İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ENERJİSİ ALIŞVERİŞLERİNDE KARŞILAŞILAN İLETİM YETERLİLİĞİ PROBLEMİNİN ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ KULLANILARAK İNCELENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elk. Müh. Alper BULUT

Anabilim Dalı: ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ

Programı: ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ

HAZİRAN 2008

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ENERJİSİ ALIŞVERİŞLERİNDE KARŞILAŞILAN İLETİM YETERLİLİĞİ PROBLEMİNİN ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ KULLANILARAK İNCELENMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elk. Müh. Alper BULUT
(504061002)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 5 Mayıs 2008
Tezin Savunulduğu Tarih : 10 Haziran 2008

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU
Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Ayşen DEMİRÖREN (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Mehmet BAYRAK (SAÜ)

HAZİRAN 2008

ÖNSÖZ

Elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılandırılmasına bağlı olarak, ülkeler/bölgeler arası elektrik alışverişlerinin artmasıyla, iletim şıkışıklığı teriminin farklılaştığını, literatürde iletim sıkışıklığının yönetimine ilişkin farklı modellerin oluşturulduğunu, iletim sıkışıklığı analizine yönelik şebeke duyarlılık faktörlerinin, mevcut sistem ihtiyaçlarına bağlı olarak gelişme halinde olduğunu, *N*-1 çalışma koşullarında operatörler tarafından sistemin hızlı ve doğru bir şekilde analiz edilmesinin büyük önem kazandığını, hem şebeke duyarlılık faktörlerinin hem de iletim sıkışıklığının yönetiminde farklı modellerin geliştirilmesine yönelik bilimsel çalışmaların devam ettiğini gözlemledim.

Lisans eğitimimin son iki yılından günümüze kadar, tavsiyeleri ve rehberliği sayesinde hayata biraz daha farklı bakabilmemi sağlayan, çalışmalarımı kolaylaştıran, beni sürekli daha iyisini yapmaya teşfik eden ve bir danışman hocadan çok bana bir arkadaş bir ağabey gibi yaklaşan, tez çalışmam süresince bana her türlü desteği veren değerli hocam Doç. Dr. Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU'na teşekkürü bir borç bilirim.

Aynı çatıyı paylaştığımız yedi yıl boyunca öğrenimime katkılarından dolayı emeği geçen tüm hocalarıma teşekkür ederim.

Beni ben yapan aileme hayatım boyunca her koşulda verdikleri destek ve sevgi için ne kadar teşekkür etsem azdır.

Bu tezi anneanneme ithaf ediyorum. Her zaman yanımda olman dileğiyle.

Haziran 2008 Alper BULUT

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ ii

KISALTMALAR v

TABLO LİSTESİ vi

ŞEKİL LİSTESİ vii

SEMBOL LİSTESİ viii

ÖZET xii

SUMMARY xiii

1. GİRİŞ 1

2. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN YAPISAL EVRİMİ 4

2.1 Sektöre Egemen Olan Eğilimler 4

2.1.1 1870-1920 Dönemi 4

2.1.2 1920-1945 Dönemi 5

2.1.3 1945-1970 Dönemi 5

2.1.4 1970-1980 Dönemi 6

2.1.5 1980-1990 Dönemi 6

2.1.6 1990'lı Yıllar 7

2.2 Yeniden Yapılanma Öncesi ve Sonrasında Yapısal Modeller 8

2.2.1 Dikey Birleşen Tekelci Model 8

2.2.2 Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli 9

3. YENİDEN YAPILANMA SONRASINDA ÖNE ÇIKAN ŞEBEKE SORUNLARI 12

3.1 İletim Sıkışıklığı 13

3.2 İletim Sıkışıklığının Yönetimi 14

3.2.1 Optimal Güç Akışı Modeli 15

3.2.2 Bölgesel Fiyatlandırmayı Temel Alan Model 16

3.2.3 Elektrik Alışverişlerini Temel Alan Model 17

4. İLETİM YETERLİLİĞİNİN ANALİZİNDE KULLANILAN ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ 19

4.1 Doğrusal Güç Akışı Modeli 20

4.2 Şebeke Duyarlılık Faktörleri 21

4.2.1 Üretim Değişiminin Dağılımı 23

4.2.2 Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı 28

4.2.3 Baralar Arasındaki İletimin Değişmesi Durumunda Dağılım 29

4.2.4 İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım 31

4.2.5 Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı 38

4.2.6 Üretim - İletim Dağılımı 38

4.2.7 Şebeke Duyarlılık Faktörlerinin Kullanımı 40
5. KULLANILABİLİR İLETİM YETERLİLİĞİNİN BELİRLENMESİ 45
5.1 Toplam İletim Yeterliliği 46
5.2 İletim Güvenilirlik Sınırı 48
5.3 Kapasite Fayda Sınırı 48
5.4 ATC Hesabına Yönelik Temel Yaklaşımlar 49
5.5 Doğrusal Güç Akışı Modeli Kullanılarak ATC Hesabı 50
5.5.1 Normal İşletme Koşulları 51
5.5.2 İletim Hattı Açması Durumu 52
6. ÖRNEK SİSTEM ÜZERİNDEKİ UYGULAMALAR 55
7. SONUÇLAR 67
KAYNAKLAR 70
ÖZGEÇMİŞ 75

KISALTMALAR

ATC : Kullanılabilir İletim Yeterliliği (Available Transfer Capability)
CBM : Kapasite Fayda Sınırı (Capacity Benefit Margin)
CCGT : Birleşik Gaz Çevrim Türbini (Combined Cycle Gas Turbine)
CPF : Ardıl Güç Akışı (Continuation Power Flow)
FERC : Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (Federal Energy Regulatory Commission)
GGDF : Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı Faktörleri (Generalized Generation Distribution Factors)
GLDF : Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı Faktörleri (Generalized Load Distribution Factors)
GSDF : Üretim Değişiminin Dağılımı Faktörleri (Generation Shift Distribution Factors)
LATC : Doğrusal Kullanılabilir İletim Yeterliliği (Linear Available Transfer Capability)
LODF : İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım Faktörleri (Line Outage Distribution Factors)
NORDEL : Kuzey Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Organizasyonu (Organisation for the Nordic Transmission System Operators)
OASIS : Açık Giriş Eş-Zamanlı Bilgi Sistemi (Open Access Same-time Information System)
OPF : Optimal Güç Akışı (Optimal Power Flow)
OTDF : Üretim–İletim Dağılımı Faktörleri (Outage Transfer Distribution Factors)
PJM : Pennsylvania–New Jersey–Maryland
PTDF : Güç İletim Dağılımı Faktörleri (Power Transfer Distribution Factors)
RPF : Yinelemeli Güç Akışı (Repeated Power Flow)
TRM : İletim Güvenilirlik Sınırı (Transmisson Reliability Margin)
TTC : Toplam İletim Yeterliliği (Total Transfer Capability)

TABLO LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 2.1 Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihsel Süreçte Değişimi 7
Tablo 4.1 Şebeke Duyarlılık Faktörlerinin Karşılaştırılması 42
Tablo 5.1 ATC Hesap Yöntemlerinin Karşılaştırılması 50
Tablo 6.1 Bara Verileri 55
Tablo 6.2 İletim Hattı Verileri 55
Tablo 6.3 PTDF Faktörleri 58
Tablo 6.4 İletim Hattı Kısıtlılığı 59
Tablo 6.5 GSDF Faktörleri 62
Tablo 6.6 GSDF Değerlerinin Karşılaştırılması 63
Tablo 6.7 MATLAB'da Hesaplanan GSDF Değerleri 63
Tablo 6.8 LODF Faktörleri 65
Tablo 6.9 LODF Değerlerinin Karşılaştırılması 66
Tablo 6.10 MATLAB'da Hesaplanan LODF Değerleri 66

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 2.1: Dikey Birleşen Tekelci Model 9
Şekil 2.2: Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli 10
Şekil 2.3: Tekelci Yapı ile Perakende Satış Rekabetine Dayalı Modelin Karşılaştırması 11
Şekil 2.4: Perakende Satış Rekabetinin İşleyişi 11
Şekil 4.1: Dört Baralı Sistem 22
Şekil 4.2: GSDF Faktörlerinin Örneklemesi 24
Şekil 4.3: Bölgeler Arasında Gerçekleşen Elektrik Alışverişleri 29
Şekil 4.4: LODF Faktörlerinin Örneklemesi 32
Şekil 4.5: OTDF Faktörlerinin Örneklemesi 39
Şekil 5.1: TTC Değerleri Üzerindeki Sınırlayıcı Limitler 47
Şekil 6.1: Doğrusal Güç Akışı Analizinin Sonuçları 56
Şekil 6.2: İletim Hatlarının Yüklenme Düzeyleri 57
Şekil 6.3: PTDF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma 59
Şekil 6.4: ATC Değerlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma 60
Şekil 6.5: Ek Elektrik Enerjisi Alışverişinde İletim Hatlarının Yüklenme Düzeyleri 61
Şekil 6.6: GSDF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma 64
Şekil 6.7: LODF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma 65

SEMBOL LİSTESİ

$\boldsymbol{ATC_{mn}}$	**:** $m-n$ bölgeleri arasındaki kullanılabilir iletim yeterliliği.
$\boldsymbol{ATC_{mn,rs}}$	**:** $r-s$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında m bölgesinden n bölgesine kullanılabilir iletim yeterliliği.
$\boldsymbol{B_x}$	**:** Bara suseptans matrisi.
$\boldsymbol{B_x^{-1}}$	**:** İndirgenmiş bara suseptans matrisi.
$\boldsymbol{B_{ii}}$	**:** Bara suseptans matrisinin köşegen elemanları.
$\boldsymbol{B_{ij}}$	**:** Bara suseptans matrisinin köşegen dışı elemanları.
$\boldsymbol{\gamma_{ju}}$	**:** u üretim birimi devre dışı kaldığında j üretim biriminin yüklenme orantı faktörü.
$\boldsymbol{dp_l}$	**:** l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{d\theta_i}$	**:** i barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{d\theta_j}$	**:** j barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{dP_m}$	**:** m bölgesinin aktif güç üretimindeki değişim.
$\boldsymbol{dP_n}$	**:** n bölgesinin aktif güç üretimindeki değişim.
$\boldsymbol{dP_u}$	**:** u barasının aktif güç üretimindeki değişim.
$\boldsymbol{\Delta p_l}$	**:** l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta\theta}$	**:** Bara açılarındaki değişim.
$\boldsymbol{\Delta\theta_i}$	**:** i barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta\theta_j}$	**:** j barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta\theta_m}$	**:** m barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta\theta_n}$	**:** n barasındaki açı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P}$	**:** Bara aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_m}$	**:** m barasındaki aktif güç değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_n}$	**:** n barasındaki aktif güç değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_u}$	**:** u barasındaki aktif güç üretim değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_{ij}}$	**:** l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_{ij}}$	**:** Sisteme verilen ek aktif güce bağlı olarak l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_{rs}}$	**:** Sisteme verilen ek aktif güce bağlı olarak k iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi.
$\boldsymbol{\Delta P_{ij,rs}}$	**:** Sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki l iletim hattındaki aktif güç akışının değişimi.
$\boldsymbol{\delta_{i,mn}}$	**:** $n-m$ baraları arasındaki güç akışına bağlı olarak i barasına ait duyarlılık faktörü.
$\boldsymbol{\delta_{j,nm}}$	**:** $n-m$ baraları arasındaki güç akışına bağlı olarak j barasına ait duyarlılık faktörü.
$\boldsymbol{P_l}$	**:** l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_l^0}$ **:**Doğrusal güç akışı analizi sonucunda hesaplanan l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{i,j}^0}$ **:** u barasında ΔP_u aktif gü. üretim değişimi ve $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında $i-j$ baraları arasındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{\widetilde{\widetilde{P}}_{i,j}}$ **:** $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı.

$\boldsymbol{p_l^0}$ **:** u barasındaki generatör devre dışı kalmadan önce l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{p_k^o}$ **:** k iletim hattı açmadan önce, hat üzerindeki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{\widehat{p}_l}$ **:** u barasındaki generatör devre dışı kaldığında l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{\widehat{p}_{l,k}}$ **:** k iletim hattı açtığında, l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{p_{l,k}^o}$ **:** k iletim hattı açmadan önce, l iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{G_u}$ **:** u barasındaki toplam aktif güç üretimi.

$\boldsymbol{GGDF_{l,r}}$ **:** Referans baradaki üretim birimine ilişkin, l iletim hattının GGDF faktörü

$\boldsymbol{GGDF_{l,u}}$ **:** u barasındaki üretim birimine ilişkin, l iletim hattının GGDF faktörü.

$\boldsymbol{GLDF_{l,r}}$ **:** Referans barada talep artışı durumunda, l iletim hattının GLDF faktörü.

$\boldsymbol{GSDF_{l,u}}$ **:** u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörü.

$\boldsymbol{GSDF_{l,y}}$ **:** y barasındaki talep artışı durumunda, l iletim hattının GSDF faktörü.

$\boldsymbol{GSDF_{mn,u}}$ **:** u barasındaki aktif güç üretim değişiminin, $m-n$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi.

$\boldsymbol{GSDF_{ij,u}}$ **:** u barasındaki aktif güç üretim değişiminin $i-j$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi.

$\boldsymbol{\theta}$ **:** Bara açısı.

$\boldsymbol{\theta_i}$ **:** i barasının açısı.

$\boldsymbol{\theta_j}$ **:** j barasının açısı.

$\boldsymbol{\theta_n}$ **:** k iletim hattı açmadan önce n barasının açısı.

$\boldsymbol{\theta_m}$ **:** k iletim hattı açmadan önce m barasının açısı.

$\boldsymbol{\widetilde{\theta}_n}$ **:** k iletim hattı devre dışı kaldığında n barasının açısı.

$\boldsymbol{\widetilde{\theta}_m}$ **:** k iletim hattı devre dışı kaldığında m barasının açısı.

$\boldsymbol{K}$ **:** Üretim birimi sayısı.

$\boldsymbol{l}$ **:** İletim hattı numarası.

$\boldsymbol{L_y}$ **:** y barasındaki toplam talep.

$\boldsymbol{LODF_{l,k}}$ **:** k iletim hattı devre dışı kaldığında, l iletim hattının dağılım faktörü.

$\boldsymbol{LODF_{ij,mn}}$ **:** $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi.

$\boldsymbol{LODF_{ij,rs}}$ **:** $r-s$ baraları arasındaki k iletim hattı devre dışı kaldığında, $i-j$ baraları arasındaki l iletim hattının dağılım faktörü.

$\boldsymbol{m,n}$ **:** Artan üretim-tüketimin, giriş ve çıkış bölge numaraları.

$\boldsymbol{N}$ **:** Bara sayısı.

$\boldsymbol{i,j}$ **:** İzlenen l iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar.

$\boldsymbol{OTDF_{ij,mn}}$ **:** u barasındaki aktif güç üretimin değişmesi ve $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında, $i-j$ baraları arasına ilişkin kesinti iletim dağılım faktörü.

$\boldsymbol{P}$: Bara aktif güç değeri.

$\boldsymbol{P_i}$: i barasındaki net aktif güç.

$\boldsymbol{P_{ij}}$: i barasını j barasına bağlayan iletim hattındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{nm}}$: k iletim hattı açmadan önce, $n-m$ baraları arasındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_k^{mak}}$: k. üretim birimi için en yüksek aktif güç değeri.

$\boldsymbol{P_u^0}$: Başlangıç koşullarında u barasındaki aktif güç üretimi.

$\boldsymbol{P_{ij}^0}$: Başlangıç durumdaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{ij}^0}$: Arıza öncesi durumda $i-j$ baraları arasındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{ij}^{yeni}}$: $i-j$ baraları arasındaki iletim hattı için hesaplanan yeni aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{ij}^{mak.}}$: $i-j$ baraları arasındaki iletim hattının maksimum aktif güç akışı sınır değeri.

$\boldsymbol{P_{mn}^{ek}}$: Sisteme eklenen aktif güç miktarı.

$\boldsymbol{P_{ij,rs}^{mak.}}$: $i-j$ baraları arasındaki iletim hattının, k iletim hattı açmış iken aktif güç akışı sınır değeri.

$\boldsymbol{P_{ij,rs}^{yeni}}$: Sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, $r-s$ baraları arasındaki k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{ij,rs}^{yeni}}$: Sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı.

$\boldsymbol{P_{mn,ij}^{mak.}}$: $i-j$ baraları arasındaki iletim hattındaki kısıtlılığa bağlı olarak, m bölgesinden n bölgesine iletilebilecek maksimum aktif güç miktarı.

$\boldsymbol{P_{mn,ij,rs}^{mak.}}$: Arıza durumunda m bölgesinden n bölgesine iletilebilecek maksimum aktif gücün, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattının devre dışı kalması kısıtlılığına bağlı olarak ifadesi.

$\boldsymbol{\widetilde{P}_{nm}}$: k iletim hattı devre dışı kaldığında $n-m$ baraları arasındaki aktif güç akışı.

$\boldsymbol{PTDF_{ij,mn}}$: m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü.

$\boldsymbol{PTDF_{ij,mn}}$: m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü.

$\boldsymbol{PTDF_{rs,mn}}$: m bölgesinden n bölgesine, r barasını s barasına bağlayan k iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü.

$\boldsymbol{TTC_1}$: Fiziksel ve elektriksel sınırlamalar göz önüde alındığında iletim yeterliliği.

$\boldsymbol{TTC_2}$: Paralel hatlardaki güç akışı göz önüde alındığında iletim yeterliliği.

$\boldsymbol{r, s}$: İzlenen k iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar.

$\boldsymbol{X_{im}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin i. satır m. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{in}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin i. satır n. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{iu}}$: (4.12) eşitliğinden elde edilen $\Delta\theta$ vektörünün i. elemanı.

$\boldsymbol{X_{jm}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin j. satır m. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{jn}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin j. satır n. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{ju}}$: (4.12) eşitliğinde elde edilen $\Delta\theta$ vektörünün j. elemanı.

$\boldsymbol{X_{mm}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır m. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{mn}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır n. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{nm}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır m. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{X_{nn}}$: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır n. sütunundaki eleman.

$\boldsymbol{x_k}$: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı.

$\boldsymbol{x_l}$: i barasını j barasına bağlayan l iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı.

$\boldsymbol{x_{ij}}$: i barasını j barasına bağlayan iletim hattının birim değer cinsinden reaktansı.

ELEKTRİK ENERJİSİ ALIŞVERİŞLERİNDE KARŞILAŞILAN İLETİM YETERLİLİĞİ PROBLEMİNİN ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ KULLANILARAK İNCELENMESİ

ÖZET

Elektrik enerjisi sektöründe, ülkelerin gelişmişlik düzeylerine, gereksinimlerine, dinamiklerine, siyasal ve ekonomik eğilimlere bağlı olarak, kuruluş sürecinden günümüze kadar yapısal değişimler gözlenmektedir. Özellikle, 1990'lı yıllarda, elektrik enerji sektörünün yeniden yapılandırılmasına yönelik uygulamaların yaygınlaşması ile birlikte küresel ölçekte geleneksel dikey birleşen tekelci model, yerini hızla perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeline bırakmıştır. İletim şebekesine açık girişi sağlayarak elektrik ticaretinde rekabetçi piyasa yaratmak, yeniden yapılanmanın temel amaçlarından birisidir. Elektrik piyasalarında rekabeti yaratabilmek için yeniden düzenlenen planlama ve işletme yöntemleri, elektrik şebekelerinde yeni sorunlara ve/veya var olan sorunların etkin kontrolünde zorluklara yol açabilmektedir. Elektrik şebekelerinin işletilmesinde anahtar rol üstlenen sorun, iletim sıkışıklığı ve iletim sıkışıklığının yönetimidir. Yeniden yapılanma öncesinde de iletim sıkışıklığı sorununun var olmasına karşın, elektrik enerjisi sektörünün serbestleştirilmesi, elektrik alışverişleri miktarının artması ve yetersiz hat yapısına bağlı olarak iletim sıkışıklığı sorunu daha belirginleşmiştir. Literatürde iletim sıkışıklığı yönetimi pek çok yazar tarafından farklı yöntemler ile ele alınmış ve çözümünde farklı modeller önerilmiştir. Elektrik enerjisi talebindeki sürekli artışa karşın şebeke altyapılarını geliştirmeye yönelik yeterli yatırımların yapılamaması, ulusal elektrik şebekelerinin bölgesel entegrasyonu ile birlikte ülkeler ve/veya bölgeler arasındaki elektrik enerjisi alışverişlerinin ve iletim hatlarının mesafesinin artması, rekabeti sağlamak için elektrik enerjisi üreticilerinin iletim şebekesine açık girişine olanak tanınması, sistemlerin karmaşıklığının artmasına bağlı olarak operatörler arasında koordinasyon ve iletişim yetersizliği vb. diğer etkenler, iletim hatlarında sıkışıklığa yol açabilmektedir. Ülkeler/bölgeler arasındaki elektrik alışverişlerinin sürdürülebilir kılınabilmesi için her sistemde uygulanabilir niteliklerde iletim sıkışıklığı yönetimine ihtiyaç duyulmakta ve farklı modeller uygulanmaktadır. Çalışma kapsamında, küresel ölçekte iletim sıkışıklığı yönetiminde yaygın olarak kullanılan modeller ortaya konularak, elektrik alışverişlerini temel alan modelin yapısını oluşturan, kullanılabilir iletim yeterliliğinin hesaplanmasına yönelik matematik modeller karşılaştırılabilir olarak incelenmiş, şebeke duyarlılık faktörleri ve doğrusal güç akışı modeli uygulanarak kullanılabilir iletim yeterliliği hesabı ayrıntılarıyla analiz edilmiştir. Bu amaçla, MATLAB programında oluşturulan modüller ile hesaplanan ve PowerWorld simülasyonundan elde edilen sonuçlar sunulmuştur.

