kapasitesi (Available Transfer Capability)
FACTS	: Esnek AC İletim Sistemi (Flexible AC Transmission Systems)
OPF	: Optimal Güç Akışı (Optimal Power Flow)
LP	: Doğrusal Programlama (Linear Programming)
ELD	: Ekonomik Yük Paylaşımı (Economic Load Dispatch)
RAS	: Tıkanıklık Düzeltici İşlemler (Remedial Action Scheme)
LMP	: Marjinal Bara Fiyatlandırması (Locational Marginal Pricing)
DCOPF	: Doğrusal Güç Akışı (DC Optimal Power Flow)
GSDF	: Üretim Değişimi Dağılım Faktörü (Generation Shift Distribution Factor)
GGDF	: Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılım Faktörü (Generalized Generation Distribution Factor)
GLDF	: Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı Faktörü (Generalized Load Distribution Factor)
PTDF	: Güç Transfer Dağılımı Faktörü (Power Transfer Distribution Factors)
LODF	: İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım Faktörü (Line Outage Distribution Factor)
LTC	: Kademe Değiştirici (Load Tap Changing)

SEMBOL LİSTESİ

a_i, b_i ve c_i	: Generatörlere ait ikinci dereceden maliyet eğrisi katsayıları
P_{Gi}	: i barasındaki aktif güç üretimi
P_k	: i barasındaki aktif güç enjeksiyonu
Q_k	: i barasındaki reaktif güç enjeksiyonu
δ_k	: k barasındaki gerilim açısı
δ_m	: m barasındaki gerilim açısı
b_{km}	: Şebeke admitans matrisinin reel kısmı
g_{km}	: Şebeke admitans matrisinin imajiner kısmı
V_k	: k barasındaki gerilim genliği
V_m	: m barasındaki gerilim genliği
t_{km}	: k ve m baraları arasındaki transformatör kademe oranı
α_{km}	: k ve m baraları arasındaki transformatör faz açısı
λ	: Lagrange çarpan vektörü
μ	: Lagrange çarpan vektörü
$L(z)$	: Lagrange fonksiyonu
λ_i	: i barası marjinal maliyeti
λ_{ref}	: Referans bara marjinal maliyeti
L_i	: i barasındaki kayıp faktörü
μ_j	: i kısıtının gölge fiyatı
SF_{ij}	: j kısıtı üzerinde i barasında yük için kaydırma faktörü
λ_{CPI}	: i barasında aktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni
λ_{CQi}	: i barasında reaktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni
μ_{Vmin}	: i barasındaki en düşük gerilim genliği sınırına ilişkin Lagrange çarpanı
μ_{Vmax}	: i barasındaki en yüksek gerilim genliği sınırına ilişkin Lagrange çarpanı
μ_{Lj}	: j hattındaki güç akış limitine ilişkin Lagrange çarpanı
$a_{ik}\mu_k$	: k kısıtından dolayı i barasında aktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni
$2n_b + n_1$	: Bara gerilim genliği ve iletim hattı güç akış kısıtlarının toplamı
$\Lambda_{PV min}$	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CPI} ’ yi sınırlandıran en düşük gerilim genliklerinin etkisini içeren matris
$\Lambda_{PV max}$	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CPI} ’ yi sınırlandıran en yüksek gerilim genliklerinin etkisini içeren matris
Λ_{PL}	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CPI} ’ yi sınırlandıran hat güç akışının etkisini içeren matris
$\Lambda_{QV min}$	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CQi} ’ yi sınırlandıran en düşük gerilim genliklerinin etkisini içeren matris
$\Lambda_{QV max}$	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CQi} ’ yi sınırlandıran en yüksek gerilim genliklerinin etkisini içeren matris

Λ_{QL}	: Rastgele seçilen i hattında λ_{CQi} ' yi sınırlandıran hat güç akışının etkisini içeren matris
$\lambda_{VCPi,s}$	: s barasındaki gerilim genliği kısıtından dolayı, i barasındaki aktif güç bara fiyatının tıkanıklık bileşeninin bölümüdür
$\lambda_{LCPi,j}$	: j barasındaki güç akış kısıtlarından dolayı i barasındaki aktif güç fiyatının tıkanıklık bileşeninin bir bölümüdür
x_{lk}	: l ve m baraları arasındaki iletim hattının reaktansı
θ_l	: l barasının faz açısı
θ_k	: k barasının faz açısı
P_{lk}	: l ve k baraları arasında bulunan iletim hattındaki aktif güç akışı
ΔF_{l-k}	: l ve k baraları arasındaki aktif güç akışındaki değişim
$A_{l-k,i}$	: i barasında bulunan üretim birimindeki güç değişimiyle ilişkili olarak l ve k baralarını bağlayan hattın A (GSDF) faktörü
ΔG_i	: i barasındaki üretimin değişimi
ΔG_r	: Referans baradaki üretimin değişimi
X_{l-i}	: Reaktans matrisinin elemanları
$X_{l,k}$	: l ve k baraları arasındaki hattın reaktansı
F_{l-k}	: l ve k baraları arasındaki toplam aktif güç akışı
F_{l-k}^0	: DC güç akış analizi ile hesaplanan l ve k baraları arasındaki aktif güç akışı
$D_{l-k,i}$	: i barasında bulunan üretim birimindeki güç değişimiyle ilişkili olarak l ve k baraları arasındaki hattın D (GGDF) faktörü
$D_{l-k,r}$	: referans baradaki üretimden dolayı l ve k baraları arasındaki hattın D faktörü
G_i	: i barasındaki toplam üretim
F_{l-k}	: l ve k baraları arasındaki toplam aktif güç akışı
F_{l-k}^0	: Doğrusal güç akışı analizi ile hesaplanan l ve k baraları arasındaki iletim hattındaki aktif güç akışı
$C_{l-k,j}$	: j barasındaki talep güce ilişkin l ve k baraları arasındaki hattın GLDF faktörü
$C_{l-k,r}$	: Referans baradaki yükten dolayı l ve k baraları arasındaki hat için GLDF faktörü
L_j	: j barasındaki toplam talep
l, k	: İzlenen iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar
i, j	: Artan üretim ve tüketim için bara numaraları
ΔP_{lk}	: l ve k baraları arasındaki güç akışı değişimi
P_{ij}	: Sisteme yeni eklenen aktif güç miktarı
X_{li}	: $[X]$ bara reaktans matrisinin l . satır i . sütunundaki eleman
X_{ki}	: $[X]$ bara reaktans matrisinin k . satır i . sütunundaki eleman
X_{lj}	: $[X]$ bara reaktans matrisinin l . satır j . sütunundaki eleman
X_{kj}	: $[X]$ bara reaktans matrisinin k . satır j . sütunundaki eleman
x_{lk}	: l barasını k barasına bağlayan iletim hattının reaktansı
X_{lr}	: $[X]$ bara reaktans matrisinin l . satır r . sütunundaki eleman
N_{lk}	: l barasını k barasına bağlayan devre sayısı

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 7.1 : IEEE 14 baralı test sistemi yük talebi verileri [23].	28
Çizelge 7.2 : IEEE 14 baralı test sistemi iletim hattı verileri [23].	28
Çizelge 7.3 : IEEE 14 baralı test sistemi generatör verileri [23].	29
Çizelge 7.4 : Şekil 7.2'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	31
Çizelge 7.5 : Sadece generatör veya iletim hattının devre dışı kalmasından dolayı meydana gelen olağandışı durumlar.	32
Çizelge 7.6 : Bir generatör ve bir iletim hattının birlikte devre dışı kalmasından dolayı meydana gelen olağandışı durumlar.	33
Çizelge 7.7 : Üretim değişimi faktörlerinin duyarlılık analizi (GSDF) matrisi.	33
Çizelge 7.8 : İletim hattı açması durumunda dağılım faktörünün yüzdesi.	34
Çizelge 7.9 : Şekil 7.5' deki transformatörlerin kademe oranları.	36
Çizelge 7.10 : Şekil 7.5'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	37
Çizelge 7.11 : Şekil 7.6'daki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	39
Çizelge 7.12 : Şekil 7.12' deki transformatörlerin kademe oranları.	43
Çizelge 7.13 : Şekil 7.12'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	44
Çizelge 7.14 : Şekil 7.17' deki sisteme ait marjinal bara maliyetleri ve bileşenleri..	48
Çizelge 7.15 : Şekil 7.20' deki transformatörlerin kademe oranları.	49
Çizelge 7.16 : Şekil 7.20'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	50
Çizelge 7.17 : Şekil 7.21'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	52
Çizelge 7.18 : Şekil 7.27'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	56
Çizelge 7.19 : Şekil 7.27' deki transformatörlerin kademe oranları.	57
Çizelge 7.20 : Şekil 7.29'daki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	59
Çizelge 7.21 : Şekil 7.33'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	62
Çizelge 7.22 : Şekil 7.35' deki transformatörlerin kademe oranları.	63
Çizelge 7.23 : Şekil 35'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.	64

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Hat limiti olmayan iki baralı örnek iletim sistemi.....	3
Şekil 2.2 : 100 MW hat limiti olan iki baralı örnek iletim sistemi.	4
Şekil 3.1 : Elektrik havuz piyasası modeli.....	6
Şekil 3.2 : Üretici ve tüketici teklif eğrileri.	6
Şekil 4.1 : Newton Raphson metodu akış diyagramı [9].	13
Şekil 7.1 : IEEE 14 baralı test sistemi [22].	27
Şekil 7.2 : Tıkanıklığın olmadığı 14 baralı IEEE test sistemi modeli.	30
Şekil 7.3 : Sistemdeki her bir generatörün marjinal maliyeti.	30
Şekil 7.4 : İletim hattının devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.	36
Şekil 7.5 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	37
Şekil 7.6 : Sistemdeki enerji talebinin azaltılmasıyla tıkanıklığın çözüldüğü sistem modeli.	38
Şekil 7.7 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	40
Şekil 7.8 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.	40
Şekil 7.9 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.	41
Şekil 7.10 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.	41
Şekil 7.11 : Transformatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.	42
Şekil 7.12 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	43
Şekil 7.13 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	44
Şekil 7.14 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.	45
Şekil 7.15 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.	45
Şekil 7.16 : Genaratörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.	46
Şekil 7.17 : Güvenlik kısıtlı optimal güç akışı (SCOPF) ile tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	47
Şekil 7.18 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	47
Şekil 7.19 : Farklı baralardaki bir iletim hattı ile bir generatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.	49
Şekil 7.20 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	50
Şekil 7.21 : Sistemdeki enerji talebinin azaltılmasıyla tıkanıklığın çözüldüğü sistem modeli.	51

Şekil 7.22 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.	52
Şekil 7.23 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	53
Şekil 7.24 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.	53
Şekil 7.25 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.	54
Şekil 7.26 : Aynı baradaki iletim hattı ile generatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.	55
Şekil 7.27 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	56
Şekil 7.28 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	57
Şekil 7.29 : Sistemdeki enerji talebinin azaltılmasıyla tıkanıklığın çözüldüğü sistem modeli.	58
Şekil 7.30 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.	59
Şekil 7.31 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.	60
Şekil 7.32 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.	60
Şekil 7.33 : Yük talebi artışından dolayı tıkanıklık meydana gelen sistem modeli.	61
Şekil 7.34 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.	62
Şekil 7.35 : Transformatörlerin kademe kontrolü ile tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.	63
Şekil 7.36 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.	64
Şekil 7.37 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.	65

ÜÇ SİSTEMLERİNDE TIKANIKLIK DURUMLARINDA BARA FİYATLARININ GÜVENLİK KISITLI OPTİMAL GÜÇ AKIŞI YÖNTEMİ İLE İNCELENMESİ

ÖZET

Elektrik endüstrisinin yeniden yapılandırılması sonucu çok oyunculu yeni bir rejimin ortaya çıkışı beraberinde elektrik şebekesinin; düzenlenmesi, işletilmesi ve planlanması gibi konularda büyük değişiklikler meydana getirmiştir. Rekabetçi piyasaya girilmesinin getirdiği faydaların yanısıra daha önce rastlanmamış problemlerle de karşılaşmıştır.

Rekabetçi elektrik piyasasındaki iletim sistemi tıkanıklığı problemi, piyasa yerleşimi kaynaklı olarak enerji talebindeki değişimler, iletim hatlarının ve generatörlerin devre dışı kalması, elektrik alışverişlerinde koordinasyonun sağlanamaması, elektrik fiyatlarındaki farklılıklar, yapılan yatırımların sistemde dengeli olarak dağılamaması vb. gibi nedenlerden hatların ve transformatörlerin aşırı yüklenmesiyle meydana gelir. Günümüzde iletim tıkanıklığı artarak önem kazanan bir problem haline gelmiştir.

Literatürde iletim tıkanıklığı yönetimi pek çok yazar tarafından farklı yöntemler ile ele alınmış ve çözümünde farklı modeller önerilmiştir. Tez kapsamında, tıkanıklık probleminin yönetimi için piyasa tabanlı fiyatlar kullanan marjinal bara fiyatlandırma yöntemi kullanılmıştır. Marjinal bara fiyatlandırma, diğer fiyatlandırma yöntemlerine kıyasla piyasa yapısına en uygun olan yöntemdir ve optimal güç akış yöntemi kullanılarak çözülür.

Optimal güç akışının temel amacı, sistem güvenliğini sürdürürken, güç sisteminin yük talebini karşılamak için gereken maliyetin minimize edilmesidir. Çözümü için kullanılan birçok farklı matematiksel yöntem vardır ve bu çalışmada Newton Raphson metodu kullanılmıştır. Newton metodu, sonuca hızlı yakınsamasında dolayı güç akışının çözümü için kullanılan yöntemler arasında en çok kullanılanlardandır.

Kullanılan diğer bir çözüm yöntemi ise DC güç akışıdır. Bu faktörlerden ikisi olan üretim değişim faktörleri ve iletim hattı açması durumunda dağılım faktörleridir. Üretim değişim faktörleri beklenmedik durumlarda üretim güç duyarlılıklarını tanımlar. İletim hattı açması durumu dağılım faktörü (LODF), sistemde bir iletim hattı devre dışı kaldığında diğer hatlar üzerindeki güç akışı değişimini gösterir.

Tez çalışmasında, Powerworld Simulator programı kullanılarak IEEE 14 baralı örnek test sistemi üzerinde meydana gelebilecek olağandışı durumlar güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemi ile incelenmiş ve bu durumlarda oluşan marjinal bara fiyatlarındaki değişimler gözlemlenmiştir. Sistemdeki maksimum zorlanmalara neden olabilecek durumlar yine Powerworld programı ile olağandışı durum analizi yapılarak belirlenmiştir. Elde edilen analiz sonuçları yorumlanmıştır.

LOCATIONAL MARGINAL PRICE ANALYSIS IN CASE OF CONGESTION OF POWER SYSTEM USING SECURITY CONSTRAINT OPTIMAL POWER FLOW

SUMMARY

The restructuring of the electricity industry has created a new regime with many new market players. Plenty of changes brought huge shifts in the planning, operations and management of power systems. The introduction of competitive markets did not only bring advantages, but also made the electric power industry face unprecedented problems.

In the competitive markets, the transmission congestion may be caused due to various reasons, such as transmission line outages and generator outages, change in energy demand. In the present day scenario, the transmission congestion management gained much attention around the world.

Transmission congestion management was analyzed with different methods and different models were formed for solution by a lot of authors in literature. In this thesis, Locational marginal pricing (LMP) is a mechanism for using market based prices for managing transmission congestion. Locational marginal pricing is the best appropriate method in comparison with other pricing methods. LMP consist of three main component as energy, loss and congestion. The energy component of LMP represent the marginal cost of energy at reference (slack) bus. It is determined using marginal energy offer of generator. The congestion component and loss component of LMP are equal to zero at reference bus so locational marginal price is equal to the energy component. Furthermore, when there are no transmission congestion and loss at the power system, marginal cost of each bus at the system is equal to marginal cost of referans bus. LMP is solved using optimal power flow method.

The objective of the security constraint optimal power flow is to minimize the costs of meeting the load demand for a power system while maintaining the security of the system. Maintaining system security requires keeping all equipment in the power system within its desired operating range at steady-state. This will include keeping system bus voltages within specified ranges, maximum power flows on transmission lines and transformers and maximum and minimum outputs for generators.

Another objective of optimal power flow is to specify marginal cost data of electric power system. This marginal cost data provide to pricing of active power transaction as well as pricing of auxillary servis as voltage support. OPF can perform all control function that required for power system. Economic power dispatch, while controlling the active power output of the generator, the OPF can also control transformer taps and transformers phase shifts.

Many different mathematical techniques exist in the literature to solve SCOPF. In this thesis Newton Raphson method is chosen for solution of SCOPF because it is a very powerful solution algorithm because of its rapid convergence near the solution.

Second part of this thesis, IEEE 14 bus test system is simulated using Powerworld Simulator program. First of all, contingency analysis is performed to calculate violation in IEEE 14 bus test system with Powerworld. The contingency analysis is classified as single contingency and multiple contingency. As a result of this analysis, total 110 contingency are detected in the test system. The five worst-cases has been choosed in contingency analysis result of the test system.

In addition, the total load demand is increased from 259 to 362,2 MW in the IEEE 14 bus test system so there is a transmission congestion in the transmission line to serve the load.

Line contingency and generator contingency are generally most common type of contingencies. These contingencies mainly cause two types of violations as low voltage violations and line power limits violations.

The operating range of voltage at any bus is 0.9-1.1 p.u. in IEEE 14 bus test system. Thus, if the voltage falls below 0.9 p.u then the bus is said to have low voltage. If the voltage rises above the 1.1 p.u then the bus is said to have a high voltage problem.

Line power limit violations occurs in the system when the power rating of the line exceeds given rating. This is mainly due to the increase in the current flowing in that line.

Furthermore, another solution method in Powerworld simulator is DC load flow. These factors can be derived in a variety of ways and are explained in this study. Generation shift factors (GSDF) describing a generator power sensitivity under the contingency condition and line outage distribution factors (LODF) describing change in the flow on one line caused by the outage of a second line are two types of these factors and they are used to analyse single contingency which caused by the outages of a generator or a transmission line in this thesis.

Remedial Action Schemes (RAS) are the key components for any power system planning. These are the steps which need to take in order to get the system back to its normal operation. Remedial Action Scheme (RAS) are the necessary actions which need to be taken to solve the violations caused by a contingency. Shunt capacitor switching, generation re-dispatch, load shedding and load tap changing (LTC) transformer are types of RAS that used in this study.

Load shedding is undesirable type of RAS in a power system. However, when transmission congestion could not be solved by other methods mentioned above, load shedding is performed as the latest solution in the test system.

Five worst-cases that selected in contingency analysis results and another case that increased load demand in the system are solved using security constrain optimal power flow (SCOPF). After that locational marginal prices was observed in this determined cases and a significant increase has been seen in the locational marinal prices of buses at system because of transmission congestion.

At the same time, transmission line outages and generator outages caused low voltage violations in the IEEE 14 bus test system. This problem is solved with control of reactive power using control of transformer tap and Shunt capacitor switching. In addition, it help control of active power and reduce transmission congestion. Active and reactive power changes in the test system and their effects on transmission congestion are observed for each cases that analyzed using SCOPF in the test system.

Having information about various violation in the power system effects on locational marginal price is very important for system operator. Thanks to this data, system operator can make a right decision to alleviate transmission congeston.

1. GİRİŞ

Elektrik güç sistemleri büyük tesis ve ekipmanları içeren kompleks sistemlerdir. Generatörler, iletim hatları, dağıtım hatları ve transformatörler temel sistem ekipmanlarıdır. Bütün bu ekipmanlar kesin limitler içerisinde işletilmek üzere dizayn edilir. Ek olarak, sistemin sorunsuz işletilmesi için sistemin elektriksel özellikleri verilen değerler arasında tutulmak zorundadır. Bu özelliklere örnek olarak sistemdeki bara gerilim genlikleri, iletim hattının başında ve sonundaki gerilim açısı farkı verilebilir. Güç sistemlerinin normal işletme koşullarında çalışmasına devam etmesi için elektrik karakteristiklerinin limit değerleri zorlanmamalıdır. Sistem kısıtlarında her hangi birinin işletme limit değerlerine ulaşması veya aşması tıkanıklık olarak tanımlanan işletme problemine sebep olur. Sistemin ekonomik işletilmesi ile ilgili en önemli kısıtlar iletim hatları ve transformatörlerin termal limitleri ve gerilim genlik kısıtlarıdır.

Güç akışı, iletim hatları ve transformatörlerde ısı formunda enerji kayıplarına neden olur. İletim hatlarının yapıldığı madde fiziksel erime limitlerine sahiptir. Hat sıcaklığı bu limite ulaşırsa madde erir ve hat devre dışı kalır. Bu sebeple hat üzerinden akan güç akışı hat sıcaklığını bu limiti aşacak kadar arttırmamalıdır. Transformatörler, herhangi bir işletme problemi yaşamadan uzun süre nominal değerde yüklenebilir. Fakat transformatörlerden geçen güç akışı da belli limitlerde tutulmalıdır.

Fiziksel kanunlara göre işletilen iletim sisteminde, tıkanıklık yönetimi için ekonomik yansımalarla eşit oranda önemlidir. Serbest piyasada müşteriler elektrik enerjisini uygun olan en ucuz kaynaktan almak isterler. Bu sebeple serbest piyasada tıkanıklık olma ihtimali tekelci piyasa ile karşılaştırıldığında daha yüksektir. İletim hattı tıkanıklığı, elektrik enerjisinin alıcısı ya da satıcısı olmayan üçüncü parti tarafından çözümlenmelidir. Serbest piyasada, bağımsız enerji alışverişi ve sistemin güvenli işletilmesi arasındaki koordinasyonun yapılması için, enterkonnekte güç sistemini işleten ve izleyen bağımsız sistem operatörüne ihtiyaç vardır.

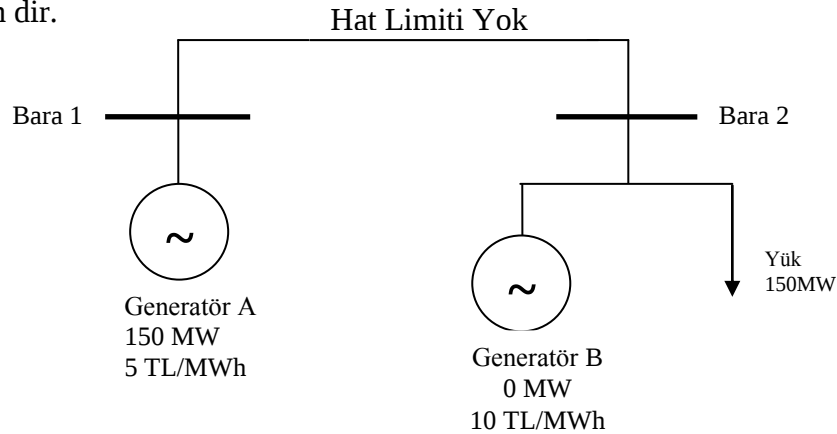
2. TIKANIKLIK PROBLEMİ VE EKONOMİK YANSIMALARI

Serbest güç endüstrisinde, elektrik piyasası için iletim tıkanıklığı çok önemli bir problemdir. Tıkanıklık, üretici ve tüketicilerin yanı sıra tüm elektrik piyasası üzerinde büyük bir etkiye sahiptir. İletim sistemlerinde belirli zaman diliminden daha uzun süren iletim tıkanıklığı, kontrol dışı ani yük kaybıyla birlikte, büyük kitleleri etkileyen sistem çökmelerine neden olabilmektedir.

Tıkanıklığın olmadığı durumda, en düşük fiyatlı olan elektrik enerjisi bütün bölgelere erişebilirse, fiyatlar tüm şebeke boyunca aynı olur. Fakat iletim hattında bir veya daha fazla kısıtlamanın meydana getirdiği tıkanıklık problemi nedeniyle bazı bölgelere düşük fiyatlı olan enerjinin akışı sağlanamazsa, enerji talebini karşılayabilmek için daha pahalı olan elektrik enerjisinin kullanımı zorunlu hale gelir. Bunun sonucunda ise marjinal bara maliyetleri bu bölgelerde artış gösterir.

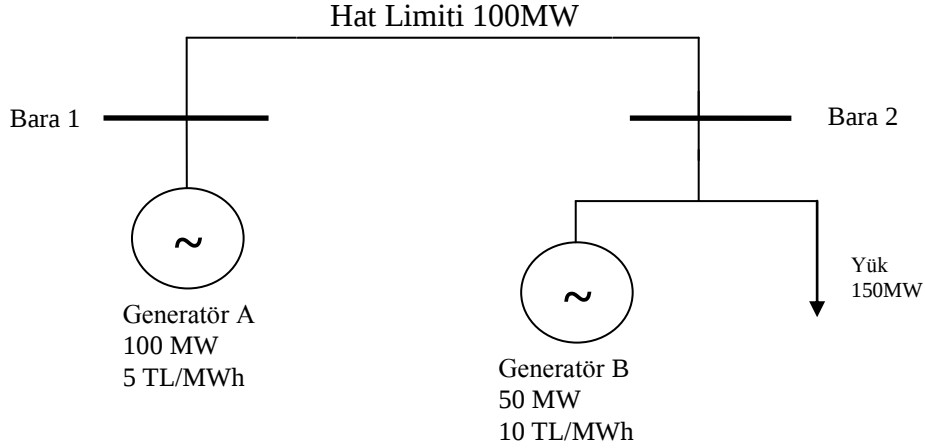
Şekil 2.1' deki 2 baralı sistemde tıkanıklığın olmadığı durum basit bir şekilde örneklenmiştir [3, 4, 2]. Örnek sistemde bulunan 1 ve 2 numaralı baralarda generatörler bulunmaktadır. Ayrıca 2. barada enerji ihtiyacı 150 MW olan yük vardır. A generatörünün enerji fiyatı 5 TL/MWh olmakla beraber B generatörünün enerji fiyatı 10 TL/MWh dir.

Sistemde tıkanıklık olmadığı durumda yükün tüm enerji ihtiyacı, fiyatı daha ucuz olduğu için A generatoründen temin edilecektir. Bu durumda toplam maliyet 750TL/h dir.



Şekil 2.1 : Hat limiti olmayan iki baralı örnek iletim sistemi.

Şekil 2.2’ de ise sistemdeki iletim hattının güç taşıma kapasitesinin 100 MW ile sınırlandırıldığı durum örneklenmiştir. Bir önceki örnekte olduğu gibi toplam maliyeti minimize etmek için yükün enerji ihtiyacının A generatöründen temin edilmesi istenir. Ancak bu örnekte hat kapasitesi 100 MW’ a düşürüldüğü için yükün ihtiyacının tamamını A generatöründen karşılanması durumunda iletim hattında 50 MW’ lık aşırı yüklenme meydana gelir.