ANALYSIS OF TRANSMISSION CAPABILITY PROBLEM ENCOUNTERED IN POWER EXCHANGES BY NETWORK SENSITIVITY FACTORS

SUMMARY

Structural changes occurred in electrical energy sector from the constitution process to the present day, due to the development levels, requirements, dynamics, political and economic tendencies of countries. Especially in 1990s, vertical integration monopoly model delivered its place to retail competition model in global perspective by widespread applications of electrical energy sector restructuring. One of the fundamental aims of restructuring is creating a competitive market in electricity trades by providing open access to transmission network. Regulated planning and operational methods for providing competition in electricity markets can trigger new problems and/or difficulties in controlling existent problems in electricity networks. Transmission congestion and transmission congestion management are the key issues in operating of power networks. In spite of transmission congestion problem was existent before the restructuring, transmission congestion problem becomes more pronounced due to the liberalization of electrical energy sector, the increasing amount of electricity exchanges and inadequate line structural. Transmission congestion management was analysed with different methods and different models were formed for solution by a lot of authors in literature. In spite of continuously increasing amount of electrical energy demand, factors like the lack of investments for improving the network infrastructures, increasing amount of electricity exchanges between countries and/or regions and transmission line distances by regional integration of national power grids, giving permission to the electricity producers for open access to the transmission systems for providing competition, inadequate coordination and communication between system operators due to the increasing size of system complexity and so on can cause transmission congestion. For sustainable electricity exchanges between countries/regions, feasible qualified transmission congestion management is in great need for all systems and different models are performed. Within the context of thesis, by introducing the models which are employed prevalently for transmission congestion management in global perspective, mathematical models for computation of available transfer capability that formed the basis of transaction-based model are examined in comparative form, calculation of available transfer capability by using network sensitivity factors and nonlinear power flow model is analysed particularly. For this purpose, results which were calculated by constituted modules in MATLAB program and situated by PowerWorld simulator are presented.

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi sektöründe, ülkelerin gelişmişlik düzeylerine, dönemsel gereksinimlerine, dinamiklerine ve siyasi eğilimlerine bağlı olarak, günümüze kadar çeşitli yapısal değişimler görülmektedir. Özellikle, 1990'lı yıllarda, elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılandırılmasına yönelik uygulamaların yaygınlaşması ile, küresel ölçekte geleneksel dikey birleşen tekelci model, yerini hızla perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeline bırakmıştır. İletim şebekesine açık girişi sağlayarak, elektrik ticaretinde rekabetçi piyasa yaratmak, yeniden yapılanmanın ana amaçlarından birisidir. Elektrik piyasalarında rekabeti yaratabilmek için yeniden düzenlenen planlama ve işletme yöntemleri, elektrik şebekelerinde yeni sorunlara ve/veya var olan sorunların kontrol altına alınmasında zorluklara yol açabilmektedir. Elektrik şebekelerinde, yeniden yapılanma öncesinde var olan, ancak sektördeki serbestleşme ile birlikte daha da belirginleşen, literatürde pek çok yazar tarafından farklı yöntemler ile ele alınan ve çözümünde farklı modellerin önerildiği, elektrik şebekelerinin işletilmesinde anahtar rol üstlenen sorun, iletim sıkışıklığı ve iletim sıkışıklığının yönetimidir. Sıkışıklık yönetimi, enterkonekte şebekede gerçekleşen elektrik alışverişlerinde, fiziksel ve elektriksel sınır değerlerin aşılmadan, elektrik enerji sistemlerinin yönetilmesidir.

Yeniden yapılanma öncesinde de güç şebekelerinde sıkışıklık sorunu görülmektedir. Yeniden yapılanma öncesi sıkışıklık terimi, sürekli hal işletme koşullarında sistem güvenliği olarak anılmaktadır ve ana amacı teknik sınırlar aşılmadan, üretim birimleri çıkış gücünü kontrol ederek, en düşük maliyet ile sistem güvenliğini sağlamaktır. Dikey yapılanmış elektrik sektöründe, bölgedeki güç akışının kontrolünde kamu firmaları hem üretim hem de iletimi kontrol etmektedir. Düşük maliyet ile elektrik üretiminden kazanç sağlarlar iken, düşük güvenilirlik işletme koşullarının neden olabileceği kesintinin maliyetinden de sorumludurlar. Bu yüzden sistem işletme koşulları mümkün olduğunca esnek tutularak, sistemin sürekli hal güvenliği sağlanmaya çalışılmaktadır.

Yeniden yapılanma sonucu ortaya çıkan modelde ise, üretim-iletim-dağıtım hizmetlerinin birbirinden ayrılması ve farklı bölgelerde farklı özel işletmecilerin hizmet vermesi ile birlikte, sıkışıklık yönetiminin kavramı değişmiştir. Değişen elektrik sektöründe, iletim sistem operatörlerinin iletim sıkışıklığının yönetimi ile hedefi, kurallar belirleyerek üreticiler ve tüketiciler üzerinde etkin kontrol kurabilmeyi garanti altına almak, piyasa verimliliğini en üst düzeyde tutarken, kısa ve uzun dönemde güç sisteminin güvenliğini ve güvenilirliğini kabul edilebilir seviyede sürdürülebilir kılmak olmuştur.

Elektrik enerji sektörünün yeniden yapılandırılması ile birlikte, yaygın olarak kullanılan üç farklı iletim sıkışıklığı modeli öne çıkmaktadır. Avusturya, Yeni Zelanda ve Amerika Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM) enterkonekte sisteminde uygulanmakta olan optimal güç akışı modelinde, bağımsız sistem operatörlerine, üretim birimleri maliyet fonksiyonu ve buna karşılık alıcılar fiyat teklif fonksiyonu göndermektedir. Şebeke iletim modeline sahip olan sistem operatörleri optimal güç akışı analizi yaparak, bölgesel elektrik fiyatları saptanmaktadır. Kuzey Avrupa'da yer alan Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'nın dahil olduğu Kuzey Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Organizasyonu (Organisation for the Nordic Transmission System Operators, NORDEL) güç havuzunda, üç farklı tekniğin bileşimi olan bir sıkışıklık modeli uygulanmaktadır. İletim tarifeleri, bölgesel fiyatlandırma ve uzlaştırma-dengeleme teknikleri bu modelin temelini oluşturmaktadır. Sıkışıklık yönetiminde en yaygın kullanılan üçüncü model ise elektrik alışverişlerini temel alan yapıdır. Bu yapı genel olarak Amerika'da kullanılmaktadır. Modelin uygulanması, iki nokta arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik alışverişi miktarının hesaplanması ve şebeke içindeki elektrik alışverişlerinin bu değerler göz önüne alınarak yapılması şeklindedir. İki nokta arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik alışverişi miktarı, literatürde kullanılabilir iletim yeterliliği (Available Transfer Capability, ATC) olarak adlandırılmaktadır.

Amerika elektrik şebekesinde yaygın kullanımı, yakın-orta gelecekte Avrupa enterkonnekte şebekesinde de kullanımına yönelik ipuçlarının görülmesi, Türkiye ulusal elektrik şebekesinin Avrupa enterkonnekte şebekesi ile senkronizasyon çalışmaları gözönüne alınarak, iletim sıkışıklığı yönetiminde (transmission

congestion management) elektrik alışverişlerini temel alan model, tez çalışmasının odak noktası olmuştur. Literatürdeki makaleler incelendiğinde, farklı matematik model ve algoritmalara göre farklı ATC hesap yöntemleri ile karşılaşılmaktadır. Her yöntemin birbirine göre avantajları, dezavantajları ve farklı kullanım alanları vardır. Doğrusal yaklaşım, optimal güç akışı, ardıl güç akışı ve yinelemeli güç akışı metodu kullanılarak ATC hesaplanması literatürdeki çalışmalarda öne çıkmaktadır. Tez kapsamında, ATC hesaplanmasında literatürde karşılaşılan farklı matematik modeller ve algoritmalar sunulmuş, karşılaştırılabilir olarak verilmiştir. Bu model ve algoritmalardan, elektrik enerji sektöründe yaygın kullanımı göz önünde tutularak, doğrusal yaklaşım metodu kullanılarak ATC hesabı ele alınmıştır. MATLAB programı kullanılarak tarafımızdan yazılan modüller ile hesaplanan iletim sıkışıklığı analizine yönelik temel katsayılar ve ATC değerleri, elektrik enerji sistemlerinin analizine yönelik bilimsel çalışmalarda yaygın kullanımına bağlı olarak, PowerWorld simülasyon programında kurulan örnek sistem üzerinde saptanan değerler ile karşılaştırmalı olarak sunulmuştur.

2. ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN YAPISAL EVRİMİ

Elektrik enerjisi, ekonomik ve sosyal refahın sağlanabilmesi, sürdürülebilmesi yönünde çok önemli işlevler yüklenmekte, birçok sınai ve ticari faaliyetin gerçekleştirilebilmesinde vazgeçilemez niteliklere sahip, temel bir öğe olarak öne çıkmaktadır [1].

Tüketicilerin gereksinim duyacakları elektrik enerjisinin yeterli, sürekli, kaliteli, güvenilir, ekonomik vb. niteliklerde sağlanabilmesinin doğrudan ve/veya dolaylı etkileri, ekonomik ve sosyal yaşam üzerinde çok belirleyici sonuçları beraberinde getirdiğinden, elektrik enerjisi ayrımsız her alanda ve her anlamda büyük öneme sahiptir. Elektrik enerjisi, genel enerji zinciri içinde yer alan diğer enerji ürün ve hizmetlerinden farklı olarak stoklanamadığından, gereksinim duyulan yerde ve anda, gereken miktarlarda üretilmek ve tüketilmek zorundadır [2].

Tarihsel süreçte, enerji zincirindeki diğer enerji sektörlerinden farklılık gösteren elektrik sektöründe, bulunduğu dönemde öne çıkan yaklaşımlar temelinde biçimlendirilen reformlar uygulanmış ve değişik yapısal modeller ortaya çıkmıştır.

2.1 Sektöre Egemen Olan Eğilimler

Elektrik güç sektörünün yüz yılı aşkın bir geçmişi vardır. Bu süreçte, teknik ve ekonomik gelişmelerin etkisiyle birlikte, sektör yapısında ve düzenlemelerde değişimler yaşanmıştır. Elektrik sektöründe, 1870 yılından günümüze kadar yaşanan yapısal değişimler, tarihsel süreçte farklı dönemlere ayrılabilmektedir.

2.1.1 1870-1920 Dönemi

Oluşum sürecinde elektrik sektörü, günümüze göre daha ayrık bir yapıya sahip iken ortak bir enterkonekte elektrik şebekesi oluşturulmamıştır. Avrupa elektrik sektörünün büyük bir bölümünde, etkili bir düzenlemeye tabi olmayan özel sektör şirketleri egemen olmuştur. Şebeke gelişimi çok sınırlı olmakla birlikte, büyük

şehirler ve endüstri bölgeleri gibi, elektrik tüketiminin yoğun olduğu yerlerde, tedarikçi şirketler arasında şiddetli bir rekabet yaşanmıştır. Tedarikçiler, elektrik enerjisi üretmenin yanı sıra, üretilen enerjinin son kullanıcıya ulaşabilmesi için gerekli olan altyapıyı da sağlamıştır. Yüzyılın ilk yarısında, sanayinin kendi elektrik enerjisi üretimini gerçekleştirmesi yaygınlaşmıştır [3].

2.1.2 1920-1945 Dönemi

Ulusal ve yerel hükümetler tarafından elektrik piyasasına yol gösteren ilk girişimler, 1920'li ve 1930'lu yıllarda oluşmuştur. Hükümetler, elektrik enerjini bir lüks olarak değil, temel bir gereksinim olarak görmeye başlamışlardır. 1920-1945 arasındaki zaman sürecinde, kamu finansmanıyla elektrik sektöründe büyük yapımlar ve kamu mülkiyetli hidroelektrik projeleri gerçekleştirilmiştir. Elektrifikasyon çalışmalarının, özellikle kırsal kesimler olmak üzere, ülke coğrafyasına yayılması amaçlanmıştır.

Elektrik sektörü, çok sayıda büyük yatırımlı kamu ve özel şirketlerini, küçük ve büyük boyutlu mülkiyete ve işletme hakkına sahip dağıtım hizmetlerini barındırmıştır. İletim sisteminin ayrık bir yapıda işletilmeye devam edilmesi, sistemin genelinde enterkonekte yapının bulunmaması ve şebeke kontrolünün yetersiz olması, büyük şebeke kayıplarına ve elektrik arzında belirsizliklere yol açmıştır [3].

2.1.3 1945-1970 Dönemi

Elektrik sektöründe 1945-1970 yılları arasındaki süreçte, etkileyici bir değişim görülmüştür. Bu dönemde gelişen yeni ekonomik düşünce, sektörün çoğunu nitelendiren fiyat savaşları, karteller ve diğer rekabet karşıtı tutumlar gibi olumsuz ekonomik davranışlara karşın, yaygın olarak uygulanmıştır. Aynı zamanda teknik ilerleme, güç üretim ve iletiminin ekonomi ilkelerini değiştirmiştir. İletim ve dağıtım şebekelerinin büyük oranda tamamlanması ile birlikte, elektrik santrallerinin asgari verimlilik ölçüsü önemli derecede artmıştır. Büyük ölçekte üretimden sağlanacak avantajların artması, pek çok eski ve küçük güç şirketlerini, ekonomik olmayan safhaya getirmiştir. Çoğu Avrupa hükümetlerinin, tüm sektörün bir doğal tekel olduğuna karar vermesi, çok sayıdaki küçük üreticinin bir ulusal tekelde veya birkaç büyük bölgesel tekelde birleşmesini gerekli kılmıştır. Bu ülkeler, kamu mülkiyetinde birleşme işlevinin gerçekleştirilmesinin, tekelci davranışı korunmak için en iyi yol

olduğunu kabul etmişlerdir. Sektörün bir doğal tekel olduğu düşüncesi, çoğu ülkede güç sektörüne girişleri yasaklarken buna uygun yasalar da çıkartılmıştır. Avrupa bölgesi geneline karşın, Amerika Birleşik Devletleri'nde ise bir bağımsız düzenleyici kurum tarafından, özel mülkiyetli tekellerin oluşturulduğu bir model, elektrik sektöründe egemen olmuştur [3,4].

2.1.4 1970-1980 Dönemi

1970'li yıllarda elektrik üretimi için birincil enerji kaynağı olarak büyük oranlarda petrol kullanılmıştır. Dönemde yaşanan petrol krizi sonucunda, petrol fiyatlarının artması, elektrik sektörünün etkilenmesine neden olmuştur. Elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerji kullanımına yönelik çalışmalar hız kazanmış, o döneme kadar ciddiye alınmayan yenilenebilir enerji kaynakları önemini arttırmış ve güç santrallerinde kömür kullanımının payını yükseltme hedefleri eş zamanlı olarak ortaya çıkmıştır.

Yaşanan petrol krizi ile birlikte ortaya çıkan yeni olgu, elektrik piyasasının dengesini bozmadan, bağımsız üreticilerin sektör içinde yer alabilmesidir. Bu şekilde, elektrik sektöründe dikey birleşen tekel yapıya karşın farklı yapıların ortaya çıkması söz konusu olabilmiştir. Üretim ve iletim arasındaki dikey birleşme ekonomik gereklilik olarak belirtilmiştir [3].

2.1.5 1980-1990 Dönemi

1980-1990 yılları arasındaki süreçte, ülkeden ülkeye değişen faktörlerin tetiklemesiyle, elektrik güç sektöründe reform için baskılar oluşmuştur. Bu baskılardaki temel etki, nükleer ile kömür yakıtlı üretimde maliyetlerde görülen değişimler ve birleşik gaz çevrim türbinlerinin (combined cycle gas turbine, CCGT) gelişiminin sektöre getirdiği ekonomik değişimlerdir.

Elektrik üretim maliyetlerinde gerçekleşen değişimin yanı sıra, bilgi teknolojileri maliyetlerinde görülen kademeli azalış, karmaşık ölçü aletlerinin ve şebeke kontrol ekipmanlarının fiyatını düşürmüştür. Böylece, elektrik sektöründe üretimin bir merkezden yönetilmemesi durumu kolaylaştırılmıştır [3].

Teknolojideki gelişmeler sonucu maliyetlerde görülen değişimlere ek olarak, makro ekonomik performans duraklamaları, devlet bütçesinde büyüyen pay ile en yüksek ekonomik verimliliği bulmak için farklı yollar arama ihtiyaçlarının giderek artan baskıları ve sektörde piyasa ekonomisini oluşturma düşüncesi önem kazanmıştır [4].

Elektrik enerjisi sektörünün oluşmaya başladığı 1870 yıllardan 1990 yılına kadar, tarihsel süreçteki değişimi Tablo 2.1'de özetlenmiştir.

Tablo 2.1: Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihsel Süreçte Değişimi

Dönem	Elektrik Enerjisi Sektörünün Durumu
1870-1920	• Özel mülkiyet • Ayrık yapı • Ortak şebeke yok
1920-1945	• Elektriğin temel bir gereksinim olarak tanımlanması • Sektörde kamu yatırımlarının yoğunlaşması • Ayrık yapı
1945-1970	• Elektrik sektörünün doğal tekel olarak tanımlanması • Elektrik sektöründe kamunun egemenliği
1970-1980	• Petrol krizi • Elektrik üretimindeki birincil enerji kaynak bileşiminin değişimi • Kamu şebekelerine bağımsız üreticilerin bağlanması • Dikey birleşmenin ekonomik gereklilik olarak görülmesi
1980-1990	• Üretimde CCGT gelişimi • Sektörde bilgi teknolojilerinin uygulanması • Rekabetin gelişimi ve bazı ülkelerde başlayan reformlar

2.1.6 1990'lı Yıllar

1990'lı yılların başından itibaren, İngiltere, Arjantin ve Norveç elektrik sektörlerinde reformlar başlamıştır. Bu reformlar uygulamada düzenin gelişmesine yardım ederken değişimlerin desteklenmesini de gerektirmektedir. Elektrik alışverişlerinin yeniden düzenlenmesi rekabetin dengelenmesine ve birinin diğeriyle ilişkisi olmasına ihtiyaç duymaktadır [3, 4].

2.2 Yeniden Yapılanma Öncesi ve Sonrasında Yapısal Modeller

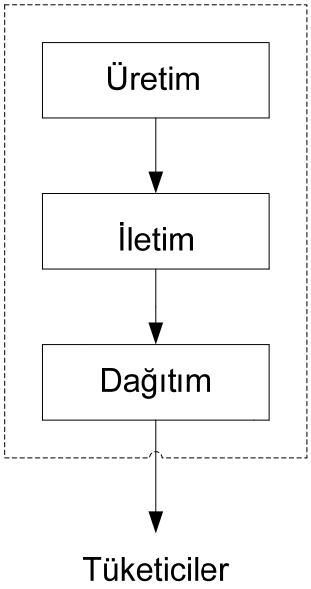
Elektrik güç sektöründe, 1990'lı yıllardan günümüze kadar geçen süreçte farklı yaklaşım ve modeller ortaya çıkmıştır. Elektrik sektöründe geleneksel yapı, 1990 öncesini ifade ederken, elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması ve serbestleştirilmesi, 1990 sonrası farklı ülkelerde gerçekleşen reformlar sonucu, bugün ulaşılan çeşitli yaklaşımları ve modelleri ifade etmektedir. Tarihsel süreçte elektrik sektörünün değişimi ile birlikte yapısal modellerin geliştirilmesi kaçınılmaz olmuştur. Pek çok farklı yapısal modeller ve yaklaşımlar mevcut olsa da yeniden yapılanma öncesinde ve sonrasında hakim olan iki genel model, Dikey Birleşen Tekelci Model (Vertical Integration Monopoly Model) ve Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modelidir (Retail Competition Model) [3].

Elektrik sektöründe yer alan şirketlerin yapısında iki önemli özellik mevcuttur. Bunlar şirketlerin ana fonksiyonel faaliyetleri arasındaki bağ veya ilişki derecelerine göre oluşmuş olan dikey ve yatay birleşmedir. Dikey birleşme, elektrik şirketlerinin üretim, iletim, dağıtım ve tedarik faaliyetlerinden en az ikisinde beraber işlev göstermesidir. Yatay birleşme ise, bir elektrik şirketinin özellikle bir faaliyet üzerine odaklanması ve varlıklarının sayısını arttırmasıdır [4]. Dikey birleşme tekelci modeli işaret ederken, yatay birleşme rekabete dayalı modeli göstermektedir.

2.2.1 Dikey Birleşen Tekelci Model

Bu model, elektrik sektörünün yeniden yapılanması öncesi yaygın olarak görülen, rekabetin olmadığı ve tüm üretim mülkiyetinin iletim ve dağıtım ile birlikte tek bir devlet kurumuna ait olduğu sistemde uygulanmaktadır. Dikey birleşen tekelci model Şekil 2.1'de gösterilmiştir [4].

Elektrik sektörünün düzenlenmesi ve fiyat kontrolü bu yapı içerisinde yer almaktadır. Yapının sürdürülebilir kılınması için kurumun devlet desteğine ihtiyacı vardır. Dikey birleşen tekelci model, hızlı sanayileşme sürecinde elektrik sektörünün altyapısının desteklenmesini sağlamıştır. Modelin kamu amaçlarına göre de yatırımlar yapması, kırsal alanlar gibi bazı alanların elektrifikasyon ihtiyacının hiçbir kar hedeflemeden karşılanması gerekliliğini ortaya koymaktadır.

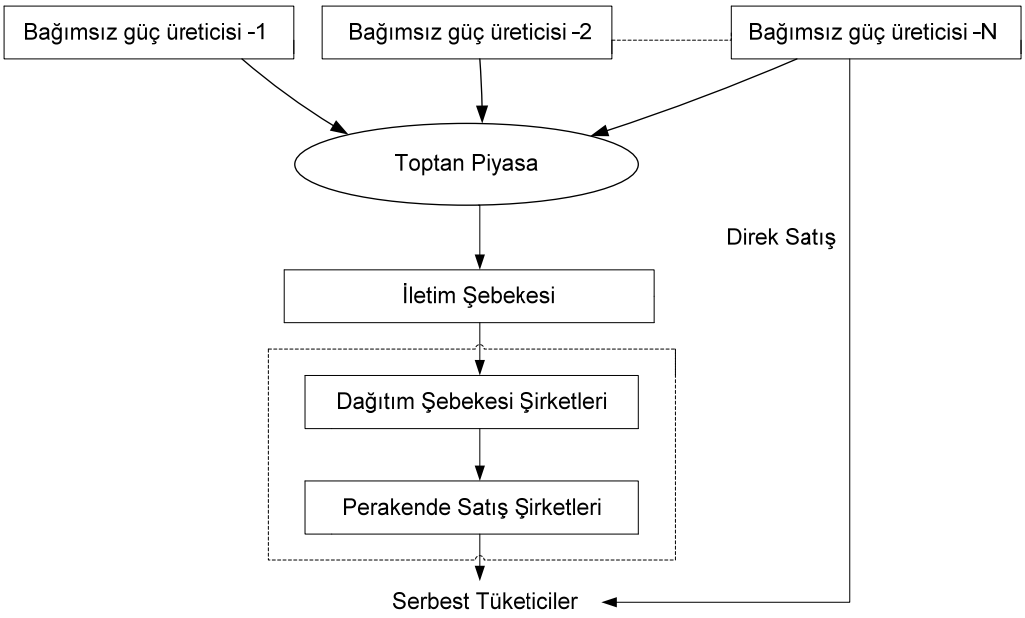


Şekil 2.1: Dikey Birleşen Tekelci Model

Aynı zamanda, son yıllarda büyüyen teknolojilere bağımlı olarak gelişen üretim merkezlerinin teknolojik ihtiyacını karşılamak ve artan talebe bağlı olarak gerekli altyapıyı sağlamak için elektrik sektöründe yatırım yapmak gerekmektedir. Bu ise maliyetlerin artmasına ve modelin zorlanmasına neden olmaktadır [4].