Şekil 2.2 : 100 MW hat limiti olan iki baralı örnek iletim sistemi.

Hattaki aşırı yüklenme probleminin çözülebilmesi için A generatöründen karşılanan enerjinin 50 MW azaltılması ve bu 50 MW’ ın fiyatı daha yüksek olan B generatöründen karşılanması gerekmektedir. Bu enerji paylaşımı ile toplam maliyet miktarı 1000TL/h dir. Bu maliyetin 250TL/h’ i sistemde oluşan 50 MW miktarındaki tıkanıklıktan dolayı meydana gelir ve iletim hattı limiti sebebiyle meydana gelen tıkanıklığın düzenlenmesi sistem maliyetini 33% arttırarak piyasada verimsizliğe yol açar.

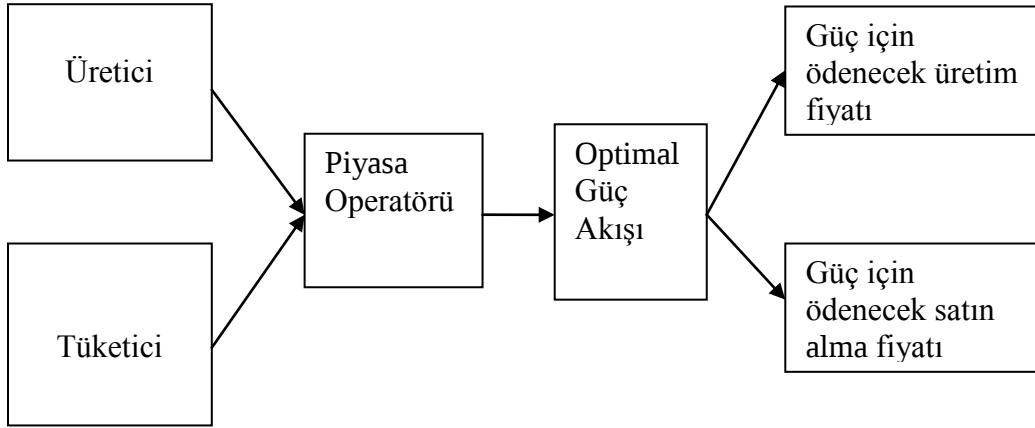
Aynı zamanda bu durum B generatörü için sınırsız piyasa gücü yaratmıştır. Eğer yükün fiyat esnekliği yoksa B generatörü teklifini istediği kadar arttırabilir çünkü yük enerji ihtiyacının 50 MW’ lık kısmını B generatöründen satın almak zorundadır. Aksi durumda yük fiyatların artmasıyla enerji alımını azaltabilirse generatör B’ nin piyasadaki gücü sınırlandırılabilir. Bu örnek ile ekonomik açıdan tıkanıklık problemini tanımlamak kolayken, güvenilirlik ve ticari çıkarların dengesi bakımından daha karmaşıktır.

3. ELEKTRİK HAVUZ PİYASASI MODELİ

Havuz piyasa modeli, serbest güç piyasasının iki temel tipinden bir tanesidir. Bu model piyasanın merkezi düzenleme temeline dayanır. Merkezi şebeke dağıtımının tarihi 1920'lerin başlarına yada daha erken tarihlere dayanmaktadır. 1930'lu yıllardan beri eşit marjinal maliyet metodu etkili olarak kabul edildi. Ekonomik yük dağıtımı sadece gerçek güç üretimini dikkate alır ve tek bir eşitlik kısıtıyla elektrik şebekesini tasvir eder. 1960'lı yılların başında, optimal güç akışının (OPF) ilk yöntemi geliştirildi [4]. Bu yöntem tüm elektrik şebekesi üzerinde etkili oldu. OPF'nin amaç fonksiyonu aktif güç kayıplarını ve üretim maliyetlerini minimize etmektir.

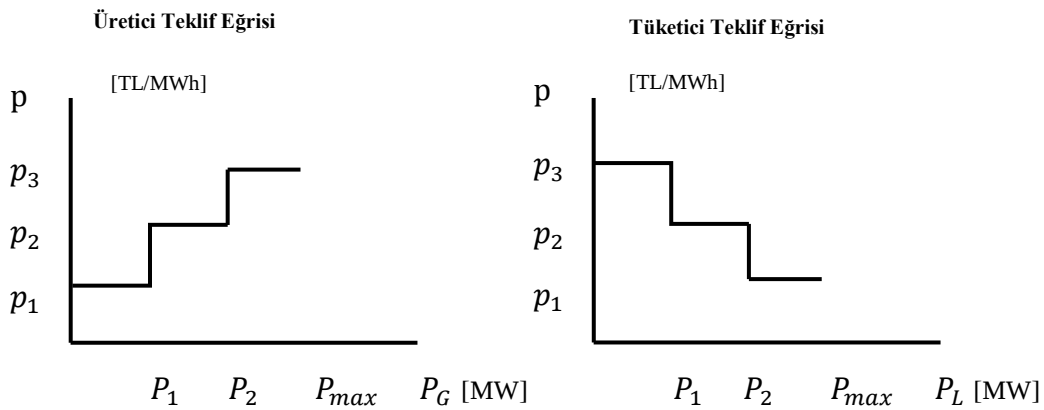
En çok bilinen elektrik havuz piyasaları Yeni Zelanda, Avustralya, İskandinav ülkeleri ve Amerika'nın doğu bölümünde kuruludur. Elektrik havuz piyasasının temel karakteristiği enerjinin üretici ve tüketiciler arasında doğrudan değil piyasa vasıtası ile alınıp satılmasıdır. Piyasa ayrı havuz operatörü veya direkt olarak bağımsız sistem operatörü tarafından işletilir.

Bu hedefin başarılabilmesi için piyasa operatörü üretici ve tüketicilerden elektrik enerjisi tekliflerini toplar. Bu teklifler genellikle yarım saat ve bir saat olan kesin bir zaman aralığına aittir ve bir gün önce bağımsız sistem operatörüne (ISO) sunulur. Bu nedenle modern havuz piyasaları aynı zaman da gün öncesi piyasası olarak da bilinir. Teklifler gönderildiğinde zaman sistem operatörü şebeke kısıtlarını dikkate alan optimal güç akış programını çalıştırır. OPF programının amacı toplam maliyeti minimize etmektir. OPF şebekede bulunan her bara için spot fiyatı ve her piyasa katılımcısı tarafından alınan veya satılan gücün miktarını hesaplar. Tüketiciler ve üreticiler güç miktarına karşılık gelen spot fiyat üzerinden faturalandırılırlar [5]. Bazı havuz piyasalarında bara fiyatlandırma yoktur ve fatura düzeni evrensel veya zonal piyasa temizleme fiyatı ile hesaplanır. Ertesi gün hesaplanan program ile gerçek üretim veya talep arasında fark varsa eğer, bu fark dengeleme piyasası tarafında örtülür. Havuz piyasası işletmesinin şematik açıklaması aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



Şekil 3.1 : Elektrik havuz piyasası modeli.

Tek alıcılı elektrik piyasalarında generatörlerin gerçek maliyet data ları bil enerek optimal güç akışı gerçekleştirilir. Ayrıca yü ke ait bilgiler de verilir ve tamamen örtüşmelidir. Şimdiki serbest piyasada, havuz operatörü üreticilerin sahip oldu ğu güç santrallerinin maliyet fonksiyonu hakkında bilgiye sahip de ğildir. Dahası toptan tüketiciler karşılaştıkları fiyata göre taleplerini de ğiştirebilmektedir. Sonuç olarak, piyasa operatörü piyasa katılımcılarından topladı ğı teklifleri temel alan optimal güç akış programını çalıştırır. Şekil 2’de örnek üretici ve tüketiciler için teklif eğrileri gösterilmiştir. Arz teklif eğrisi üreticinin satmak istedi ği belirli güç miktarının minimum fiyatını gösterir. Fiyat p_1 ’den daha düşük ise üretici havuz piyasasına hiçbir şey satmaz. Aksi durumda Fiyat p_3 ’den daha yüksek oldu ğu zaman üretici maksimum kapasitesine kadar teklif vermeye istekli olur. Di ğer taraftan, talep teklif eğrisi belirli güç miktarını satın almak için tüketicinin gözden çıkardı ğı kabul edilebilir maksimum fiyatı gösterir. Tüketicinin karşılaştı ğı elektrik fiyatı p_3 ’den daha fazla ise talebi sıfır olur. Fiyat p_1 ’den a şa ğı dü ştü ğü zaman tüketici maksimum talebi kadar güç miktarını satın alabilir.



Şekil 3.2 : Üretici ve tüketici teklif eğrileri.

4. OPTİMAL GÜÇ AKIŞI

4.1 Tanım

Enterkonnekte enerji iletim sistemlerinde, işletme maliyetinin minimize edilmesi, her santralin aktif ve reaktif güç planlamasının yapılmasını gerektirir. Bu da minimum maliyet ile belirli yük talebini karşılayabilmek için, generatörlerin aktif ve reaktif güçlerinin kesin limitler içerisinde değişmesine izin verilmesi anlamına gelir ve optimal güç akış problemi olarak adlandırılır [1].

Optimal güç akışı programları ile büyük ve kompleks güç sistemlerinin optimizasyon problemleri oldukça kısa süre içerisinde çözelebilir. Güç sistemlerinde, OPF hesaplaması gerçek zamanlı kontrol, operasyonel planlama gibi birçok uygulamaya sahiptir ve modern enerji yönetim sistemlerinde yaygın olarak kullanılır.

Optimal güç akışının temel amacı, sistem güvenliğini sürdürürken, güç sisteminin yük talebini karşılamak için gereken maliyetin minimize edilmesidir. OPF açısından bakıldığında sistem güvenliğinin sürdürülmesi, güç sistemi içerisindeki her ekipmanın kararlı halde iken istenen işletme aralığında tutulması gerekmektedir. Bu durum sistemdeki bara gerilimlerinin belirtilen aralıklarda tutulmasının yanı sıra generatörlerin maksimum ve minimum çıkışlarını, iletim hatları ve transformatörler üzerindeki maksimum güç limitlerini içermektedir.

OPF' nın ikinci hedefi ise sistemin marjinal maliyet datalarının belirlenmesidir. Marjinal maliyet verileri aktif güç hareketinin fiyatlandırılmasının yanı sıra yardımcı servislerin fiyatlandırılmasına da yardımcı olur. OPF, güç sistemi için gerekli olan kontrol fonksiyonlarının tamamını yerine getirebilir. Güç sisteminin ekonomik dağılımı, generatörlerin aktif güç çıkışını kontrol ederken, OPF ayrıca transformatörlerin kademelerini ve faz kaydırma açılarını da kontrol edebilir. OPF sistem güvenliğini, iletim hatlarının aşırı yüklenmesi, düşük gerilim ve yüksek gerilim problemleri meydana geldiğinde izler. Herhangi bir güvenlik problemi meydana geldiğinde, OPF bu problemleri düzeltmek için kontrolü değiştirir. Örneğin; iletim hatlarındaki aşırı yüklenmenin ortadan kaldırılması.

4.2 Optimal Güç Akışı Amaç Fonksiyonu

OPF için amaç fonksiyonu, sistemdeki güç üretimi ile ilgili maliyeti yansıtır. Güç üretimi için ikinci dereceden maliyet modeli kullanılacaktır [7]:

$$F(P_G) = \sum_i (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (4.1)$$

a_i, b_i ve c_i : Generatörlere ait ikinci dereceden maliyet eğrisi katsayıları

P_{Gi} : i barasındaki aktif güç üretimi

Amaç fonksiyonu,

$$\text{Min } F(P_G) = f(x, u) \quad (4.2)$$

Lineer olmayan eşitlik ve eşitsizlik kısıtlarının yerine getirilmesine bağlıdır:

$$\text{Eşitlik kısıtı} \quad g(x, u) = 0 \quad (4.3)$$

$$\text{Eşitsizlik kısıtı} \quad h(x, u) \leq 0 \quad (4.4)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (4.5)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (4.6)$$

x vektörünün kapsadığı değişkenler:

- Bara gerilim genlikleri ve faz açıları
- Bara gerilimleri kontrolü için belirlenen generatörlerin reaktif güç çıkışı
- Referans bara açısı gibi sabit parametreler
- Kontrol edilmeyen generatörlerin aktif ve reaktif güç çıkışı
- Kontrol edilmeyen aktif ve reaktif yükler
- Sabit bara gerilimleri, hat parametreleri

u vektörünü meydana getiren kontrol değişkenleri:

- Aktif ve reaktif güç üretimi
- Faz kaydırma açısı
- Enerji alış-verişi
- Aktif ve reaktif yük (yük atma)

- DC iletim hat akışı
- Kontrol gerilim ayarları
- Kademe değıştirci transformatörlerin kademe ayarları

4.3 Eşitlik Kısıtı

OPF' nin eşitlik kısıtları, sistem boyunca istenen gerilim ayar noktalarının yanı sıra güç sisteminin fiziğininide yansıtır [7, 8].

$$P_k = 0 = V_k \sum_{m=1}^N [V_m [g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)]] - P_{Gk} + P_{Lk} \quad (4.7)$$

$$Q_k = 0 = V_k \sum_{m=1}^N [V_m [g_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)]] - Q_{Gk} + Q_{Lk} \quad (4.8)$$

P_k : i barasındaki aktif güç enjeksiyonu

Q_k : i barasındaki reaktif güç enjeksiyonu

δ_k ve δ_m : k ve m baralarındaki gerilim açıları

b_{km} : şebeke admitans matrisinin reel kısmı

g_{km} : şebeke admitans matrisinin imajiner kısmı

V_k ve V_m : k ve m baralarındaki gerilim genlikleri

Her generatör için bir eşitlik kısıtı eklenir.

$$V_{Gi} - V_{Giayarnoktası} = 0 \quad (4.9)$$

Son olarak, çok alanlı güç sistemleri için, anlaşma kısıtları gereği net enerji alışverişi ile planlanan enerji alışverişi birbirine eşit olmalıdır. Bu sebeple bir alandaki herkes için bir eşitlik kısıtı eklenir.

$$P_{\text{enerji alışverişi}} - P_{\text{planlanan enerji alışverişi}} = \sum_{\text{hat}} [P_{km}] - P_{\text{planlanan ener.alışverişi}} = 0 \quad (4.10)$$

4.4 Eşitsizlik Kısıtı

OPF'nin eşitsizlik kısıtları, sistem güvenliğini garanti altına alan limitlerin yanı sıra sistemdeki generatörler, kademe değıştirci transformatörler ve faz kaydırma

transformatörlerinin limitlerinin de yansıtır. Bu bölümünde OPF için gereken eşitlik kısıtları gösterilecektir [1, 7].

Generatörlerin maksimum ve minimum aktif ve reaktif güç çıkışlarına ilişkin eşitsizlik kısıtları aşağıda vermiştir.

$$P_{Gi_{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi_{max}} \quad (4.11)$$

$$Q_{Gi_{min}} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_{max}} \quad (4.12)$$

Kademe değiştirici transformatörlerin maksimum ve minimum eşitsizlik kısıtı:

$$t_{km_{min}} \leq t_{km} \leq t_{km_{max}} \quad (4.13)$$

Faz kaydırma transformatörlerinin maksimum ve minimum eşitsizlik kısıtı:

$$\alpha_{km_{min}} \leq \alpha_{km} \leq \alpha_{km_{max}} \quad (4.14)$$

Güç sistemlerinde, sistem güvenliğinin sürdürülmesi için transformatörlerin yanı sıra iletim hatlarında güç taşıma limitlerine sahiptir. Bu limitler, iletkenlerin termik limitlerinden (akım taşıma limitleri) ileri gelir ve sistem kararlılığı için belirlenen limit değerleri aşılmamalıdır. İletim hatlarının güç taşıma limitlerinin belirlenmesi bu çalışmada anlatılmayacaktır ve bu limitlerin verildiği farz edilecektir. Matematiksel işlemleri daha az karmaşık hale getirmek için; OPF’ de kullanılan kısıtlar, transformatör ve iletim hatları üzerinde akan gücün karesini sınırlayacaktır.

$$|S_{km}|^2 - |S_{km_{max}}|^2 \leq 0 \quad (4.15)$$

Sistem güvenliğini ve elektrik hizmet kalitesinin sürdürülebilmesi için, bara gerilimleri maksimum ve minimum limit değerleri içinde tutulmalıdır. Bu limitlere ilişkin eşitsizlik kısıtı:

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{max}} \quad (4.16)$$

4.5 OPF Çözüm Yöntemleri

Optimal güç akış probleminin çözümü için kullanılan birçok farklı matematiksel yöntem vardır. Literatürdeki çalışmaların birçoğunda aşağıda belirtilen beş yöntem ağırlıklı olarak kullanılmaktadır.

- Lamda iterasyon yöntemi

- Gradient yöntemi
- Newton yöntemi
- Lineer programlama yöntemi
- İç nokta yöntemi

Bu tez çalışmasında OPF çözüm yöntemlerinden Newton Raphson yöntemi kullanılacaktır.

4.6 Newton Raphson Yöntemi

Newton Raphson yöntemi, güç sistemlerinde güç akışının çözümü için kullanılan yöntemler arasında çok kullanılan bir yöntemdir. Uzun zamandan beri güç akış probleminin standard çözüm algoritması olmuştur. Newton yaklaşımı, farklı uygulamaların gereksinimlerine uygun farklı OPF algoritmaları geliştirmek için adapte edilebilir esnek bir formülasyona sahiptir.

Newton yöntemi, sonuca hızlı yakınsamasında dolayı çok güçlü bir çözüm algoritmasıdır. Çözüme yakın başlangıç tahmininin kolayca elde edilebilmesi özelliğinden dolayı güç sistem uygulamaları için çok önemlidir.

4.6.1 Çözüm algoritması

Newton Raphson yöntemi ile OPF' nin çözümü için aşağıda verilen formülasyon ile Lagrange'ın türetilmesi gereklidir.

$$\mathbf{L}(\mathbf{z}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \text{Lagrange} \quad (4.17)$$

$\mathbf{L}(\mathbf{z})$: lagrange fonksiyonu

$$\mathbf{z} = [\mathbf{x} \boldsymbol{\mu} \boldsymbol{\lambda}]^T \quad (4.18)$$

$\boldsymbol{\mu}$ ve $\boldsymbol{\lambda}$ lagrange çarpan vektörleri ve $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ ise sadece eşitsizlik kısıtı içerir.

Lagrange'ın birinci kısmi türevinin vektörü:

$$\text{Gradient} = \nabla \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \left[\frac{\partial \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{z}_i} \right] \quad (4.19)$$

Lagrange'ın ikinci kısmi türevinin matrisi:

$$\mathbf{Hessian} = \nabla^2 \mathbf{L}(\mathbf{z}) = \mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x}_i \partial \mathbf{x}_j} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x}_i \partial \mu_j} & \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mathbf{x}_i \partial \lambda_j} \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \mu_i \partial \mathbf{x}_j} & 0 & 0 \\ \frac{\partial^2 \mathbf{L}(\mathbf{z})}{\partial \lambda_i \partial \mathbf{x}_j} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

4.20’ de belirtilen Hessian matrisinden çözüm algoritmasında faydalanılacaktır.

Optimizasyon teorisine göre, gerekli Kuhn-Tucker koşulları:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{L}(\mathbf{z}^*) = \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{L}([\mathbf{x}^*, \lambda^*, \mu^*]) = \mathbf{0} \quad (4.21)$$

$$\nabla_{\lambda} \mathbf{L}(\mathbf{z}^*) = \nabla_{\lambda} \mathbf{L}([\mathbf{x}^*, \lambda^*, \mu^*]) = \mathbf{0} \quad (4.22)$$

$$\nabla_{\mu} \mathbf{L}(\mathbf{z}^*) = \nabla_{\mu} \mathbf{L}([\mathbf{x}^*, \lambda^*, \mu^*]) = \mathbf{0} \quad (4.23)$$

$$\text{Aktif eşitlik kısıtı:} \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}^*) = \mathbf{0} \text{ ise,} \quad \lambda_i^* \geq \mathbf{0} \quad (4.24)$$

$$\text{Pasif eşitlik kısıtı:} \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}^*) \leq \mathbf{0} \text{ ise,} \quad \lambda_i^* = \mathbf{0} \quad (4.25)$$

$$\mu_i^* = \mathbf{Real} \quad (4.26)$$

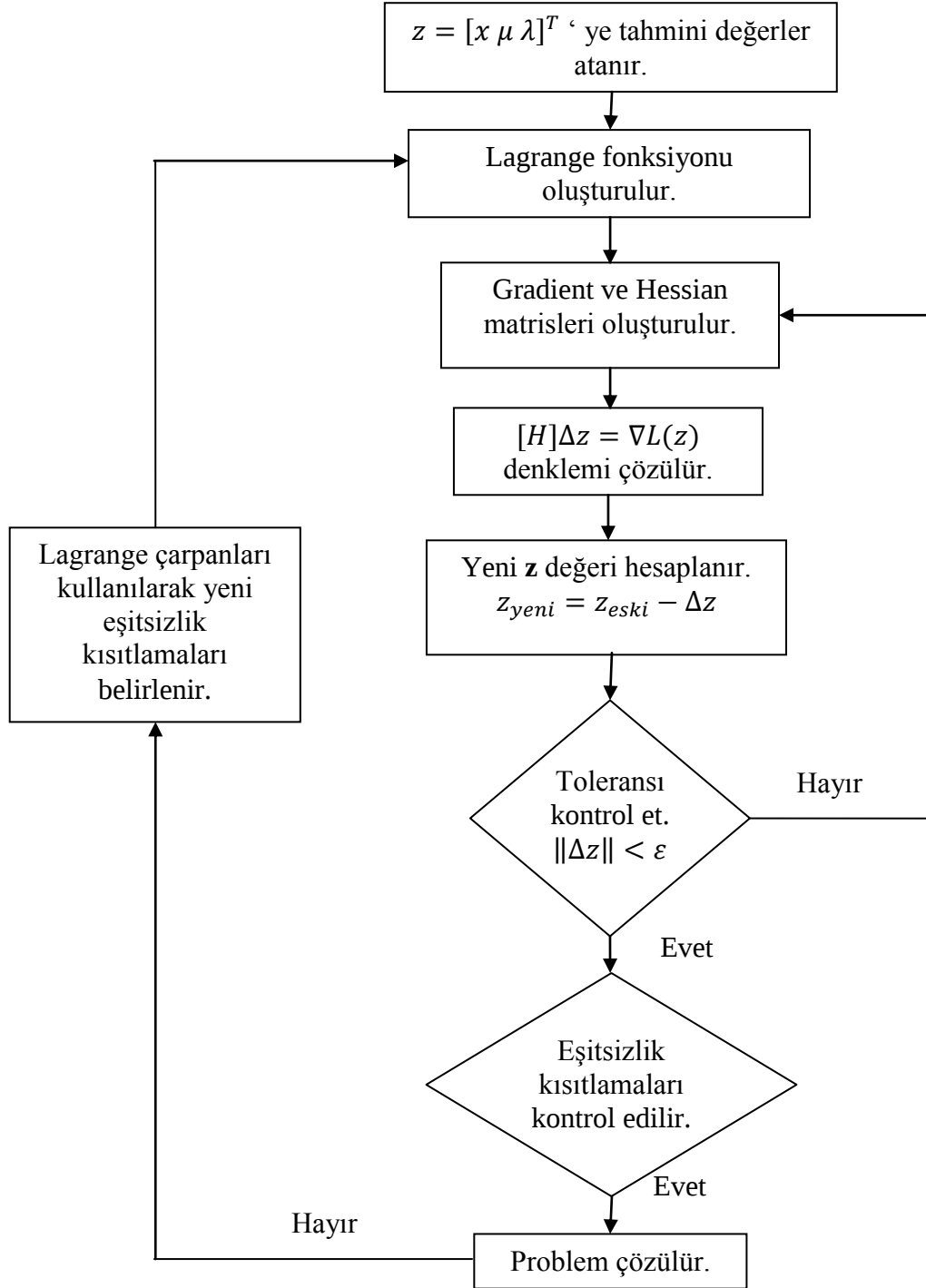
$$\text{Optimum çözüm:} \quad \mathbf{z}^* = [\mathbf{x}^*, \lambda^*, \mu^*] \quad (4.27)$$

Böylelikle $\nabla_{\mathbf{z}} \mathbf{L}(\mathbf{z}^*)$ denkleminin çözümü, optimum problem çözümü olarak kabul edilir.

OPF’ nin problemin eşitsizlik kısıtı ile özel olarak incelenmesi gerektiği bilinmelidir. Örneğin, eğer bara gerilimi istenen işletme limit değerleri içerisinde ise bu bara gerilimi ile ilişkili eşitsizlik kısıtını aktifleştirmeye gerek yoktur. Newton metodu formülasyonu için, eşitsizlik kısıtları aktif ve pasif olmak üzere iki ayrı grup olarak ele alınacaktır. Algoritmaların verimli bir şekilde elde edilmesi için, aktif olan bu eşitsizlik kısıtlarının belirlenmesi son derece önemlidir. Eşitsizlik kısıtı uygulanırken, gerekli olan kısıtların uygulanmasına devam edilemeyeceğini, çözümde onun ile ilişkili lagrange çarpan işareti belirler. Lagrange çarpanı, uygulanan kısıtlara göre minimize edilen fonksiyonun türevinin negatiftir. Bu sebeple çarpanlar pozitifse, uygulamanın sürdürülmesi fonksiyonun azalması ile sonuçlanacaktır ve uygulama devam ettirilir. Negatif ise, uygulama fonksiyonun artması ile sonuçlanacaktır ve uygulama durdurulur. Şekil 4.1’ deki akış diyagramının dış döngüsünde bu durum gösterilmiştir.

4.6.2 Çözüm yöntemi

Yukarıda anlatılan konular göz önünde bulundurularak minimizasyon probleminin çözümü, $\nabla_z L(z) = 0$ formülüne Newton yöntemi uygulanarak elde edilebilir. Bu işlemin akış diyagramı Şekil 4.1’ de gösterilmiştir. Bu akış diyagramı kapsamlı minimizasyon problemleri için kullanışlıdır.



Şekil 4.1 : Newton Raphson metodu akış diyagramı [9].

5. MARJİNAL BARA FİYATLANDIRMA YÖNTEMİ (LMP)

5.1 Tanımı

Bara marjinal fiyatlandırma yöntemi, iletim hatlarında meydana gelen tıkanıklık problemini yönetmek için piyasa tabanlı fiyatlar kullanan bir yöntemdir ve düğüme bağlı fiyatlandırma olarak da bilinir. Bu yöntem ulusal ve uluslararası tıkanıklık problemi yönetimini entegre eder. Büyük ölçekli güç şebekelerinde tıkanıklık meydana geldiği durumda iletim hatlarının verimli kullanımını yönetmek için piyasa fiyatlandırma yaklaşımını kullanır [10].