2.2.2 Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli

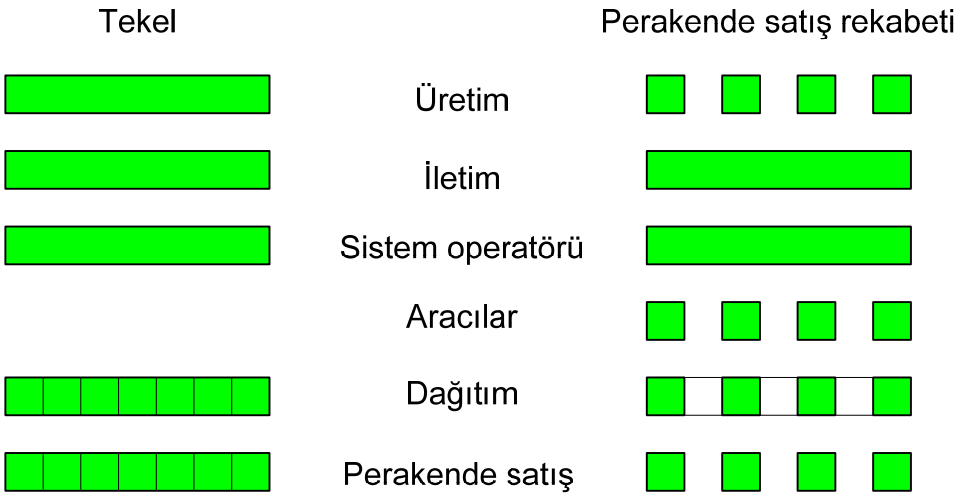
Elektrik güç sektöründe görülen reformlar ve sektörün yeniden yapılandırılması ile yaygın olarak ortaya çıkan bu modelde rekabet, toptan satıştan bireysel tüketicilere kadar sektörün tüm seviyelerinde sunulmaktadır. Modelin anahtarı iletim ve dağıtım şebekelerine doğrudan üçüncü tarafların girişinin sağlanmasıdır. Teorik olarak, herhangi bir elektrik tüketicisi düzenlemenin olduğu bir yerde herhangi bir perakende satış tedarikçisinden elektriğini satın alabilmektedir. Bu işleyişte perakende satış tedarikçisi de elektrik satın alma işlemini rekabetçi toptan satış piyasasından gerçekleştirmektedir [4]. Perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeli, Şekil 2.2'de gösterilmiştir.



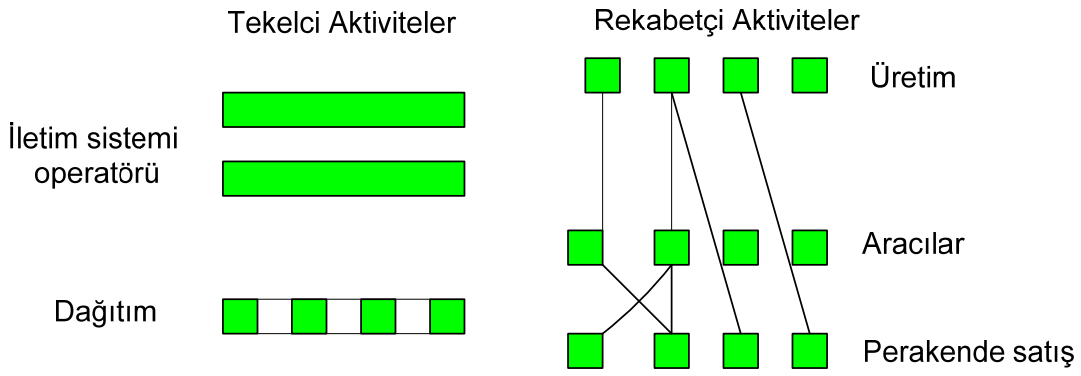
Şekil 2.2: Perakende Satış Rekabetine Dayalı Piyasa Modeli

Modelin kendi içinde farklı özellikleri mevcuttur. Üreticiler, son kullanıcılar ve perakende satış şirketleri, güç değişimciler ve komisyoncuları içeren, sistemin içindeki aracılar arasındaki elektrik alışverişleridir. Böylece talep tarafında son kullanıcılar tedarikçilerini serbestçe seçebilmekte ve müzakere ile sözleşmeler gerçekleştirebilmektedirler. Arz tarafında da üreticiler herhangi bir piyasa oyuncusuna ürettikleri elektriği satabilmektedirler. Şebeke faaliyetleri ve fiyatları düzenlenerek, şebekeye üçüncü tarafların girişi fark gözetmeksizin sağlanabilmektedir.

Yapı içerisinde bir bağımsız sistem operatörü bulunmaktadır. Sistem operatörü, üretim varlıklarının sahipleri tarafından sahip olunamaz veya en azından kontrolü altında tutulamazlar [4,5]. Perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeli, Finlandiya, Norveç, İspanya, İsveç, Amerika Birleşik Devletleri'nin bazı bölgeleri ve yeni elektrik ticareti anlaşmalarının uygulamaya geçmesiyle birlikte İngiltere'deki elektrik piyasası organizasyonunun başlangıç noktasıdır [5]. Tekelci yapı ile perakende satış rekabetine dayalı modelin karşılaştırması Şekil 2.3'te, elektrik sektöründe perakende satış rekabetinin işleyişi ise Şekil 2.4'te gösterilmiştir.



Şekil 2.3: Tekelci Yapı ile Perakende Satış Rekabetine Dayalı Modelin Karşılaştırması



Şekil 2.4: Perakende Satış Rekabetinin İşleyişi

Toptan piyasa işleyişi alıcılarla satıcıların buluştuğu ve mallarını değiştirdiği bir açık arttırma yeridir. Tek alıcının olmadığı bu piyasada temel olan uzun dönemli sözleşmeler ve spot sözleşmeleridir. Bu modelin ekonomik uygulamaları ile bazı faydalar sağlanmıştır. Üretim sektöründe maliyetlerin azalışı ile düşük perakende satış tarifeleri oluşmuştur. Perakende satış seviyesinde rekabetin başlaması, ürün genişliğinin ve servisinin artmasını, bu bağlamda da elektrik perakende satıcılarının sayısında ve özelliğinde artışı getirmiştir [4].

3. YENİDEN YAPILANMA SONRASINDA ÖNE ÇIKAN ŞEBEKE SORUNLARI

Elektrik sektörünün serbestleştirilmesi ile birlikte, güç sistemlerinde görülen geleneksel dikey tümleşik yapı, yerini yatay yapıya bırakmıştır. İletim şebekesine açık girişi sağlayarak, elektrik ticaretinde rekabetçi piyasa yaratmak, yeniden yapılanmanın ana amaçlarından birisidir. Şebekeye açık erişimin uygulanabilmesi için, üreticilerin ve tüketicilerin şebekeye bağlanmasında ayrım yapılmaması, şeffaf olunması ve güç şebekesinin esnek kullanımının sağlanması gerekmektedir. Yeniden yapılanma öncesinde sistem güvenliği ve kararlılığı için iletim sistemi yeterliliği farklı bağlantılar ile tayin edilmiştir.

İletim şebekesi üzerinden son kullanıcıya ulaştırılan elektrik enerjisinde, en uygun şartlar altında, tüketiciye ucuz elektrik sağlayan üretim şirketleri tercih sebebi olmaktadır. Bu tercih, birden fazla iletim sistemi unsurunun (aktif-reaktif güç, gerilim-akım-frekans değerleri, fiziksel sınırlar vb.) sınır değerlerinde ve/veya ötesinde işletilmesine neden olabilmektedir. İletim hatlarının fazla yüklenmesi, yedek kapasitenin küçülmesi ve kararlılık sınırlarının azalması gibi işletme koşulları şebeke sıkışıklığına, bağlı olarak şebeke güvenliğini tehdit edici unsurlara yol açabilmektedir.

Elektrik güç endüstrisinin yeniden yapılandırılmasında anahtar kavram, iletim sistemlerinin yeterliliğinin doğru, zamanında ve hızlı bir şekilde, tam olarak ortaya konabilmesidir. İletim yeterliliği, termal, gerilim, kararlılık kısıtlamaları vb. değişik etmenler ile sınırlanmaktadır. Belirtilen kısıtlamaları göz önüne alarak, elektrik enerji piyasasına açık girişi sağlamak için, sistemin üretim kapasitesi ve iletim yeterliliği bilgileri tüm piyasa oyuncuları için ulaşılabilir olmalıdır. İletim hatlarının yeterliliği İletim Sistemi Operatörleri (ISO) tarafından kontrol edilmektedir.

3.1 İletim Sıkışıklığı

İletim sistemi kısıtlılıklarından dolayı, elektrik şebekesi içinde iki nokta arasında gerçekleştirilebilecek elektrik alışverişi miktarına sınırlar getirilmiştir. Uygulamada, elektrik enerjisi üreticisi ve tüketicisi firmalar arasındaki karşılıklı ve çok yönlü anlaşmaların tamamen serbest bırakılması ve enterkonekte şebekede talebi en ucuz maliyet ile tedarik etmek, gerilim sınırları ve iletim hatlarının aşırı yüklenmesi gibi işletme kısıtlılıklarını ihlal edebileceğinden dolayı imkansızdır. Elektrik şebekelerindeki ve iletim hatlarındaki bu ve benzer sınırlamaların aşılması sıkışıklık olarak ifade edilmektedir.

Hem dikey yapıdaki hem de ayrık yapıdaki elektrik sektöründe, kısa bir zaman dilimi haricinde iletim sistemlerinde sıkışıklık oluşmasına izin verilmemektedir. İletim sistemlerinde belirli zaman diliminden daha uzun sürecek sıkışıklık, kontrol dışı ani yük kaybıyla birlikte, büyük kitleleri etkileyen sistem çökmelerine neden olabilmektedir. Sistem çökmelerine ilişkin literatürdeki makalelerde ve hazırlanan raporlarda, şebekede oluşan sıkışıklığa zamanında müdahale edilememesinin, elektrik sistemlerinde nasıl sorunlara yol açtığı ayrıntılı olarak saptanmıştır.

Elektrik üreticileri ve tüketicileri, daha fazla miktarda üretim ve tüketim gerçekleştirmek isterken, iletim sistemlerinin bir veya daha fazla işletme değerinin elektriksel veya fiziksel iletim sınırına yakın değerlerde veya üstünde çalıştığı durumda doğal olarak iletim sıkışıklığı oluşmaktadır. İletim hatlarının veya güç üretim birimlerinin devreden çıkması, enerji talebindeki değişim, elektrik alışverişlerinde koordinasyonun sağlanamaması, elektrik şebekesinin etkin bir şekilde kullanımının teşvik edilememesi, elektrik fiyatlarındaki farklılıklar, elektrik enerjisi üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarının erişebilirliği, yapılan yatırımların sistemin bütününe dengeli olarak dağılmaması, yapılan uzun vadeli planların sistemin gelişimine bağlı olarak tekrar gözden geçirilmemesi vb. gibi etkenler, elektrik iletim şebekelerinde sıkışıklığa neden olabilmektedir. Minghau Liu tarafından hazırlanan doktora tezinde [6] sıkışıklık modellemesi ve dağılım faktörlerinin sıkışıklık modellemesindeki rolü ele alınmıştır.

3.2 İletim Sıkışıklığının Yönetimi

İletim sıkışıklığının yönetimi (transmission congestion management), enterkonekte şebekede gerçekleşen elektrik alışverişlerinde, fiziksel ve elektriksel sınır değerlerin aşılmadan, elektrik sistemlerinin yönetilmesidir. Maliyet ile sıkışıklığı hafifletmek için alınması gerekli önlemlerin ilişkilendirilmesi, elektrik piyasasındaki alışverişlerin sınırlarını arttırabilmektedir. Bundan dolayı, elektrik enerjisi piyasasının serbestleştirilmesi ve yeniden yapılandırılması ile birlikte ortaya çıkan rekabetçi elektrik sektöründe, rekabeti kolaylaştırmak için yapılan tartışmaların başında sıkışıklık yönetimi gelmektedir.

Yeniden yapılanma önceside de güç sistemlerinde iletim sıkışıklığı görülmekte, sıkışıklık terimi, sürekli hal işletme koşullarında sistemin güvenliği olarak anılmakta ve ana amacı teknik kısıtlamalar aşılmadan, üretim birimleri çıkış gücünü kontrol ederek en düşük maliyet ile sistem güvenliğini sağlamaktır. Dikey yapılanmış elektrik sektöründe, bölgedeki güç akışının kontrolünde kamu firmaları hem üretim hem de iletimi kontrol etmektedir. Düşük maliyet ile elektrik üretiminden kazanç sağlarlar iken, düşük güvenilirlik işletme koşullarının neden olabileceği kesintinin maliyetinden de sorumludurlar. Bu yüzden sistem işletme koşulları mümkün olduğunca esnek tutularak, sistemin sürekli hal güvenliği sağlanmaya çalışılmaktaydı.

Yeniden yapılanma sonucu ortaya çıkan modelde, üretim-iletim-dağıtım hizmetlerinin birbirinden ayrılması ve farklı bölgelerde farklı özel işletmecilerin hizmet vermesi ile birlikte, sıkışıklık yönetiminin kavramı değişmiştir. Değişen elektrik sektöründe, iletim sistem operatörlerinin iletim sıkışıklığının yönetimi ile hedefi, kurallar belirleyerek üreticiler ve tüketiciler üzerinde etkin kontrol kurabilmeyi garanti altına almak, piyasa verimliliğini en üst düzeyde tutarken, kısa ve uzun dönemde güç sisteminin güvenliğini ve güvenilirliğini kabul edilebilir seviyede sürdürülebilir kılmak olmuştur.

Küresel ölçekte, elektrik sektörünün yeniden yapılanması ile birlikte, üç farklı iletim sıkışıklığı modeli öne çıkmaktadır: Bunlar optimal güç akışı modeli, bölgesel fiyatlandırmayı temel alan model, elektrik alışverişlerini temel alan model ana başlıkları altında sınıflandırılabilir [7]. Bu modeller, elektrik enerji sektörü içinde

iletim sistemi ve ekonomik etkinlik arasındaki ilişkiyi çok farklı şekillerde ele almaktadırlar. Sıkışıklık yönetim modelleri elektrik piyasasının yapısına bağlıdır ve bu yapıdan ayrılamazlar.

Richard D. Christie ve Ivar Wangesteen yaptıkları çalışmada [8] bölgesel fiyatlandırmayı temel alan iletim sıkışıklığı modelini incelemişlerdir. Ettore Bompard ve ekibinin yaptığı çalışmada [9], beş farklı bölgede sistem operatörlerince uygulanan iletim sıkışıklığı modelleri karşılaştırmalı olarak sunulmuştur. Harry Singh ve ekibi, havuz ve karşılıklı anlaşmaların hakim olduğu elektrik sektöründe iletim sıkışıklığı yönetimini irdelemişlerdir [10]. Ignacio J. Perez-Arriaga ve Luis Olmos [11] ile Ashwani ve ekibinin [12] sundukları çalışmalarda güç iletimi dağılım faktörlerinin sıkışıklık yönetiminde kullanılması incelenmiştir. Yuan-Kang Wu tarafından yapılan çalışmada [13] dört farklı bölgede sıkışıklık yönetimi ve sıkışıklığın fiyatlandırılması karşılaştırmalı olarak irdelenmiştir. İletim sıkışıklığı yönetiminde optimal güç akışının kullanımı [14-17] referanslarında incelenmiştir. Elektrik alışverişlerini temel alan iletim sıkışıklığı yönetim modeli Garng M. Huang ve H Zhang'ın çalışmasında ayrıntılandırılmıştır [18]. Sıkışıklık maliyetlerinin dağılımı, sıkışıklık yönetiminin önemli bir konusudur. Literatürde sıkışıklık maliyetinin dağılımına ilişkin pek çok çalışma mevcuttur [19-22].

3.2.1 Optimal Güç Akışı Modeli

Yeniden yapılandırılan elektrik sektöründe, optimal güç akışı modeli kullanılarak sıkışıklık yönetimi, Avustralya, Yeni Zelanda ve Amerika PJM enterkonekte sisteminde uygulanmaktadır. Bu modelde bağımsız sistem operatörlerine, üretim birimleri maliyet fonksiyonu ve buna karşılık alıcılar fiyat teklif fonksiyonu göndermektedir. Şebeke iletim modeline sahip olan sistem operatörleri, optimal güç akışı analizi yaparak bölgesel elektrik fiyatlar saptanmaktadır.

Şebekede bir sıkışıklık yoksa tek bir bölgesel fiyat belirlenmektedir. Sistem içindeki tüm üreticiler ve tüketiciler sistem operatörlerince belirlenen fiyatlar üzerinden elektrik alışverişlerini gerçekleştirirler. Şebekede bir sıkışıklık oluştuğunda, her bölge için farklı fiyat saptanmaktadır. Elektrik alışverişlerinde, her üreticiye kendi bölgesindeki fiyat üzerinden ödeme yapılırken, her tüketici de kendi bölgesi için belirlenmiş olan fiyat üzerinden ödeme yapmaktadır.

Büyük ölçekli sistemler ve bölgeler/ülkeler arasındaki elektrik alıverişlerini sağlayan uzun mesafeli iletim hatları göz önüne alındığında, optimal güç akışı modeli uygulamada zorluklara neden olabilmektedir. Binlerce baradan oluşan sistemlerde optimal güç akışı sonuçlarını ve anlık performansı zamanında ve doğru bir şekilde ortaya koyabilmek mühendislerin karşılaştığı önemli bir sorundur.

3.2.2 Bölgesel Fiyatlandırmayı Temel Alan Model

Kuzey Avrupa'da yer alan Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'nın dahil olduğu NORDEL güç havuzunda, üç farklı tekniğin bileşimi olan bir sıkışıklık modeli uygulanmaktadır. İletim tarifeleri, bölgesel fiyatlandırma ve uzlaştırma-dengeleme teknikleri bu modelin temelini oluşturmaktadır. Elektrik pazarının işletme sürecine göre farklı noktalarda, farklı teknikler uygulanabilmektedir. Yeniden yapılanmanın gerçekleştirildiği diğer ülkelerden farklı olarak NORDEL sistemi, yapısında merkezi bir üretim planlamasını içermemekte, elektrik alıverişlerinin gerçekleştiği merkezi bir güç havuzunu barındırmaktadır. Üretim planlaması, üretim şirketlerinin sorumluluğu altındadır.

İletim tarifeleri tekniğinde, ulusal, bölgesel ve yerel olmak üzere, şebeke üç farklı bölüme ayrılmıştır. Her bölüm, bağlı olduğu üst bölüme bağlantı ücreti ödemektedir. Üretici ve tüketiciler elektrik alışverişi için istedikleri bölüme bağlanabilmektedirler. Bu şekilde istediği bölüme bağlanan tüketici, bağlantı ücretini ödeyerek, elektrik enerjisi talebini havuz içinde yer alan herhangi bir üretim biriminden sağlayabilmektedir. Havuza dahil ülkeler arasında elektrik iletimi için bir ödeme tarifesi mevcut değildir. Fiyat tarifeleri, arz derecesine bağlı olarak doğrusal bir şekilde değişmektedir. Fiyatlardaki değişim, yeni üretim ve tüketim birimlerinin nereye kurulması gerektiği hakkında bir göstergedir. İletim tarifeleri tekniği uzun vadede sıkışıklığın önlenmesi için kullanılabilmektedir.

Bölgesel fiyatlandırma tekniğinde ise, sistemde bir sıkışıklık olduğu zaman, sıkışıklık seviyesine göre şebeke altbölümlere ayrılmaktadır. Üretimin fazla olduğu bölgelerde fiyatlar düşük iken, tüketimin fazla olduğu bölgelerde fiyat yüksek olmaktadır. Fiyat farklılıklarından dolayı elde edilen ek gelir, kapasiteyi arttırma çalışmaları amacıyla sistem operatörlerine ödenmektedir. Sistemde bir sıkışıklık olmadığı durumda ise, her bölüm için tek bir fiyat geçerli olmaktadır.

Uzlaştırma-dengeleme tekniğinde ise, sıkışıklık olduğu durumda, sistem operatörleri devreye girerek, üretim birimlerindeki üretimi arttırıp-azaltarak pazarı dengelemeye çalışmaktadırlar. Talebin fazla olduğu bölgelerdeki üretim birimlerinin üretimini arttırmasını ve buna karşın uzak bölgelerdeki üretim birimlerinin üretimini azaltmasını sağlayarak, bölgeler arası elektrik alışverişini azaltmaktadır. Ancak, bu işlem gerçekleştirilirken maliyeti yüksek olan üretim biriminin üretimini arttırması, maliyeti düşük olan üretim biriminin üretimi azaltması zorunlu olabilmektedir. Bu durumda sistem operatörü iletim sıkışıklığını gidermek için ortaya çıkan ek maliyeti, iletim tarifelerine yansıtarak dengelemeye çalışmaktadır.

Bölgesel fiyatlandırma yaklaşımları, optimal güç akışı yaklaşımlarına göre teknik olarak daha az karmaşık olsa da, bölgeler arasındaki fiyatların hangi sınırlarda tanımlanacağını ortaya koyacak bir analitik model sunmak ve bölgeler arasındaki elektrik alışverişleri limitlerini belirlemek karşılaşılan temel sorunlardır. Ayrıca optimal güç akışı yaklaşımı ile karşılaştırıldığında, bölgesel fiyatlandırmanın ekonomik verimliliği tartışılması gereken bir konudur.

3.2.3 Elektrik Alışverişlerini Temel Alan Model

Sıkışıklık yönetiminde en yaygın kullanılan üçüncü model ise elektrik alışverişlerini temel alan yapıdır. Bu yapı genel olarak Amerika'da kullanılmaktadır. Modelin uygulanması, iki nokta arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik iletim miktarının hesaplanması ve şebeke içindeki elektrik alışverişlerinin bu değerler göz önüne alınarak yapılması şeklindedir. İki nokta arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik alışverişi miktarı, literatürde kullanılabilir iletim yeterliliği olarak adlandırılmaktadır.

Her bağımsız sistem operatörü kendi bölgesindeki iletim hatlarını izlemek ve bölgeye giren, çıkan ve bölge içinde, sıkışıklığa yol açabilecek iletim hatlarına ilişkin ATC değerlerini hesaplamakla yükümlüdür. ATC değerlerinin Açık Giriş Eş-Zamanlı Bilgi Sistemi (Open Access Same-time Information System, OASIS) internet sayfasında yayınlanması ve sürekli olarak güncellenmesi, sektörde yer alan şirketlerin, üretici-tüketici arasındaki iletim sistemini, eşit imkanlar ile kullanabilmesine fırsat tanımaktadır. Üreticiler ve tüketiciler, şebeke üzerinden ek elektrik alışverişi gerçekleştirmeden önce, OASIS'te yer alan ATC değerlerine ulaşarak, hangi bölgelerde sıkışıklık olduğunu görebilmektedir. Bu şekilde iletim

sisteminin güvenilirliği sağlanabilmektedir. Güvenilirliğin sağlanmasının yanında, özel sektörün elektrik üretiminde çok büyük paya sahip olduğu Amerika'da, Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) bu uygulama ile enterkonekte güç sisteminin işletilmesinde hükümetin müdahalesini ve payını en düşük seviyeye çekmektedir.

Bağımsız sistem operatörlerinin iletim sistemi üzerinden elektrik alışverişi gerçekleştirmek isteyen herhangi bir şirket, ATC bilgilerine ulaşarak, iletim sisteminin, planlanan elektrik alışverişine imkan verip vermeyeceğini görebilmekte ve iletim hizmetinden kota talep edebilmektedir. Ancak, gerek duyulduğunda sistem güvenliğini sağlayabilmek için, rezerv edilmiş iletim hizmetleri, bağımsız sistem operatörleri tarafından iptal edilebilmektedir.

Kullanılabilir iletim yeterliliği hesabında kullanılan matrislerin, iletim hatlarının açması veya bakıma alınması durumunda güncelleştirilmesinde yaşanan zorluklar, OASIS internet sayfasında yayınlanan kullanılabilir iletim yeterliliği değerlerinin farklı yorumlanabilmesi iletim şebekesinde sorunlara yol açabilmektedir. Kullanılabilir iletim yeterliliği, i noktasını j nokatasına bağlayan hat yapısının kapasitesi değil, kaynağı i noktası, tüketicisi j noktası olan bir sistemde tüm şebekenin hesaplanan alışverişi gerçekleştirebilme yeterliliğidir.

Tez çalışmasının izleyen bölümlerinde ATC hakkında daha ayrıntılı bilgi verilecek, farklı hesap metodlarından bahsedilecek, şebeke duyarlılık faktörü ile ATC hesaplanması ayrıntılı olarak incelenecek ve örnek sistem çalışması yapılacaktır.

4. İLETİM YETERLİLİĞİNİN ANALİZİNDE KULLANILAN ŞEBEKE DUYARLILIK FAKTÖRLERİ

Güç akışı hesabı, elektrik enerji şebekelerinin güvenli ve kararlı bir şekilde sürdürülebilir olarak işletilebilmesi, iletim sıkışıklığının yönetiminin yapılabilmesi için temeldir. Güç akışı hesaplamaları güç sistemlerinin planlanmasında, işletilmesinde ve kontrolünde kullanılmaktadır. Elektrik şebekelerinin güvenilirlik değerlendirmeleri ve risk analizi için, hat yük akışlarının hızlı ve güvenilir teknikler ile hesaplanabilmesi çok önemlidir. Şebeke üzerindeki analizler en doğru ve eksiksiz olarak, tam güç akışı metodu kullanılarak yapılabilmektedir.

Tam güç akışı hesaplamaları, içinde pek çok değişken sistem parametrelerini bulundurmaktadır. Bu parametrelerin şebeke içindeki değişimleri doğrusal olmamakla birlikte, hesaplanması yüksek işlemci gücüne, bilgisayar hafızasına ve zamana ihtiyaç duymaktadır. Tarihsel süreçte, analiz edilen şebekedeki parametrelere ilişkin yapılan varsayımlar ile farklı güç akışı hesabı yöntemleri geliştirilmiştir. Yüksek işlem gücünü ve kullanılan bilgisayar hafızasını azaltmak, hesap süresini kısaltmak ve şebeke analizinde hesaplanan tüm parametrelere her aşamada gereksinim duyulmaması, farklı güç akışı hesap yöntemlerinin geliştirilmesini gerekli kılmıştır.

Gauss-Seidal metodu, bilgisayar ortamında analiz yapılabilmesi için geliştirilen ilk tam güç akışı metodudur. Yakınsama problemlerinden dolayı, bu metod ile güç akışı hesaplamaları hem uzun sürmekte hem de yüksek işlemci gücü ve bilgisayar hafızası gerektirmiştir. Geliştirilen Newton-Raphson güç akışı metodu ile yakınsama problemleri azaltılmış, hesaplama süresi kısalmış ve hesaplamalarda kullanılan bilgisayar hafızası ihtiyacı düşürülmüştür. İzleyen bölümde doğrusal güç akışı analizine yönelik ayrıntılar verilmiştir.

4.1 Doğrusal Güç Akışı Modeli

Doğrusal güç akışı analizine ilişkin yaklaşımlar ile güç akışı hesaplarını büyük oranda basitleştirmek ve hızlandırmak mümkündür. Bu yaklaşımlar, reaktif güç dengesi denklemlerini ihmal etmektedir. Doğrusal güç akışı modelinde, hat direnci hat reaktansına oranla çok küçük olduğundan ($x \gg r$), sadece reaktans değerleri kullanılmaktadır. Amaç, gerilim genliği 1 birim ($|V_i| \cong |V_j| \cong 1.0$) kabul edilen bara açı değerlerini çözerek, her iletim hattındaki aktif güç akışını belirlemektir. Doğrusal model için herhangi bir iterasyona gerek yoktur.

i barasını j barasına bağlayan iletim hattının birim değer cinsinden reaktansı x_{ij} , i barasının açısı θ_i ve j barasının açışı θ_j olmak üzere, i barasını j barasına bağlayan iletim hattındaki aktif güç akışı P_{ij} aşağıdaki eşitlik ile ifade edilmektedir.

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}\left(\theta_i - \theta_j\right) \tag{4.1}$$

i barasındaki net aktif güç P_i, bu baradaki üretim ve tüketimlerin cebirsel toplamıdır. P_i değeri, baradan iletim hatlarına gerçekleşen aktif güç akışlarının toplamına eşittir ve izleyen formül ile hesaplanmaktadır.

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}}\left(\theta_i - \theta_j\right) \tag{4.2}$$

Net güç akışları ifade eden (4.2) formülü, matris düzeninde gösterilebilmektedir.

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = [B_x] \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \tag{4.3}$$

B_x bara suseptans matrisinin elemanları, hat reaktanslarının fonksiyonlarıdır. Bara suseptans matrisinin köşegen dışı elemanları B_{ij}, köşegen elemanları B_{ii}, i barasını j barasına bağlayan iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı x_{ij} olmak üzere, (4.4) ve (4.5) eşitlikleri ile bara suseptans matrisi B_x oluşturulmaktadır.

$$B_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}} \tag{4.4}$$

$$B_{ii} = \sum_{j}^{N} \frac{1}{x_{ij}} \tag{4.5}$$

i barası ile j barası arasında bağlantı yoksa B_{ij} sıfır alınmaktadır. B_x tekil bir matristir. Ancak, herhangi bir baranın açısı sıfır kabul edilip (referans bara), B_x ($N * N$ boyutunda) matrisinden o baraya ilişkin satır ve sütun atılıp, tersi alındığı takdirde, indirgenmiş bara suseptans matrisi B_x^{-1} ($(N-1) * (N-1)$ boyutunda) elde edilmektedir. Elde edilen indirgenmiş bara suseptans matrisi, θ bara açısı, P bara aktif güç değeri fonksiyonu olarak aşağıdaki matrissel yapıda gösterilebilmektedir.

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdots & & \\ \vdots & B_x^{-1} & \vdots \\ \cdots & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_{n-1} \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

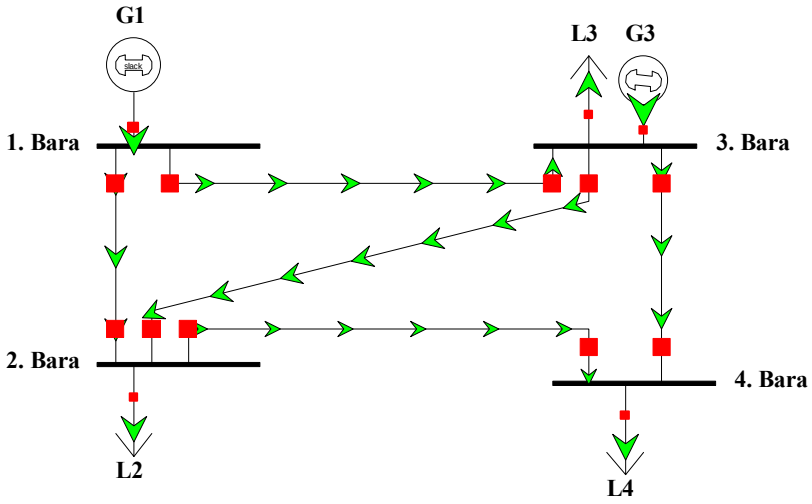
Hesaplanan bara açıları, (4.1) eşitliğinde yerine koyularak, i barasını j barasına bağlayan iletim hattındaki aktif güç akışı P_{ij} bulunmaktadır. Eşitlikteki değerler yerlerine yazılırken, referans bara için açının sıfır kabul edildiği unutulmamalıdır.

Doğrusal güç akışı sadece iletim hatları ve transformatörler üzerindeki aktif güç akışlarının hesaplanmasında iyi bir yöntemdir. Gerilimin genliği, görünür güç veya reaktif güç akışlarına ilişkin bir gösterge değildir.

4.2 Şebeke Duyarlılık Faktörleri

Üretim tesislerinde elektrik enerjisi üretilmesi ve iletim-dağıtım şebekesi ile enerjinin son kullanıcıya ulaştırılabilmesini sürdürülebilir kılmak için temel anlayış, mevcut iletim planlamasının ve üretim birimlerinin dağılımının bağlı olarak, güvenli işletme ölçütlerinin izlenebilir olmasıdır. Bu bağlamda, genel olarak üretim ve iletim için oluşturulabilecek senaryolar farklı faktörlerin bileşiminden oluşmaktadır.

Bir veya daha fazla sistem elemanının devre dışı kalması ile oluşabilecek $N-1,\ N-2,\ldots N-n$ işletme koşulları, üretim birimlerindeki artış veya azalışlar ile üretim dağılımındaki değişim, arz-talep dengesini sağlamak için enterkonekte bölgeler arasında gerçekleşebilecek büyük miktarlarda elektrik alışverişleri, bu faktörleri oluşturmaktadır. Dört bara, iki üretim birimi ve beş iletim hattından oluşan Şekil 4.1'deki dört baralı sistemde, iletim hatlarında oluşabilecek arızalar sonucu $N-1$ işletme koşulu için 5, $N-2$ işletme koşu için 10, üretim birimlerindeki artış veya azalışlara bağlı olarak değişebilecek üretim dağılımı için 2, iletim hatlarındaki arıza ve üretim dağılım değişimi birlikte irdelendiğinde 30 olmak üzere, 47 farklı senaryo ortaya konabilmektedir. Temel güç akışı durumunda olaylar zinciri ele alındığı zaman, bu sistem için binlerce farklı senaryo üretilebilmektedir.



Şekil 4.1: Dört Baralı Sistem

Çok sayıdaki senaryonun her bir durumu için, tam güç akışı metodu kullanmak, çok fazla zaman alacaktır. Sistemi tehlike sınırına taşıyabilecek muhtemel senaryoların izlenmesi tekniği ile daha az sayıda, daha hızlı analiz yapılabilmektedir.

Muhtemel senaryoların izlenmesinde, doğrusal analiz uygulaması, elektrik sektöründe yaygın olarak kullanılmaktadır. Doğrusal analiz, sistemde doğrusal olmayan bir değerin olmadığını ve üstdüşüm teorisinin kullanılabileceğini varsaymaktadır. Doğrusal analiz, senaryo sayısına bakılmaksızın tek bir tam güç akışı sonucuna ve şebeke duyarlılık faktörlerine ihtiyaç duymaktadır. Farklı

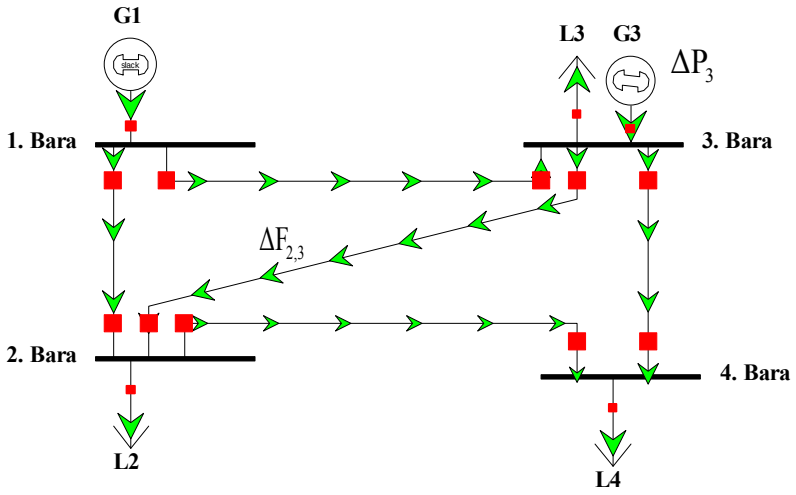
senaryolar altında, sistem değişimi doğrusal kabul edildiğinden, sistemdeki bu değişimler şebeke duyarlılık faktörleri kullanılarak, tekrar bir güç akışı analizi gerektirmeden hesaplanabilmektedir [23]. Farklı senaryolarda, aktif güçlerdeki değişimin sistem üzerindeki etkisini ortaya koymak adına, sistem işletme koşullarının hesaplanması için doğrusal güç akışı analizi yapılabilmektedir.

Şebeke duyarlılık faktörlerinin matematiksel hesabını yapabilmek için bir X matrisi tanımlanmaktadır. Doğrusal güç akışı analizi için oluşturulan B_x matrisinde ($N * N$ boyutunda), referans baraya ilişkin satır ve sütunlar atılıp, matrisin tersi alınarak indirgenmiş B_x^{-1} matrisi ($(N-1) * (N-1)$ boyutunda) belirlenmişti. B_x^{-1} matrisinde referans baraya ait satır ve sütunlara sıfır eklenerek genişletilmiş bara reaktans matrisi X ($N * N$ boyutunda) oluşturulmaktadır. Şebeke duyarlılık faktörlerinin hesaplanmasında bu matris kullanılacaktır. Bir barası referans seçildiği durumda, X matrisi aşağıda biçimde gösterilmektedir.

$$X = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ 0 & & & & \\ \vdots & & B_x^{-1} & & \\ \vdots & & & & \\ 0 & & & & \end{bmatrix} \quad \textbf{(4.7)}$$

4.2.1 Üretim Değişiminin Dağılımı

Üretim değişiminin dağılımı faktörleri (Generation Shift Distribution Factors, GSDF), üretim birimlerindeki güç değişimine bağlı olarak, iletim hatlarında oluşan yeni güç akışını, tekrar güç akışı analizi yapmadan hesaplamak için kullanılabilecek bir göstergedir. Üretim birimlerinin çıkış gücündeki değişimin, iletim hatları üzerindeki etkisini belirtmektedir. GSDF faktörlerinin örneklemesine ilişkin Şekil 4.2'de, 3 No'lu baradaki üretim biriminde ΔP_3 değişimi olursa, sistemdeki tüm iletim hatları bu değişimden etkilenecektir. 2 No'lu barayı 3 No'lu baraya bağlayan iletim hattındaki değişim $\Delta F_{2,3}$, üretim değişimi dağılım faktörü ile, $\Delta GSDF_{23,3}\Delta P_3$ formunda hesaplanabilmektedir. $\Delta GSDF_{23,3}$, 3 No'lu baradaki üretim değişiminin, 2 No'lu barayı 3 No'lu baraya bağlayan iletim hattı üzerindeki dağılım faktörü olarak ifade edilmektedir.



Şekil 4.2: GSDF Faktörlerinin Örneklemesi

Matematiksel olarak, Δp_l l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi, ΔP_u u barasındaki aktif güç üretim değişimi olmak üzere, u barasındaki üretim değişimi ile l iletim hattındaki güç akışı değişimi duyarlılığını gösteren, üretim değişimi dağılım faktörü $GSDF_{l,u}$ aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır. u barasında gerçekleşen ΔP_u üretim değişimini referans baradaki $-\Delta P_u$ değişimi ile dengelenecektir.

$$GSDF_{l,u} = \frac{\Delta \mathrm{p}_l}{\Delta P_u} = \frac{d\mathrm{p}_l}{dP_u} \tag{4.8}$$

l iletim hattındaki aktif güç akışı p_l yerine (4.1) eşitliği yerleştirildiğinde, θ_i i barasının açısı, θ_j j barasının açısı, $d\theta_i$ i barasındaki açı değişimi, $d\theta_j$ j barasındaki açı değişimi, dP_u u barasının aktif güç üretimindeki değişim, x_l i barasını j barasına bağlayan l iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı olmak üzere, $GSDF_{l,u}$ u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörüne yönelik izleyen ifadeler elde edilmektedir.

$$GSDF_{l,u} = \frac{d\mathrm{p}_l}{dP_u} = \frac{d}{dP_u}\left[\frac{1}{x_l}(\theta_i - \theta_j)\right] \tag{4.9}$$

$$GSDF_{l,u} = \frac{1}{x_l}\left(\frac{d\theta_i}{dP_u} - \frac{d\theta_j}{dP_u}\right) \quad \textbf{(4.10)}$$

Denklem (4.10) da ikinci çarpan, bara açılarının aktif güce göre değişimlerini yani türevlerini ifade etmektedir.

DA güç akışı doğrusal bir model olduğundan dolayı, $\Delta\theta$ bara açılarındaki değişim, ΔP bara aktif güç akışı değişimine bağlı olarak;

$$\Delta\theta = [X]\Delta P \quad \textbf{(4.11)}$$

eşitliği ile bulunmaktadır.

Referans barada meydana gelen aktif güç değişimi, diğer tüm baralarda meydana gelen net değişime eşit olduğu kabul edildiğinden dolayı, (4.11) ifadesinde sıfır eklenerek genişletilmiş $[X]$ matrisi kullanılmaktadır.

u barasındaki üretim artışı için GSDF değerlerini hesaplamasında, u barasındaki güç değişimini +1, referans baradaki güç değişimini -1, geriye kalan tüm baralardaki güç değişimi 0 olarak belirlenmektedir.

$$\Delta\theta = [X]\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ +1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad \textbf{(4.12)}$$

Denklemindeki bara aktif güç akışı değişimini gösteren ΔP vektörü, u barasında 1 birim değerlik güç artışının, referans barada gerçekleşecek 1 birim değerlik güç azalışı ile dengeleneceğini göstermektedir.

Belirtilen koşullar altında, X_{iu}: (4.12) eşitliğinden elde edilen $\Delta\theta$ vektörünün i. elemanı, X_{ju}: (4.12) eşitliğinde elde edilen $\Delta\theta$ vektörünün j. elemanı, x_l: i barasını j barasına bağlayan l iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı,

$d\theta_i$: i barasındaki açı değişimi, dθ_j: j barasındaki açı değişimi, dP_u: u barasının aktif güç üretimindeki değişim olmak üzere, $GSDF_{l,u}$: u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörü;

$$GSDF_{lu} = \frac{1}{x_l}\left(\frac{d\theta_i}{dP_u} - \frac{d\theta_j}{dP_u}\right) = \frac{1}{x_l}\left(X_{iu} - X_{ju}\right) \quad \textbf{(4.13)}$$

şeklinde hesaplanmakdatır.

Kısa bir deyişle $[X]$ matrisi içindeki X_{ab} elemanı, $[X]$ matrisinin $a.$ satır, $b.$ sütunundaki eleman olarak alınabilmektedir.

Yapılan matematiksel tanımlar, u barasındaki ΔP_u aktif güç üretim değişiminin, referans baradaki değişim ile dengeleneceğini, diğer tüm üretim birimlerinin sabit kalacağını kabul etmektedir. Başlangıç koşullarında u barasındaki aktif güç üretimi P_u^0 MW olmak üzere, buradaki üretim biriminin devre dışı kaldığı durumda, belirtilen baradaki aktif güç üretim değişimi,

$$\Delta P_u = -P_u^0 \quad \textbf{(4.14)}$$

ve $\hat{p}_l$: u barasındaki generatör devre dışı kaldığında l iletim hattındaki aktif güç akışı, p_l^0: u barasındaki generatör devre dışı kalmadan önce l iletim hattındaki aktif güç akışı, $GSDF_{l,u}$: u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörü verileri kullanılarak, tüm iletim hatlarındaki yeni aktif güç akışı aşağıdaki formül ile tanımlanmaktadır.

$$\hat{p}_l = p_l^0 + GSDF_{l,u}\Delta P_u \quad \textbf{(4.15)}$$

Bölümün başında u barasında gerçekleşen ΔP_u aktif güç üretim değişiminin referans baradaki $-\Delta P_u$ değişimi ile dengeleneceğini belirtilmiştir. Ayrıca, GSDF değerleri, iletim hatlarındaki güç akışının, bara gücündeki değişime bağlı olarak doğrusal yaklaşımıdır. Bunda dolayı, farklı üretim baralarındaki eş zamanlı değişimler, üstdüşüm ilkesi kullanılarak hesaplanabilmektedir. u barasında devre dışı kalan üretimin, enterkonekte sistemdeki diğer üretim birimleri tarafından dengelenmesi

durumunda, bu generatörlerin en yüksek aktif güç değerine orantılı olarak yükü paylaşması, sıkça kullanılan bir yöntemdir. Bunun için tanımlanan orantı faktörü, izleyen eşitlik ile bulunmaktadır.

$$\gamma_{ju} = \frac{P_j^{mak}}{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{K} P_k^{mak}} \tag{4.16}$$

Denklemde, K: üretim birimi sayısını, P_k^{mak}: k. üretim birimi için en yüksek aktif güç değerini, γ_{ju}: u üretim birimi devre dışı kaldığında j üretim biriminin yüklenme orantı faktörünü ($j \neq u$) göstermektedir.

Enterkonekte sistemde tüm üretim birimlerinin dengeyi sağlamak için, yüklenme orantı faktörüne bağlı olarak yükü paylaştığı durumda, p_l^0: u barasındaki generatör devre dışı kalmadan önce l iletim hattındaki aktif güç akışı, $GSDF_{l,u}$: u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörü, ΔP_u: u barasındaki aktif güç üretim değişimi, γ_{ju}: u üretim birimi devre dışı kaldığında j üretim biriminin yüklenme orantı faktörü olmak üzere, $\hat{p}_l$: u barasındaki generatör devre dışı kaldığında l iletim hattındaki aktif güç akışı;

$$\hat{p}_l = p_l^0 + GSDF_{l,u}\Delta P_u - \sum_{j \neq u} [GSDF_{l,u}\,\gamma_{ju}\Delta P_u] \tag{4.17}$$

şeklinde hesaplanmaktadır.