Bara marjinal fiyatlandırma belli bir zamanda bir bölgeye iletilen enerjinin değerini yansıtır. En düşük fiyatlı olan elektrik enerjisi bütün bölgelere iletebilirse , fiyatlar tüm şebeke boyunca aynı olur. Fakat iletim hattında bir veya daha fazla kısıtın meydana getirdiği tıkanıklık problemi nedeniyle bazı bölgelere düşük fiyatlı olan enerjinin akışı sağlanamazsa, enerji talebini karşılayabilmek için daha pahalı olan elektrik enerjisinin kullanımı zorunlu hale gelir. Bunun sonucunda ise marjinal bara maliyetleri bu bölgelerde artış gösterir [11].

LMP, gerçek işletme koşullarını ve enerji akışı kullanılarak belirlendiği için elektrik şebekesinin verimli kullanımını destekler ve güvenilirliğini artırır. Bu yöntem tarafından sağlanan şebeke koşulları hakkındaki bilgi ile piyasa katılımcıları sistemde ne zaman ve nerde sıkışıklık meydana geleceğini görebilirler. Ayrıca bu fiyatlar piyasa katılımcılarına tıkanıklığın ve üretim eksikliğinin ne zaman meydana geleceği hakkında da bilgi verir ve duruma hızlı tepki vermeleri için müsaade eder [12].

Piyasa katılımcılarına şebeke üzerinde her alanda elektrik fiyatı için açık ve doğru bilgi sağlar. Şebekenin fiziksel gerçeklerine dayandırılan fiyatlandırma yöntemi olduğu için siyasi açıdan prensipte anlaşma sağlamak da daha kolaydır. Çünkü bu yöntem yukarıda da belirtildiği üzere bölgelerin rastgele tanımlanmasından ziyade fiziksel gerçekleri yansıtır [12, 13].

Genel olarak marjinal bara maliyeti tüketici bölgesinde, iletim tıkanıklığı ve kayıpların sebep olduğu iletim maliyetlerinin fiyatlara yansıtılmasından dolayı,

üretim bölgesinden daha yüksektir. LMP, yeni tesis edilecek olan üretim tesislerine daha yüksek fiyat talep edebilecekleri alanlara yerleşmeleri için teşvik eden fiyat sinyali verdiği gibi yeni büyük kullanıcılara da daha düşük maliyetle güç satın alabilecekleri yerlere yerleşmeleri için bilgi verir. Ayrıca elektrik fiyatları üzerindeki tıkanıklığın finansal etkisini azaltmak için tıkanıklığın yaygın olduğu alanlarda yeni iletim tesislerinin kurulmasını da teşvik eder [11].

LMP'nin belirlenmesi için kullanılan hesaplamalar elektrik talebini, üretim maliyetini ve iletim sistemi kullanım limitlerini hesaba katar. Bu fiyat piyasa katılımcılarına belli bölgedeki yükün bir sonraki güç akış hizmet maliyetini söyler. Bütün uygun üretim kaynaklarındaki hesaplamalar faktörü iletim sistemleri üzerindeki bütün limitleri gözlemleyerek en düşük üretim maliyetini ortaya koyar.

Rekabetçi elektrik piyasalarında bağımsız sistem operatörü (ISO) ve katılımcılar arasındaki anlaşma marjinal bara maliyetine dayanır ve optimal güç akış yöntemi kullanılarak çözülür. OPF'nin güç akış denklemlerinin zorlanması ile ilişkili olan lagrange çarpanı güç sistemi içinde bir baraya ilave enerji sağlamanın marjinal maliyeti olarak adlandırılabilir.

Marjinal bara fiyatlandırma yöntemi diğer fiyatlandırma yöntemlerine kıyasla piyasa yapısına en uygun olan fiyatlandırma şeklidir. Bu tez çalışmasında da tıkanıklık yöntemi için marjinal bara fiyatlandırma yöntemi kullanılacaktır.

5.2 Çözüm Algoritması

LMP, enerji maliyeti, marjinal kayıp maliyeti ve marjinal tıkanıklık maliyeti olmak üzere üç bileşene ayrıştırılır [10, 14]. i barası için hesaplanması aşağıda formül ile ifade edilmiştir.

$$\lambda_i = \lambda_{\text{ref}} - L_i \times \lambda_{\text{ref}} - \sum_j (\mu_j \times SF_{ji}) \quad (5.1)$$

λ_i = i barası marjinal maliyeti

λ_{ref} = referans bara marjinal maliyeti

L_i = i barasındaki kayıp faktörü, $i = \partial P_{\text{kayıp}} / \partial P_i$

μ_j = i kısıtının gölge fiyatı

SF_{ij} = j kısıtı üzerinde i barasında yük için kaydırma faktörü

Marjinal bara fiyatlandırma bileşenleri:

$$\lambda_i = \lambda_{\text{ref}} + \lambda_{\text{kayıp}_i} + \lambda_{\text{tıkanklık}_i} \quad (5.2)$$

$$\lambda_{\text{kayıp}_i} = -L_i \lambda_{\text{ref}} \quad (5.3)$$

Referans baradan i barasına kayıpların marjinal maliyet

$$\lambda_{\text{tıkanklık}_i} = - \sum_j (\mu_j S F_{ji}) \quad (5.4)$$

Referans baradan i barasına iletim tıkanıklığının marjinal maliyeti

5.3 Tıkanklık Bileşeninin Analizi

Bara fiyatlarını bileşenlerine ayırdığımızda bileşenlerden birinin sistem tıkanıklığından meydana geldiğini görmüştük. Şebekedeki farklı kısıtlamaların bara fiyatlarını nasıl etkilediğinin bilinmesi sistem operatörü için çok önemlidir. Bu bilgi sayesinde sistem operatörü tıkanıklığı düzenlemek için doğru kararı verebilir. $\lambda_{\text{tıkanklık}}$ vektörü referans bara hariç sistemdeki bütün baraların aktif ve reaktif güç bara fiyatlarının tıkanıklık bileşenini içeren sütun vektörüdür. Referans bara sadece üretimden meydana gelen bara fiyatına sahiptir. $m = n_b - 1$ ise λ_c aşağıdaki verildiği şekilde ifade edilir. n_b sistemdeki bara sayısına eşittir.

$$\lambda_t = [\lambda_{tP1}, \dots, \lambda_{tPi}, \dots, \lambda_{tPm}, \lambda_{tQ1}, \dots, \lambda_{tQi}, \dots, \lambda_{tQm}]^T \quad (5.5)$$

λ_{tPi} : i barasında aktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni

λ_{tQi} : i barasında reaktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni

Bunun yanısıra, μ sütun vektörü bara gerilim genliği kısıtlarının yanı sıra hat güç akış limitlerine de karşılık gelen Lagrange çarpanlarından meydana gelir.

$$\mu_c = [\mu_{V1\min}, \dots, \mu_{Vimin}, \dots, \mu_{Vn\min}, \mu_{V1\max}, \dots, \mu_{Vimax}, \dots, \mu_{Vn\max}, \mu_{L1}, \dots, \mu_{Lj}, \dots, \mu_{Li}]^T \quad (5.6)$$

μ_{Vimin} : i barasındaki en düşük gerilim genliği sınırına ilişkin Lagrange çarpanı

μ_{Vimax} : i barasındaki en yüksek gerilim genliği sınırına ilişkin Lagrange çarpanı

μ_{Lj} : j hattındaki güç akış limitine ilişkin Lagrange çarpanı

Analizi basitleştirmek için A matrisi eklenir. Bu matris aşağıdaki şekilde belirlenir:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} (\nabla_{\mathbf{V}} \mathbf{f}(\mathbf{x}))^T \\ (\nabla_{\boldsymbol{\theta}} \mathbf{f}(\mathbf{x}))^T \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} (\nabla_{\mathbf{V}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \\ (\nabla_{\boldsymbol{\theta}} \mathbf{g}(\mathbf{x}))^T \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Bütün gradyanlar $\mathbf{x}_0$ çözüm noktasında değerlendirilir.

$$\boldsymbol{\lambda}_t = \mathbf{A}\boldsymbol{\mu} \quad (5.8)$$

Detaylı yazımı aşağıda verilmiştir:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{tP1} \\ \vdots \\ \lambda_{tPi} \\ \vdots \\ \lambda_{tPm} \\ \lambda_{tQ1} \\ \vdots \\ \lambda_{tQi} \\ \vdots \\ \lambda_{tQm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{a}_{11}, \mathbf{a}_{12}, \dots, \mathbf{a}_{1(2n_b+n_l)} \\ \vdots \\ \mathbf{a}_{i1}, \mathbf{a}_{i2}, \dots, \mathbf{a}_{i(2n_b+n_l)} \\ \vdots \\ \mathbf{a}_{m1}, \mathbf{a}_{m2}, \dots, \mathbf{a}_{m(2n_b+n_l)} \\ \mathbf{a}_{(m+1)1}, \mathbf{a}_{(m+1)2}, \dots, \mathbf{a}_{(m+1)(2n_b+n_l)} \\ \vdots \\ \mathbf{a}_{(m+i)1}, \mathbf{a}_{(m+i)2}, \dots, \mathbf{a}_{(m+i)(2n_b+n_l)} \\ \vdots \\ \mathbf{a}_{2m1}, \mathbf{a}_{2m2}, \dots, \mathbf{a}_{2m(2n_b+n_l)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_{V1min} \\ \vdots \\ \mu_{Vimin} \\ \vdots \\ \mu_{Vnmin} \\ \mu_{V1max} \\ \vdots \\ \mu_{Vimax} \\ \vdots \\ \mu_{Vnmax} \\ \mu_{VL1} \\ \vdots \\ \mu_{VLj} \\ \vdots \\ \mu_{VLl} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

5.9 denkleminde bir tanesinin çözümü aşağıda verilmiştir.:

$$\lambda_{tPi} = \sum_{k=1}^{2n_b+n_l} \mathbf{a}_{ik} \mu_k \quad (5.10)$$

$\mathbf{a}_{ik} \mu_k$: k kısıtından dolayı i barasında aktif güç için bara fiyatı tıkanıklık bileşeni

$2n_b + n_l$: bara gerilim genliği ve iletim hattı güç akış kısıtlarının toplamı

Her tıkanıklığın bara fiyatı tıkanıklık bileşenine etkisinin tahmin edilebilmesi için yapılır. Bunun için 5.8 denklemindeki $\boldsymbol{\mu}$ vektörü ile M matrisinin yeri değiştirilir.

$$\mathbf{M} = \mathbf{diag}(\boldsymbol{\mu}) \quad (5.8)$$

Bu yer değiştirme ile yeni $\boldsymbol{\Lambda}$ matrisi elde edilir:

$$\boldsymbol{\Lambda} = \mathbf{A}\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \Lambda_{PV \min} & \Lambda_{PV \max} & \Lambda_{PL} \\ \Lambda_{QV \min} & \Lambda_{QV \max} & \Lambda_{QL} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

$\Lambda_{PV \min}$: Rastgele seçilen i hattında λ_{CPi} ' yi sınırlandıran en düşük gerilim genliklerinin etkisini içeren matris

$\Lambda_{PV \max}$: Rastgele seçilen i hattında λ_{tPi} ' yi sınırlandıran en yüksek gerilim genliklerinin etkisini içeren matris

Λ_{PL} : Rastgele seçilen i hattında λ_{tPi} ' yi sınırlandıran hat güç akışının etkisini içeren matris

$\Lambda_{QV \min}$: Rastgele seçilen i hattında λ_{tQi} ' yi sınırlandıran en düşük gerilim genliklerinin etkisini içeren matris

$\Lambda_{QV \max}$: Rastgele seçilen i hattında λ_{tQi} ' yi sınırlandıran en yüksek gerilim genliklerinin etkisini içeren matris

Λ_{QL} : Rastgele seçilen i hattında λ_{tQi} ' yi sınırlandıran hat güç akışının etkisini içeren matris

Λ matrisinin ilk m satırından her i hattı, i barasının aktif gücü için sistem kısıtlarının bara maliyetinin tıkanıklık bileşenine etkisini içerir.

Ek olarak her m+i hattı, reaktif güç için i barasındaki tıkanıklık bileşenine sistem kısıtlarının etkisini içerir.

Λ matrisinin a, b ve c sütunlarındaki kısıtlar sırasıyla s barasındaki en düşük, en yüksek gerilim sınırları ve j hattı üzerindeki güç akış sınırı olsun. **5.12** matrisinden kolaylıkla çözülür:

$$\lambda_{VCPi,s} = \lambda_{i,a} + \lambda_{i,b} \quad (5.10)$$

$$\lambda_{LCPi,j} = \lambda_{i,c} \quad (5.11)$$

$\lambda_{VTPi,s}$: s barasındaki gerilim genliği kısıtından dolayı, i barasındaki aktif güç bara fiyatının tıkanıklık bileşeninin bölümüdür

$\lambda_{LTPi,j}$: j barasındaki güç akış kısıtlarından dolayı i barasındaki aktif güç fiyatının tıkanıklık bileşeninin bir bölümüdür

$\lambda_{i,a}, \lambda_{i,b}, \lambda_{i,c}$: Λ matrisinin i satırının elemanları

5.13 ve **5.14** matrislerinden açıkça görülebileceği gibi Λ matrisi sistem kısıtlarının bara fiyatı tıkanıklık bileşeni üzerine etkisinin tahmin edilebilmesine olanak sağlar.

6. ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ

6.1 Doğrusal Güç Akışı Modeli

AC güç akışı yerine DC güç akışı kullanılırken bazı kabuller yapılır. Bu yöntem ile güç akışı analizleri daha hızlı ve kolay yapılabilir. DC güç akışı modelinde, gerilim genlikleri $|V_i| = 1$ olarak kabul edilir. Ayrıca, hat direnci hat reaktansına oranla çok küçük olduğu için sadece reaktans değerleri kullanılmaktadır.

Yapılan kabuller ile l ve m baraları arasında bulunan iletim hattındaki aktif güç akışı aşağıdaki eşitlik ile ifade edilir.

$$P_{lk} = \frac{1}{x_{lk}} (\theta_l - \theta_k) \quad (6.1)$$

x_{lk} : l ve m baraları arasındaki iletim hattının reaktansı

θ_l : l barasının faz açısı

θ_k : k barasının faz açısı

P_{lk} : l ve k baraları arasında bulunan iletim hattındaki aktif güç akışı

i barasındaki toplam güç akışı olan P_i , baradaki üretim ve yükün cebirsel toplamına eşittir. Aşağıdaki formül ile hesaplanır.

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (6.2)$$

P_i , 6.3' de olduğu gibi matris formunda da ifade edilir.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = [B_x] \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

B_x suseptans matrisinin elemanları, hat reaktanslarının fonksiyonlarıdır. Baralardan birinin faz açısı sıfır kabul edilerek referans bara olarak atanması durumunda, bu baranın satır ve sütunları B_x' den silinir.

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix} = [B_{x,ind.}^{-1}] \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{n-1} \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

Referans baraya ilişkin satır ve sütun silindikten sonra tersi alınarak indirgenmiş suseptans matrisi $B_x^{-1}(n-1) \times (n-1)$ yukarıdaki gibi elde edilir [16, 17].

6.2 Üretim Değişimi Dağılım Faktörü

GSDF veya A faktörü olarak adlandırılır. Üretim birimlerinden şebekeye aktarılan gücün değişmesi ile iletim hatlarındaki güç akışının değişimini gösterir. Bu faktörler ile sınırlı üretim ve yük için maksimum güç akışı hesaplanabilir. Aşağıda gösterildiği şekilde ifade edilir.

$$\Delta F_{l-k} = A_{l-k,i} \Delta G_i \quad (6.5)$$

$$\Delta G_r = -\Delta G_i \quad (6.6)$$

ΔF_{l-k} : l ve k baraları arasındaki aktif güç akışındaki değişim

$A_{l-k,i}$: i barasında bulunan üretim birimindeki güç değişimiyle ilişkili olarak l ve k baralarını bağlayan hattın A (GSDF) faktörü

ΔG_i : i barasındaki üretimin değişimi

ΔG_r : referans baradaki üretimin değişimi

$A_{l-k,i}$ faktörü dc güç akış yaklaşımı ve reaktans matrisi kullanılarak hesaplanır ve aşağıdaki şekilde ifade elde edilir.

$$A_{l-k,i} = \frac{X_{l-i} - X_{k-i}}{X_{l,k}} \quad (6.7)$$

X_{l-i} ve X_{k-i} : reaktans matrisinin elemanları

$X_{l,k}$: l ve k baraları arasındaki hattın reaktansı

A faktörü ile üretim tesislerinin ve yükün iletim hatlarını kullanımındaki artış ölçülebilir. Bu faktör referans bara seçimine bağlı olmakla beraber sistemin işletme koşullarından bağımsızdır [18].

6.3 Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılım Faktörü

GGDF veya D faktörü olarak adlandırılır. Aktif güç akışı üzerine her üretim biriminin etkisini gösterir ve aynı zamanda eksi de olabilir. GGDF faktörleri dc güç akış modelini esas aldığı için sadece aktif güç akışı için kullanılabilir. GGDF faktörleri

$$F_{l-k} = \sum_{i=1}^N D_{l-k,i} G_i \quad (6.8)$$

$$D_{l-k,i} = D_{l-k,r} + A_{l-k,i} \quad (6.9)$$

$$D_{l-k,r} = \frac{F_{l-k}^0 - \sum_{i \neq r}^N A_{l-k,i} G_i}{\sum_{i=1}^N G_i} \quad (6.10)$$

F_{l-k} : l ve k baraları arasındaki toplam aktif güç akışı

F_{l-k}^0 : dc güç akış analizi ile hesaplanan l ve k baraları arasındaki aktif güç akışı

$D_{l-k,i}$: i barasında bulunan üretim birimindeki güç değişimiyle ilişkili olarak l ve k baraları arasındaki hattın D (GGDF) faktörü

$D_{l-k,r}$: referans baradaki üretimden dolayı l ve k baraları arasındaki hattın D faktörü

G_i : i barasındaki toplam üretim

D faktörleri ile iletim şebekesi tesislerinin üretim birimleri tarafından kullanımının toplamı belirlenebilir. Bu faktörler hat parametrelerine ve sistem koşullarına bağlı olup referans bara seçimine bağlı değildir [18, 19].

6.4 Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılım Faktörü

Yük değişiminin genelleştirilmiş dağılımı faktörleri (GLDF), üretim değişiminin genelleştirilmiş dağılım faktörlerine çok benzer bir yapıya sahiptir. Yük değişiminin genelleştirilmiş dağılımı faktörleri ile eksi işaretli güç olarak bilinen yükler tarafından iletim şebekesi birimlerinin toplam kullanımı belirlenebilir. Bu faktörler aşağıdaki formüller ile hesaplanır:

$$F_{l-k} = \sum_{j=1}^N C_{l-k,j} L_j \quad (6.11)$$

$$C_{l-k,j} = C_{l-k,r} - A_{l-k,j} \quad (6.12)$$

$$C_{l-k,r} = \left\{ F_{l-k}^0 + \sum_{j \neq r}^N A_{l-k,j} L_j \right\} / \sum_{j=1}^N L_j \quad (6.13)$$

F_{l-k} : l ve k baraları arasındaki toplam aktif güç akışı

F_{l-k}^0 : Doğrusal güç akışı analizi ile hesaplanan l ve k baraları arasındaki iletim hattındaki aktif güç akışı

$C_{l-k,j}$: j barasındaki talep güce ilişkin l ve k baraları arasındaki hattın GLDF faktörü

$C_{l-k,r}$: referans baradaki yükten dolayı l ve k baraları arasındaki hat için GLDF faktörü

L_j : j barasındaki toplam talep

Hat parametrelerine ve sistem koşullarına bağlı olup referans baranın yerine bağlı değildir.

6.5 Güç Transfer Dağılımı Faktörü

Güç Transfer Dağılımı (PTDF), l ve k baraları arasında yeni bir elektrik alışverişi gerçekleştiğinde $i - j$ baralarındaki güç akışında meydana gelen değişimin yüzdesini gösteren bir faktördür [16, 20, 21]. Aşağıdaki formüller ile hesaplanır:

l, k : izlenen iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar

i, j : artan üretim ve tüketim için bara numaraları

$$PTDF_{lk,ij} = \frac{\Delta P_{lk}}{P_{ij}} \quad (6.14)$$

ΔP vektöründe, üretimin arttığı bara için $+1$, bunu dengeleyen referans bara için -1 ve diğer baralarda bir değişim olmadığı varsayıldığı için sıfır yazılarak **6.15** denklemi elde edilir.

$$\phi_l = [X_{l,1} \quad \dots \quad X_{l,n-1}] \begin{bmatrix} 0 \\ +1 \\ \vdots \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

$$\phi_k = [X_{k,1} \quad \dots \quad X_{k,n-1}] \begin{bmatrix} 0 \\ +1 \\ \vdots \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

$$\phi_l = X_{li} - X_{lj} \quad (6.17)$$

$$\phi_k = X_{ki} - X_{kj} \quad (6.18)$$

PTDF yukarıdaki 6.16, 6.17 ve 6.1 denklemlerinden aşağıda görülebileceği şekilde elde edilir.

$$\mathbf{PTDF}_{lk,ij} = \frac{X_{li} - X_{ki} - X_{lj} + X_{kj}}{X_{lk}} \quad (6.19)$$

ΔP_{lm} : l ve m baraları arasındaki güç akışı değişimi

P_{ij} : sisteme yeni eklenen aktif güç miktarı

X_{li} : [X] bara reaktans matrisinin l. satır i. sütunundaki eleman

X_{ki} : [X] bara reaktans matrisinin m. satır i. sütunundaki eleman

X_{lj} : [X] bara reaktans matrisinin l. satır j. sütunundaki eleman

X_{kj} : [X] bara reaktans matrisinin m. satır j. sütunundaki eleman

x_{lk} : l barasını m barasına bağlayan iletim hattının reaktansı

6.6 İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım Faktörü

İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım Faktörleri (LODF), bir iletim hattı devre dışı kaldığında bu hattaki güç akışının sistemde bulunan diğer hatlar arasında dağılımını gösteren bir ölçüdür [16, 20].

$$\Delta P_{lm,rs} = \mathbf{LODF}_{lm,rs} P_{rs} \quad (6.20)$$

$$\mathbf{LODF}_{lk,rs} = \frac{N_{rs} X_{rs}}{N_{lk} X_{lk}} \frac{(X_{lr} - X_{ls} - X_{kr} + X_{ks})}{[N_{rs} X_{rs} - (X_{rr} + X_{ss} - 2X_{rs})]} \quad (6.21)$$

x_{lm} : l barasını m barasına bağlayan iletim hattının reaktansı

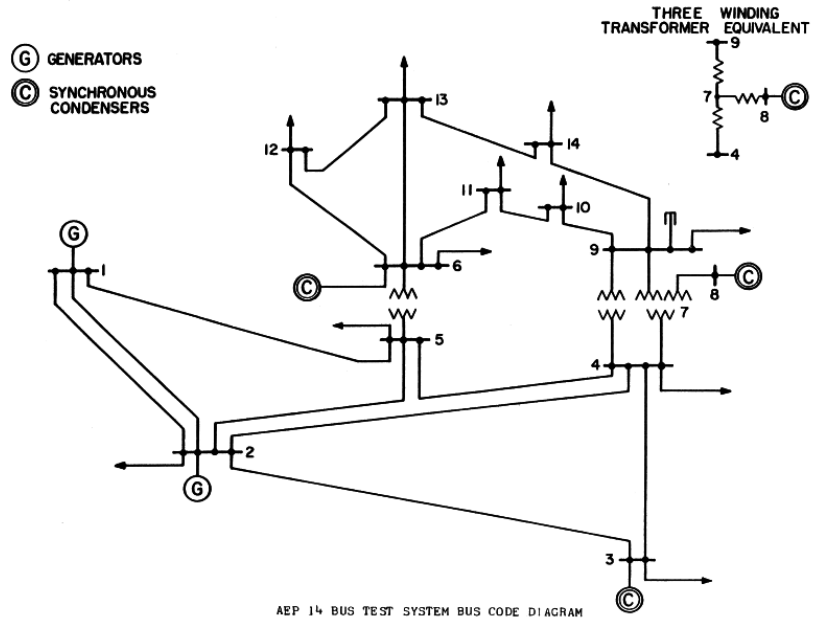
X_{lr} : $[X]$ bara reaktans matrisinin l. satır r. sütunundaki eleman

N_{lm} : l barasını m barasına bağlayan devre sayısı

7. IEEE 14 BARALI TEST SİSTEMİ ÜZERİNDE UYGULAMALAR

7.1 IEEE 14 Baralı Test Sistemi

Şekil 7.1’de görülen IEEE 14 baralı test sisteminde 5 generatör barası, 11 yük barası, 3 transformatör ve 20 iletim hattı bulunmaktadır. 1, 2, 3, 6 ve 8 numaralı baralara yerleştirilmiş olan generatörlerin minimum ve maksimum aktif güç çıkışları, minimum ve maksimum reaktif güç çıkışları ve yakıt maliyet katsayıları Çizelge 7.1’de verilmiştir. 1. bara referans bara olarak seçilmiştir. Sistemin toplam yük talebi 259 MW olup baralardaki yük dağılımı Çizelge 7.1’de gösterilmiştir. Sisteme ait iletim hattı bilgileri ise Çizelge 7.2’de görülebilmektedir.



Şekil 7.1 : IEEE 14 baralı test sistemi [22].

Çizelge 7.1 : IEEE 14 baralı test sistemi yük talebi verileri [23].

Bara No	P_{di} (MW)	Q_{di} (MVar)
2	21.7	12.7
3	94.2	19.0
4	47.8	-3.7
5	7.6	1.6
6	11.2	7.5
9	29.5	16.6
10	9.0	5.8
11	3.5	1.8
12	6.1	1.6
13	13.5	5.8
14	14.9	5.0

Çizelge 7.2 : IEEE 14 baralı test sistemi iletim hattı verileri [23].

No	Baradan	Baraya	R	X	B	Kademe
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0528	1
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0492	1
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0438	1
4	2	4	0.05811	0.17632	0.0374	1
5	2	5	0.05695	0.17388	0.034	1
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0346	1
7	4	5	0.01335	0.04211	0.0128	1
8	4	7	0.00	0.20912	0.00	0.978
9	4	9	0.00	0.55618	0.00	0.969
10	5	6	0.00	0.25202	0.00	0.932
11	6	11	0.09498	0.1989	0.00	1
12	6	12	0.12291	0.25581	0.00	1
13	6	13	0.06615	0.13027	0.00	1
14	7	8	0.00	0.17615	0.00	1
15	7	9	0.00	0.11001	0.00	1
16	9	10	0.03181	0.0845	0.00	1
17	9	14	0.12711	0.27038	0.00	1
18	10	11	0.08205	0.19207	0.00	1
19	12	13	0.22092	0.19988	0.00	1
20	13	14	0.17093	0.34802	0.00	1

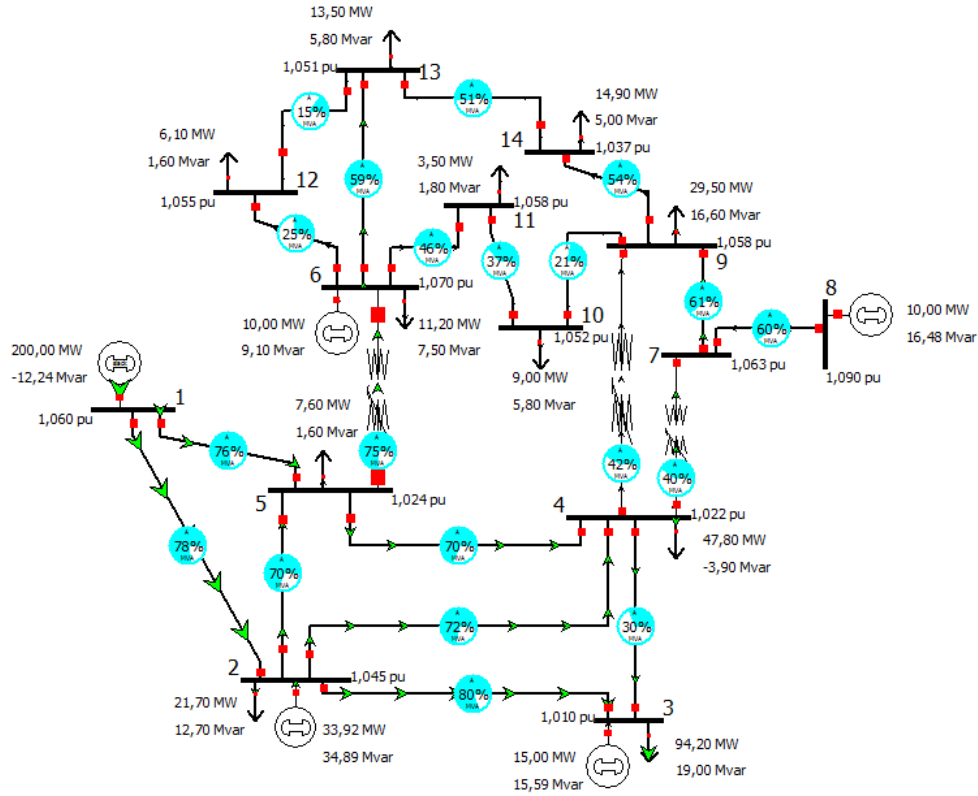
Çizelge 7.3 : IEEE 14 baralı test sistemi generatör verileri [23].

No	Bara No	a_i TL/h	b_i TL/MWh	c_i TL/MW ² h	$P_{gi,min}$ MW	$P_{gi,max}$ MW	$Q_{gi,min}$ MVA _r	$Q_{gi,max}$ MVA _r
1	1	0	16	0.0252	50	200	-50	100
2	2	0	14	0.1400	20	80	-40	50
3	3	0	8	0.5000	15	50	0	40
4	6	0	26	0.0667	10	30	-6	24
5	8	0	24	0.2000	10	35	-6	24

7.2 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde İletim Hatlarında Tıkanıklık Olmadığı Temel Durumun İncelenmesi

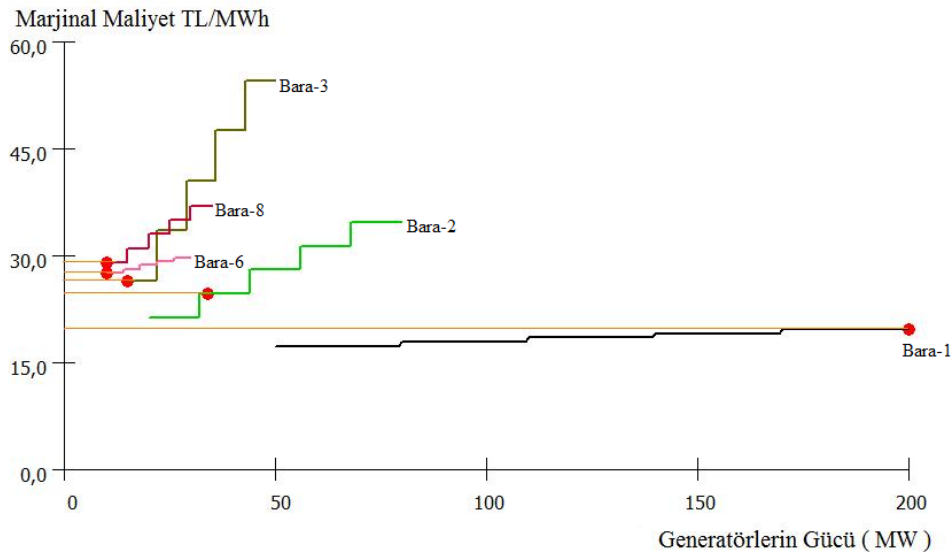
Enterkonnekte enerji iletim sistemlerinde, enerji talebinin arıza dışı herhangi bir sebepten artması veya meydana gelebilecek arızaların sonucunda oluşan zorlanmaların düzeltilerek sistemin normal işletme koşullarına döndürülmesi için sistem operatörlerince izlenmesi ve önceden tahmin edilmesi önemlidir. Sistem güvenliğinin sürdürülmesi, sistemdeki bara gerilimlerinin belirtilen aralıklarda tutulmasının yanı sıra generatörlerin maksimum ve minimum çıkışlarına, iletim hatları ve transformatörler üzerindeki maksimum güç akışına da bağlıdır. Ayrıca sistem güvenliğinin sürdürülmesinin yanı sıra tüketicinin enerji talebinin karşılanması için gereken maliyetin azaltılması da gerekmektedir. İşletme maliyetinin minimize edilmesi, her santralin aktif ve reaktif güç planlamasının yapılması gerektirir. Bu da minimum maliyet ile belirli yük talebini karşılayabilmek için, generatörlerin aktif ve reaktif güçlerinin kesin limitler içerisinde değişmesine izin verilmesi anlamına gelir ve optimal güç akış problemi olarak adlandırılır.

IEEE 14 baralı test sistemi üzerinde meydana gelebilecek olağandışı durumların güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemi ile incelenmesi ve bu durumlarda oluşan baralardaki maliyet değişiminin gözlemlenmesi için Powerworld Simulator programı kullanılmıştır. Güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemi ile sistemde meydana gelebilecek durumların incelemesine başlanmadan önce sistemdeki maksimum zorlanmalara neden olabilecek durumları belirlemek amacı ile olağandışı durum analizi yapılmıştır. Şekil 7.2’ de powerworld programı ile hazırlanan 14 baralı test sisteminin modeli gösterilmiştir.



Şekil 7.2 : Tıkanıklığın olmadığı 14 baralı IEEE test sistemi modeli.

Şekil 7.3' de sistemde bulunan her bir generatöre ilişkin bağımsız marjinal maliyet eğrileri gösterilmiştir. Marjinal enerji maliyeti, üretim kaynaklarının megawatt saat başına değişen maliyeti olarak tanımlanır.



Şekil 7.3 : Sistemdeki her bir generatörün marjinal maliyeti.

Bölüm 5' de marjinal bara maliyetleri, enerji , kayıp ve tıkanıklık maliyeti olmak üzere üç bileşene ayrıştırılarak incelenmiştir. Marjinal bara maliyetinin enerji bileşeni,

referans baradaki marjinal enerji maliyetini temsil eder. Ayrıca λ olarak da ifade edilir ve üretim kaynaklarının marjinal enerji teklifleri kullanılarak belirlenir. Tıkanıklık bileşeni i barasında referans baraya tıkanıklık maliyetini temsil eder. Kayıp bileşeni ise i barasında referans baraya kayıp maliyetini gösterir. Referans baradaki kayıp ve tıkanıklık bileşeni sıfır olduğundan marjinal bara maliyeti enerji maliyetine eşittir. Ayrıca sistemde tıkanıklık ve kayıp olmadığı durumda sistemdeki bütün baraların marjinal maliyeti referans baradakine eşit olur.

Şekil 7.2'deki sistemde de tıkanıklık olmadığı için marjinal bara maliyetlerinin tıkanıklık bileşenleri sıfırdır. Enerji bileşeni sistemdeki bütün baralarda aynıdır. Fakat kayıp bileşenleri sıfır olmadığı için sistemdeki marjinal bara fiyatları birbirine eşit değildir ve değerleri Çizelge 7.4' de görülmektedir.

Çizelge 7.4 : Şekil 7.2'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

Bara No	Alan Adı	MW Marj. Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	23,53	23,53	0	0
2	IEEE14	24,64	23,53	0	1,11
3	IEEE14	26,21	23,53	0	2,68
4	IEEE14	25,75	23,53	0	2,22
5	IEEE14	25,39	23,53	0	1,85
6	IEEE14	25,37	23,53	0	1,84
7	IEEE14	25,77	23,53	0	2,23
8	IEEE14	25,77	23,53	0	2,23
9	IEEE14	25,78	23,53	0	2,24
10	IEEE14	25,85	23,53	0	2,32
11	IEEE14	25,7	23,53	0	2,16
12	IEEE14	25,78	23,53	0	2,25
13	IEEE14	25,92	23,53	0	2,39
14	IEEE14	26,37	23,53	0	2,84

7.2.1 Olağandışı durum analizi

Olağandışı durum analizinde bir veya birden fazla olağandışı durumun etkileri incelenir. IEEE 14 baralı test sistemi üzerinde bu iki grup kapsamında iletim hatları ve generatörlerde ayrı ayrı meydana gelebilecek tekil durumlar ile bir iletim hattı ve bir generatörü içeren ikili durumlar incelenmiştir. İnceleme sonucunda sistem üzerinde 110 muhtemel durum olduğu görülmüştür [24].

Seçilen durumlar güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi ile çözülerek bara fiyatları üzerindeki etkileri yorumlanmıştır.

Generatörler ve hatlarda meydana gelen olağandışı durumlar temelde iki tip zorlanmaya neden olur.

7.2.1.1 Düşük gerilim kaynaklı zorlanmalar

Bu zorlanma türü baralardaki gerilimin belirtilen değeri altına düşmesinden dolayı meydana gelir. Bu tez çalışmasında örnek sistem için işletme gerilim aralığı her barada 0.90 p.u. – 1.10 p.u. dir. Gerilimin 0.90 p.u. altına düşmesiyle gerilim düşmesi problemi ve 1.10 p.u. stne çıkmasıyla gerilim yükselmesi problemi meydana gelir. Bilindiği gibi güç sistemlerinde gerilim problemlerinin nedeni genellikle reaktif güç ile ilgilidir. Dolayısıyla, düşük gerilim açısından baralardaki gerilimin düzeltilmesi için sisteme reaktif güç sağlanır. Yüksek gerilim açısından ise sistemin normal gerilimde işletilebilmesi için reaktif güç absorbe edilir [25].

7.2.1.2 Hatların g limitlerinin zorlanması

Bu tip zorlanmalar hatların belirtilen iletim kapasiteleri aşıldığında meydana gelmektedir. Hatlar iletim kapasitelerinin 125%'ine dayanabilecek şekilde dizayn edilir. Akım limitlerinin 80-90% aştığı zaman sistem alarm durumuna geçer ve problemi çözmek için çeşitli düzeltici işlemler uygulanır. Bu işlemler Bölüm 7.2.2' de anlatılmıştır [25].

Newton Raphson yöntemi kullanılarak Powerworld programı ile yapılan olağandışı durum analizlerinde seçilmiş olan farklı 5 durum izelge 7.5 ve izelge 7.6' da verilmiştir.

Çizelge 7.5 : Sadece generatör veya iletim hattının devre dışı kalmasından dolayı meydana gelen olağandışı durumlar.

Durum	Zorlanm a	Max Hat %	Min Gerilim
1. ve 2. baralar arasındaki iletim hattı devre dışı	2	259,5	-
5. ve 6. baralar arasındaki transformatör devre dışı	4	145,8	-
2. baradaki generatör devre dışı	0	0	-

Çizelge 7.6 : Bir generatör ve bir iletim hattının birlikte devre dışı kalmasından dolayı meydana gelen olağandışı durumlar.

Durum	Zorlanma	Max Hat %	Min Gerilim
8. baradaki generatör ile 1. ve 2. baralar arasındaki iletim hattı devre dışı	15	311,9	0,82
3. baradaki generatör ile 2. ve 3. baralar arasındaki iletim hattı devre dışı	6	169,1	0,839

Seçilen durumlar güvenlik kısıtlı optimal güç akışı (SCOPF) yöntemi ile incelenmiştir. 2. Baradaki generatörün devre dışı kalması durumunda sistemde her hangi bir zorlanma meydana gelmemesine rağmen marjinal bara maliyetleri üzerindeki etkisinin görülebilmesi için seçilmiştir. Ayrıca bu durumlar dışında Şekil 7.2’ deki sistemde bulunan tüketicilerin enerji talebinin 40% arttırılması durumunun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara maliyetlerindeki değişimler gözlemlenmiştir.

Diğer bir çözüm yöntemi ise DC güç akışıdır. Bu faktörlerden ikisi üretim değişim faktörleri ve iletim hattı açması durumunda dağılım faktörleridir. Üretim değişim faktörleri beklenmedik durumlarda üretim güç duyarlılıklarını tanımlar ve Çizelge 7.7’ de verilmiştir.

Çizelge 7.7 : Üretim değişimi faktörlerinin duyarlılık analizi (GSDF) matrisi.

Bara	h_{1-2}	h_{1-5}	h_{2-3}	h_{4-2}	h_{2-5}	h_{3-4}	h_{4-5}	h_{4-7}
1	0,3424	0,102	0,0778	-0,028	0,0144	-0,0611	-0,0581	0,0159
2	-0,4956	-0,0599	0,1051	-0,0853	0,0918	-0,0338	0,0219	0,0188
3	-0,4041	-0,1514	-0,4543	0,1154	-0,0567	0,4069	0,249	0,027
6	-0,2875	-0,268	-0,0417	0,222	-0,246	-0,1806	-0,086	-0,2012
8	-0,3149	-0,2407	-0,0649	0,2706	-0,2016	-0,2038	0,3008	-0,6183
Bara	h_{4-7}	h_{4-9}	h_{5-6}	h_{6-11}	h_{6-12}	h_{6-13}	h_{7-8}	h_{7-9}
1	0,0159	0,0091	0,0583	-0,0151	-0,0022	-0,0077	0	0,0159
2	0,0188	0,0108	0,0538	-0,0178	-0,0026	-0,0092	0	0,0188
3	0,027	0,0155	0,0408	-0,0256	-0,0038	-0,0131	0	0,027
6	-0,2012	-0,1154	-0,6001	0,1907	0,028	0,098	0	-0,2012
8	-0,6183	-0,157	-0,1414	-0,1353	-0,0199	-0,0695	-1	0,3817
Bara	h_{7-9}	h_{9-10}	h_{9-14}	h_{10-11}	h_{12-13}	h_{13-14}		
1	0,0159	0,0151	0,01	0,0151	-0,0022	-0,01		
2	0,0188	0,0178	0,0118	0,0178	-0,0026	-0,0118		
3	0,027	0,0256	0,0169	0,0256	-0,0038	-0,0169		
6	-0,2012	-0,1907	-0,126	-0,1907	0,028	0,126		
8	0,3817	0,1353	0,0894	0,1353	-0,0199	-0,0894		

Çizelge 7.8 : İletim hattı açması durumunda dağılım faktörünün yüzdesi.

Bara (i)	Bara (j)	Pij (MW)	h ₁₋₂	h ₁₋₅	h ₂₋₃	h ₄₋₂	h ₂₋₅	h ₃₋₄	h ₄₋₅	h ₄₋₇	h ₄₋₉	h ₅₋₆	h ₆₋₁₁	h ₆₋₁₂	h ₆₋₁₃	h ₇₋₈	h ₇₋₉	h ₉₋₁₀	h ₉₋₁₄	h ₁₀₋₁₁	h ₁₂₋₁₃	h ₁₃₋₁₄
1	2	135,38	-100	100	-17	35,3	-48	-17	-49	-1,8	-1	2,81	1,69	0,25	0,87	0	-1,8	-1,7	-1,1	-1,7	0,25	1,12
1	5	64,62	100	-100	16,9	-35	47,8	16,9	49,4	1,78	1,02	-2,8	-1,7	-0,3	-0,9	0	1,78	1,69	1,12	1,69	-0,3	-1,1
2	3	61,4	-21	20,8	-100	-46	33,7	-100	-52	-1,9	-1,1	2,93	1,76	0,26	0,91	0	-1,9	-1,8	-1,2	-1,8	0,26	1,16
4	2	-46,72	27,2	-27	-29	-100	-44	-29	67,6	2,44	1,4	-3,8	-2,3	-0,3	-1,2	0	2,44	2,31	1,53	2,31	-0,3	-1,5
2	5	35,07	-36	36,1	20,7	-43	-100	20,7	60,5	2,18	1,25	-3,4	-2,1	-0,3	-1,1	0	2,18	2,07	1,37	2,07	-0,3	-1,4
3	4	-19,45	-21	20,8	-100	-46	33,7	-100	-52	-1,9	-1,1	2,93	1,76	0,26	0,91	0	-1,9	-1,8	-1,2	-1,8	0,26	1,16
4	5	-54,16	-29	29,2	-25	51,8	47,4	-25	-100	14,9	8,55	-23	-14	-2,1	-7,3	0	14,9	14,1	9,32	14,1	-2,1	-9,3
4	7	19,978	-2,9	2,94	-2,5	5,21	4,77	-2,5	41,5	-100	50,8	49,2	29,6	4,35	15,2	0	-100	-30	-20	-30	4,35	19,6
4	9	13,412	-2,1	2,13	-1,8	3,79	3,46	-1,8	30,1	64,3	-100	35,7	21,5	3,16	11,1	0	64,3	-22	-14	-22	3,16	14,2
5	6	34,858	5,97	-6	5,06	-11	-9,7	5,06	-84	63,5	36,5	-100	-60	-8,8	-31	0	63,5	60,2	39,8	60,2	-8,8	-40
6	11	7,838	3,55	-3,6	3,01	-6,3	-5,8	3,01	-50	37,8	21,7	-59	-100	9,01	31,5	0	37,8	100	-41	100	9,01	40,5
6	12	7,832	0,39	-0,4	0,33	-0,7	-0,6	0,33	-5,5	4,12	2,36	-6,5	6,68	-100	86,8	0	4,12	-6,7	13,2	-6,7	-100	-13
6	13	17,987	1,02	-1	0,86	-1,8	-1,7	0,86	-14	10,8	6,22	-17	17,6	65,4	-100	0	10,8	-18	34,6	-18	65,4	-35
7	8	-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100	0	0	0	0	0	0
7	9	29,978	-2,9	2,94	-2,5	5,21	4,77	-2,5	41,5	-100	50,8	49,2	29,6	4,35	15,2	0	-100	-30	-20	-30	4,35	19,6
9	10	4,747	-3,6	3,55	-3	6,3	5,76	-3	50,2	-38	-22	59,5	100	-9	-32	0	-38	-100	40,5	-100	-9	-41
9	14	9,144	-2,9	2,94	-2,5	5,21	4,77	-2,5	41,5	-31	-18	49,2	-51	22,2	77,8	0	-31	50,8	-100	50,8	22,2	100
10	11	-4,266	-3,6	3,55	-3	6,3	5,76	-3	50,2	-38	-22	59,5	100	-9	-32	0	-38	-100	40,5	-100	-9	-41
12	13	1,66	0,39	-0,4	0,33	-0,7	-0,6	0,33	-5,5	4,12	2,36	-6,5	6,68	-100	86,8	0	4,12	-6,7	13,2	-6,7	-100	-13
13	14	5,927	2,94	-2,9	2,49	-5,2	-4,8	2,49	-42	31,3	18	-49	50,8	-22	-78	0	31,3	-51	100	-51	-22	-100

İletim hattı açması durumu dağılım faktörü (LODF), sistemde bir iletim hattı devre dışı kaldığında diğer hatlar üzerindeki güç akışı değişimini gösterir. Her hattaki LODF yüzdeleri Çizelge 7.8’ de gösterilmiştir.

7.2.2 Tıkanıklık düzeltici işlemler (RAS)

Bu işlemler her güç sisteminin planlanmasında anahtar rol oynar ve sistemin normal işletme koşullarına geri getirilmesi için uygulanması gereklidir. RAS (Remedial Action Scheme), olağandışı durumlardan dolayı meydana gelen zorlanmaların çözülmesi için yapılması gereken işlemler olarak adlandırılır.

Olağandışı durum analizi yapılarak belirlenen Çizelge 7.5 ve Çizelge 7.6’ daki durumlardan sonra sistemin düzeltilmesi için aşağıdaki düzeltici işlemler uygulanmıştır. Bu uygulamalar IEEE 14 baralı test sistemi üzerinde ayrıntılı bir şekilde anlatılmıştır.

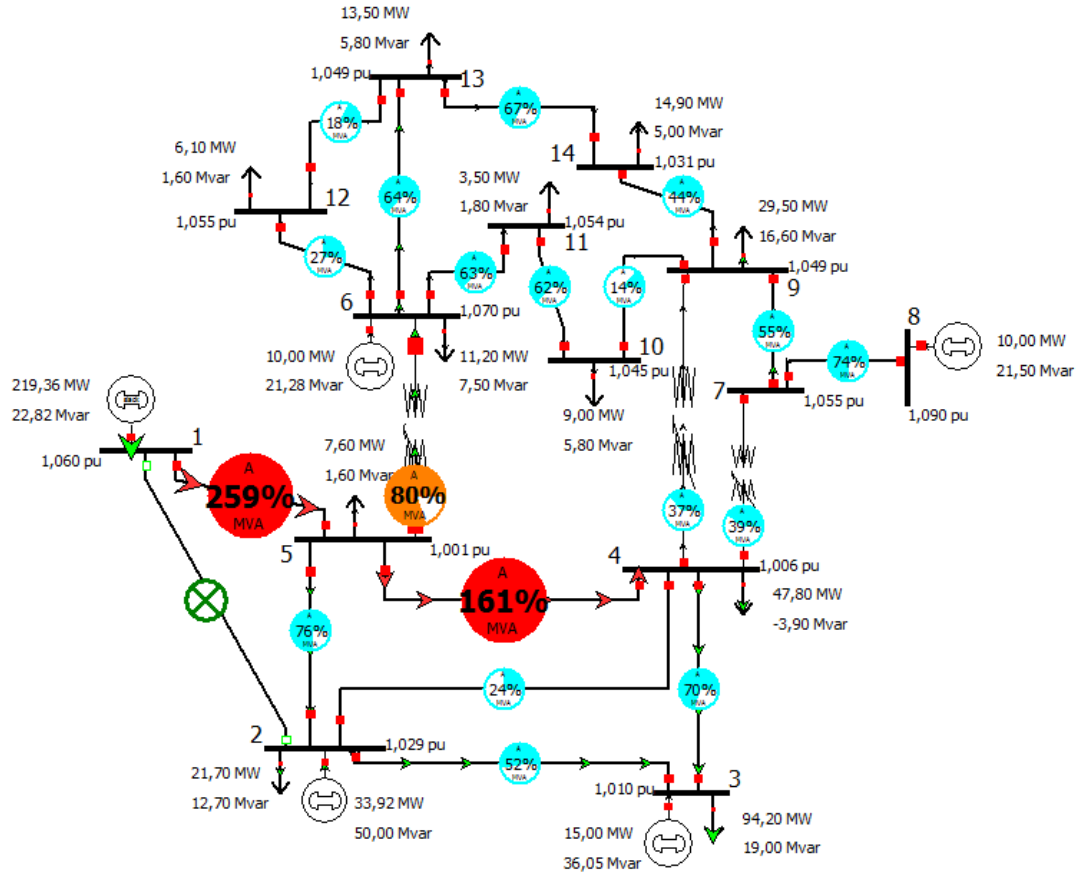
Tez çalışmasında uygulanan düzeltici işlemler:

- i. Üretimin yeniden planlanması
- ii. Yük azaltılması
- iii. Transformatörlerin kademe kontrolü
- iv. Anahtarlama paralel devre elemanı

7.3 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi

Şekil 7.2’ deki sistem üzerinde 1 ve 2 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalmasıyla meydana gelen durumun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara fiyatlarında meydana getirdiği değişimler incelenmiştir.

Şekil 7.4’ de güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanmadan 1 ve 2 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalması durumunun örnek güç sistemi üzerindeki etkisi gösterilmektedir. Sistemdeki 1 ve 5 numaralı baralar arasındaki iletim hattı ile 4 ve 5 numaralı baralar arasındaki iletim hatlarının güç limitlerinin aşıldığı görülmüştür.

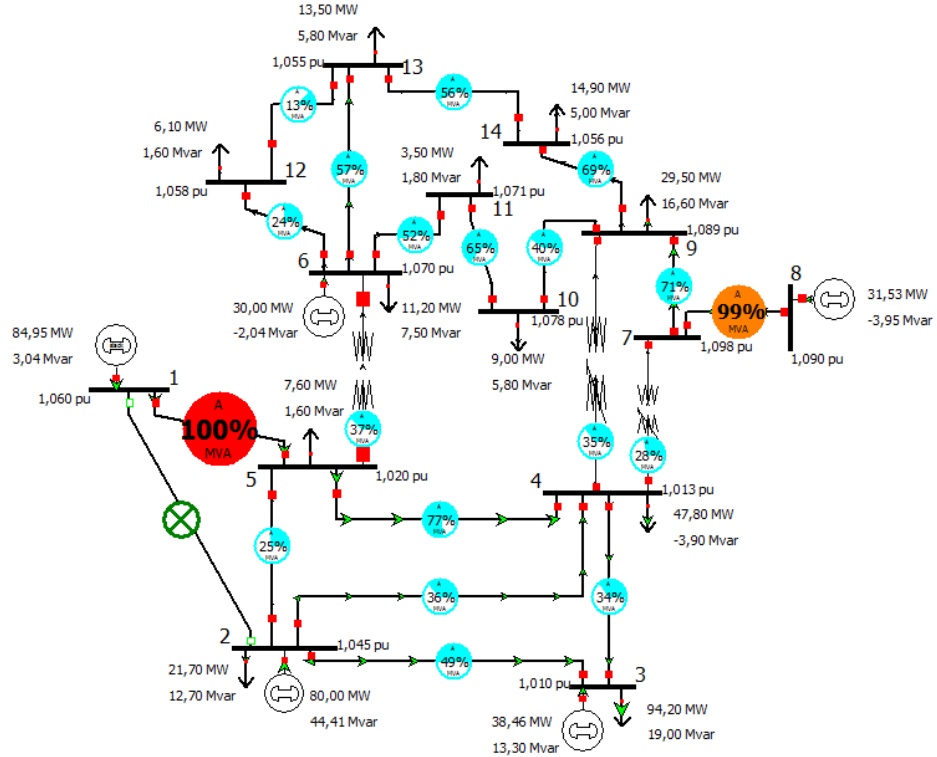


Şekil 7.4 : İletim hattının devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.