1970 yılında uygulanmaya başlayan GSDF göstergeleri temelinde, matematiksel ifadelerden de görüldüğü gibi, analiz yapılan şebeke içindeki net üretimin değişmediğini kabul etmektedir. Ancak gerçek sistemler bu varsayımı tam olarak yansıtmamakta, GSDF kullanımını sınırlamaktadır. Net üretim değiştiği zaman, tekrar güç akışı analizinin yapılması, bağlı olarak GSDF değerlerinin tekrar hesaplanması gerekmektedir.

4.2.2 Üretim Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı

Üretim değişiminin genelleştirilmiş dağılımı faktörleri (Generalized Generation Distribution Factors, GGDF) her bir üretim biriminin aktif güç akışı üzerindeki etkisini göstermektedir. GGDF değerleri iletim hattı parametrelerine ve işletme koşullarına bağlıdır, ancak referans bara seçiminden bağımsızdır.

DA güç akışı modelini temel aldığı için sadece aktif güç akışı hesabı için kullanılabilmektedir. GGDF hesaplanması için ilk olarak, aktif güç akışı hesaplanacak iletim hattı için referans bir gösterge tanımlanmalıdır. P_l^0: Doğrusal güç akışı analizi sonucunda hesaplanan l iletim hattındaki aktif güç akışı, $GSDF_{l,u}$: u barası ve l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörü, G_u: u barasındaki toplam aktif güç üretimi, N: bara sayısı olmak üzere, referans baradaki üretim birimine ilişkin, l iletim hattının GGDF göstergesi, $GGDF_{l,r}$ aşağıdaki ifade ile elde edilmektedir.

$$GGDF_{l,r} = \left(P_l^0 - \sum_{\substack{u=1 \\ u \neq r}}^{N} GSDF_{l,u}\, G_u \right) / \sum_{u=1}^{N} G_u \qquad \textbf{(4.18)}$$

$GGDF_{l,u}$ u barasındaki üretim birimine ilişkin, l iletim hattının GGDF göstergesi, $GGDF_{l,r}$ referans baradaki üretim birimine ilişkin, l iletim hattının GGDF göstergesi ve $GSDF_{l,u}$ u barası ve, l iletim hattına ilişkin üretim değişimi dağılım faktörünün toplamı olarak izleyen formül ile hesaplanmakadır.

$$GGDF_{l,u} = GGDF_{l,r} + GSDF_{l,u} \qquad \textbf{(4.19)}$$

l iletim hattındaki toplam aktif güç akışı P_l;

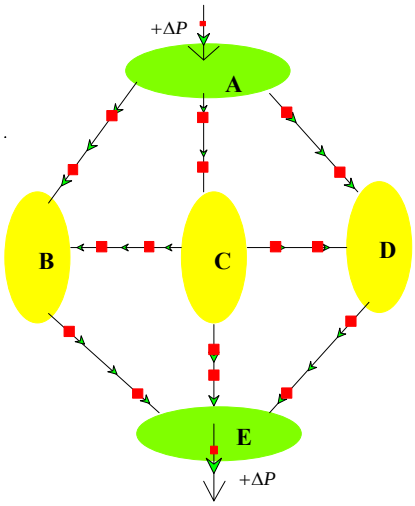
$$P_l = \sum_{u=1}^{N} GGDF_{l,u} G_i \qquad \textbf{(4.20)}$$

şeklinde saptanmaktadır.

1981 yılında ortaya çıkan GGDF faktörleri, GSDF faktörlerinden türetilmişlerdir. GSDF göstergelerinin referans bara seçimine bağlı olması ve sistem içindeki net gücün sabit kalması sınırlamalarını ortadan kaldırdığı için GGDF değerleri şebeke analizi kullanımlarında ön plana çıkmıştır. Ancak yükün, baralar arasında uygun dağılımı varsayımı, bu faktörlerin kullanımını da sınırlayabilmektedir.

4.2.3 Baralar Arasındaki İletimin Değişmesi Durumunda Dağılım

Baralar arasındaki iletimin değişmesi durumunda dağılım faktörleri (Power Transfer Distribution Factor, PTDF), iki bölge arasında gerçekleşen yük iletiminin, sistem içindeki iletim hatlarına nasıl dağılacağını ifade eden bir göstergedir. Özellikle elektrik piyasasının yeniden yapılanması ile birlikte, sistemlerin karmaşıklığı ve iletilen güç miktarı artmış, gün geçtikçe büyüyen ulusal ve uluslararası enterkonekte sistemlerde, bölgeler arası yük iletimi büyük önem kazanmıştır. Bölgeler arasında gerçekleşen elektrik alışverişleri Şekil 4.3'te gösterilmiştir. Her bölge kendi içinde üretim birimleri, iletim sistemleri ve yükler barındırmaktadır.



Şekil 4.3: Bölgeler Arasında Gerçekleşen Elektrik Alışverişleri

PTDF göstergeleri kullanılarak, herhangi bir bölgeden, herhangi bir bölgeye ek elektrik alışverişi gerçekleştiğinde, enterkonekte yapıya bağlı herhangi bir bölge içindeki veya bölgeleri bağlayan iletim hatlarının, ek elektrik alışverişini hangi oranda üstleneceği belirlenebilir. Örneğin, A bölgesinden E bölgesine ek olarak

ΔP MW enerji iletilmek istendiğinde, B bölgesi içinde, temsilen 3 No'lu ve 5 No'lu baraları bağlayan iletim hattının yüklenme oranına ilişkin ifade, $PTDF_{35,AE}$ şeklinde gösterildiğinde, ek elektrik alışverişinden dolayı belirtilen hat, $PTDF_{35,AE}\Delta P$ MW daha fazla enerji iletecektir.

GSDF hesabı için ifade edilen (4.11) denkleminde, güç akışı değişiminin bara açısına bağlı olduğu gösterilmiştir. ΔP vektöründe, üretimin arttığı bara için +1, bunu dengeleyen referans bara için -1 ve geriye kalan baralarda bir değişim olmadığı varsayıldığı için sıfır yazılarak (4.12) denklemi ile ifade edildiği gibi, güç değişim vektörü tekrar düzenlenmiştir.

Belirtilen denklemden $[X]$ matrisi, B_x^{-1} matrisinde, referans baranın satır ve sütununa sıfır eklenerek oluşturulduğu ve referans baranın bara açısı sıfır kabul edildiğinden, GSDF değerleri bulunurken, sadece üretimin arttığı baradaki açının değişiminin, belirtilen iletim hattı üzerindeki etkisi (4.13) denklemi ile açıklanmıştır.

Ayrıca, PTDF tanımında açıklandığı gibi, bir bölgedeki üretim artışının, referans baradaki üretim değişimi ile dengelenerek, sistemin net üretiminin sabit kalması söz konusu değil, artan üretimin, başka bir bölgede tüketim olarak gerçekleşmesi sonucu arz-talep dengesinin sağlanması durumu mevcuttur. Bu koşullar altında, PTDF hesabı için, üretim ve tüketimin değiştiği baralardaki açıların, belirtilen iletim hattı üzerindeki güç akışına etkisi ortaya konmalıdır.

x_l: i barasını j barasına bağlayan iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, dp_l: l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi, $d\theta_i$: i barasındaki açı değişimi, $d\theta_j$: j barasındaki açı değişimi, dP_m: m bölgesindeki aktif güç üretimindeki değişim, dP_n: n bölgesindeki aktif güç üretimindeki değişim olmak üzere, $PTDF_{ij,mn}$ m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır.

$$PTDF_{ij,mn} = \frac{dp_l}{dP_m} + \frac{dp_l}{dP_n} = \frac{d}{dP_m}\left[\frac{1}{x_l}(\theta_i - \theta_j)\right] + \frac{d}{dP_n}\left[\frac{1}{x_l}(\theta_i - \theta_j)\right] \qquad \textbf{(4.21)}$$

m bölgesindeki güç değişimi +1 ise n bölgesindeki güç değişimi -1 olacağından dolayı, x_l: i barasını j barasına bağlayan iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, X_{im}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $m.$ sütunundaki eleman, X_{jm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $j.$ satır $m.$ sütunundaki eleman, X_{in}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{jn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $j.$ satır $n.$ sütunundaki eleman olmak üzere (4.21) eşitliği;

$$PTDF_{ij,mn} = \frac{X_{im} - X_{jm} - X_{in} + X_{jn}}{x_l} \quad \textbf{(4.22)}$$

şeklinde düzenlenebilmektedir.

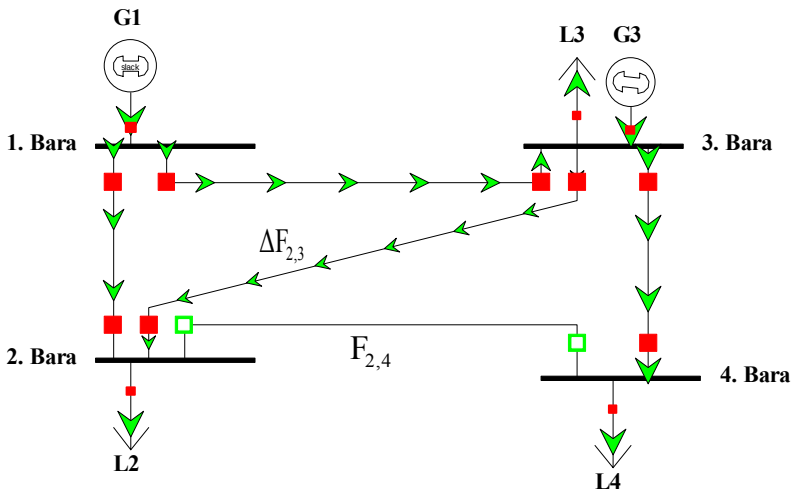
i, j: izlenen l iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar, m, n: artan üretim-tüketimin, giriş ve çıkış bölge numaraları, P_{mn}^{ek}: sisteme eklenen aktif güç miktarı olmak üzere, sisteme verilen ek güce bağlı olarak l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi aşağıda formül ile tanımlanmıştır.

$$\Delta P_{ij} = PTDF_{ij,mn} P_{mn}^{ek} \quad \textbf{(4.23)}$$

4.2.4 İletim Hattı Açması Durumunda Dağılım

İletim hattı açması durumunda dağılım göstergeleri (Line Outage Distribution Factor, LODF), bir iletim hattı devre dışı kaldığında, diğer iletim hatlarındaki yüklenme oranını ifade etmektedir. Sistemdeki bir iletim hattının devre dışı kalmasıyla birlikte, sistemin yapısına, yük ve üretim dağılımlarına bağlı olarak, şebekedeki diğer iletim hatlarının yükü artabilmekte veya azalabilmektedir

LODF faktörlerinin örneklemesi Şekil 4.4'te gösterilmiştir. 2 No'lu barayı 3 No'lu baraya bağlayan iletim hattında $F_{2,4}$ güç akışı gerçekleştiğinde, bu iletim hattının devre dışı kalmasıyla, şebekedeki iletim hatlarının yüklenme miktarları değişecektir. 2 No'lu barayı 3 No'lu baraya bağlayan iletim hattında, 2 No'lu barayı 4 No'lu baraya bağlayan iletim hattının açmasıyla meydana gelecek güç akışı değişimi $\Delta F_{2,3}$, 2-4 baraları arasındaki iletim hattının açmasıyla 2-3 baraları arasındaki iletim hattına ilişkin yükün dağılım faktörü $LODF_{23,24}$ ile $F_{2,4}$'ün çarpımı ile hesaplanmaktadır.



Şekil 4.4: LODF Faktörlerinin Örneklemesi

Matematiksel olarak, Δp_l: l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi, p_k^o: k iletim hattı açmadan önce, hat üzerindeki aktif güç akışı olmak üzere, $LODF_{l,k}$: k iletim hattı açtığında, l iletim hattının dağılım faktörü, matematiksel olarak;

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta p_l}{\mathrm{p}_k^0} \tag{4.24}$$

eşitliği ile bulunmaktadır.

Aktif güç değişiminin, bara açı değişimi ile bağıntısı (4.11) denklemi ile ifade edilmiştir Bara aktif güç akışı değişimini gösteren ΔP vektörü aşağıdaki düzende yazılabilmektedir.

$$\Delta P = \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ P_n \\ \vdots \\ \vdots \\ P_m \end{bmatrix} \tag{4.25}$$

n ve m baralarındaki açı değişimi $\Delta\theta_n$ ve $\Delta\theta_m$, ΔP_m: m barasındaki aktif güç değişimi, ΔP_n: n barasındaki aktif güç değişimi, X_{nn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır n. sütunundaki eleman, X_{nm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır m. sütunundaki eleman, X_{mn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır n. sütunundaki eleman, X_{mm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır m. sütunundaki eleman olmak üzere, izleyen eşitlikler ile hesaplanmaktadır.

$$\Delta\theta_n = X_{nn}\Delta P_n + X_{nm}\Delta P_m \quad \textbf{(4.26)}$$

$$\Delta\theta_m = X_{mn}\Delta P_n + X_{mm}\Delta P_m \quad \textbf{(4.27)}$$

Hat açma modeli, n ve m barasındaki aktif güç değişimlerinin, bu baralardaki net güç akışlarının yeniden düzenlenmesi sonrası, açan iletim hattından akan güce eşit olduğu varsayımını kabul etmektedir. Bu varsayım altında, $n-m$ baraları arasındaki k iletim hattı açtığında, belirtilen baralar arasındaki yeni güç akışı $\tilde{P}_{nm}$, $\tilde{\theta}_n$: k iletim hattı açtığında n barasının açısı, $\tilde{\theta}_m$: k iletim hattı açtığında m barasının açısı, ΔP_m: m barasındaki aktif güç üretimindeki değişimi, ΔP_n: n barasındaki aktif güç üretimindeki değişimi, x_k: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı olmak üzere;

$$\tilde{P}_{nm} = \Delta P_n = -\Delta P_m \quad \textbf{(4.28)}$$

$$\tilde{P}_{nm} = \frac{1}{x_k}\left(\tilde{\theta}_n - \tilde{\theta}_m\right) \quad \textbf{(4.29)}$$

eşitlikleri ile bulunmaktadır.

n ve m baralarındaki açı değişimi $\Delta\theta_n$ ve $\Delta\theta_m$, (4.28) ifadesi yardımıyla, (4.26) ve (4.27) eşitlikleri yeniden düzenlenirse, aşağıdaki denklikler ile tanımlanmaktadır.

$$\Delta\theta_n = (X_{nn} - X_{nm})\Delta P_n \quad \textbf{(4.30)}$$

$$\Delta\theta_m = (X_{mm} - X_{mn})\Delta P_n \quad \textbf{(4.31)}$$

θ_n: k iletim hattı açmadan önce n barasının açısı, θ_m: k iletim hattı açmadan önce m barasının açısı, $\Delta\theta_n$: n barasındaki açı değişimi, $\Delta\theta_m$: m barasındaki açı değişimini göstermek üzere, n ve m baralarının k iletim hattı açtığında bara açıları $\tilde{\theta}_n$ ve $\tilde{\theta}_m$;

$$\tilde{\theta}_n = \theta_n + \Delta\theta_n \quad \textbf{(4.32)}$$

$$\tilde{\theta}_m = \theta_m + \Delta\theta_m \quad \textbf{(4.33)}$$

ifadeleri ile hesaplanmaktadır.

x_k: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, $\tilde{\theta}_n$: k iletim hattı açtığında n barasının açısı, $\tilde{\theta}_m$: k iletim hattı açtığında m barasının açısı, $\Delta\theta_n$: n barasındaki açı değişimi, $\Delta\theta_m$: m barasındaki açı değişimi, θ_n: k iletim hattı açmadan önce n barasının açısı, θ_m: k iletim hattı açmadan önce m barasının açısı olmak üzere, k iletim hattı açtığında $n-m$ baraları arasındaki güç akışını ifade eden $\tilde{P}_{nm}$ aşağıdaki formül ile düzenlenmiştir.

$$\tilde{P}_{nm} = \frac{1}{x_k}\left(\tilde{\theta}_n - \tilde{\theta}_m\right) = \frac{1}{x_k}(\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{x_k}(\Delta\theta_n - \Delta\theta_m) \quad \textbf{(4.34)}$$

P_{nm}: k iletim hattı açmadan önce, $n-m$ baraları arasındaki aktif güç akışı, x_k: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, X_{nn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır n. sütunundaki eleman, X_{mm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır m. sütunundaki eleman, X_{nm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır m. sütunundaki eleman olacak şekilde, k iletim hattı açtığında $n-m$ baraları arasındaki güç akışını ifade eden $\tilde{P}_{nm}$ izleyen eşitlik ile elde edilmektedir.

$$\tilde{P}_{nm} = P_{nm} + \frac{1}{x_k}(X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})\Delta P_n \quad \textbf{(4.35)}$$

Hat açma modelinin (4.28) ifadesinde yaptığı varsayım altında, $\tilde{P}_{nm} = \Delta P_n$ olduğunu ifade edilmiştir. (4.35) formülünde, $\tilde{P}_{nm}$ yerine ΔP_n ifadesi yazılıp, yeniden düzenlenirse, n barasındaki aktif güç değişimi ΔP_n,

$$\Delta P_n = \left[\frac{1}{1 - \frac{1}{x_k}(X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})}\right] P_{nm} \qquad \textbf{(4.36)}$$

P_{nm}: k iletim hattığında, $n-m$ baraları arasındaki aktif güç akışı, x_k: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, X_{nn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $n.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{mm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $m.$ satır $m.$ sütunundaki eleman, X_{nm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $n.$ satır $m.$ sütunundaki eleman olmak üzere, (4.36) eşitliği ile bulunmaktadır.

$n-m$ baraları arasına bağlı k iletim hattı açmadan önce P_{nm} güç akışına göre, sistemin herhangi bir barasındaki açının değişim oranını tanımlayan $\delta_{i,mn}$ duyarlılık faktörü, $\Delta\theta_i$: i barasındaki açı değişimi olmak üzere izleyen denklik ile ifade edilmektedir.

$$\delta_{i,mn} = \frac{\Delta\theta_i}{P_{nm}} \qquad \textbf{(4.37)}$$

n ve m baraları referans bara seçilmediği takdirde, $n-m$ barasında aktif güç üretimindeki değişimleri ΔP_n ve ΔP_m, n ve m baralarına etki etmektedir. Bu durumda, herhangi bir i barasındaki açı değişimi $\Delta\theta_i$,

$$\Delta\theta_i = X_{in}\Delta P_n + X_{im}\Delta P_m \qquad \textbf{(4.38)}$$

olarak tanımlanmaktadır. X_{in}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{im}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $m.$ sütunundaki elemandır.

k iletim hattı açmadan önce, $n-m$ baraları arasındaki güç akışı P_{nm} yerine (4.36) ifadesindeki P_{nm} değeri, i barasındaki açı değişimi $\Delta\theta_i$ yerine (4.38) ifadesindeki $\Delta\theta_i$ değeri konup, eşitlikteki kesir k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı x_k ile genişletilirse, $n-m$ baraları arasına bağlı k iletim hattı açmadan önce

P_{nm} güç akışına göre, i barasındaki açının değişim oranı duyarlılık faktörü $\delta_{i,nm}$ (4.39) denklemi ile elde edilmektedir. X_{in}: $[X]$ bara reaktans matrisinin i. satır n. sütunundaki elemanı, X_{im}: $[X]$ bara reaktans matrisinin i. satır m. sütunundaki elemanı, X_{nn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır n. sütunundaki elemanı, X_{mm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin m. satır m. sütunundaki elemanı, X_{nm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin n. satır m. sütunundaki elemanı göstermektedir.

$$\delta_{i,nm} = \frac{(X_{in} - X_{im})x_k}{x_k(X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \quad \textbf{(4.39)}$$

m barasının referans olduğu durumda,

$$\delta_{i,nm} = \frac{X_{in}x_k}{(x_k - X_{nn})} \quad \textbf{(4.40)}$$

n barasının referans olduğu durumda,

$$\delta_{i,nm} = \frac{-X_{im}x_k}{(x_k - X_{mm})} \quad \textbf{(4.41)}$$

ifadeleri kullanılarak $\delta_{i,mn}$: $n-m$ baraları arasına bağlı k iletim hattı açmadan önce P_{nm} güç akışına göre, i barasındaki açının değişim oranı duyarlılık faktörü hesaplanabilmektedir. Referans baraya ait $[X]$ elemanını değeri sıfır olacağından, (4.39) denklemi her iki durum için basitleştirilerek (4.40) ve (4.41) ifadeleri ile belirtilmiştir. i barası referans seçilecek olursa, referans baraya ait açı sıfır ve sabit olacağından, değişim oranı duyarlılık faktörü $\delta_{i,mn} = 0$ olmaktadır.

LODF genel tanımını (4.41) eşitliğine kadar verilmiş olan ifadeler ile baştan ifade edersek, Δp_l: l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi, p_k^o: k iletim hattı açmadan önce, hat üzerindeki aktif güç akışı, x_l: $i-j$ baraları arasındaki l iletim hattının birim değerler cinsinden reaktans değeri, $\delta_{i,nm}$: $n-m$ baraları arasındaki güç akışına bağlı olarak i barasına ait duyarlılık faktörü, $\delta_{j,nm}$: $n-m$ baraları arasındaki güç akışına bağlı olarak j barasına ait duyarlılık faktörü, $\Delta\theta_i$: i barasındaki açı değişimi, $\Delta\theta_j$: j barasındaki açı değişimi, $\Delta\theta_j$: j barasındaki açı değişimi,

P_{nm}: k iletim hattı açmadan önce, $n-m$ baraları arasındaki aktif güç akışı olmak üzere, $LODF_{l,k}$: k iletim hattı devre dışı kaldığında, l iletim hattının dağılım faktörünü ifade eden aşağıdaki denkleme ulaşılmaktadır.