Şekil 7.5' deki sistemde bulunan iletim hatlarındaki tıkanıklıkların düzeltilmesi ve sistemin normal işletme koşullarına getirilebilmesi için güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemiyle generatörler arasında üretimin yeniden planlanması ve transformatörlerin kademe kontrolü sağlanmıştır. Böylece fiyatı en ucuz olan 1. baradaki generatörün üretimi azaltılmış ve sistemdeki talep edilen gücün kalan kısmı maliyeti pahalı olan diğer generatörlerden karşılanmıştır. 1. baradaki generatörün üretiminin azaltılmasıyla 1 ve 5 numaralı baralar arasındaki iletim hattında tıkanıklık azaltılmış, 4 ve 5 numaralı baralar arasındaki iletim hattında ise tamamen çözülmüştür. Fakat üretimin yeniden planlanması ile 8. baradaki üretimin artması sebebiyle 7 ve 8 numaralı baralar arasındaki iletim hattı aşırı yüklenmiştir. Çizelge 7.9' da transformatörlerin kademe oranları verilmiştir.

Çizelge 7.9 : Şekil 7.5' deki transformatörlerin kademe oranları.

Baradan	Baraya	Kontrol Tipi	Kademe Oranı
4	7	LTC	0,9
4	9	LTC	0,9
5	6	LTC	0,932



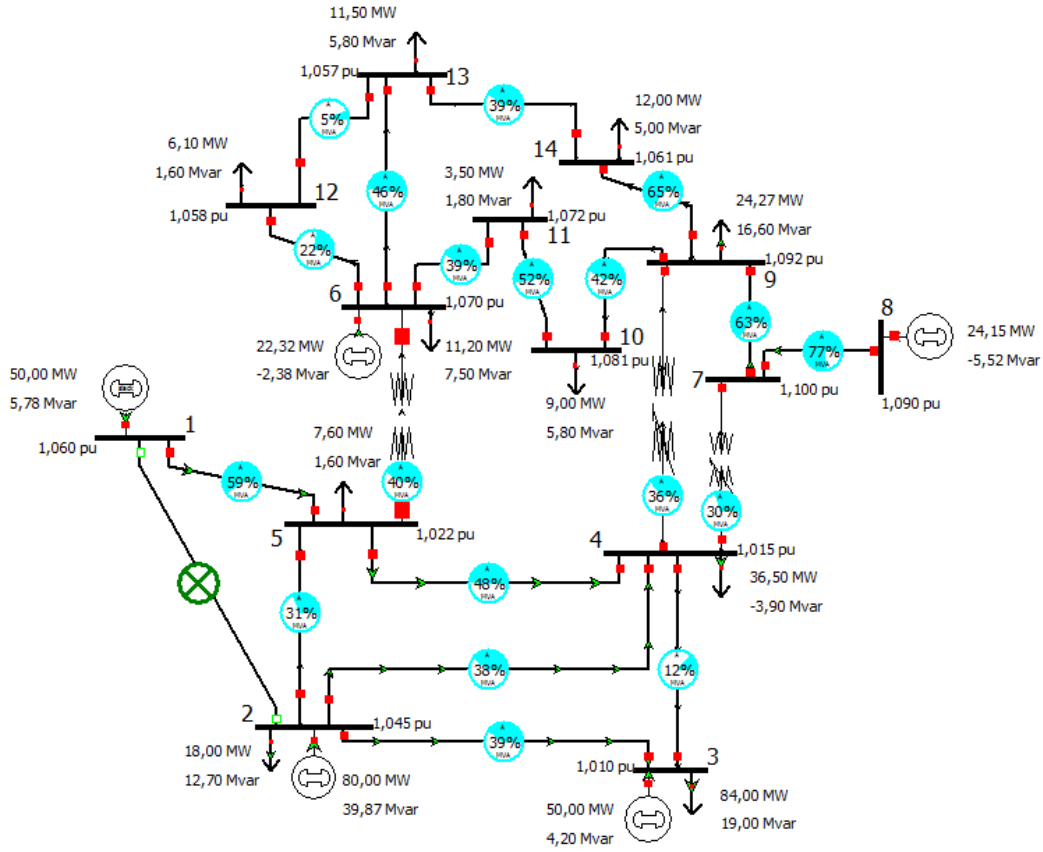
Şekil 7.5 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Çizelge 7.10’ da ise Şekil 7.5’ deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bara fiyatlarının enerji, tıkanıklık ve kayıp bileşenleri gösterilmiştir. Şekil 7.2’ deki sistem ile karşılaştırıldığında iletim hatlarının zorlanmasından dolayı tıkanıklık maliyetinin ortaya çıktığı ve bu sebeple marjinal bara fiyatlarının arttığı görülmüştür.

Çizelge 7.10 : Şekil 7.5’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	17,9	17,9	0	0
2	IEEE14	45,8	17,9	26,23	1,68
3	IEEE14	47,5	17,9	27,2	2,4
4	IEEE14	46,45	17,9	26,58	1,97
5	IEEE14	45,75	17,9	26,2	1,65
6	IEEE14	45,64	17,9	26,16	1,58
7	IEEE14	46,51	17,9	26,61	2,01
8	IEEE14	37	17,9	17,09	2,01
9	IEEE14	46,5	17,9	26,58	2,03
10	IEEE14	46,61	17,9	26,65	2,06
11	IEEE14	46,29	17,9	26,5	1,89
12	IEEE14	46,38	17,9	26,58	1,9
13	IEEE14	46,64	17,9	26,72	2,02
14	IEEE14	47,47	17,9	27,15	2,42

Şekil 7.6’ da ise sistemdeki yüklerin bir kısmının azaltılmasıyla 1. baradaki generatörün çıkış gücü daha da azaltılarak 50 MW’ a düşürülmüştür. Böylelikle, 1 ve 5 numaralı baralar arasında bulunan iletim hattındaki tıkanıklık ortadan kaldırılmıştır. Ayrıca 8. baradaki generatörün çıkış gücünde 31,53 MW’ dan 24,15 MW’ a düştüğü için 7 ve 8 numaralı baralar arasındaki iletim hattındaki tıkanıklıkta giderilmiştir. Dolayısıyla sistemdeki bütün tıkanıklıklar ortadan kaldırıldığından sistem normal işletme koşullarına dönmüştür. Şekil 7.8’ de sistemdeki yüklere ait aktif güç değişimleri gösterilmiştir.



Şekil 7.6 : Sistemdeki enerji talebinin azaltılmasıyla tıkanıklığın çözüldüğü sistem modeli.

Çizelge 7.11’ de tıkanıklığın ortadan kaldırıldığı durum için marjinal bara fiyatları ve bileşenleri görülmektedir. Artık sistemde zorlanma olmadığı için marjinal bara maliyetlerinin tıkanıklık bileşenleri sıfırdır. Toplam marjinal maliyet Şekil 7.5’ de 6672,516 TL/h iken tıkanıklığın giderilmesiyle 6175,958 TL/h’ e düşmüştür. Ayrıca Çizelge 7.11’ den de görülebileceği gibi marjinal bara fiyatları negatif değerler almıştır.

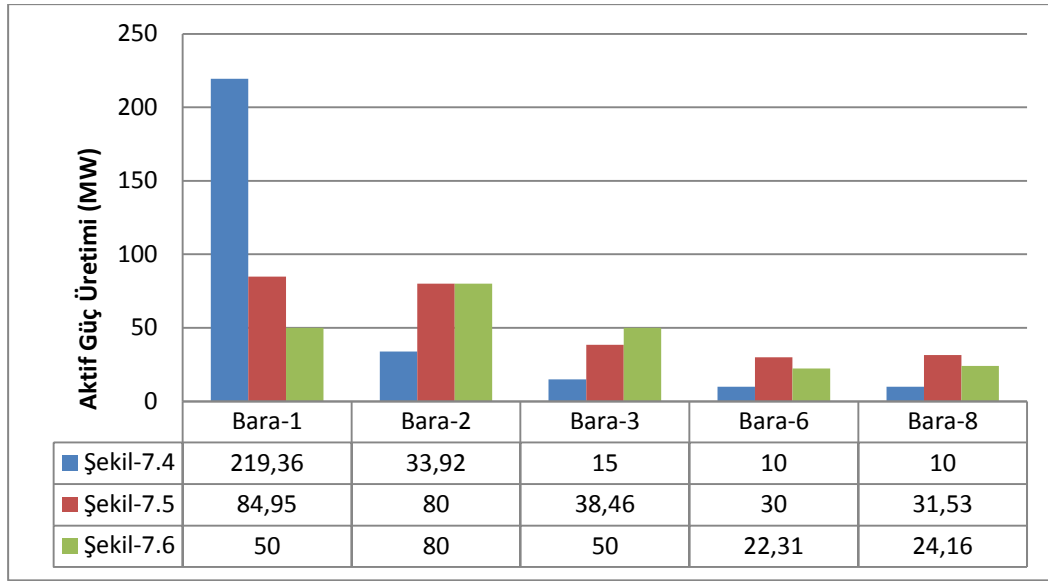
Negatif marjinal bara fiyatı ciddi tıkanıklıkların meydana geldiği sistemlerde bir veya daha fazla barada meydana gelebilir. Bu durum her zaman diğer baralardaki

yüksek marjinal bara fiyatlarıyla ilgilidir. Negatif LMP barasında yüke verilen ilave hizmetin işletme maliyetini düşürmesi anlamına gelir. Yüke daha fazla güç akışı, sistem elemanlarındaki tıkanıklığı azaltma eğiliminde olan ters akış meydana getirir. Bu durumda daha ucuz üretimin dağıtılmasına imkan sağlar ve bu sayede işletme maliyeti azaltılır. Sonuçlar genelde ihmal edilir ve sistemdeki tıkanıklığın giderilmesi için yükün azaltılması gerekir [26, 27].

Çizelge 7.11 : Şekil 7.6'daki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

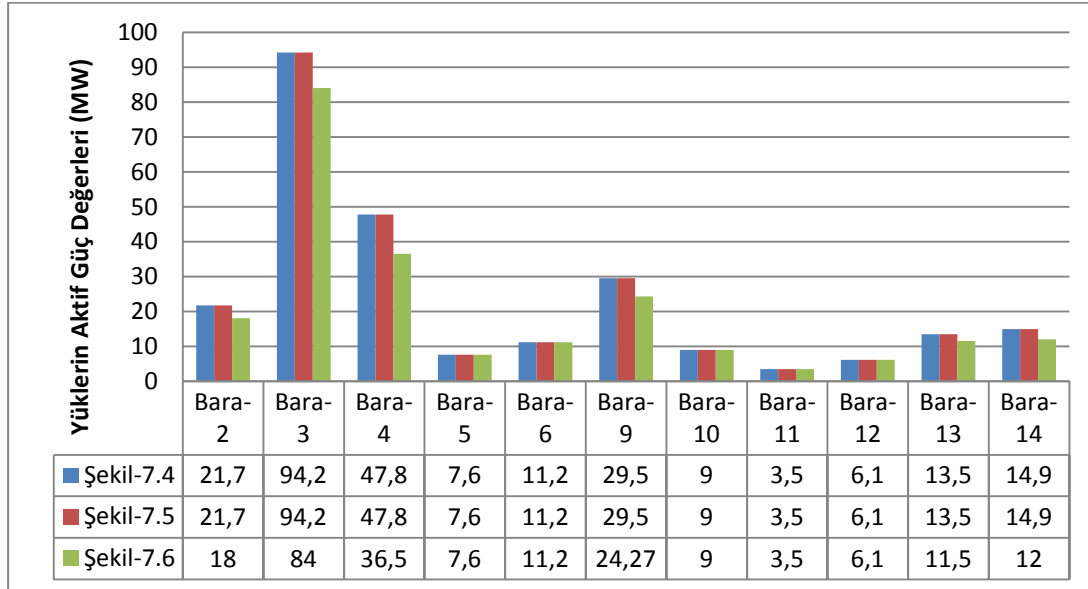
Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	-1,85	-1,85	0	0
2	IEEE14	-1,92	-1,85	0	-0,07
3	IEEE14	-1,97	-1,85	0	-0,12
4	IEEE14	-1,96	-1,85	0	-0,11
5	IEEE14	-1,94	-1,85	0	-0,09
6	IEEE14	-1,94	-1,85	0	-0,09
7	IEEE14	-1,96	-1,85	0	-0,12
8	IEEE14	-1,96	-1,85	0	-0,12
9	IEEE14	-1,97	-1,85	0	-0,12
10	IEEE14	-1,97	-1,85	0	-0,12
11	IEEE14	-1,96	-1,85	0	-0,11
12	IEEE14	-1,97	-1,85	0	-0,12
13	IEEE14	-1,97	-1,85	0	-0,12
14	IEEE14	-2	-1,85	0	-0,15

Sistemdeki tıkanıklığın düzeltilmesi için güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemiyle üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışlarındaki değişim Şekil 7.7' de görülebilmektedir. Daha önce de bahsedildiği gibi sistemin normal çalışma koşullarına gelmesi için 1. baradaki generatörün çıkış gücünün ciddi oranda azaltıldığı grafikte görülmektedir.



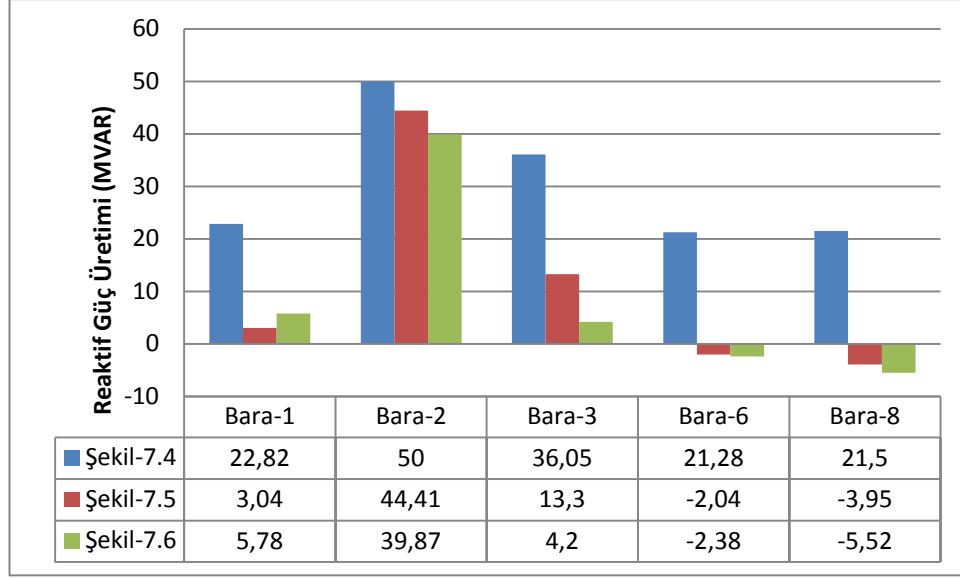
Şekil 7.7 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Sistemdeki tıkanıklığın düzeltilmesi için baralardaki yük miktarlarındaki azalmalar Şekil 7.8’ de görülebilmektedir. Toplam yük 259 MW’ dan 223,67 MW’ a düşürülmüştür.



Şekil 7.8 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.

Şekil 7.9’ dan da üretimin yeniden planlanması ve transformatörlerin kademe kontrolü sonucu sistemdeki generatörlerin reaktif güç değişimi gösterilmiştir.



Şekil 7.9 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.10' dan da görülebileceği gibi 1 ve 2 numaralı baralar arasındaki hattın devre dışı kalması aşağıda belirtilen bara gerilim limitlerinin aşılmasına sebep olmadığı için sistemde gerilim kaynaklı zorlanmalar meydana gelmesine neden olmamıştır.

$$0,9 \leq V_i \leq 1,1$$

Buna karşın transformatörlerin bara gerilimleri üzerindeki etkisi Şekil 7.10' da verilen grafikte özellikle transformatörlerin bağlı olduğu 5, 7 ve 9 numaralı baralarda görülmektedir.

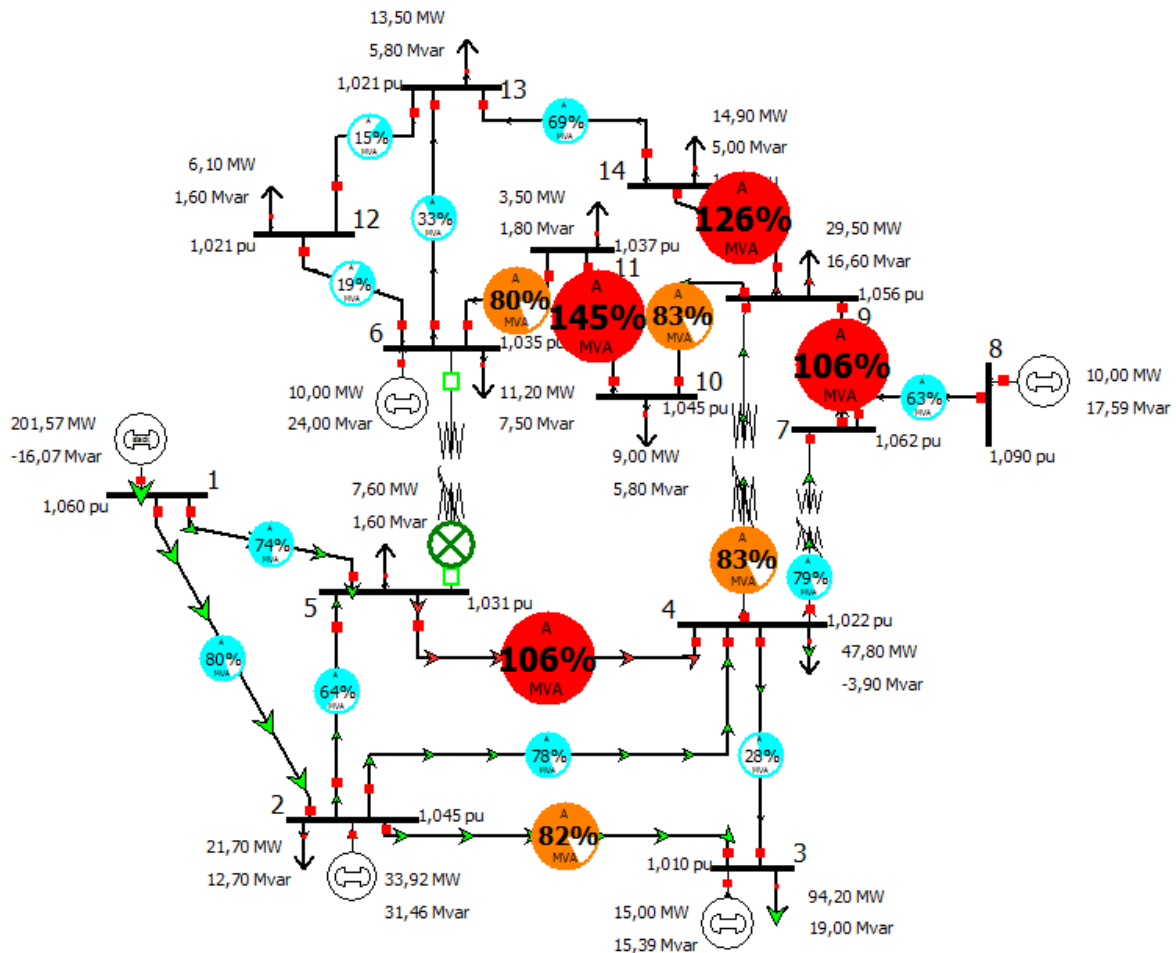


Şekil 7.10 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.

7.4 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir Transformatörün Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi

14 baralı IEEE test sisteminde 5 ve 6 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalmasıyla meydana gelen durumun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara fiyatlarında meydana getirdiği değişimler incelenmiştir.

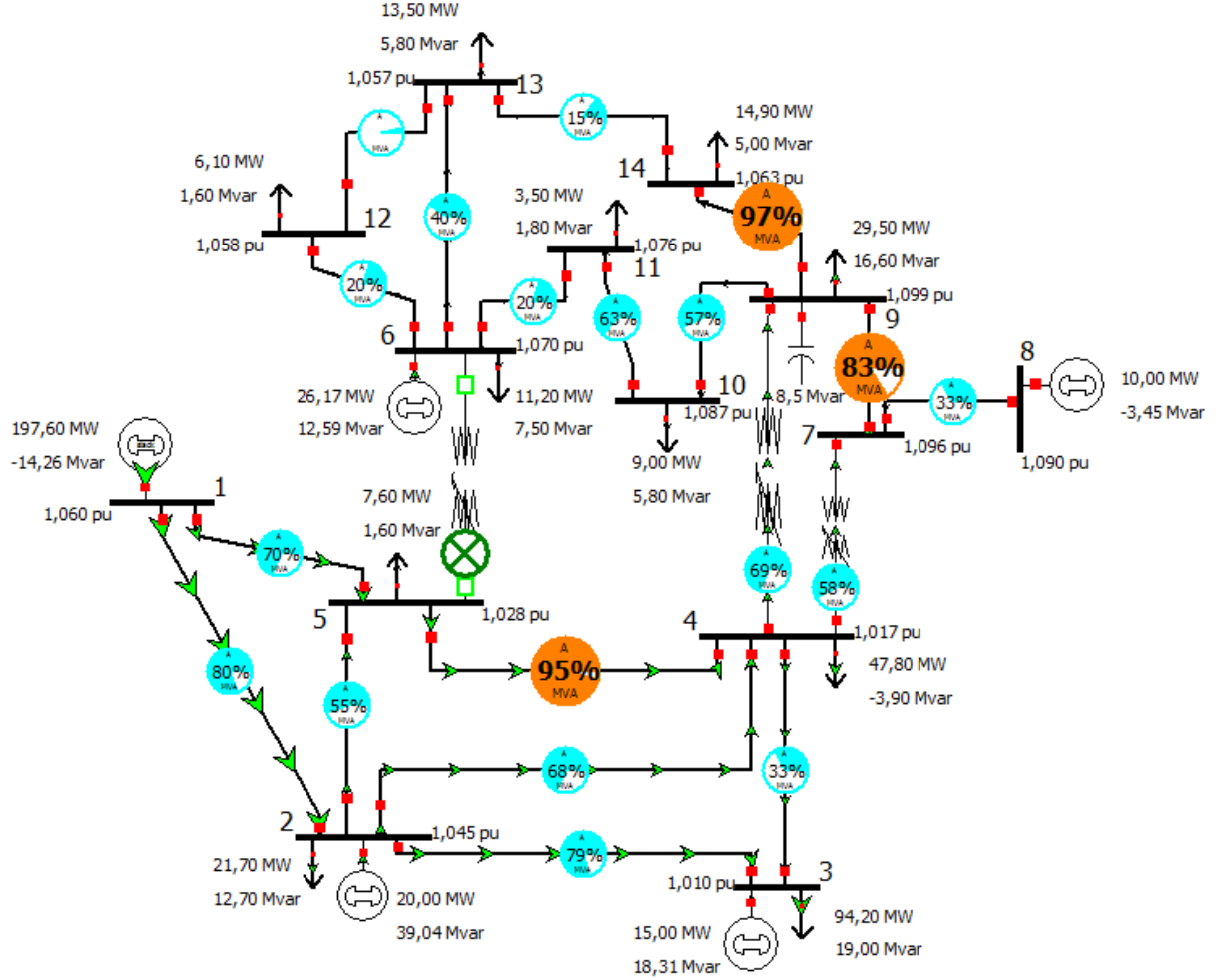
Şekil 7.11’ de güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanmadan 5 ve 6 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalması durumunun örnek güç sistemi üzerindeki etkisi gösterilmiştir. Bu durumun sistemde birden fazla iletim hattında tıkanıklık meydana getirdiği görülmüştür.



Şekil 7.11 : Transformatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.

Şekil 7.12’ deki sistemde bulunan iletim hatlarındaki tıkanıklıkların düzeltilmesi ve sistemin normal işletme koşullarına döndürülmesi için güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemiyle generatörler arasında üretimin yeniden planlanması ve transformatörlerin kademe kontrolü sağlanmıştır.

Böylelikle, 2. baradaki generatörün üretimi azaltılırken 6. baradaki generatörün üretimi arttırılmıştır. Ayrıca transformatörlerin kademe kontrolü ve 9. baraya yerleştirilen 8,5 MVar kapasiteli reaktif güç desteği ile reaktif gücün kontrolü sağlanmış ve tıkanıklık hafifletilmiştir [27]. Çizelge 7.12’ de transformatörlerin kademe oranları verilmiştir.



Şekil 7.12 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Çizelge 7.12 : Şekil 7.12’ deki transformatörlerin kademe oranları.

Baradan	Baraya	Kontrol Tipi	Durum	Kademe Oranı
4	7	Mvar	Kapalı	0,925
4	9	Mvar	Kapalı	0,9
5	6	Sabit	Açık	0,932

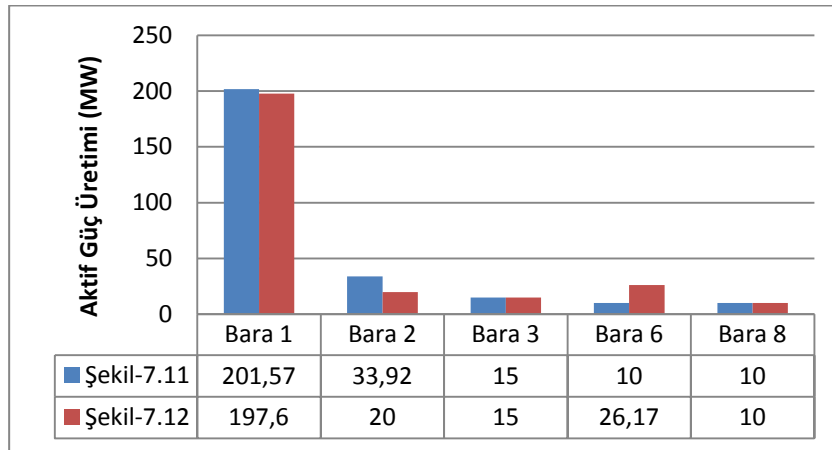
İletim hatlarında reaktif gücün kontrolü aynı zamanda aktif gücün kontrolüne de yardımcı olmuştur. Büyük bir etkisi olmasa da iletim hatlarındaki tıkanıklığı azaltmıştır. Fakat maliyeti pahalı olan 6. generatörün üretiminin artması sebebiyle

toplam sistem maliyeti 5403,238 TL/h' den 5481,821 TL/h' ye artmıştır. Çizelge 7.13' de tıkanıklığın azaltıldığı duruma ait marjinal bara maliyetleri ve bileşenleri gösterilmiştir.