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta \mathrm{p}_l}{\mathrm{p}_k^0} = \frac{\frac{1}{x_l}\left(\Delta\theta_i - \Delta\theta_j\right)}{\mathrm{p}_k^0} = \frac{1}{x_l}\left(\frac{\Delta\theta_i}{P_{nm}} - \frac{\Delta\theta_j}{P_{nm}}\right) = \frac{1}{x_l}\left(\delta_{i,nm} - \delta_{j,nm}\right) \qquad \textbf{(4.42)}$$

i ve j barasının referans bara olmadığı durumda,

$$LODF_{l,k} = \frac{1}{x_l}\left(\frac{(X_{in} - X_{im})x_k - \left(X_{jn} - X_{jm}\right)x_k}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})}\right) \qquad \textbf{(4.43)}$$

denklemi elde edilmektedir. Elde edilen ifadeyi düzenlenirse,

$$LODF_{l,k} = \frac{\frac{x_k}{x_l}\left(X_{in} - X_{jn} - X_{im} + X_{jm}\right)}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \qquad \textbf{(4.44)}$$

formülünü ulaşılmaktadır. x_k: k iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, x_l: i barasını j barasına bağlayan l iletim hattının birim değerler cinsinden reaktansı, X_{in}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{jn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $j.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{im}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $i.$ satır $m.$ sütunundaki eleman, X_{jm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $j.$ satır $m.$ sütunundaki eleman, X_{nn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $n.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{mn}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $m.$ satır $n.$ sütunundaki eleman, X_{nm}: $[X]$ bara reaktans matrisinin $n.$ satır $m.$ sütunundaki eleman olarak ifade edilmiştir. k iletim hattı açmadan önce l iletim hattındaki aktif güç akışı $p_{l,k}^0$, k iletim hattı devre dışı kaldığında, l iletim hattının dağılım faktörü $LODF_{l,k}$, k iletim hattı açmadan önce, hat üzerindeki aktif güç akışı p_k^o olmak üzere, k iletim hattı devre dışı kaldığında, l iletim hattındaki aktif güç akışı $\hat{p}_{l,k}$;

$$\hat{p}_{l,k} = p_{l,k}^0 + LODF_{l,k}p_k^0 \qquad \textbf{(4.45)}$$

4.2.5 Yük Değişiminin Genelleştirilmiş Dağılımı

Yük değişiminin genelleştirilmiş dağılımı faktörleri (Generalized Load Distribution Factors, GLDF), 4.2.2 bölümünde açıklanmış olan GGDF göstergeleri ile benzer yapıya sahiptir. GSDF faktörlerinden türetilmişlerdir. Şebeke iletim birimlerinin, baraya verilen gücün eksi işaretlisi olarak alınan yükler tarafından, toplam kullanımının ölçüsüdür. P_l^0: Doğrusal güç akışı analizi sonucunda hesaplanan l iletim hattındaki aktif güç akışı, $GSDF_{l,y}$: y barasındaki talep artışı durumunda, l iletim hattının GSDF değeri, $GLDF_{l,r}$: referans barada talep artışı durumunda, l iletim hattının GLDF göstergesi, L_y: y barasındaki toplam talep olmak üzere, l iletim hattındaki aktif güç akışı P_l aşağıdaki formüller ile bulunmaktadır.

$$GLDF_{l,r} = \left(P_l^0 - \sum_{\substack{y=1 \\ y \neq r}}^{N} GSDF_{l,y}\, L_y \right) / \sum_{y=1}^{N} L_y \qquad \textbf{(4.46)}$$

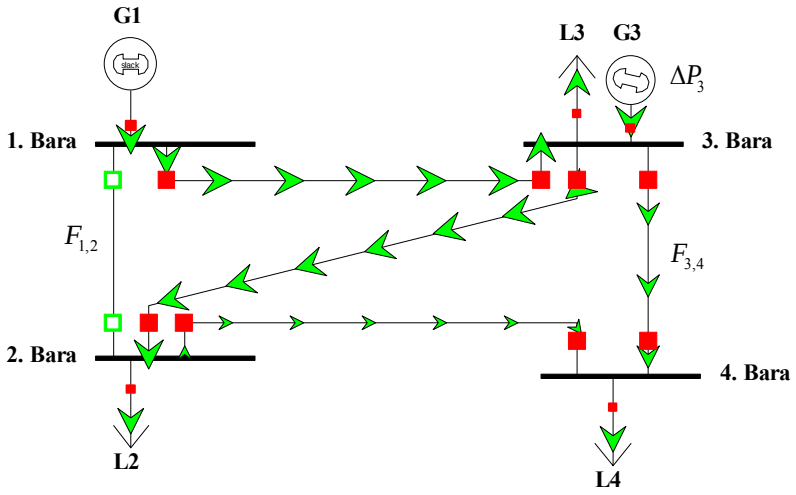
$$GLDF_{l,y} = GLDF_{l,r} - GSDF_{l,y} \qquad \textbf{(4.47)}$$

$$\mathrm{P}_l = \sum_{y=1}^{N} GLDF_{ly} L_y \qquad \textbf{(4.48)}$$

4.2.6 Üretim - İletim Dağılımı

GSDF ve LODF göstergeleri yardımıyla, üretim dağılımında değişim ve iletim hattı devre dışı kaldığında, tekrar bir güç akışı analizi yapılmadan sistemin nasıl etkileneceğinin hesaplanması önceki bölümlerde belirtirmiştir. Bu iki gösterge arasında karşılıklı bir ilişki söz konusu değildir. Bir senaryoda, üretim dağılımı değişimi ve iletim hattı açması aynı anda söz konusu iken, bunun analizini yapmak zaman alıcı bir süreçtir. 3 No'lu baradaki üretimin ΔP_3 artmasıyla birlikte, 1 No'lu barayı 2 No'lu baraya bağlayan iletim hattının açma senaryosu, OTDF faktörlerinin örneklemesi, Şekil 4.5'te gösterilmiştir. 3 No'lu baradaki ΔP_3 üretim artışı, sadece 3-4 No'lu baralar arasındaki yük iletimini değil, sistemde tüm hatlardaki güç akışını etkilemektedir. 1-2 No'lu baralar arasındaki iletim hattının açması öncesinde,

3 No'lu baradaki üretim artışından dolayı bu iletim hattındaki yeni güç akışı $\hat{F}_{1,2} = F_{1,2}\Delta P_3$, 3-4 No'lu baralar arasındaki iletim hattının yeni güç akışı $\hat{F}_{3,4} = F_{3,4}\Delta P_3$ şeklinde olacaktır. Aynı anda, 1-2 No'lu baralar arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında LODF göstergesi, üretim dağılım değişiminin de etkisini göstermek için, 1-2 No'lu baralar arasındaki aktif güç akışını, $\hat{F}_{1,2}$ olarak almalıdır. GSDF ve LODF göstergelerinin aynı anda kullanılmasında karşılaşılan karmaşıklıktan dolayı üretim dağılımı değişiminin ve hat açmasının etkisini aynı anda yansıtabilmek için üretim - iletim dağılımı faktörleri (Outage Transfer Distribution Factors, OTDF) ortaya atılmıştır.



Şekil 4.5: OTDF Faktörlerinin Örneklemesi

Matematiksel olarak, ΔP_u: u barasındaki aktif güç üretim değişimi, $GSDF_{ij,u}$: u barasındaki aktif güç üretim değişiminin, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi, $GSDF_{mn,u}$: u barasındaki üretim değişiminin, $m-n$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi, $LODF_{ij,mn}$: $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattına etkisi olmak üzere, u barasındaki aktif güç üretiminin değişmesi ve $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında, $i-j$ baraları arasına ilişkin kesinti iletim dağılım faktörü $OTDF_{ij,mn}$, aşağıdaki formülasyon ile gösterilmektedir.

$$OTDF_{ij,mn} = \left(GSDF_{ij,u} + (LODF_{ij,mn} GSDF_{mn,u})\right) \quad \textbf{(4.49)}$$

u barasında ΔP_u aktif güç üretim değişimi ve $m-n$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığında, işletme koşullarında $i-j$ baraları arasındaki aktif güç akışı $P_{i,j}^0$, iletim hatlarına ilişkin kesinti iletim dağılım faktörü $OTDF_{ij,mn}$ olmak üzere, $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı $\tilde{P}_{i,j}$ izleyen denklem ile hesaplanmaktadır.

$$\tilde{\mathrm{P}}_{i,j} = P_{i,j}^0 OTDF_{ij,mn} \Delta P_u \qquad \textbf{(4.50)}$$

4.2.7 Şebeke Duyarlılık Faktörlerinin Kullanımı

Doğrusal duyarlılık faktörleri, iletim hatlarının yeterliliğinin hesaplanmasında, farklı senaryo analizlerinde, enerji iletiminin sistem birimleri üzerindeki elektriksel etkilerinin ortaya konmasında, herhangibir iletim hattının veya herhangibir üretim birimlerinin devre dışı kalmasının, şebekenin diğer elemanlarını hangi oranda etkilediğini belirlemek için kullanılan araçlardır. Doğrusal duyarlılık faktörleri, farklı piyasa uygulamalarında elektrik iletim sıkışıklığını modellemek için önemli rol oynamaktadırlar.

GSDF ve LODF göstergelerinin hesaplanması ve örnek sistem üzerinde uygulaması [23] ayrıntılı olarak gösterilmiştir. GGDF ve GLDF ifadelerinin hesaplanması ve iletim maliyeti dağılımında kullanımı örnek sistem üzerinde [24] incelenmiştir. Miller ve Awad tarafında hazırlanan raporda [25], Amerika Birleşik Devletleri'nde San Diego bölgesinde, Güneybatı güç hattının açmasıyla oluşan etkiler LODF göstergeleri kullanılarak analiz edilmiştir. Kaliforniya bağımsız sistem operatörleri tarafından yapılan çalışmada LODF, GSDF ve OTDF değerlerinin şebeke içinde kullanımı örnek sistemler üzerinde gösterilmiştir [26]. Tez içinde ayrıntıları ile incelenmiş şebeke duyarlılık faktörleri dışında, iletim hattı kapama dağılım faktörü (Line Closure Distribution Factor, LCDF), iletim hattı açma açı faktörü (Line Outage Angle Factor, LOAF), iletim hattı açma üretim faktörü (Line Outage Generation Factor, LOGF), iletim hattı kapama üretim faktörü (Line Closure Generation Factor, LCGF) Sauer ve ekibinin çalışmasında [27] incelenmiş, dağılım faktörlerinin arıza durumu analizinde kullanımı irdelenmiştir. Hur ve ekibinin çalışmasında [28], şebeke kısıtlılıklarının biçimlendirilmesinde LODF göstergeleri kullanılmıştır. GLDF

faktörlerinin sıkışıklık maliyeti dağılımında kullanımı Fattahi ve Ehsan tarafından yapılan çalışmada [22] gösterilmiştir. Elektrik sistemlerini çökmeye götürebilecek olayların erken tespiti ve önlenmesi için yapılan analizlerde GDF göstergelerinin kullanımı, Song ve Kezunovic tarafından [29] irdelenmiştir.

Jing ve ekibi tarafından yapılan çalışmada [30], iletim hattı kullanımı temeline dayanan fiyatlandırmada, GSDF değerlerinin kullanımı incelenmiştir. Muslu ve Shultz elektrik güç sistemlerinde arıza durumu analizinde GSDF ve LODF değerlerinin kullanımı açıklamışlardır [31]. Arıza durumunun izlenmesinde GGDF kullanımı Montagna ve Granelli tarafında yapılan çalışmada [32] gösterilmiştir. Sıkışıklık maliyeti dağıtımında GGDF ve GLDF göstergelerinin temel alındığı model Bautista ve Quintana tarafından incelenmiştir [33]. Biskas ve Bakirtzis tarafından yapılan çalışmalarda, PTDF ve LODF göstergelerinin ATC hesaplanmasında kullanımı [34] ve güvenlik kısıtlılıklı optimal güç akışı hesaplanmasında LODF ve GGDF kullanımı [35] irdelenmiştir. Sıkışıklık modellenmesinde PTDF göstergelerinin kullanımı Minghai ve Gross tarafından incelenmiştir [36]. PTDF değerlerinin, sistem işletme koşullarına göreceli olarak duyarsız olduğu Baldick ve ekibi tarafından yapılan çalışmada gösterilmiştir. [37]. Goncalves ve Vale, tarafından yapılan çalışmada [38] PTDF göstergeleri iletim sıkışıklığı analizlerinde kullanılmıştır. Genelleştirilmiş iletim hattı açma dağılım faktörleri (Generalized Line Outage Distribution Factor, GLODF), Güle ve arkadaşları tarafından yapılan çalışmada ortaya konmuştur [39]. Güç sistemi güvenliği için yapılan değerlendirmelerde GGDF göstergelerine getirilen yenilikler Chang ve ekibi tarafından yapılan çalışmada [40] irdelenmiştir.

Şebekeler üzerinde farklı senaryolar üretilmesi ve elektrik piyasalarının yeniden yapılandırılması ile birlikte doğan ihtiyaçlardan dolayı, 1970'li yıllardan günümüze kadar, bu ihtiyaçlara cevap verebilecek, farklı isimler altında duyarlılık faktörleri tanımlanmıştır. Matematik tanımlar incelendiğinde, literatürde tanımlanan bu farklı duyarlılık faktörlerinin temelinde GSDF ve LODF göstergeleri olduğu görülmektedir. Bu iki faktöre ilişkin yapılan varsayımların değiştirilerek bazı sınırlamaların ortadan kaldırılması veya iki faktörün birlikte kullanımı ile diğer faktörler türetilmişlerdir. Ulusal elektrik şebekelerinin büyük boyutlara ulaşması ve uluslararası elektrik ticaretinin artmasıyla birlikte, özellikle bölgeler arası elektrik

iletiminin önem kazandığı günümüz şebeke modellerinde, bağlı olarak PTDF kullanımı da önem kazanmıştır. GSDF, GGDF ve PTDF göstergeleri üretim birimlerindeki değişime bağlı olarak, enerji iletimi sırasında şebekedeki iletim hatlarının yüklenme oranını gösterdiği için, farklı kaynaklarda Güç İletimi Dağılım Faktörü ismini almıştır. Ancak, bu üç faktörün hesaplanmasında yapılan varsayımlar ve kullanım şekilleri farklılık gösterebildiğinden tez çalışması içinde her biri ayrı isimlendirilmiş ve irdelenmiştir.

Şebeke duyarlılık faktörleri hesaplanırken, şebeke içindeki üretim birimlerinin ve/veya sistem net gücünün değişken olup olmadığına ilişkin varsayımlar yapılmaktadır. Bazı faktörlerin hesaplanması referans bara seçimine bağlı iken, bazı faktörlerde bağlı değildir. Kullanım amacına göre, irdelenen faktörler arıza öncesi veya arıza sonrası sistem koşullarında uygulanabilmektedir. Tez çalışması kapsamında yapılan araştırmalarda erişilen bilgiler ışığında, şebeke duyarlılık faktörlerinin kullanımına ilişkin farklılıklar ve benzerlikler Tablo 4.1'de gösterilmiştir.

Tablo 4.1: Şebeke Duyarlılık Faktörlerinin Karşılaştırılması

Üretim	Net Güç	Referans Bara	Temel Durumu	Şebeke Duyarlılık Faktörleri
Değişken	Sabit	Değişir	Arıza öncesi (N-0)	GSDF
Değişken	Değişken	Değişmez	Arıza öncesi (N-0)	GGDF
Değişken	Değişken	Değişmez	Arıza öncesi (N-0)	PTDF
Sabit	Sabit	Değişir	Arıza öncesi (N-0)	LODF
Değişken	Değişken	Değişmez	Arıza öncesi (N-0)	GLDF
Değişken	Sabit	Değişir	Arıza sonrası (N-1)	OTDF

GSDF ve LODF göstergeleri, arıza durumunda güç akışı hesabı ve iletim sıkışıklığı durumunu göstermek için kullanılmaktadırlar. Üstdüşüm ilkesini temel alan bu göstergeler, iletim sisteminin temel empedans modeli üzerine kurulmuşlardır. Farklı senaryolara göre–üretim biriminin tamamen veya kısmen devre dışı kalması, iletim hattının açması–arıza öncesi sistem koşullarında GSDF ve LODF kullanılarak yapılan analizler ile arıza sonrası güç akışı hesabı yapılabilmektedir.

PTDF göstergeleri, normal işletme koşulları altında, satıcı bölgeden alıcı bölgeye iletilebilecek enerjinin miktarının artmasına bağlı olarak, iletim hatlarının ek yüklenme miktarının hesaplanması için kullanılmaktadırlar. Yeniden yapılanma sürecinde, PTDF göstergeleri sıkışıklık yönetiminde kullanılabilir bir teknik olduğunu kanıtlamıştır.

PTDF değerleri hem tam hem de doğrusal güç akışı modeli kullanılarak hesaplanabilmektedir. Tam güç akışı modeli uygulaması, sistem işletme koşullarının özel bir noktada doğrusallaştırılması ile gerçekleşmektedir. Tam güç akışı modeli, doğrusal güç akışı modeline göre daha doğru sonuca ulaşılmasını sağlasa da, doğrusal güç akışı modelinin işletme koşullarından bağımsız olması, sadece sistemin yapısına bağlı olması önemli bir fayda sağlamaktadır.

GSDF ve LODF göstergelerinde olduğu gibi PTDF değerlerinin hesabı da iletim şebekesinin biçimine bağlıdır. Günümüzde PTDF matrisi, NERC tarafından günlük olarak yenilenmesine rağmen, sistem yapısını eş zamanlı olarak yansıtamamaktadır. Binlerce elemandan oluşan sistemde, işletme halinde olan iletim hattının bakıma alınması veya bakımdaki bir hattın işletmeye alınması durumunda bu matris değişecektir.

Ayrıca, elektrik üreticisi firmaların şebekeye verdiği enerji ve son kullanıcı noktalarındaki tüketim değişkendir. Bu gibi nedenlerin üst üste eklenmesi sonucu, PTDF kullanılarak hesaplanan ek güç akışları, zaman zaman eşik değerin üstüne çıkabilmekte veya çok altında kalabilmektedirler. İletim sıkışıklığı analizi için bugün kullanılan PTDF değerleri, yarın için elverişsiz olabilmektedir.

PTDF göstergeleri yardımıyla, $N-0$ sistem koşullarında ATC hesabı yapılabileceği gibi, LODF göstergeleri ile birlikte kullanılarak da, $(N-1)$ arıza sonrası sistem işletmesinde ATC hesabı yapılabilmektedir.

OTDF değerleri, diğer faktörlerden farklı olarak arıza esnasında kullanılmaktadırlar. Bir üretim biriminin arızadan dolayı tamamen devre dışı kalması veya gerçekleştirmesi beklenen üretimin çok azını şebekeye verebilmesi sonucu, üretim dağılımlarının değişimi tüm sistemde iletim hatlarındaki güç akışına arttırıcı veya azaltıcı yönde etki edecektir. Bu etki, aşırı yüklenmiş bir iletim hattının açmasına neden olabilmektedir. Sisteme en kısa zamanda doğru şekilde müdahale edebilmek

için, ayrı ayrı GSDF ve LODF göstergeleri kullanmak yerine, üretimden kaynaklanan ilk arıza sonrası OTDF indikatörleri kullanılarak yapılan analiz ile iletim hatlarında gerçekleşebilecek ikincil ve/veya üçüncül arızaların önüne geçilebilmektedir.

GSDF göstergelerinin hesaplanmasında sistem içindeki net gücün sabit kalacağı varsayımından dolayı, gerçek sistemlerde kullanımın sınırlı olduğundan önceki bölümlerde bahsedilmiştir. Ayrıca, matematik ifadelerde de görüldüğü gibi, GSDF değerleri seçilen referans baraya göre değişmektedir. GSDF faktörlerinden elde edilen GGDF değerlerinin, net güce ilişkin yapılan varsayımı ortadan kaldırması ve referans bara seçiminden bağımsız olması, bu ifadelerin GSDF göstergeleri yerine kullanılmasına yol açmıştır. GLDF değerleri de, GGDF göstergelerinde olduğu gibi GSDF ifadelerinden türemiştir. GSDF, GGDF ve GLDF faktörleri, iletim masraflarının dağılımı hesapları için de kullanılabilmektedirler.

5. KULLANILABİLİR İLETİM YETERLİLİĞİNİN BELİRLENMESİ

Amerika Birleşik Devletleri enerji piyasasının rekabete açılmasında anahtar rol oynayan, enerji piyasasındaki oyuncuların izlemesi zorunlu kurallar, Federal Enerji Düzenleyici Komisyonu (Federal Energy Regulatory Commision, FERC) tarafından, 1996 yılında çıkarılmış olan, 888 ve 889 numaralı düzenlemeler ile belirtilmiştir.

888 numaralı düzenleme elektrik hizmetlerinin ve pazarlama fonksiyonlarının bölünmesini zorunlu kılarak, mevcut elektrik iletim şebekesine açık girişi ilerletmeyi ve tüketicinin seçim yapabilmesini iyileştirmeyi hedeflemiştir.

889 numaralı düzenleme ise Kullanılabilir İletim Yeterliliği (Available Transfer Capability, ATC) ve Toplam İletim Yeterliliği (Total Transfer Capability, TTC) gibi enerji piyasası göstergeleri hakkındaki bilgilerin, olası ticari rakipler arasında ulaşılabilir olmasını, bu değerlerin Açık Giriş Eş-Zamanlı Bilgi Sistemine (Open Access Same-time Information System, OASIS) aktarılmasını emretmiştir.

Kullanılabilir İletim Yeterliliği, belirlenmiş olan alıcı-satıcı baralara güç giriş-çıkışı olduğu zaman, belirsizlik ve acil durum sınırları içerisinde, şebeke üzerinden iletilebilecek ek güç miktarıdır. Kuzey Amerika Elekrik Güvenilirlik Konseyi (North American Electric Reliability Council, NERC), Kullanılabilir İletim Yeterliliğini, şebekenin kullanımına ilaveten, ileride gerçekleşebilecek elektrik alışveriş faaliyetlerinin sağlanabilmesi için, fiziksel iletim şebekesinde geriye kalan güç iletim yeterliliğinin miktarı olarak tanımlanmaktadır.

Matematiksel olarak, Kullanılabilir İletim Yeterliliği (ATC) aşağıdaki formülasyon ile ifade edilmektedir. Bu denklemde, TTC: Toplam İletim Yeterliliği, TRM: İletim Güvenilirlik Sınırı, CBM: Kapasite Fayda Sınırı'nı belirtmektedir [41, 42].

$$ATC = TTC - TRM - CBM \quad \textbf{(5.1)}$$

Sistem performansı için önemli bir gösterge olan ATC verileri, yeniden yapılanan elektrik enerji piyasalarında, aşağıda özetlendiği gibi farklı şekillerde kullanılabilmektedir.

- Şu anki işletme koşulları altında, güç sistemi yeterliliği bilgilerini sağlar.
- Piyasadaki oyuncular arasında gerçekleşen elektrik alışverişine karar verebilmek için hesaplanan ATC değerleri gereklidir. ATC verilerine göre piyasa oyuncuları, aralarındaki güç anlaşmalarını gözden geçirirler.
- Sistem yeterliliğinin yükseltilmesinde ATC verileri kullanılabilir. ATC değerlerini sınırlayan işletme koşulları bilindiği takdirde, sistem operatörü işletme ve planlama kararları alarak bu sınırlamaları ortadan kaldırabilir ve sistem yeterliliği yükseltilebilir.
- ATC değerleri, iletim hatlarındaki sıkışıklığın göstergesi olarak kullanılabilir.
- İletim maliyetlerinin belirlenmesinde ATC kullanılabilir. ATC değeri küçük olan bölgelerde iletim ücreti yüksek tutularak, buradan kazanılan ek gelir bölgedeki iletim hatlarının yeterliliğinin arttırılması için kullanılabilir [43].

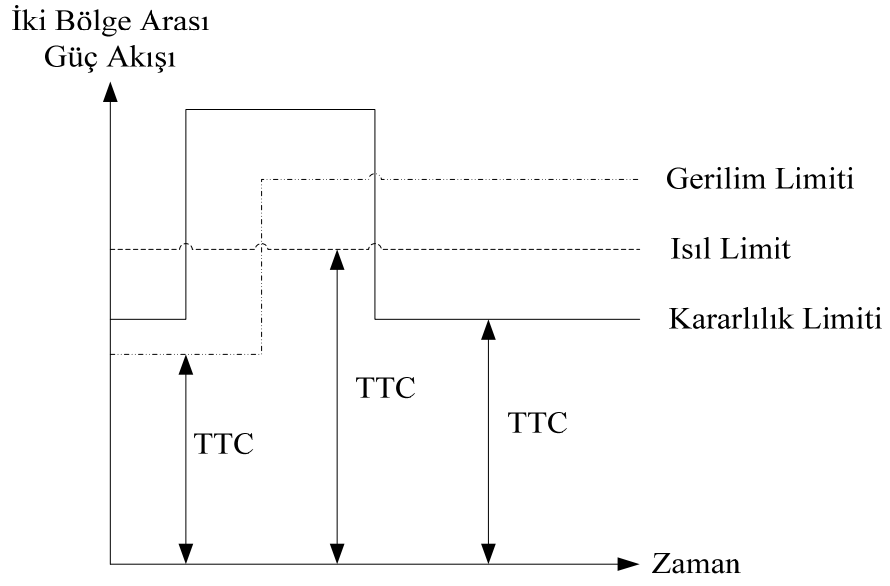
5.1 Toplam İletim Yeterliliği

Toplam İletim Yeterliliği (Total Transfer Capability, TTC), enterkonekte iletim şebekesi üzerinden, bir bölgeden başka bir bölgeye, tüm iletim hatları belirlenmiş olan sistem koşulları altındayken, güvenilir olarak iletilebilecek elektrik enerjisi miktarı olarak tanımlanmaktadır.

İletim yeterliliği, analiz edilen zaman sürecinde üretim, tüketim ve iletim sisteminin durumuna bağlı olarak değişmektedir. Enterkonekte iletim şebekelerinin güvenilir bir şekilde elektrik enerjisi iletim yeterliliği, sistemlerin fiziksel ve elektriksel özelliklerine bağlı olarak, sıcaklık, gerilim ve kararlılık limitleri ile sınırlanmaktadır.

Sıcaklık limitleri, iletim hattının veya elektrik ekipmanlarının, belirlenmiş olan zaman aralığı içinde, aşırı ısınmadan dolayı ekipmanlarda kalıcı zarar oluşmadan ve genel emniyet gereksinimlerini aşmadan, iletilebilecek en yüksek elektrik akımı miktarıdır. Sistem gerilimi ve gerilimdeki değişimler, kabul edilebilir en düşük ve en yüksek değerler arasında tutulmalıdır. Gerilimin en düşük sınır değerde tutulması, şebekeye ve son kullanıcıya zarar vermeden iletilebilecek elektrik enerjisi miktarını

en üst değere taşırken, gerilimin değerinin daha da düşmesi, enerji sisteminde çökmeye neden olabilmektedir. Enterkonekte şebekede, geçici durum ve sürekli durumda, sistem içinde meydana gelebilecek dalgalanmalara zamanında ve etkin olarak müdahale edilebilmelidir. Sistem dalgalanmaları, üretim birimlerinin birbirlerine bağlı olarak salınım yapmasına, hatların la yüklenmesine, sistem frekans ve geriliminde bozucu etki yaratmasına neden olabilmektedir. Sistem kararlılığı için, elektrik sistemi yeni kararlı çalışma noktasına ulaşana kadar, bu salınımlar hafifletilmelidir. Eğer yeni kararlı çalışma noktasına yeterince hızlı erişilemez ise, üretim birimleri birbirleriyle olan senkronizasyonunu kaybedebilir ve tüm elektrik şebekesini kararsızlığa götürebilmektedir. Sistem işletme koşulları değiştikçe, TTC değerleri üzerindeki sınırlayıcı limitler, Şekil 5.1'de gösterildiği üzere değişmektedir.



Şekil 5.1: TTC Değerleri Üzerindeki Sınırlayıcı Limitler [41]

$N-1$ sistem koşullarında, limit değerler içinde ve kararlı işletilmesi beklenen şebekelerde, fiziksel ve elektriksel sınırlamalar göz önüne alındığında, iletim yeterliği aşağıdaki formül ile gösterilmektedir.

$$TTC_1 = min.\{Isıl\ limit, Gerilim\ limiti, Kararlılık\ limiti\}\ \mathrm{N}-1 \qquad \textbf{(5.2)}$$

Ayrıca, şebeke içinde bir bölgeden başka bir bölgeye elektrik enerjisi iletilirken, paralel hatların empedansına orantılı olarak, paralel hat güç akışları ortaya çıkabilmektedir. Bu güç akışları tüm enterkonekte sistemi, özellikle elektriksel bağlantısı yakın olan iletim sistemini etkileyebilmektedir. Bazı durumlarda, iki bölge arasında elektrik enerjisi transferinden dolayı, paralel hatlarda oluşan güç akışı, bu iki bölge arasındaki iletim yeterliliği sınırlarını etkileyebilmektedir. Paralel hatlardaki güç akışı göz önüne alındığında iletim yeterliliği TTC_2 olarak ifade edilirse, toplam iletim yeterliliği izleyen ifade ile tanımlanmaktadır [44].

$$TTC = min.\{TTC_1, TTC_2\} \quad \textbf{(5.3)}$$

5.2 İletim Güvenilirlik Sınırı

İletim Güvenilirlik Sınırı (Transmisson Reliabilty Margin, TRM), sistem koşullarındaki kabul edilebilir belirsizlikler altında, enterkonekte iletim şebekesinin güvenliğini garanti etmek için, zorunlu olan iletim yeterliliğinin miktarı olarak tanımlanmaktadır. Her bir elektrik sistemi, güç havuzu, altbölgeler ve bölgeler kendi TRM prosedürlerini belirmelidirler.

5.3 Kapasite Fayda Sınırı

Kapasite Fayda Sınırı (Capacity Benefit Margin, CBM), enterkonekte şebekede üretim birimlerine erişimi garanti altına alarak, üretim güvenilirliği gereksinimlerini sağlamak için, yük hizmet birimlerince ayrılmış olan iletim yeterliliğinin miktarı şeklinde ifade edilmektedir. Her iletim hattı grubu için CBM seviyesi, işletme rezervlerinin ve şirketlerin talep ettiği, ihtiyaç duyulan kapasiteye göre hesaplanmaktadır. Talep: Tahmin edilen bölge talebi, Rezerv: rezerv gereksinimi, Kaynak: bölge içi kaynaklar ve bölge dışı kullanılabilir kaynakların toplamı olmak üzere, kapasite fayda sınırı CBM, aşağıdaki ifade ile tanımlanmaktadır [42, 44, 45].

$$CBM = (Talep + Rezerv) - Kaynak \quad \textbf{(5.4)}$$

Her bir elektrik sistemi, güç havuzu, altbölgeler ve bölgeler kendi CBM prosedürlerini belirlemelidirler.

5.4 ATC Hesabına Yönelik Temel Yaklaşımlar

Literatürdeki makaleler incelendiğinde, farklı matematiksel model ve algoritmalara göre farklı ATC hesap yöntemleri mevcuttur. Her yöntemin birbirine göre avantajları, dezavantajları ve farklı kullanım yerleri vardır. İncelenen çalışmaların bir kısmı direkt kullanılan metodların formülasyonu, geliştirilmesi, bir arada kullanılması, karşılaştırılması veya uygulamasını içerirken, kalanı ise bir amaç doğrultusunda farklı metodlar kullanarak ATC hesaplanmayı içermektedir. Doğrusal Kullanılabilir İletim Yeterliliği (Linear Available Transfer Capability, LATC), Yinelemeli Güç Akışı (Repeated power flow, RPF), Ardıl Güç Akışı (Continuation Power Flow, CPF) ve Optimal Güç Akışı (Optimal Power Flow, OPF) yöntemleri en yaygın olarak kullanılanlardır.

TRM ve CBM'nin belirlenmesi, üzerinde analiz yapılan sisteme göre bölgeler, altbölgeler ve güç havuzları arasında farklılıklar gösterebilmektedir. Literatürdeki makalelerde ve hazırlanan raporlarda ATC'ye yönelik hesaplamalarda, bu iki verinin belirlenmesindeki özel durum ve tutarlı bir yapının onaylanmaması, belirtilen verilerin biliniyor olduğu veya TTC'nin ATC üzerindeki çok daha belirgin etkisinden dolayı sıfır olduğu kabul edilebilmektedir [18, 43, 46-51]. Bu varsayım, sadelik için yapılmış olup, Kullanılabilir İletim Yeterliliğinin değerlendirilmesinin genel uygulanabilirliğini zayıflatmamaktadır. Literatürdeki pek çok çalışmada ATC'nin belirlenmesinde genellikle TTC temel alınmaktadır.

Ejebe ve ekibinin yaptığı çalışmada [52] lineer artık güç akışı yaklaşımına dayanılarak LATC formülasyonu ve uygulaması, Rong-fu-Sun ve ekibi ile [53], Christie ve ekibinin çalışmasında [7] Lineer Dağılım Faktörleri Metodu kullanılarak ATC hesaplaması yapılmıştır. Christie ve ekibi [7] hızlı bir ATC hesabı için, doğru akım güç akışını temel alarak, PTDF göstergelerini kullanmıştır. Tez içinde kullanılacak olan bu yöntemin ayrıntıları Bölüm 5.5'de verilmiştir.

Gravener ve ekibi [54] ile Yan Ou ve ekibi [55] RPF metodu kullanarak ATC hesabı yapmış, bu bağlamda ilk dizi duyarlılık ve sınır değerlere ilişkin bir çalışma sunmuşlardır. Bu metod ile gerilim ve reaktif gücün etkileri göz önüne alınmaktadır. Elde edilen sonuçlara, uygun üretim ve yük modeline bağlı olarak ihtiyatlı yaklaşılmalıdır. Ejebe ve ekibi [56] ile belirtilen çalışmada, ATC hesabı için CPF

metodu kullanmışlardır. En yaygın olarak kullanılan ATC hesap yöntemleri, kullanılan model ve izlenen sınır değerler, makalelerden edinilen bilgiler çerçevesinde Tablo 5.1'de karşılaştırılabilir şekilde verilmiştir.

Tablo 5.1: ATC Hesap Yöntemlerinin Karşılaştırılması

ATC Hesap Yöntemi	Kullanılan Model	İzlenen Sınır Değerler
Doğrusal Yaklaşım Metodu	Doğrusal güç akışı Modeli	Isıl
Optimal Güç Akışı Metodu	Tam Güç Akışı Modeli	Isıl ve Gerilim
Ardıl Güç Akışı Metodu	Tam Güç Akışı Modeli	Isıl ve Gerilim
Yinelemeli Güç Akışı Metodu	Tam Güç Akışı Modeli	Isıl ve Gerilim

5.5 Doğrusal Güç Akışı Modeli Kullanılarak ATC Hesabı

Kullanılabilir İletim Yeterliği göstergesi matematiksel olarak (5.1) eşitliği ile ifade edilmiştir. Önceki bölümde Literatürdeki ATC değerlerine yönelik hesaplamalarda, TRM ve CBM verilerinin belirlenmesindeki özel durum ve tutarlı bir yapının onaylanmaması, belirtilen verilerin biliniyor olduğu veya TTC'nin ATC üzerindeki çok daha belirgin etkisinden dolayı sıfır alınabileceği vurgulamıştır. Literatürdeki makalelerde ve hazırlanan raporlarda ATC'ye yönelik hesaplamalarda, TTC'nin ATC üzerindeki çok daha belirgin etkisinden TRM ve CBM verilerinin sıfır olduğu kabul edilebilmektedir. Tez çalışması kapsamında da TRM ve CBM değerleri sıfır kabul edilmiştir.

Toplam iletim yeterliliğine ilişkin (5.2) denkleminde ve Şekilde 5.1'de görüldüğü gibi TTC değerleri, dolayısıyla yapılan varsayıma bağlı olarak ATC göstergeleri, sistemin çalışma noktasına bağlı olarak ısıl, gerilim ve kararlılık limitlerinde gözlenen farklılıklara göre değişmektedir.

Tez çalışması kapsamında, sistem yapısındaki değişikliklere bağlı olarak, ısıl limitler gözlenerek, sistem yeterliliğini incelemek için doğrusal güç akışı modeli ve doğrusal yaklaşım metodu temel alınmıştır. Sisteminin çalışma noktasına bağlı olarak değişen gerilim ve kararlılık sınır değerleri de göz önüne alınarak ATC verilerinin hesaplanması için tam güç akışı modeli kullanılmalıdır. Doğrusal güç akışı iletim hatlarına ilişkin ısıl limitlerin çok hızlı bir şekilde hesaplanabilmesi için yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

5.5.1 Normal İşletme Koşulları

i, j: izlenen l iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar, m, n: artan üretim-tüketimin, giriş ve çıkış bölge numaraları, P_{mn}^{ek}: sisteme eklenen aktif güç miktarı olmak üzere, sisteme verilen ek güce bağlı olarak l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi ($\Delta P_{ij} = PTDF_{ij,mn} P_{mn}^{ek}$) formülü ile tanımlanmıştır.

$i-j$ baraları arasındaki iletim hattında yeni aktif güç akışı P_{ij}^{yeni}, başlangıç durumdaki aktif güç akışı P_{ij}^{0} ve l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi ΔP_{ij}'nin toplamı olarak ifade edilmektedir.

$$P_{ij}^{yeni} = P_{ij}^{0} + \Delta P_{ij} \qquad \textbf{(5.5)}$$

$i-j$ baraları arasındaki iletim hattı için hesaplanan yeni aktif güç akışı değeri P_{ij}^{yeni}, bu iletim hattının aktif güç akışı sınır değeri $P_{ij}^{mak.}$'a küçük eşit olması gerekmektedir.

$$P_{ij}^{yeni} \leq P_{ij}^{mak.} \qquad \textbf{(5.6)}$$

l iletim hattındaki güç akışı değişimini gösteren (4.23) formülü, (5.6) eşitliğinde yerine konulup düzenlenirse, başlangıç durumdaki aktif güç akışı P_{ij}^{0}, iletim hattının maksimum aktif güç akışı sınır değeri $P_{ij}^{mak.}$, m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü $PTDF_{ij,mn}$ olmak üzere, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattındaki kısıtlılığa bağlı olarak, m bölgesinden n bölgesine iletilebilecek maksimum aktif güç miktarı $P_{mn,ij}^{mak.}$ izleyen denklem ile hesaplanmaktadır.

$$\mathrm{P_{mn,ij}^{mak.}} \leq \frac{\mathrm{P_{ij}^{mak.}} - \mathrm{P_{ij}^{0}}}{\mathrm{PTDF_{ij,mn}}} \qquad \textbf{(5.7)}$$

Sistemdeki tüm iletim hatları için hesaplanan, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattındaki kısıtlılığa bağlı olarak, m bölgesinden n bölgesine iletilebilecek maksimum aktif güç miktarı $P_{mn,ij}^{mak.}$'nın minimum değeri, $m-n$ bölgeleri arasındaki Kullanılabilir İletim Yeterliliği ATC_{mn}'yi ifade edecektir.

$$ATC_{mn} = min.P_{mn,ij}^{mak.} \quad \textbf{(5.8)}$$

5.5.2 İletim Hattı Açması Durumu

Kullanılabilir İletim Yeterliliği, arızanın sisteme etkisinden dolayı sınırlanmaktadır. İletim hattı devre dışı kaldığı zaman doğrusal güç akışı analizi yapılarak her iletim hattının sistem üzerindeki etkisi ortaya konduktan sonra PTDF değerleri kullanılarak iletim yeterliliği limitleri hesaplanabilmektedir. Bunun yanında LODF ve PTDF göstergeleri birlikte kullanılarak $N-1$ sistem koşulunda daha hızlı hesap yapmak mümkündür.

r, s: izlenen k iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar, m, n: artan üretim-tüketimin, giriş ve çıkış bölge numaraları, P_{mn}^{ek}: sisteme eklenen aktif güç miktarı, $PTDF_{rs,mn}$: m bölgesinden n bölgesine, r barasını s barasına bağlayan k iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü olmak üzere, sisteme verilen ek aktif güce bağlı olarak k iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi;

$$\Delta P_{\mathrm{rs}} = PTDF_{\mathrm{rs},mn}P_{mn}^{ek} \quad \textbf{(5.9)}$$

formülü ile bulunmaktadır.

i, j: izlenen l iletim hattının başındaki ve sonundaki baralar, m, n: artan üretim-tüketimin, giriş ve çıkış bölge numaraları, P_{mn}^{ek}: sisteme eklenen aktif güç miktarı, $PTDF_{ij,mn}$: m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü olmak üzere, sisteme verilen ek aktif güce bağlı olarak l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi izleyen ifade ile hesaplanmaktadır.

$$\Delta P_{\mathrm{ij}} = PTDF_{\mathrm{ij},mn}P_{mn}^{ek} \quad \textbf{(5.10)}$$

Sisteme eklenen aktif güç miktarı P_{mn}^{ek}, $r-s$ baraları arasındaki k iletim hattında açma olması durumunda, $i-j$ baraları arasındaki l iletim hattının dağılım faktörü $LODF_{ij,rs}$, m bölgesinden n bölgesine, i barasını j barasına bağlayan l iletim hattı üzerindeki güç dağılım faktörü $PTDF_{ij,mn}$ olmak üzere, sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki l iletim hattındaki aktif güç akışı değişimi $\Delta P_{ij,rs}$;

$$\Delta P_{ij,rs} = \Delta P_{rs} LODF_{ij,rs} + PTDF_{ij,mn} P_{mn}^{ek} \quad \textbf{(5.11)}$$

denklemi ile elde edilmektedir.

Sisteme verilen ek güce bağlı olarak k iletim hattındaki aktif güç akışı değişimini veren (5.9) ifadesindeki ΔP_{rs}, (5.11) eşitliğinde yerine yazılıp, ΔP_{mn}ortak parantezine alınırsa, $\Delta P_{ij,rs}$ ifadesi;.

$$\Delta P_{ij,rs} = \left(PTDF_{rs,mn} LODF_{ij,rs} + PTDF_{ij,mn}\right) P_{mn}^{ek} \quad \textbf{(5.12)}$$

şeklinde düzenlenmektedir.

Sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, $r-s$ baraları arasındaki k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı $P_{ij,rs}^{yeni}$, bu iletim hattının k iletim hattı açmış iken maksimum aktif güç akışı sınır değeri $P_{ij,rs}^{mak.}$'a küçük eşit olması gerekmektedir.

$$P_{ij,rs}^{yeni} \leq P_{ij,rs}^{mak.} \quad \textbf{(5.13)}$$

Sisteme P_{mn}^{ek} aktif gücü eklenmiş iken, $r-s$ baraları arasındaki k iletim hattının açması durumunda $i-j$ baraları arasındaki yeni aktif güç akışı $P_{ij,rs}^{yeni}$, arıza öncesi durumda $i-j$ baraları arasındaki aktif güç akışı P_{ij}^{0} olmak üzere, aşağıdaki denklem ile saptanmaktadır.

$$P_{ij,rs}^{yeni} = \Delta P_{ij,rs} + P_{ij}^{0} \quad \textbf{(5.14)}$$

Üstte gösterilmiş olan (5.13) denkleminde $P_{ij,rs}^{yeni}$ yerine (5.14) ifadesi, $\Delta P_{ij,rs}$ yerinede (5.12) ifadesi yerleştirilip düzenlenirse, arıza durumunda m bölgesinden n bölgesine iletilebilecek maksimum aktif gücün, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattının devre dışı kalması kısıtlılığına bağlı olarak ifadesi $P_{mn,ij,rs}^{mak.}$;

$$P_{mn,ij,rs}^{mak.} \leq \frac{\mathrm{P}_{\mathrm{ij,rs}}^{\mathrm{mak.}} - \mathrm{P}_{\mathrm{ij}}^{0}}{(PTDF_{rs,mn}LODF_{ij,rs} + PTDF_{ij,mn})} \quad \textbf{(5.15)}$$

denklemi ile gösterilmektedir.

Arıza durumunda ATC hesaplanması, normal ve arıza durumda çalışma için tüm iletim hatlarının kontrolünü içermektedir. $r-s$ baraları arasındaki iletim hattı devre dışı kaldığı zaman m bölgesinden n bölgesine kullanılabilir iletim yeterliliği, $ATC_{mn,rs}$ aşağıdaki düzende ifade edilmektedir.

$$ATC_{mn,rs} = min.\left(min.P_{mn,ij}^{mak}, min.P_{mn,ij,rs}^{mak}\right) \quad \textbf{(5.16)}$$

6. ÖRNEK SİSTEM ÜZERİNDEKİ UYGULAMALAR

Tez kapsamından gerçekleştirilen uygulamalar için, Wood ve Wollenberg tarafından yazılan kitapta bulunan 6 baralı 11 iletim hatlı örnek sistem kullanılmıştır [23]. Sisteme ilişkin bara ve iletim hattı verileri birim değerler olarak, Tablo 6.1 ve Tablo 6.2'de sunulmuştur.