Çizelge 7.13 : Şekil 7.12'deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

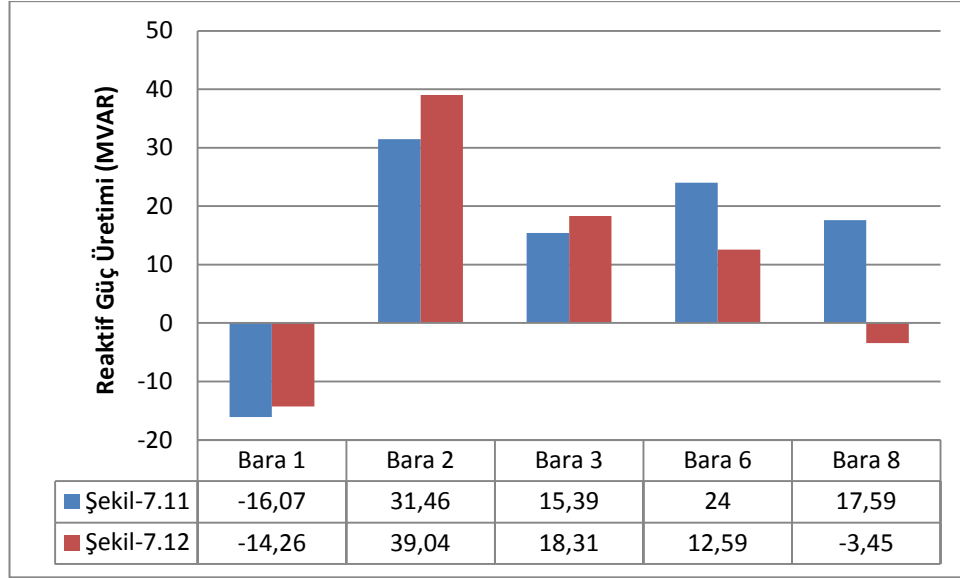
Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	19,7	19,7	0	0
2	IEEE14	20,65	19,7	0	0,95
3	IEEE14	21,95	19,7	-0,01	2,26
4	IEEE14	21,4	19,7	-0,13	1,83
5	IEEE14	21,03	19,7	-0,08	1,41
6	IEEE14	29,74	19,7	7,77	2,27
7	IEEE14	21,33	19,7	-0,2	1,83
8	IEEE14	21,35	19,7	-0,19	1,83
9	IEEE14	21,23	19,7	-0,3	1,83
10	IEEE14	22,74	19,7	1,04	2
11	IEEE14	26,16	19,7	4,27	2,19
12	IEEE14	31,23	19,7	8,95	2,59
13	IEEE14	32,58	19,7	10,27	2,61
14	IEEE14	40,17	19,7	17,89	2,58

Sistemdeki tıkanıklığın düzeltilmesi için güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemiyle üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışlarındaki değişim Şekil 7.13' de görülebilmektedir.



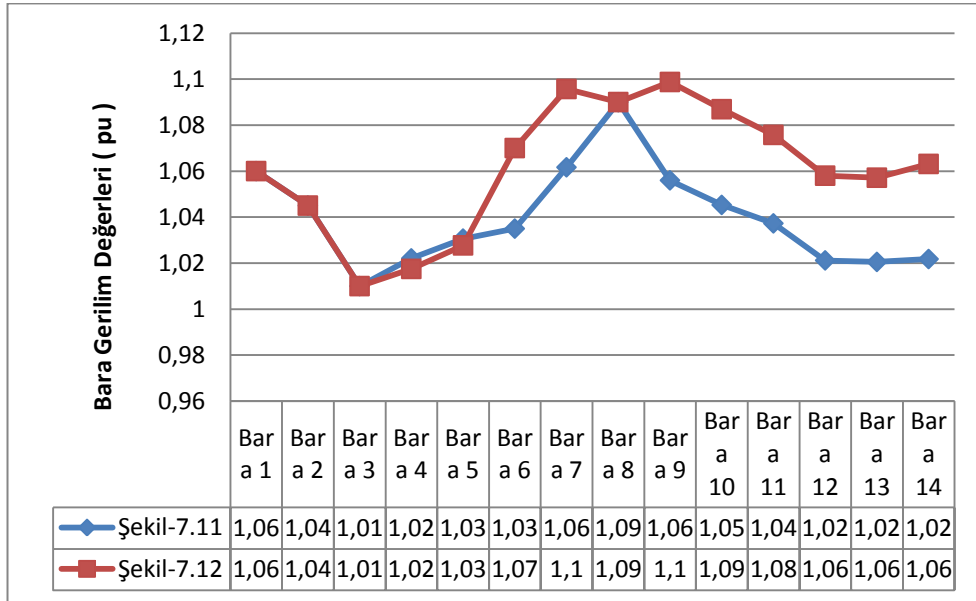
Şekil 7.13 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.14'de kademe değiştiricili transformatörlerin ve 8,5 MVar kapasiteli reaktif güç desteğinin reaktif güç üzerindeki etkileri gösterilmiştir.



Şekil 7.14 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.

Sistemde yapılan reaktif güç kontrolü bara gerilimlerini yükseltecek yönde etki etmiştir. Şekil 7.15’ den de bu durum net bir şekilde görülmektedir.

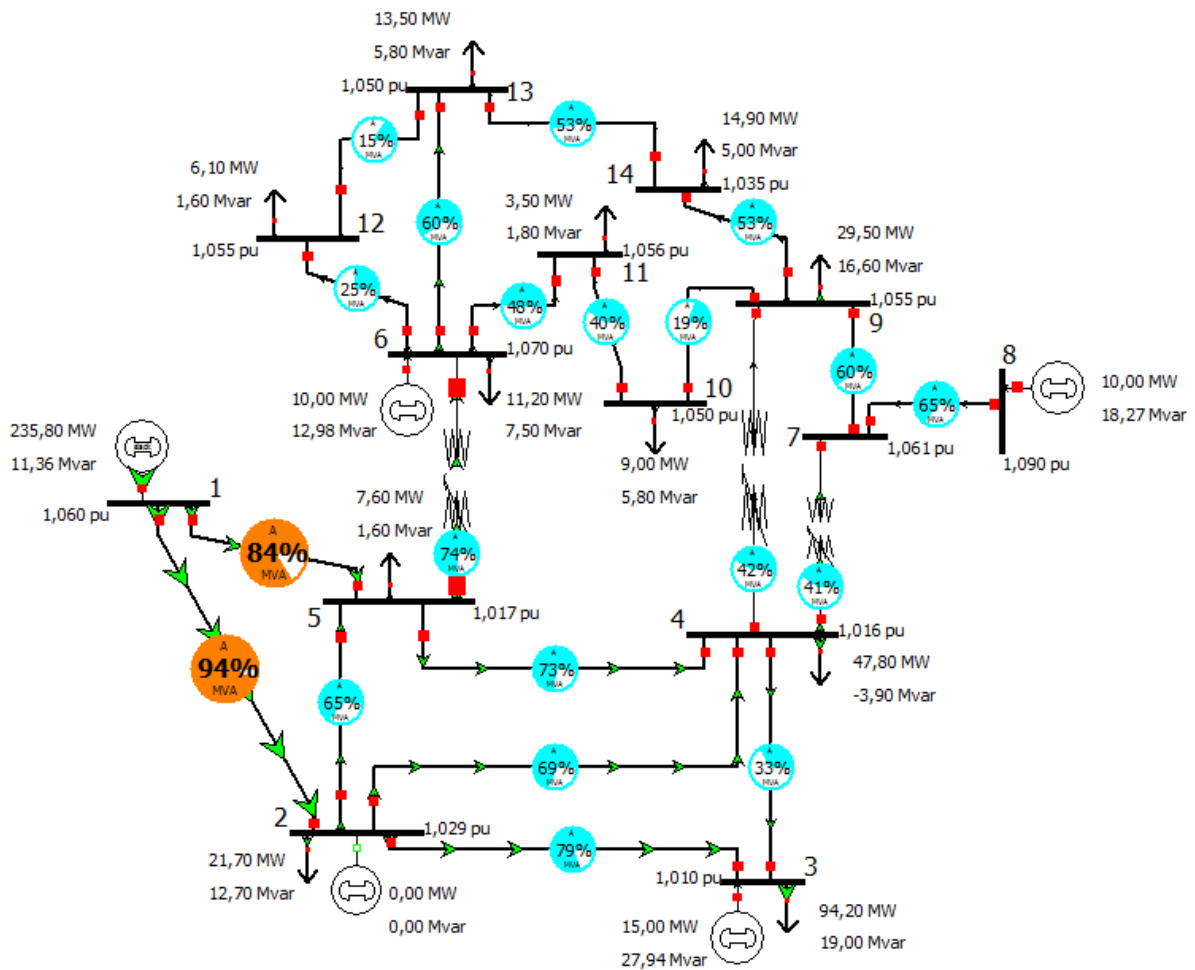


Şekil 7.15 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.

7.5 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Bir Generatörün Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi

IEEE 14 baralı test sistemi üzerindeki 2 numaralı barada bulunan generatörün devredışı kalmasıyla meydana gelen durumun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara fiyatlarında meydana getirdiği değişimler incelenmiştir.

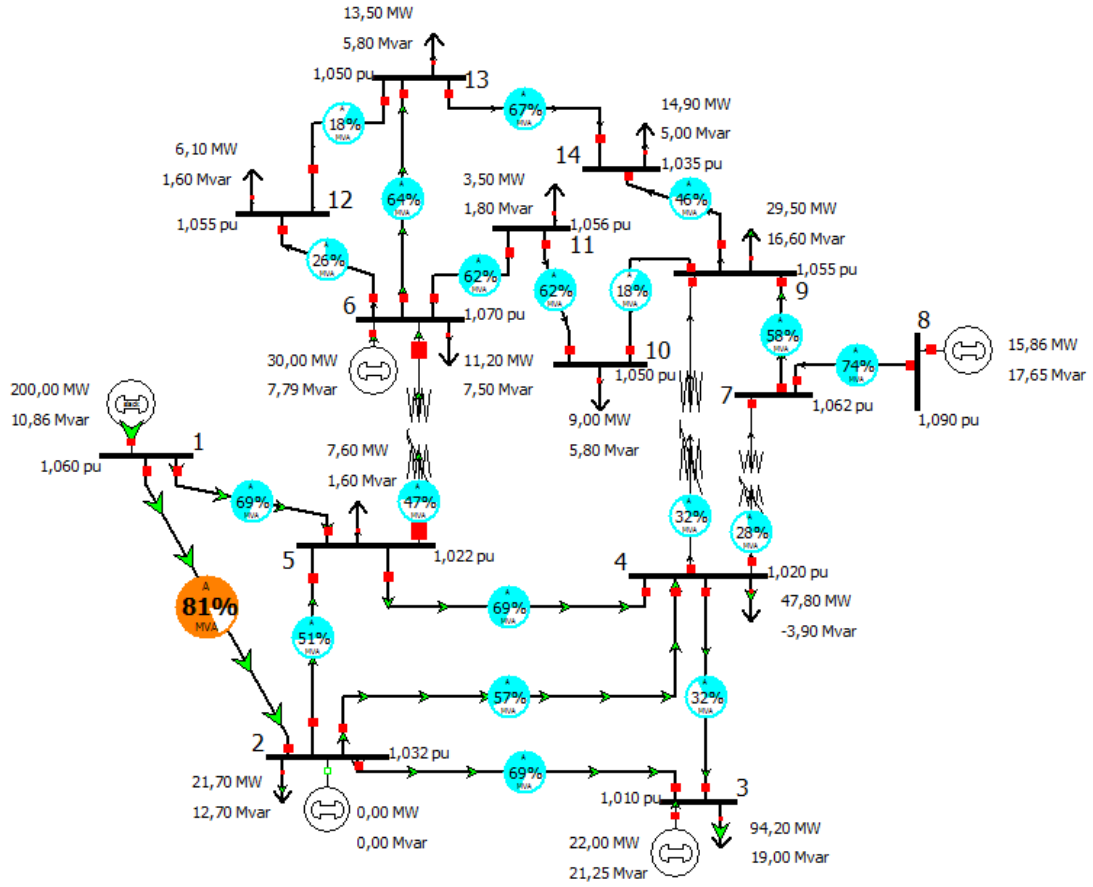
Şekil 7.16' da güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanmadan belirtilen generatörün devre dışı kalması durumunda örnek güç sistemi üzerindeki etkisi gösterilmiştir.



Şekil 7.16 : Generatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.

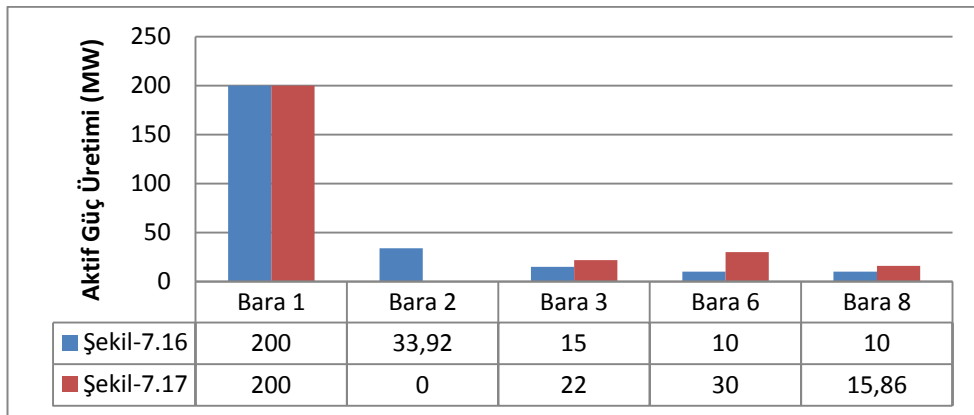
Şekil 7.17' de ise optimal güç akışı uygulanarak sistemde generatörlerin aktif ve reaktif güç planlaması yeniden yapılmıştır. Şekil 7.3' den de görülebileceği gibi 2. baradaki generatör referans baradaki generatörden sonra sistemde üretim maliyeti en ucuz olan ikinci generatördür. Bu generatörün devre dışı kalmasıyla sistemdeki talep güç Şekil 7.17' den de görülebileceği gibi üretim maliyeti daha yüksek olan 3, 6 ve

8. generatörlerden karşılanmıştır. Bu durum sistemde her hangi bir zorlanmaya sebep olmamıştır.



Şekil 7.17 : Güvenlik kısıtlı optimal güç akışı (SCOPF) ile tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Şekil 7.18' de ise Şekil 7.2 ve Şekil 7.17' deki durumlar için genaratörlerin aktif güç değişimleri gösterilmiştir.



Şekil 7.18 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu genaratörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Çizelge 7.14 ve Şekil 7.2’ deki sisteme ait olan Çizelge 7.4 karşılaştırıldığında 2. baradaki generatörün devre dışı kalmasının marjinal bara maliyetlerinin artmasına sebep olduğu görülmüştür. İki durumda da sistemde zorlanma olmadığı için tıkanıklık bileşeni sıfırdır. Toplam marjinal maliyet ise 5372,381 TL/h’ den 5574,527 TL/h’ e artmıştır.

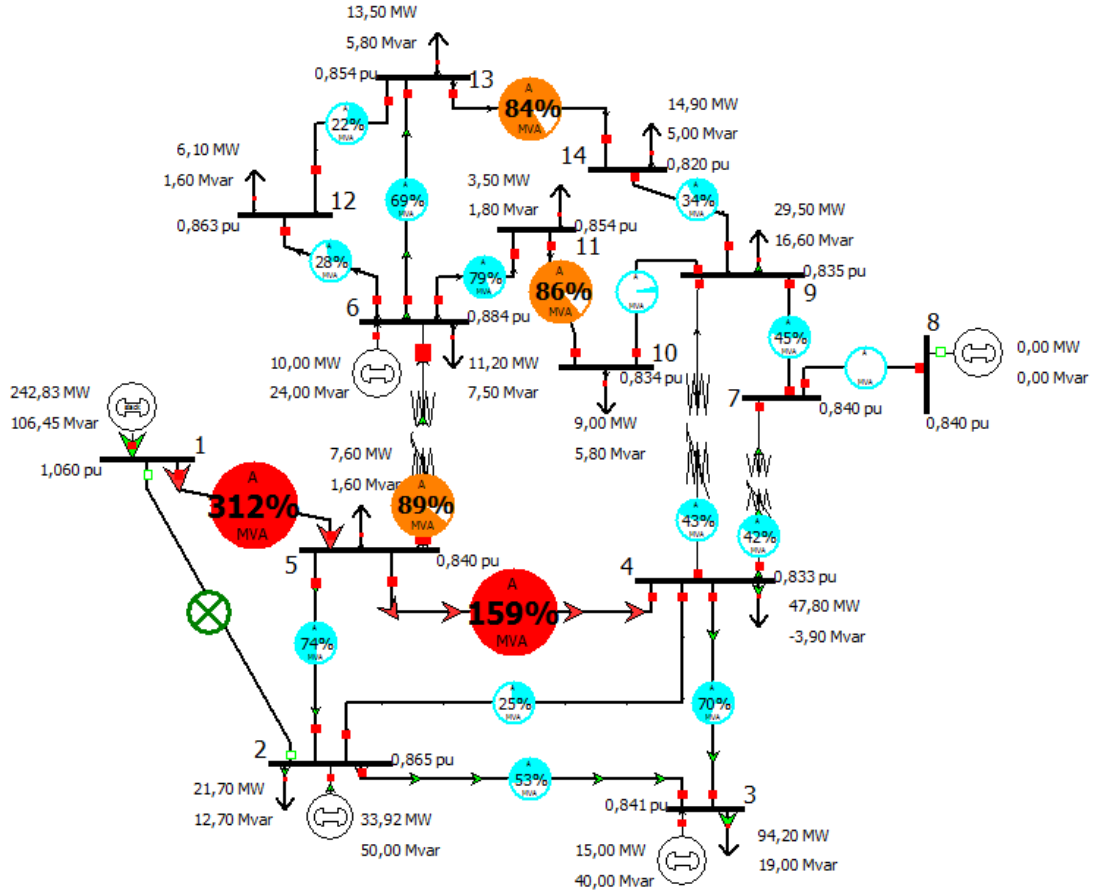
Çizelge 7.14 : Şekil 7.17’ deki sisteme ait marjinal bara maliyetleri ve bileşenleri.

Bara No	ALAN Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji Maliyeti TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	28,44	28,44	0	0
2	IEEE14	29,85	28,44	0	1,41
3	IEEE14	31,54	28,44	0	3,1
4	IEEE14	30,92	28,44	0	2,48
5	IEEE14	30,46	28,44	0	2,02
6	IEEE14	30,31	28,44	0	1,88
7	IEEE14	31	28,44	0	2,57
8	IEEE14	31	28,44	0	2,56
9	IEEE14	31,05	28,44	0	2,61
10	IEEE14	31,1	28,44	0	2,67
11	IEEE14	30,82	28,44	0	2,38
12	IEEE14	30,81	28,44	0	2,37
13	IEEE14	31,01	28,44	0	2,57
14	IEEE14	31,68	28,44	0	3,24

7.6 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Farklı Baralara Bağlı Bir Generatör ve Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi

IEEE 14 baralı test sistemi üzerindeki 8 numaralı barada bulunan generatör ile 1 ve 2 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalmasıyla meydana gelen durumun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara fiyatlarında meydana getirdiği değişimler incelenmiştir. İncelenen bu durum yapılan olağandışı durum analizleri sonucunda elde edilen sonuçlara göre en ciddi olağandışı durum olarak tanımlanmıştır.

Şekil 7.19’ de güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanmadan belirtilen generatör ve iletim hattının devre dışı kalması durumunda örnek güç sistemi üzerindeki etkisi gösterilmiştir. Sistemdeki iletim hattı güç taşıma kapasitelerinin ve gerilim limitlerinin zorlandığı görülmektedir.

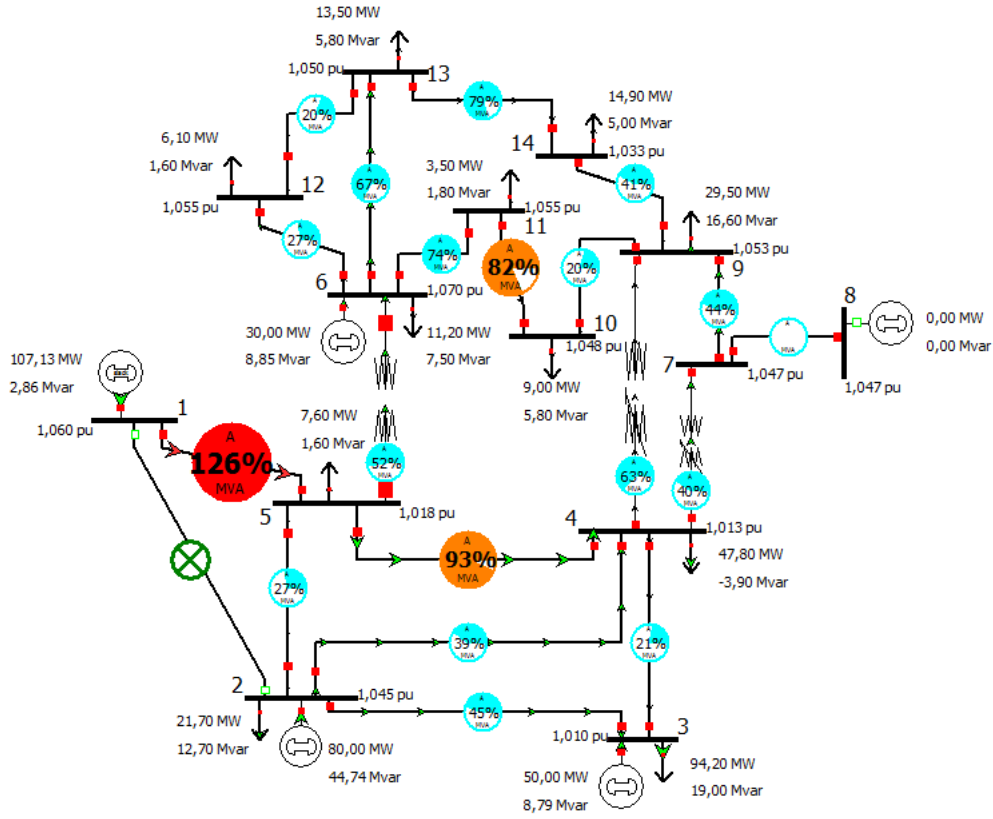


Şekil 7.19 : Farklı baralardaki bir iletim hattı ile bir generatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.

Şekil 7.20’ de ise güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanarak generatörler arasında üretimin yeniden planlanması ve transformatörlerin kademe kontrolünün yapılması ile sistemdeki tıkanıklık Şekil 7.19’ a kıyasla azaltılmıştır. Sistemdeki devre dışı kalan generatör hariç 2, 3 ve 6. baralardaki generatörlerin üretimleri maksimum limitlerine kadar artırılarak tıkanıklık oluşan iletim hattının bağlı olduğu 1. baradaki üretim 107,13 MW’ a düşürülmüştür. Fakat bu durum 1. ve 5. baralar arasındaki hattın iletim kapasitesinin yetersiz olması nedeniyle tıkanıklık probleminin çözülmesi için yeterli olmamıştır. Çizelge 7.15’ de transformatörlerin kademe oranları verilmiştir. Çizelge 7.16’ da ise Şekil 7.20’ deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bara fiyatlarının enerji, tıkanıklık ve kayıp bileşenleri gösterilmiştir.

Çizelge 7.15 : Şekil 7.20’ deki transformatörlerin kademe oranları.

Baradan	Baraya	Kontrol Tipi	Kademe Oranı
4	7	Sabit	0,978
4	9	LTC	0,9
5	6	LTC	0,932



Şekil 7.20 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Çizelge 7.16’ dan da görülebileceği gibi iletim hatlarında meydana gelen tıkanıklık marjinal bara maliyetlerinin artmasına neden olmuştur. Şekil 7.2’ deki sisteme ait marjinal bara maliyetleri ile karşılaştırıldığında ise tıkanıklık bileşeninin marjinal bara maliyetlerini ne kadar büyük oranda artmasına neden olduğu görülmektedir.

Çizelge 7.16 : Şekil 7.20’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	17,9	17,9	0	0
2	IEEE14	1140,41	17,9	1120,35	2,15
3	IEEE14	1176,68	17,9	1155,99	2,79
4	IEEE14	1165,15	17,9	1144,69	2,56
5	IEEE14	1141,81	17,9	1121,76	2,15
6	IEEE14	1134,35	17,9	1114,43	2,02
7	IEEE14	1170,59	17,9	1150,04	2,65
8	IEEE14	1170,59	17,9	1150,04	2,65
9	IEEE14	1173,34	17,9	1152,74	2,7
10	IEEE14	1173,81	17,9	1153,21	2,71
11	IEEE14	1158,62	17,9	1138,27	2,44
12	IEEE14	1153,36	17,9	1133,11	2,35
13	IEEE14	1162,43	17,9	1142,01	2,51
4	IEEE14	1193,29	17,9	1172,34	3,05

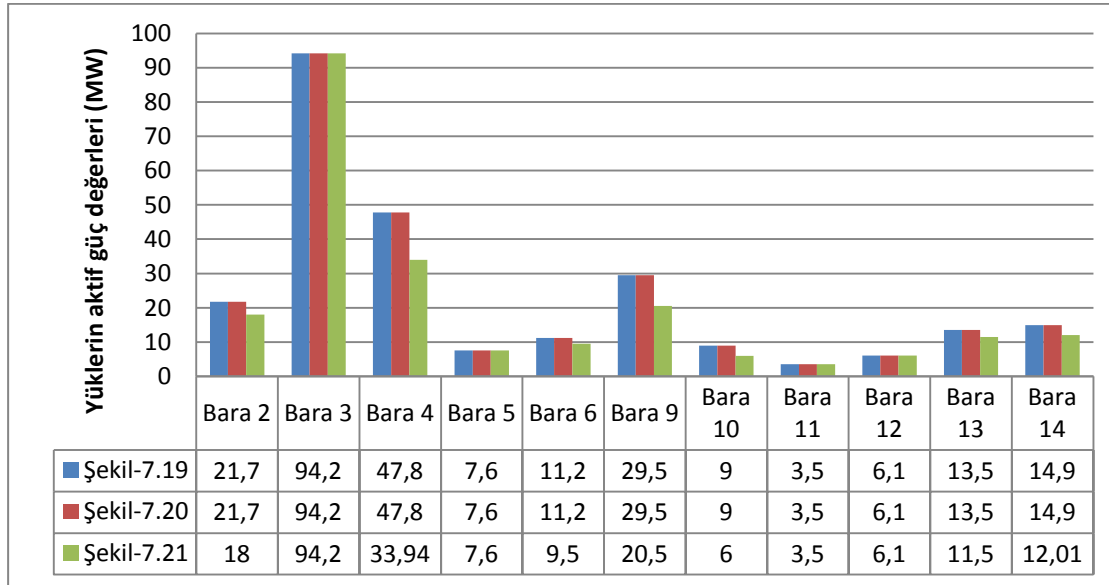
[illegible]

Çizelge 7.17’ de tıkanıklığın ortadan kaldırıldığı durum için marjinal bara fiyatları ve bileşenleri görülmektedir. Tıkanıklık ortadan kaldırıldığı için tıkanıklık bileşenleri sıfırdır. Yük talebinin azalması ve üretimin düşmesi ile marjinal bara fiyatları azalmıştır. Negatif değerler almasının nedeni ise bölüm 7.3’ de anlatılmıştır.