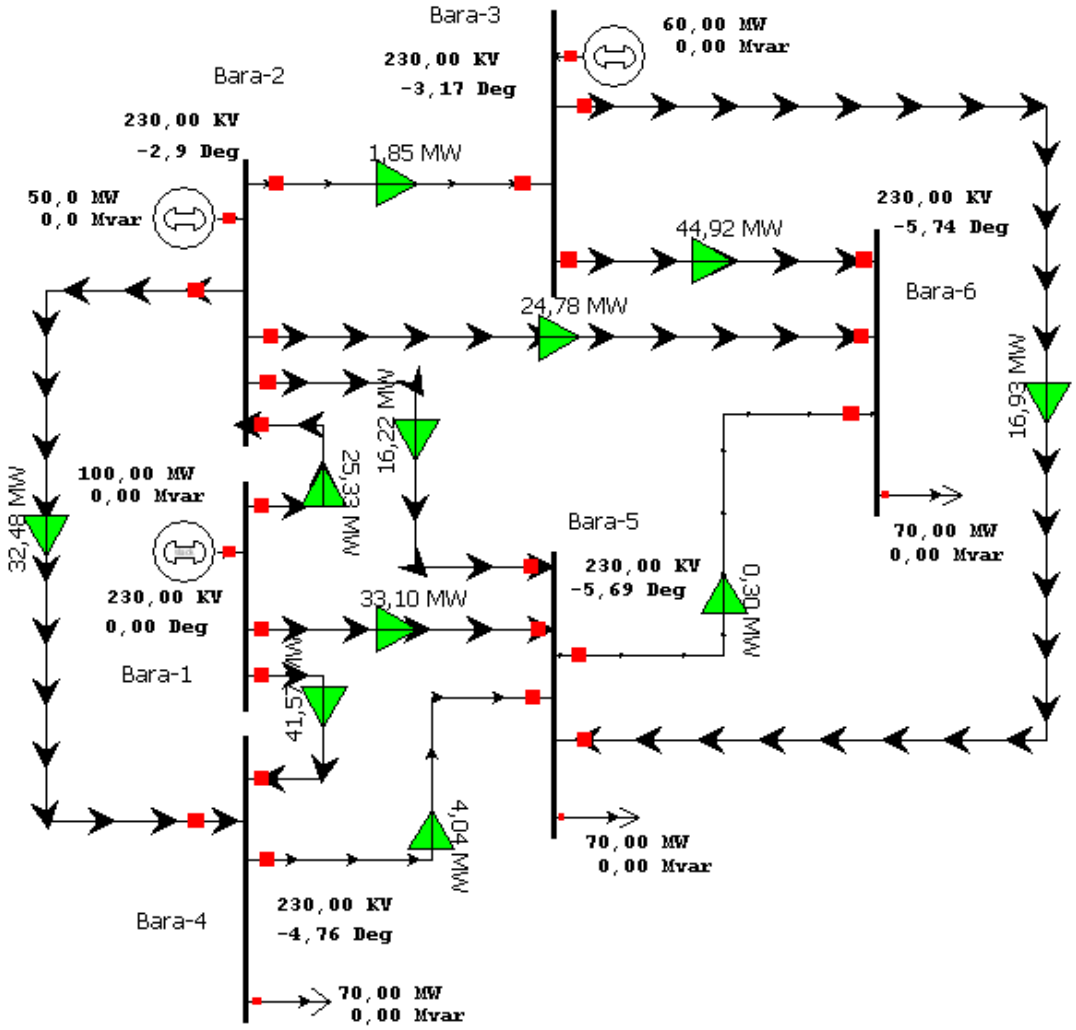
Tablo 6.1: Bara Verileri

Bara No.	Aktif Üretim	Gerilim	Aktif Yük	Reaktif Yük
1	0,00	1,050	0,00	0,00
2	0,50	1,050	0,00	0,00
3	0,60	1,070	0,00	0,00
4	0,00	1,000	0,70	0,70
5	0,00	1,000	0,70	0,70
6	0,00	1,000	0,70	0,70

Tablo 6.2: İletim Hattı Verileri

İletim Hat No.	Çıkış Bara No.	Giriş Bara No.	Direnç (R)	Reaktans (X)	Şönt Kapasite (BCAP)
1	1	2	0,100	0,200	0,020
2	1	4	0,500	0,200	0,020
3	1	5	0,080	0,300	0,030
4	2	3	0,050	0,250	0,030
5	2	4	0,050	0,100	0,010
6	2	5	0,100	0,300	0,020
7	2	6	0,070	0,200	0,025
8	3	5	0,120	0,260	0,250
9	3	6	0,020	0,100	0,010
10	4	5	0,200	0,400	0,040
11	5	6	0,100	0,300	0,030

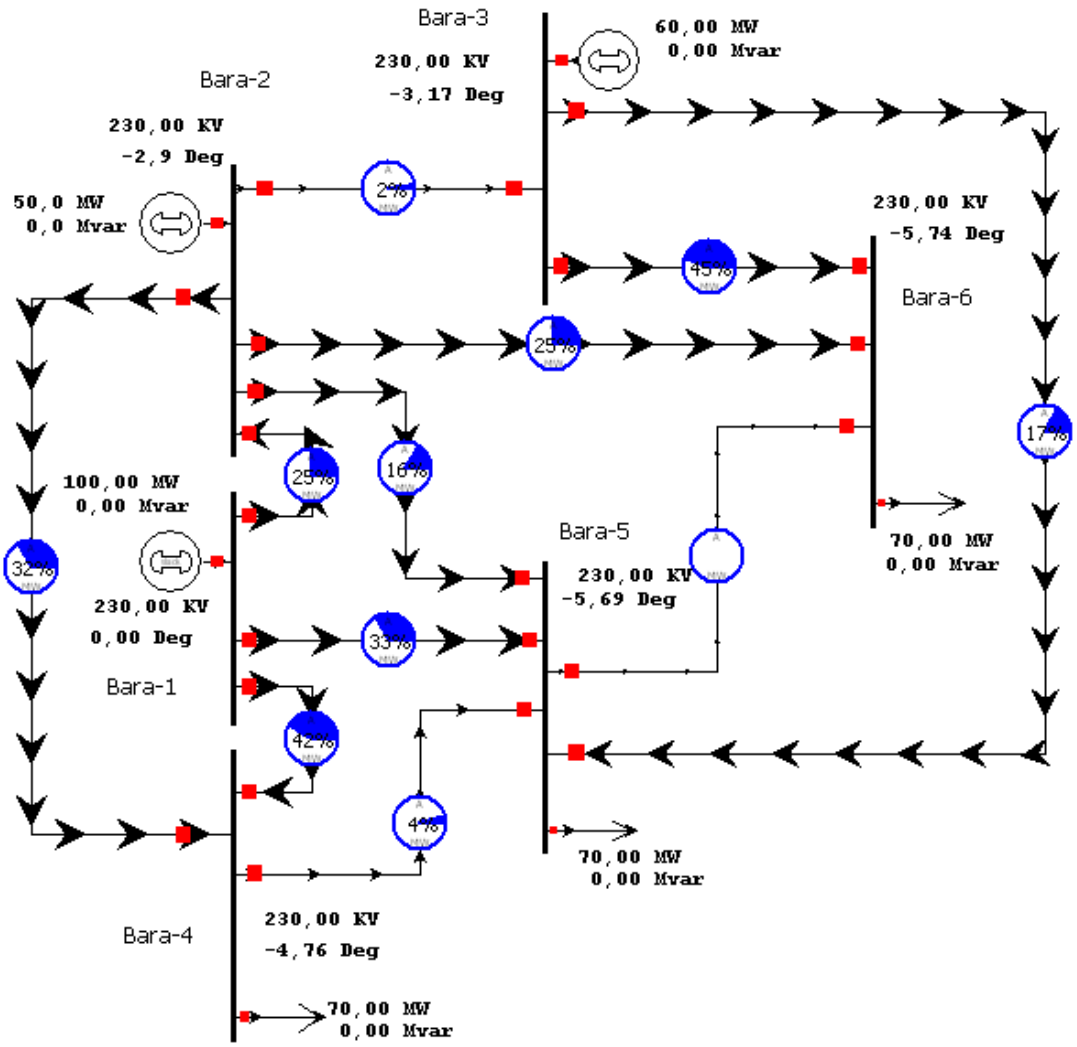
Referans bara olarak 1 No'lu bara seçilmiş, temel güç 100 MVA alınmıştır. Temel duruma ilişkin PowerWorld simülasyon programında gerçekleştirilen doğrusal güç akışı analizi sonuçları Şekil 6.1'de gösterilmiştir.



Şekil 6.1: Doğrusal Güç Akışı Analizinin Sonuçları

Örnek sistemde bulunan her bir iletim hattının aktif güç taşıma kapasitesi 100 MW kabul edildiğinde, temel durum için hesaplanan iletim hatlarının yüklenme düzeyleri yüzde olarak Şekil 6.2'de verilmiştir.

Enterkonekte şebekelerde elektrik alışverişlerinin artmasıyla birlikte, normal çalışma koşullarında, iletim hattı kısıtlılığına bağlı olarak iki bölge arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik enerjisi alışverişi miktarının, sistem operatörlerince önceden belirlenmesi büyük önem kazanmıştır. Bu bağlamda elektrik enerjisi şebekesinde herhangi bir sıkışıklığa yol açılmaksızın, iletim sistemine bağlanacak üreticilerin ne kadar elektrik enerjisi satabilecekleri veya sisteme bağlı üreticilerin üretimlerini ne kadar daha arttırabilecekleri sağlıklı olarak saptanabilmektedir.



Şekil 6.2: İletim Hatlarının Yüklenme Düzeyleri

Önceden tanımlanmış bölgelerden herhangi ikisi arasında gerçekleştirilmesi istenen ek güç akışının, mevcut iletim şebekesindeki hatları hangi oranda etkileyeceklerini ortaya konması amacıyla belirlenmesi gereken PTDF göstergelerinin hesaplanması gerekmektedir.

Bu amaçla, 1 No'lu baranın satıcı, 6 No'lu baranın ise alıcı olması durumu örneklenmiştir. Anılan durumda, tez çalışması kapsamında MATLAB programı kullanılarak yazılan modüllerden elde edilen sonuçlar, PowerWorld simülasyon programı kullanılarak ulaşılan değerlerle karşılaştırmalı Tablo 6.3'te sunulmuştur.

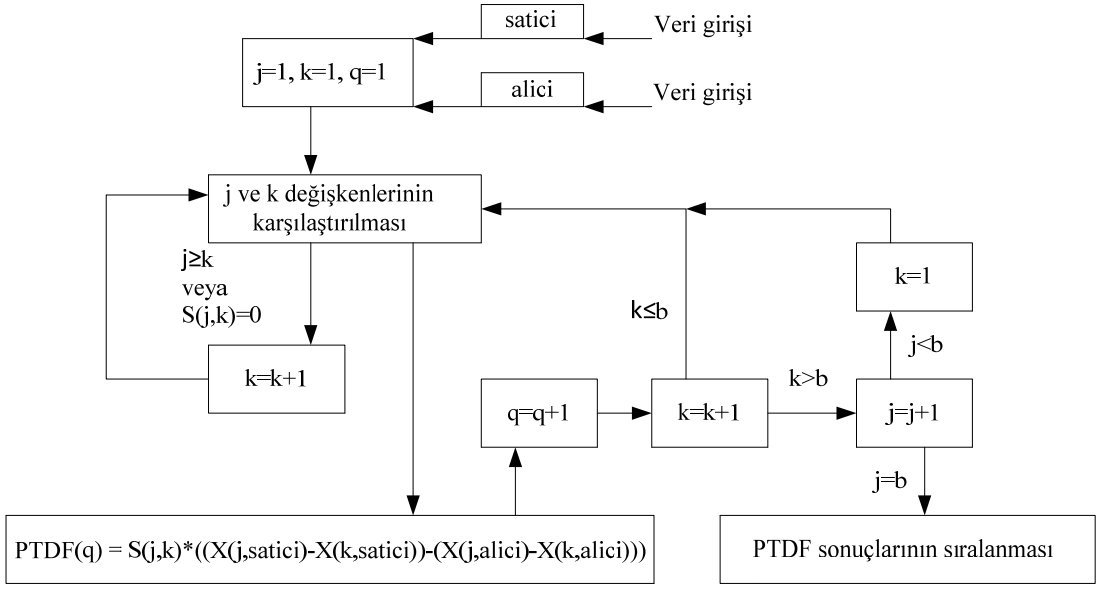
Temel işletme koşullarında, iletim hatları için hesaplanan ve bulunan değerlerin aynı duyarlılığa sahip oldukları gözlenmiştir.

Tablo 6.3: PTDF Faktörleri

İletim Hat No.	PTDF (ML)	PTDF (PW)
1	0,4064	0,4064
2	0,2960	0,2960
3	0,2976	0,2976
4	0,1907	0,1907
5	-0,2208	-0,2208
6	0,0266	0,0266
7	0,4100	0,4100
8	-0,1526	-0,1526
9	0,3433	0,3433
10	0,0752	0,0752
11	0,2467	0,2467

Sistemdeki bara sayısı b, bara suseptans matrisi kullanılarak oluşturulan matris X, baralar arasındaki iletim hatlarının suseptans değerlerini ifade eden matris S olmak üzere, PTDF faktörlerinin hesaplanmasında kullanılan algoritma Şekil 6.3'te gösterilmiştir. Normal çalışma durumunda, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattı kısıtlılığına bağlı olarak, 1 No'lu baradan 6 No'lu baraya iletilebilecek maksimum güç miktarları PTDF göstergeleri kullanılarak MATLAB'da hesaplanmış ve Tablo 6.4'te verilmiştir.

İletim hattı kısıtlılığına bağlı olarak 1 No'lu baradan 6 No'lu baraya iletilebilecek maksimum aktif güç, sadece kısıtlılığı incelenen iletim hattının kapasite değerini göz önüne almaktadır. Kullanılabilir iletim yeterliliği, sistemdeki tüm iletim hatlarına ilişkin hesaplanan iletilebilecek maksimum aktif güç miktarlarının en küçüğüdür. PTDF göstergeleri kullanılarak hesaplanan sonuçlara incelendiğinde, normal çalışma durumunda, $i-j$ baraları arasındaki iletim hattı kısıtlılığına bağlı olarak, 1 No'lu baradan 6 No'lu baraya iletilebilecek maksimum güç miktarlarının en düşüğü, 3-6 baraları arasındaki 9 No'lu iletim hattında görülmektedir.



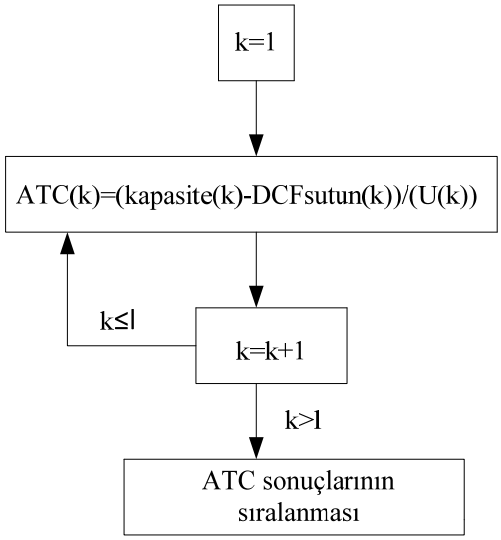
Şekil 6.3: PTDF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma

Tablo 6.4: İletim Hattı Kısıtlılığı

Kısıtlılığı İncelenen İletim Hat No.	İletim Hattı Kısıtlılığına Bağlı Olarak 1 No'lu Baradan 6 No'lu Baraya İletilebilecek Maksimum Aktif Güç (MW)
1	183,73
2	197,40
3	224,81
4	514,75
5	305,75
6	3148,3
7	183,47
8	544,24
9	160,44
10	1276,50
11	404,11

Tez çalışması kapsamında ayrıntılandırılan, kullanılabilir iletim yeterliliğine ilişkin bağıntılar ışığında, belirtilmiş olan satıcı-alıcı baralar arasında gerçekleşebilecek 160,54 MW'lık ek elektrik enerjisi alışverişine bağlı olarak, 3-6 baraları arasındaki 9 No'lu iletim hattının yüklenme oranının % 100 olması beklenmektedir.

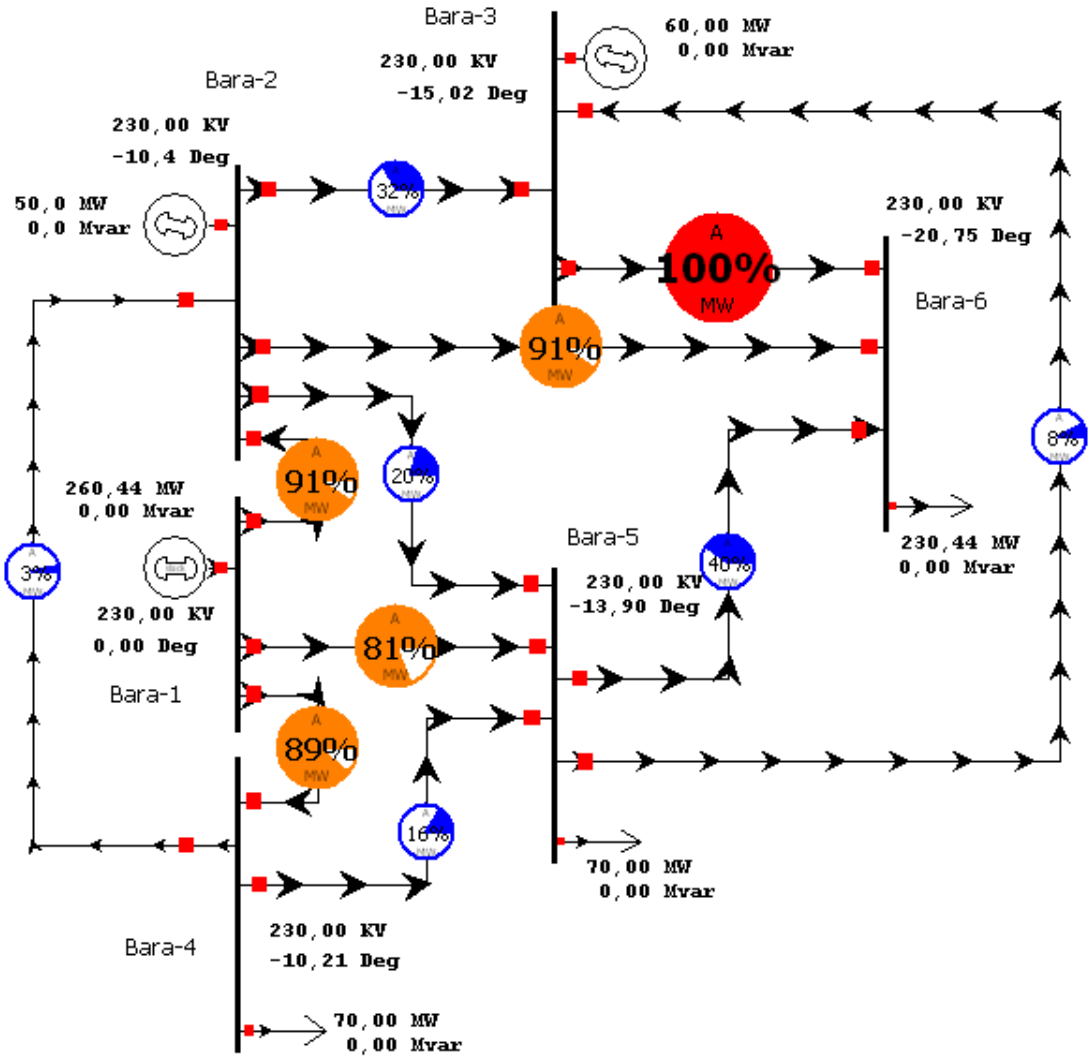
Sistemdeki iletim hattı sayısı *l*, iletim hatları kapasitelerinin tanımlandığı matris *kapasite*, temel çalışma durumunda iletim hattı güç akışı sonuçlarının tanımlandığı matris *DCFsutun*, PTDF göstergelerinin atandığı matris *U* olmak üzere, ATC verilerinin hesaplanmasında kullanılan algoritma Şekil 6.4'te verilmiştir.



Şekil 6.4: ATC Değerlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma

Örnek sistemde normal çalışma koşullarında, diğer baraların üretim-tüketim değerleri sabit tutularak, 1 No'lu baranın üretimi, 6 No'lu baranın da tüketimi 160,44 MW arttırılarak PowerWorld simülasyonu tekrar çalıştırılmış, ek elektrik enerjisi alışverişi durumunda sistemdeki iletim hatlarının yüklenme düzeyleri Şekil 6.5'te gösterilmiştir.

$N-1$ çalışma koşullarında, iletim hatlarının hangi oranlarda yükleneceklerini hızlı ve doğru bir şekilde hesaplayabilmek, şebeke içinde oluşabilecek iletim sıkışıklığını ve/veya iletim hatlarının aşırı yüklenmelerinin belirlenebilmesi açından büyük önem taşımaktadır. Değişen çalışma koşullarında, herbir iletim hattı açması için ayrı ayrı güç akışı analizleri yapılmasına gerek kalmaksızın, önceden belirlenen GSDF ve LODF göstergeleri kullanılarak sistemdeki tüm iletim hatlarının yüklenme oranları kolaylıkla tespit edilebilmektedir.



Şekil 6.5: Ek Elektrik Enerjisi Alışverişinde İletim Hatlarının Yüklenme Düzeyleri

Örnek sistemde, bir üretim veya tüketim barası devre dışı kaldığı zaman, sistemdeki iletim hatlarınına ilişkin GSDF göstergeleri, MATLAB'da hesaplanarak Tablo 6.5'te gösterilmiştir.

Tablo 6.5: GSDF Faktörleri

İletim Hat No.	2. Bara	3. Bara	4. Bara	5. Bara	6. Bara)
1	-0.470624	-0.402563	-0.314889	-0.321730	-0.406428
2	-0.314889	-0.294871	-0.504379	-0.271097	-0.296008
3	-0.214487	-0.302566	-0.180731	-0.407173	-0.297564
4	0.054449	-0.341554	0.016014	-0.105695	-0.190670
5	0.311469	0.215383	-0.378980	0.101266	0.220840
6	0.099263	-0.034190	0.029195	-0.192686	-0.026611
7	0.064196	-0.242202	0.018881	-0.124615	-0.409987
8	0.062179	0.288967	0.018288	-0.120701	0.152631
9	-0.007730	0.369480	-0.002274	0.015006	-0.343300
10	-0.003420	-0.079488	0.116641	-0.169831	-0.075169
11	-0.056465	-0.127278	-0.016607	0.109609	-0.246713

GSDF göstergeleri algoritması, MATLAB ortamında üretim birimlerindeki değişime duyarlı olarak çözümlenmiştir. Eğer herhangi bir tüketim barasında ani yük kalkması incelenmesi durumunda, hesaplanan değerlerin eksi işaretlisi alınmalıdır. Referans bara dışında en yüksek üretime sahip 3 No'lu bara ve tüketim değerleri aynı olan baralar arasından rastgele seçilen 6 No'lu baraya ilişkin GSDF değerleri, simülasyon programı çalıştırılarak belirlenmiş, MATLAB'da hesaplanan değerler ile karşılaştırmalı olarak Tablo 6.6'da verilmiştir.

MATLAB programında hesaplanan ve PowerWorld simülasyon programında belirlenen GSDF göstergelerinin aynı duyarlılıkta olduğu görülmektedir. Simülasyon programında, her GSDF değerini görebilmek için, iletim hattının bağlı olduğu bara numraları ve üretim veya tüketimin değiştiği bara numarası belirtilmelidir. MATLAB'da tüm olasılıklar dahilinde elde edilen sonuçlar Tablo 6.7'de gösterilmiştir.

Tablo 6.6: GSDF Değerlerinin Karşılaştırılması