Çizelge 7.17 : Şekil 7.21’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

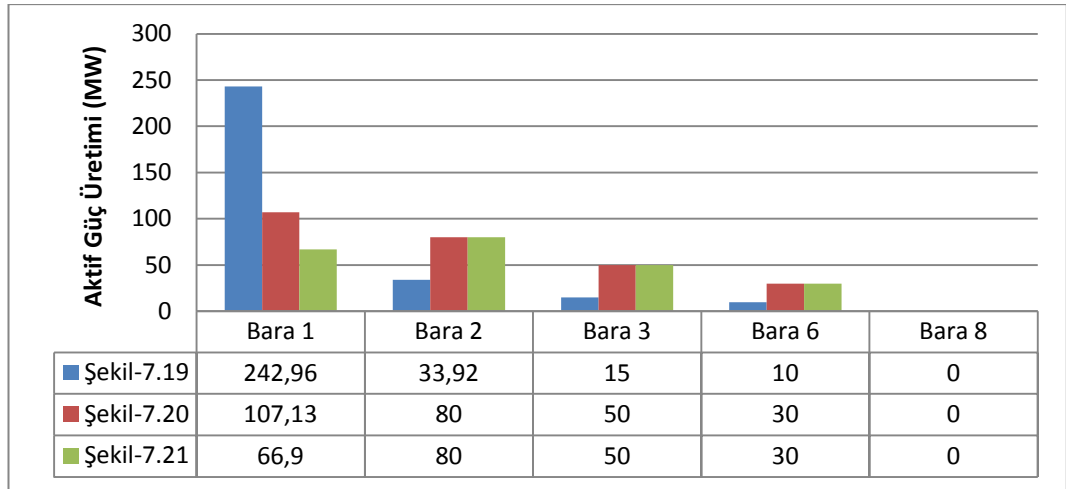
Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	-1,81	-1,81	0	0
2	IEEE14	-1,92	-1,81	0	-0,12
3	IEEE14	-1,98	-1,81	0	-0,18
4	IEEE14	-1,96	-1,81	0	-0,15
5	IEEE14	-1,93	-1,81	0	-0,13
6	IEEE14	-1,92	-1,81	0	-0,12
7	IEEE14	-1,97	-1,81	0	-0,16
8	IEEE14	-1,97	-1,81	0	-0,16
9	IEEE14	-1,97	-1,81	0	-0,16
10	IEEE14	-1,97	-1,81	0	-0,16
11	IEEE14	-1,95	-1,81	0	-0,15
12	IEEE14	-1,95	-1,81	0	-0,15
13	IEEE14	-1,96	-1,81	0	-0,16
14	IEEE14	-2	-1,81	0	-0,19

Sistemdeki tıknıklığın düzeltilmesi için baralardaki yük miktarlarındaki azalmalar Şekil 7.22’ de görülebilmektedir. Toplam yük 259 MW’ dan 222,85 MW’ a düşürülmüştür.



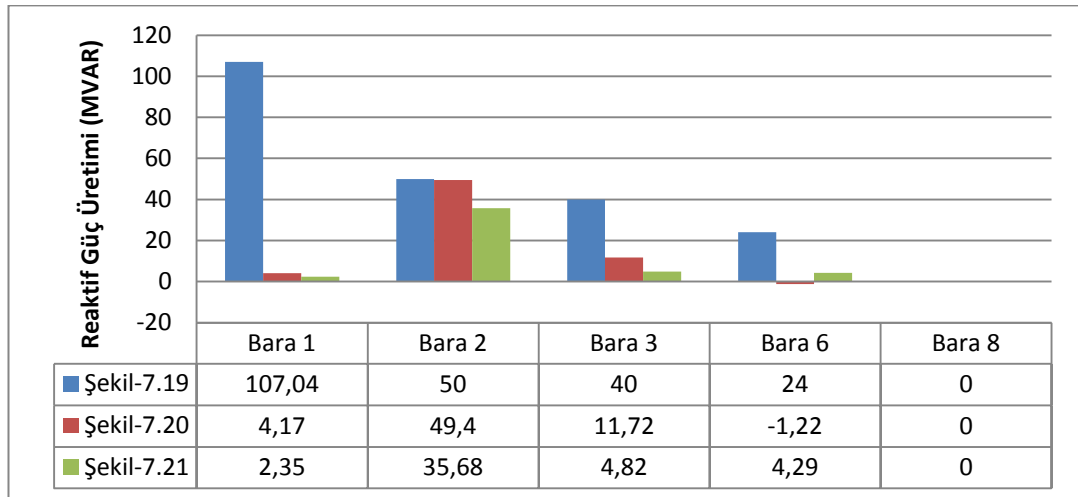
Şekil 7.22 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.

Şekil 7.23’ de örnek sistemde tıkanıklık olması ve tıkanıklığın giderildiği durumlara ait generatörlerin aktif güç çıkışları gösterilmiştir.



Şekil 7.23 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Sistemdeki generatörlerin reaktif güç çıkışlarındaki değişimler ise Şekil 7.24’ de gösterilmiştir.

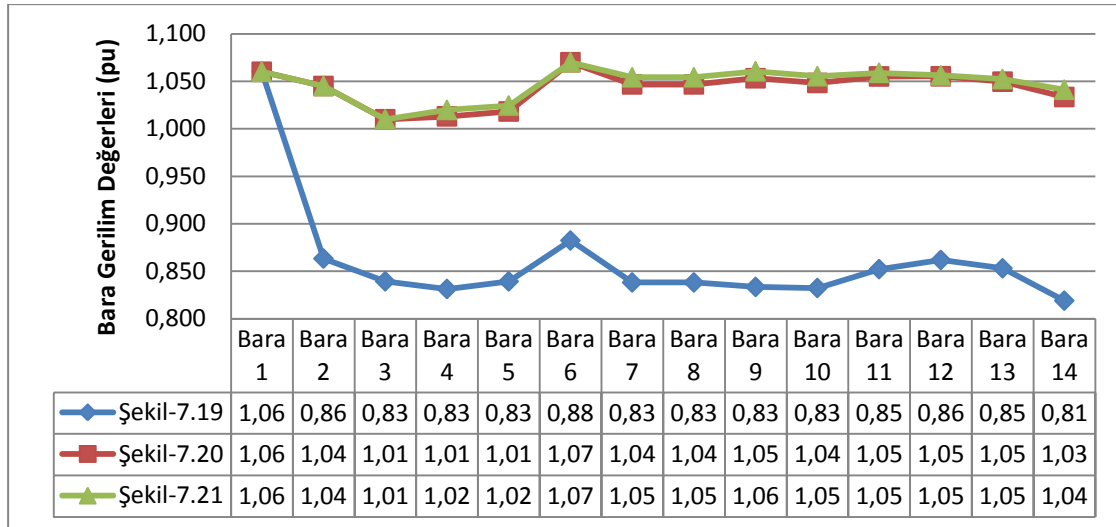


Şekil 7.24 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.25’ den de görülebileceği gibi 8 numaralı barada bulunan generatör ile 1 ve 2 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalması 1. bara dışında bütün baralarda belirtilen bara gerilim limitlerinin aşılmasına sebep olduğu için sistemde gerilim kaynaklı zorlanmalar meydana getirmiştir.

$$0,9 \leq V_i \leq 1,1$$

Güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi ile generatörlerin reaktif güç çıkışlarının yeniden planlanması ve transformatörlerin kademe kontrolü ile bara gerilimleri normal işletme koşullarına döndürülmüştür.

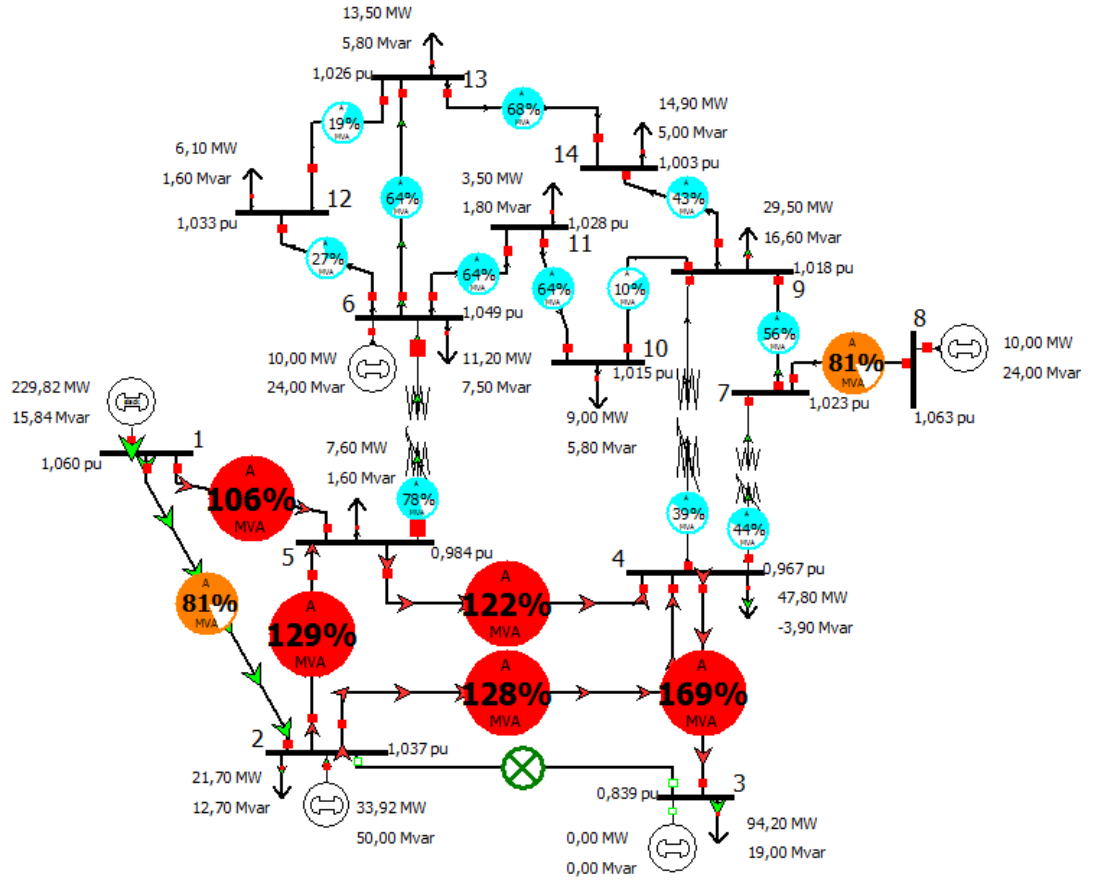


Şekil 7.25 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.

7.7 IEEE 14 Baralı Test Sisteminde Aynı Baraya Bağlı Bir Generatör ve Bir İletim Hattının Devre Dışı Kalması Durumunun İncelenmesi

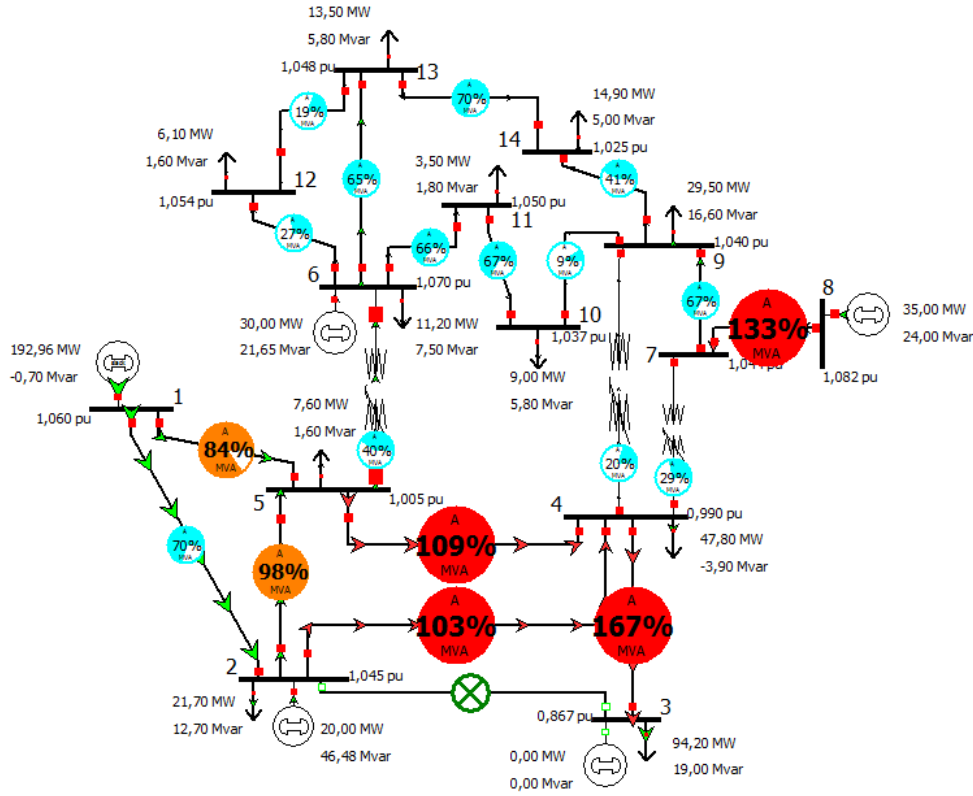
14 baralı IEEE test sistemi üzerindeki 3 numaralı barada bulunan generatör ile 2 ve 3 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalmasıyla meydana gelen durumun sistem üzerindeki etkileri ve marjinal bara fiyatlarında meydana getirdiği değişimler incelenmiştir.

Şekil 7.26' da güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemi uygulanmadan 3 numaralı barada bulunan generatör ile 2 ve 3 numaralı baralar arasındaki iletim hattının devre dışı kalması durumunun örnek güç sistemi üzerindeki etkisi gösterilmiştir. Bu durum sistemdeki birden çok iletim hattında tıkanıklığa sebep olmuştur. Ayrıca 3 numaralı barada düşük gerilim kaynaklı zorlanma meydana getirmiştir. En ciddi tıkanıklık ise 3. baraya bağlı olan tüketici (94,2 MW & 19 MVar) sebebiyle 3 ve 4 numaralı baralar arasındaki iletim hattında görülmektedir.



Şekil 7.26 : Aynı baradaki iletim hattı ile generatörün devre dışı kaldığı ve SCOPF uygulanmadığı durumdaki sistem modeli.

Şekil 7.27' de ise önceki örneklerde olduğu gibi güvenlik kısıtlı optimal güç akış yöntemiyle generatörler arasında üretim yeniden planlanarak 1. ve 2. baralardaki generatörün üretimi azaltılırken, 6. ve 8. baralardaki generatörlerin üretimi artırılmıştır. 3 ve 4 numaralı baralar arasındaki iletim hattı hariç diğer iletim hatlarındaki tıkanıklığın azaltılmasına karşın 8. baradaki üretimin artışıyla 7 ve 8 numaralı baralar arasındaki hatta tıkanıklık meydana gelmiştir.



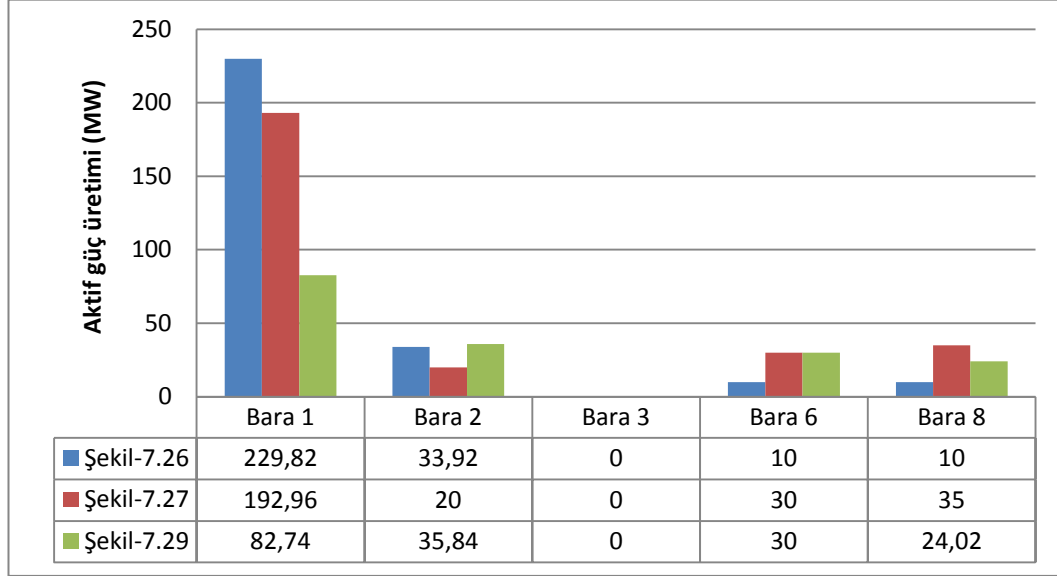
Şekil 7.27 : SCOPF yöntemi ile üretimin yeniden planlandığı ve tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Çizelge 7.18’ da ise Şekil 7.27’ deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bara fiyatlarının enerji, tıkanıklık ve kayıp bileşenleri gösterilmiştir. Şekil 7.2 ile karşılaştırıldığında sistemde meydana gelen zorlanmalardan dolayı marjinal bara fiyatlarının arttığı görülmüştür.

Çizelge 7.18 : Şekil 7.27’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	19,7	19,7	0	0
2	IEEE14	13,32	19,7	-7,18	0,8
3	IEEE14	2619,72	19,7	2592,83	7,18
4	IEEE14	1048,84	19,7	1026,6	2,54
5	IEEE14	58,07	19,7	36,47	1,9
6	IEEE14	352,2	19,7	330,61	1,89
7	IEEE14	879,97	19,7	857,71	2,56
8	IEEE14	48,93	19,7	26,74	2,5
9	IEEE14	796,5	19,7	774,19	2,6
10	IEEE14	721,99	19,7	699,67	2,62
11	IEEE14	541,08	19,7	519,04	2,34
12	IEEE14	388,61	19,7	366,65	2,26
13	IEEE14	423,62	19,7	401,49	2,42
14	IEEE14	647,32	19,7	624,61	3,01

Şekil 7.29’ da ise iletim hatlarındaki tıkanıklık probleminin çözülebilmesi için yüklerin bir kısmı azaltılmıştır. Böylece 1. ve 8. baralardaki generatörlerin çıkış güçleri de azaltılmış ve 2. baradaki generatörün ise arttırılmıştır. Dolayısıyla, iletim hatlarındaki tıkanıklık ortadan kaldırılmış ve sistem normal işletme koşullarına döndürülmüştür. Şekil 7.28’ de generatörlerin aktif güç üretim değişimleri verilmiştir. Şekil 7.30’ da ise sistemdeki yüklere ait aktif güç değişimleri gösterilmiştir. İlk iki durumda yük değerleri aynıdır.

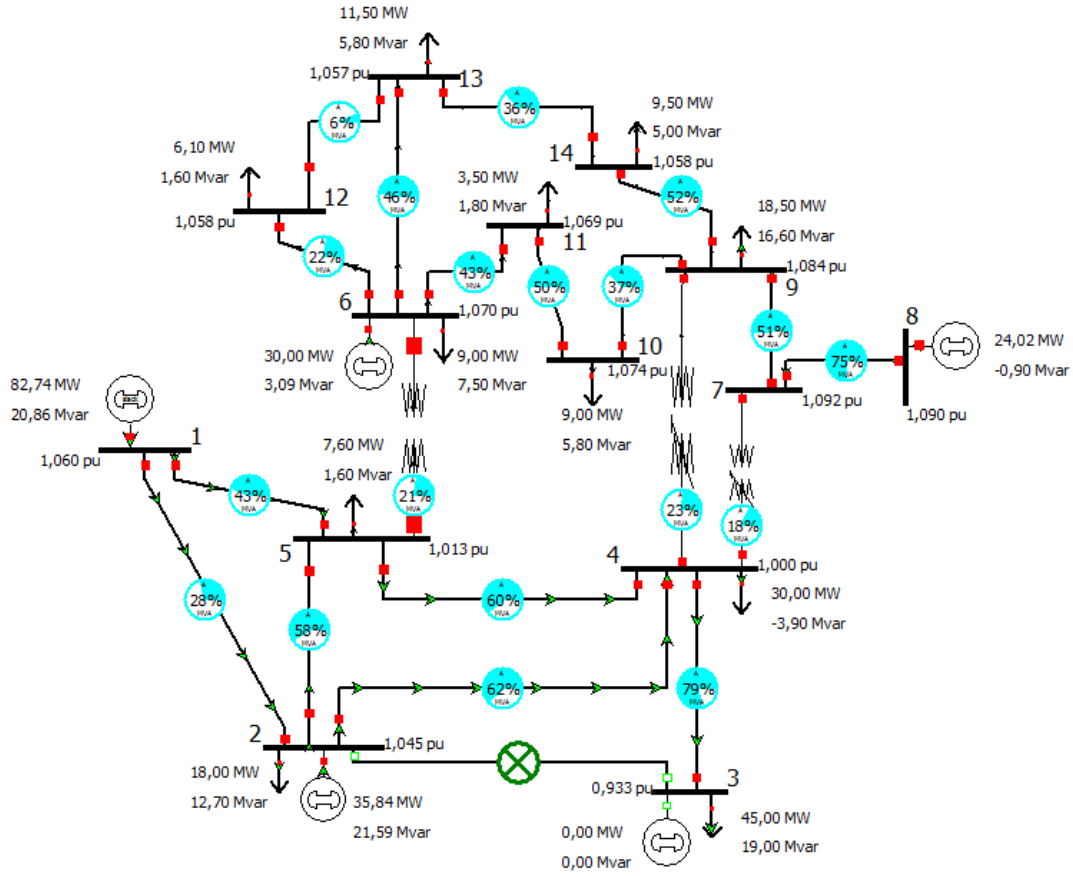


Şekil 7.28 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Ayrıca yük azaltılmasıyla beraber sistemdeki transformatörlerin kademe kontrolü de yapılmıştır. Çizelge 7.19’ de transformatörlerin kademe oranları görülebilmektedir.

Çizelge 7.19 : Şekil 7.27’ deki transformatörlerin kademe oranları.

Baradan	Baraya	Kontrol Tipi	Kademe Oranı
4	7	LTC	0,900
4	9	LTC	0,900
5	6	LTC	0,932



Şekil 7.29 : Sistemdeki enerji talebinin azaltılmasıyla tıkanıklığın çözüldüğü sistem modeli.

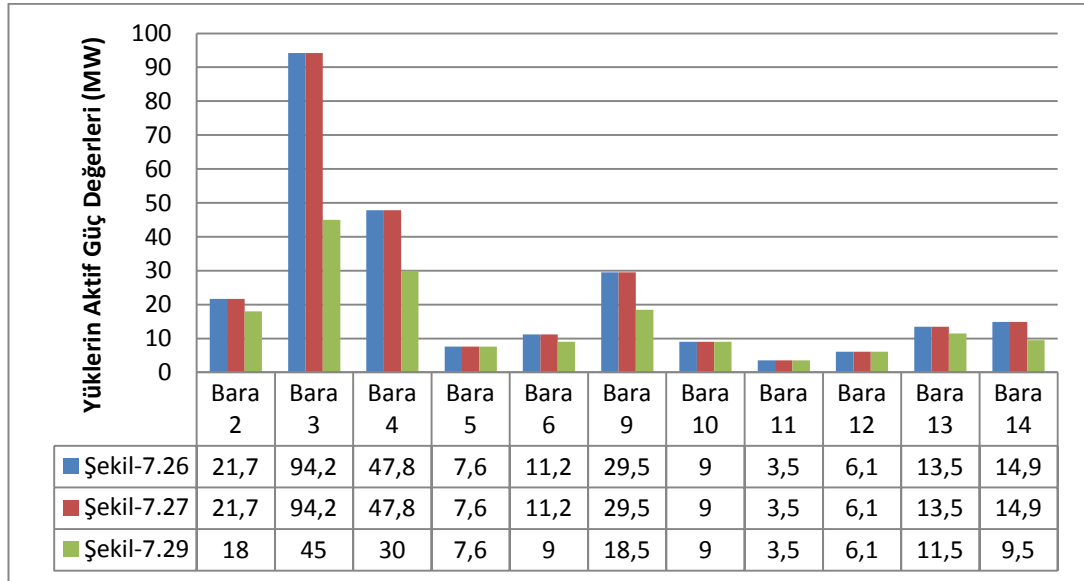
Sistemde en ciddi yük kesintisi 48% gibi bir oranla 3. baradaki yükte meydana gelmiştir. 3. bara daha önce de belirtildiği gibi generatörün devre dışı kaldığı ve 2. baradaki generatörün 3. baraya güç akışı sağladığı iletim hattının kesildiği baradır. İletim hattı ve generatörün devre dışı kalması ile yüke enerji iletilmesi için sadece 3 ve 4 numaralı baralar arasındaki iletim hattı devrede kalmıştır. Bu hattın taşıma kapasitesinin 3. baradaki yükün talep değerinden düşük olması nedeniyle bu baradaki yükte büyük oranda kesinti yapılmıştır.

Çizelge 7.20' de tıkanıklığın ortadan kaldırıldığı durum için marjinal bara fiyatları ve bileşenleri görülebilmektedir. Tıkanıklık ortadan kaldırıldığı için baraların tıkanıklık bileşenleri sıfırdır. Toplam marjinal maliyet Şekil-7.27' de 5891,272 TL/h iken tıkanıklığın giderilmesi ve yüklerin azaltılmasıyla Şekil 7.29' da 3780,800 TL/h' e düşmüştür. Ayrıca Çizelge 7.20' den de görülebileceği gibi marjinal bara fiyatları negatif değerler almıştır. Negatif değerler almasının nedeni bölüm 7.3' de anlatılmıştır.

Çizelge 7.20 : Şekil 7.29'daki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

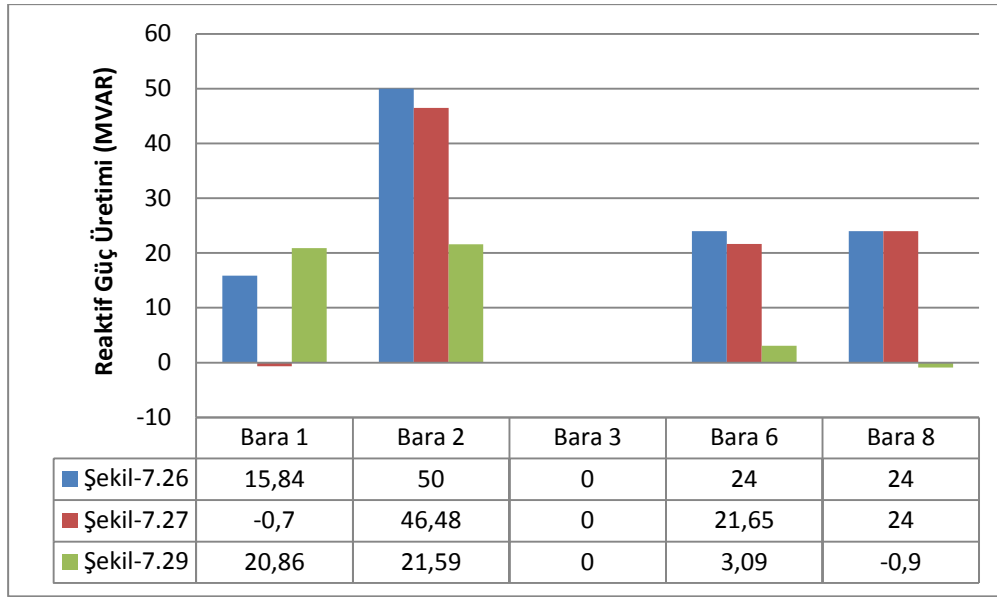
Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	-1,77	-1,77	0	0
2	IEEE14	-1,8	-1,77	0	-0,03
3	IEEE14	-2	-1,77	0	-0,23
4	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
5	IEEE14	-1,84	-1,77	0	-0,07
6	IEEE14	-1,83	-1,77	0	-0,06
7	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
8	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
9	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
10	IEEE14	-1,87	-1,77	0	-0,1
11	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
12	IEEE14	-1,86	-1,77	0	-0,09
13	IEEE14	-1,87	-1,77	0	-0,1
14	IEEE14	-1,89	-1,77	0	-0,12

Sistemdeki tıkanıklığın düzeltilmesi için baralardaki yük miktarlarındaki azalmalar Şekil 7.30' da görülebilmektedir. Toplam yük 259 MW' dan 167,77 MW' a düşürülmüştür.



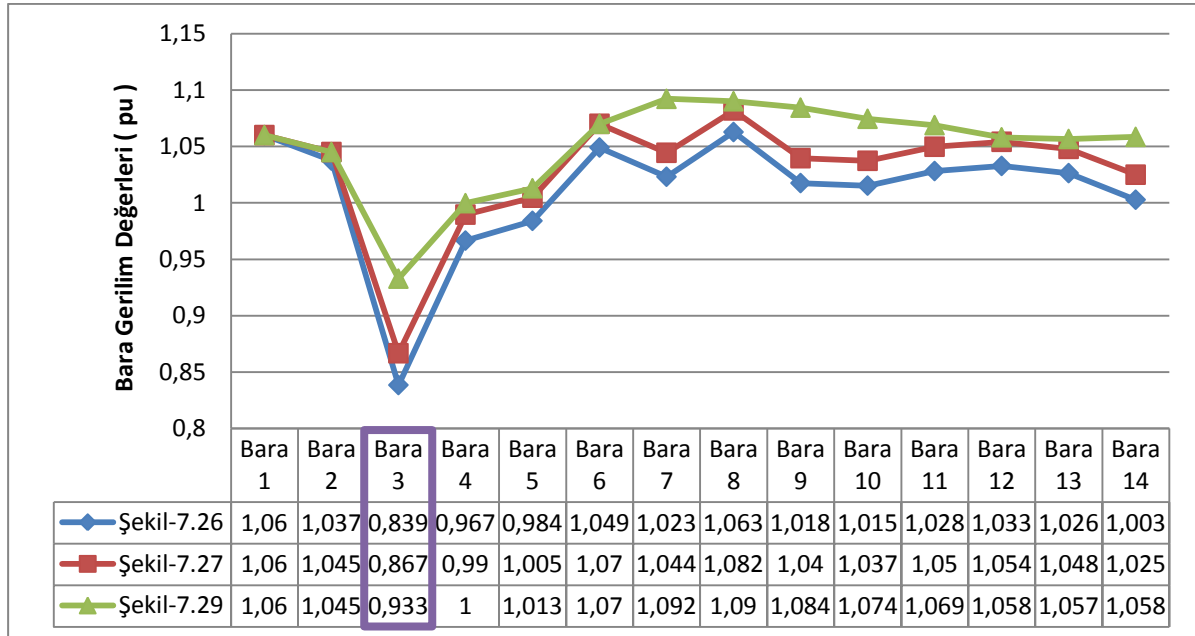
Şekil 7.30 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için sistemdeki yüklerin aktif güç değişimleri.

Sistemdeki generatörlerin reaktif güç çıkışlarındaki değişimler ise Şekil 7.31' de gösterilmiştir.

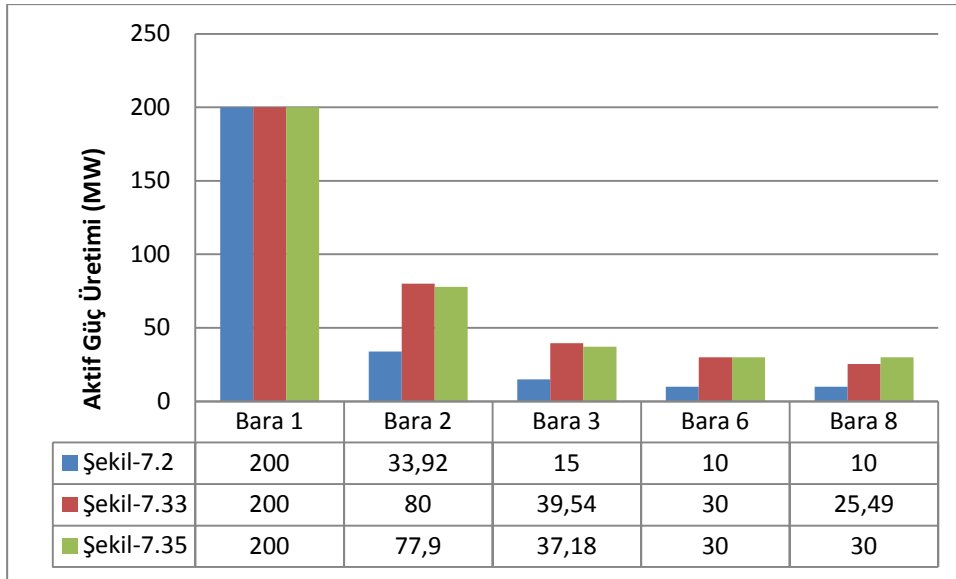


Şekil 7.31 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.32’ den de görülebileceği gibi iletim hattı ve generatörün devre dışı kaldığı 8. baradaki gerilim minimum limit değeri 0,9 pu altında kaldığı için gerilim kaynaklı zorlanma meydana gelmiştir. Sistemdeki yüklerin azaltılması ve transformatörlerin kademe kontrolü ile bara gerilimleri normal işletme koşullarına getirilmiştir.



Şekil 7.32 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.



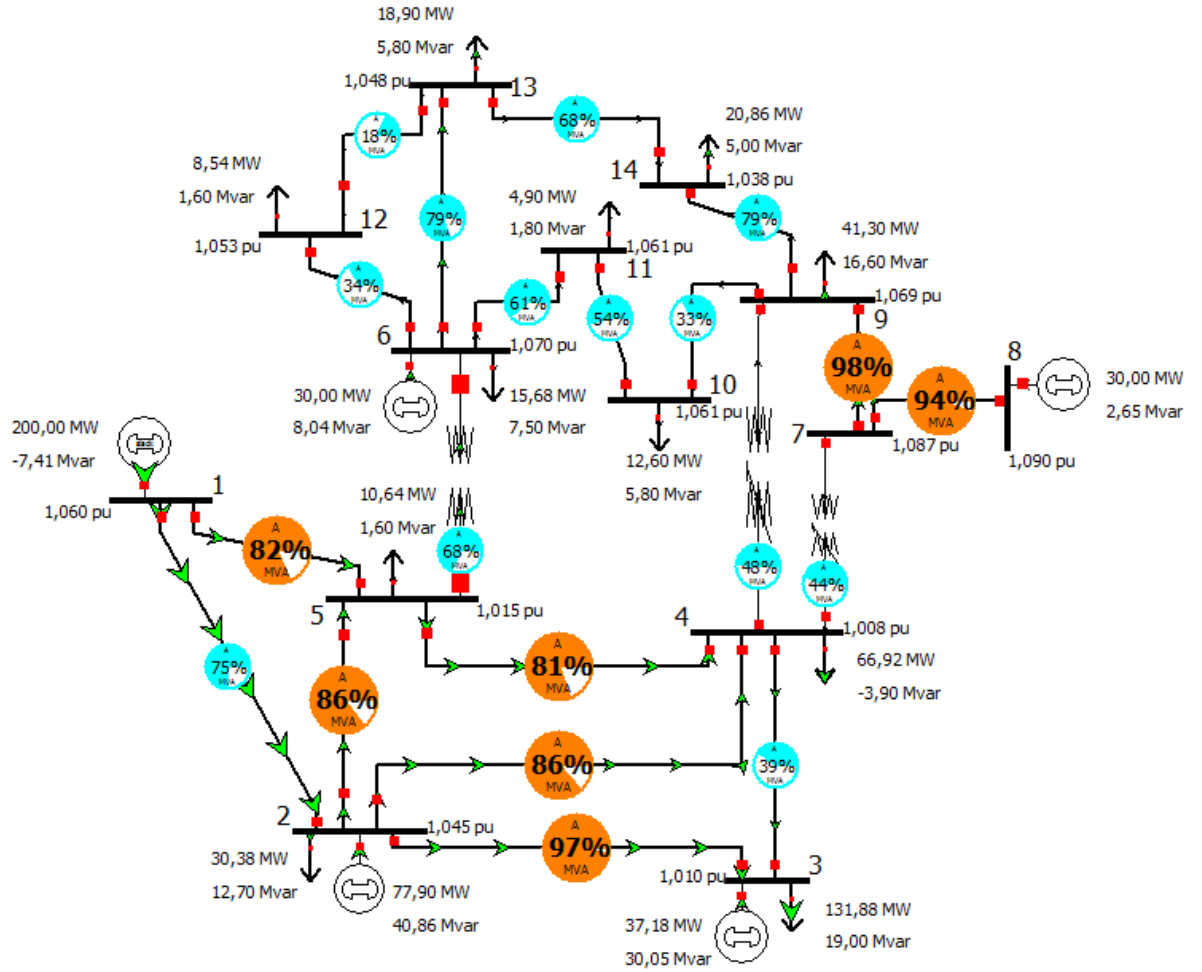
Şekil 7.34 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin aktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.2’ deki sistemde toplam üretim maliyeti 5372,381 TL/h iken yük talebindeki artıştan sonra toplam üretim maliyeti 8677,182 TL/h yükselmiştir. Çizelge 7.21’de artan yük talebi durumunda marjinal bara fiyatları ve bileşenleri gösterilmiştir.

Çizelge 7.21 : Şekil 7.33’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	42,12	42,12	0	0
2	IEEE14	44	42,12	0	1,88
3	IEEE14	47,5	42,12	0,05	5,33
4	IEEE14	46,99	42,12	0,45	4,43
5	IEEE14	45,97	42,12	0,24	3,62
6	IEEE14	45,61	42,12	0,04	3,45
7	IEEE14	47,38	42,12	0,73	4,53
8	IEEE14	35	42,12	-11,65	4,53
9	IEEE14	47,81	42,12	1,09	4,6
10	IEEE14	47,87	42,12	0,98	4,78
11	IEEE14	46,99	42,12	0,53	4,34
12	IEEE14	46,7	42,12	0,1	4,49
13	IEEE14	47,23	42,12	0,24	4,87
14	IEEE14	49,09	42,12	0,87	6,11

Şekil 7.35’ de 14 baralı IEEE sisteminde bulunan transformatörlerden 5 - 6 ve 7 - 10 numaralı baralar arasındaki transformatörlerin kademe kontrolü yapılarak sistemdeki tıkanıklığın azaltıldığı gösterilmiştir.



Şekil 7.35 : Transformatörlerin kademe kontrolü ile tıkanıklığın azaltıldığı sistem modeli.

Transformatörlerin kademe oranları, amaç fonksiyonunu minimize etmek için power world Simulator programıyla Çizelge 7.22’ deki gibi ayarlanmıştır.

Çizelge 7.22 : Şekil 7.35’ deki transformatörlerin kademe oranları.

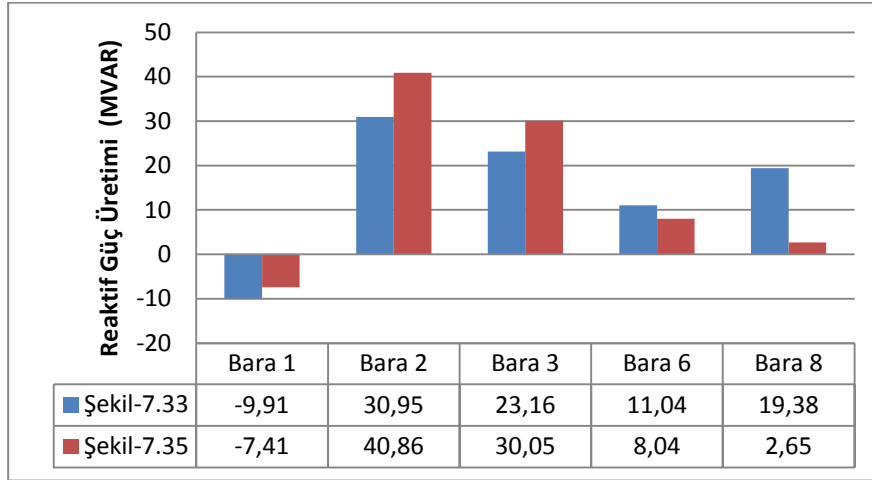
Baradan	Baraya	Kontrol Tipi	Kademe Oranı
4	7	LTC	0,900
4	9	LTC	0,969
5	6	LTC	0,932

Kademe kontrolü reaktif gücü kontrol ederek sistem kayıplarını azaltmaktadır. Aktif ve reaktif güç birbirinden tamamen ayırtılamayacağı için reaktif gücün kontrolü aktif gücün kontrolüne de yardımcı olmaktadır. Böylelikle toplam sistem maliyeti 8677,182 TL/h’ den 8649,560 TL/h ye düşürülmüştür. Fakat beklenen gerçekleşmiş ve ciddi bir azalma sağlanamamıştır. Çizelge 7.23’ de tıkanıklığın azaltıldığı duruma ait marjinal bara maliyetleri ve bileşenleri gösterilmiştir.

Çizelge 7.23 : Şekil 35’deki sisteme ait marjinal bara fiyatları ve bileşenleri.

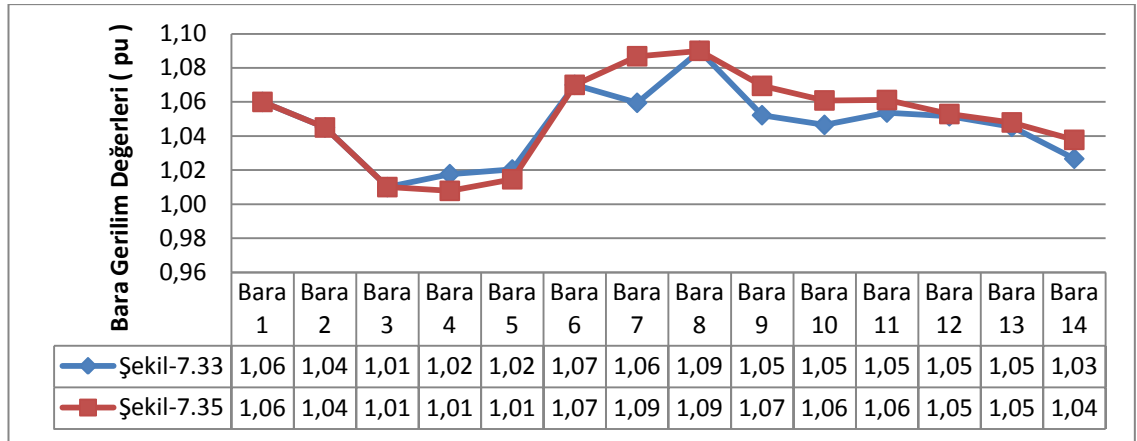
Bara No	Alan Adı	MW Marjinal Maliyet	Enerji TL/MWh	Tıkanıklık TL/MWh	Kayıp TL/MWh
1	IEEE14	33,67	33,67	0	0
2	IEEE14	34,72	33,67	-0,48	1,52
3	IEEE14	47,5	33,67	9,48	4,35
4	IEEE14	39,69	33,67	2,5	3,51
5	IEEE14	38,4	33,67	1,87	2,85
6	IEEE14	40,01	33,67	3,6	2,74
7	IEEE14	36,96	33,67	-0,3	3,59
8	IEEE14	37	33,67	-0,26	3,59
9	IEEE14	44,1	33,67	6,79	3,63
10	IEEE14	43,76	33,67	6,31	3,77
11	IEEE14	42,13	33,67	5,02	3,43
12	IEEE14	41,14	33,67	3,9	3,57
13	IEEE14	41,74	33,67	4,2	3,87
14	IEEE14	44,38	33,67	5,89	4,81

Şekil 7.36’ da kademe değiştiricili transformatörlerin reaktif güç üzerindeki etkileri gösterilmiştir.



Şekil 7.36 : Tıkanıklığın düzeltilmesi için üretimin yeniden planlanması sonucu generatörlerin reaktif güç çıkışı değişimi.

Şekil 7.37’ de ise reaktif güç kontrolünün sistem gerilimleri üzerindeki etkisi gösterilmiştir. Gerilim değişimleri özellikle transformatörlerin bağlı olduğu 4, 7 ve 9 numaralı baralarda belirgin bir şekilde görülebilmektedir.



Şekil 7.37 : Sistemdeki baralara ait gerilim değerlerindeki değişimler.

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Optimal güç akışının temel amacı, sistem güvenliğini sürdürürken, güç sisteminin yük talebini karşılamak için gereken maliyetin minimize edilmesidir. OPF açısından bakıldığında sistem güvenliğinin sürdürülmesi, güç sistemi içerisindeki her ekipmanın kararlı halde iken istenen işletme aralığında tutulması gerekmektedir. Bu durum sistemdeki bara gerilimlerinin belirtilen aralıklarda tutulmasının yanı sıra generatörlerin maksimum ve minimum çıkışlarını, iletim hatları ve transformatörler üzerindeki maksimum güç limitlerini içermektedir.

‘Güç Sistemlerinde Tıkanıklık Durumlarında Bara Fiyatlarının Güvenlik Kısıtlı Optimal Güç Akışı Yöntemi İle İncelenmesi’ başlıklı bu tez kapsamında, Powerworld Simulator programı kullanılarak yapılan olağandışı durum analizleri sonucunda sistemde belirlenen 110 olağandışı durum arasında en kötü durumlar seçilmiştir. Seçilen durumlar ve sistemdeki yükün enerji talebinin 40% arttırıldığı durum power world programında modellenerek incelenmiştir. Yapılan analizler sonucunda meydana gelen olağandışı durumlarda iletim hatları ve transformatörlerin termal limitlerinin aşıldığı, aynı zamanda düşük gerilim kaynaklı zorlanmalar meydana geldiği görülmüştür. Bu durumlarda marjinal bara fiyatlarının sistemdeki zorlanmalardan dolayı tıkanıklık bileşeninin artması sebebiyle ciddi oranda arttığı görülmüştür.

Ayrıca Doğrusal güç akış modeli kullanılarak hesaplanan iletim hattı açması durumunda dağılım faktörleri (LODF) ve üretim değişimi dağılım faktörleri (GSDF) matrisleri Power World programı ile hesaplanmıştır. Bu faktörler de generatörün yada iletim hattının devre dışı kalması ile oluşan tekil olağandışı durum analizi için kullanılmıştır.

İletim tıkanıklığı oluşan sistemlerde güvenlik kısıtlı optimal güç akışı yöntemiyle üretimin yeniden planlanması, transformatörlerin kademe kontrolü, yüklerin azaltılması ve anahtarlama paralel devre elemanları kullanılarak sistemdeki tıkanıklık problemleri çözülmüştür. Yük kesintisi sistemde istenmeyen bir durumdur.

Fakat sistemdeki tıkanıklık yukarıda belirtilen diğer yöntemlerle çözülemediği durumlarda en son çözüm yöntemi olarak uygulanmıştır.

Transformatörlerin kademe kontrolü ve anahtarlamalı paralel devre elemanları ile reaktif güç kontrolünün bara gerilimleri üzerindeki etkisi görülmüştür. Reaktif gücün kontrolü aktif gücün kontrolünede yardımcı olduğu için sistemdeki tıkanıklığın azaltılmasına ve aynı zamanda sistem maliyetinin de azda olsa azaltılmasına yardımcı olmuştur.

İncelenen her durum için üretimin yeniden planlanması sonucu sistemdeki aktif ve reaktif güç değişimleri ve değişimlerin sistemdeki zorlanmalar üzerindeki etkisi görülmüştür. Sistemde tıkanıklık sebebiyle yük azaltılan durumlar için yüklerin değişimlerinin sistem üzerindeki etkileride incelenmiştir.

Şebekedeki farklı kısıtlamaların bara fiyatlarını nasıl etkilediğinin bilinmesi sistem operatörü için çok önemlidir ve bu bilgi sayesinde sistem operatörü tıkanıklığı düzenlemek için doğru kararı verebilir.

KAYNAKLAR

- [1] **Granadas R.** (2005). *Optimal Power Dispatch And Pricing For Deregulated Power Industry*, Pondicherry University.
- [2] **Swami A.** (2013). Transmission Congestion Impacts on Electricity Market:An Overview, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, p. 2.
- [3] **Kirby B. J., Van Dyke J. W.** (2002). Congestion Management Requirements, Methods and Performance Indices, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge.
- [4] **Ihrig A. B.** (2002). Congestion In The Iso-Ne Electricity Markets, *University of Illinois, Urbana*.
- [5] **Sweppe F. C.** (1988), M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn, Spot Pricing of Electricity, Boston.
- [6] **Ott A. L.** (2003). Experience with PJM market operation, system design, and implementation, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.18, pp. 528-534.
- [7] **Weber J. D.** (1995). Implementation Of A Newton-Based Optimal Power Flow Into A Power System Simulation Environment, *University of Wisconsin*.
- [8] **Hans Glavitsch R. B.** , *Optimal Power Flow Algorithms*, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich.
- [9] **Filik Ü. B., Kurban M.** (2007). Türkiye'deki 22 Baralı 380 kV'luk Güç Sistemi İçin Ekonomik Dağıtım Ve Optimal Güç Akışı Yöntemlerinin Karşılaştırmalı Analizi, *Mühendislik Bilimleri Dergisi* , cilt (3), no. 13 , pp. 369-378.
- [10] **Treinen R.** (2005). Locational Marginal Pricing (LMP):Basics of Nodal Price Calculation, *California ISO*, California.
- [11] **Ramachandran P., Senthil R.** (2010). Locational marginal pricing approach to minimize congestion in restructured power market, *Journal of Electrical and Electronics Engineering Research*, cilt 2, no. 6, pp. 143-153.
- [12] **PJM Interconnection**, (2015). Locational Marginal Pricing. www.pjm.com. (erişim tarihi: 12.06.2015).
- [13] **Shane Rourke B.E.** (2003). Locational Marginal Pricing of Electricity, *University College Dublin*.
- [14] **Manikamdan R., Bhoopathi M., Saravanakumar R.** (2014). Locational Marginal Pricing Framework In Secured Dispatch Scheduling Under Contingency Condition, *International Journal of Research in Engineering and Technology*, cilt 3, no. 7.
- [15] **Krause T.** (1997). Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized

Electricity Markets Applying Agent Based Computational Economics,
Swiss Federal Institute Of Technology, Zurich.

- [16] **National Programme on Technology Enhanced Learning (NPTEL).** Calculation Of Available Transfer Capability (ATC). <http://www.nptel.ac.in/courses/108101005/20> (erişim tarihi:05.06 2015).
- [17] **Souag S., Benhamida F., Belhachem R.** (2013). Sensitivity Factor For Power System Security Analysis Using Labview, *University of Djillali, Sidi-Bel-Abbes.*
- [18] **Shahidehpour M., Yamin H., Li Z.** (2002). Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management, John Wiley&Sons, New York.
- [19] **Danitz F, Rudnick H., Zolezzi J., Watts D.,** Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems. <http://web.eng.puc.cl/power/paperspdf/danitzrudnick116.pdf> (erişim tarihi: 28.06.2015)
- [20] **Reliability First.** Midwest Reliability Organization-ReliabilityFirst-SERC-Southwest Power Pool (MRSS), 2015. www.rfirst.org. (erişim tarihi: 10.07.2015)
- [21] **Šošić D., Škokljević I.** (2014). Features of Power Transfer Distribution Coefficients in power System Networks, *Infoteh-Jahorina.*
- [22] **University of Washington.** 14 Bus Power Flow Test Case. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. (erişim tarihi:05.03 2015).
- [23] **Vasant P.** (2013), Meta-Heuristics Optimization Algorithms in Engineering, Business, Economics and Finance.
- [24] **Manikandan R., Bhoopathi M.** (2013). Contingency Analysis in Deregulated Power Market, *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, cilt 2, no. 12.
- [25] **Mishra V. J., Khardenvis M. D.** (2012). Contingency Analysis of Power System, *International Journal of Computer Applications*, India.
- [26] **Power World Corporation,** Can i have negative marginal prices? <http://www.powerworld.com/knowledge-base>. (erişim tarihi: 07.20.2015).
- [27] **Parnandi S., Schoder K., Feliachi A.,** Power Market Analysis Tool For CongestionManagement.
- [28] **Singh S.** (2012). Impact of FACTS Devices on Transmission Congestion Charges in LMP-based Market, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, cilt 2, no. 9.
- [29] **Singh S.** (2012). Power Tracing in a Deregulated Power System : IEEE 14-Bus Case, *Int. J. Computer Technology & Applications*, pp. 887-894, Indian.

ÖZGEÇMİŞ



AdSoyad : Özge GÜREL

Doğum Yeri ve Tarihi : Bursa, 12.03.1987

E-Posta : ozge.gurel@outlook.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2011, Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği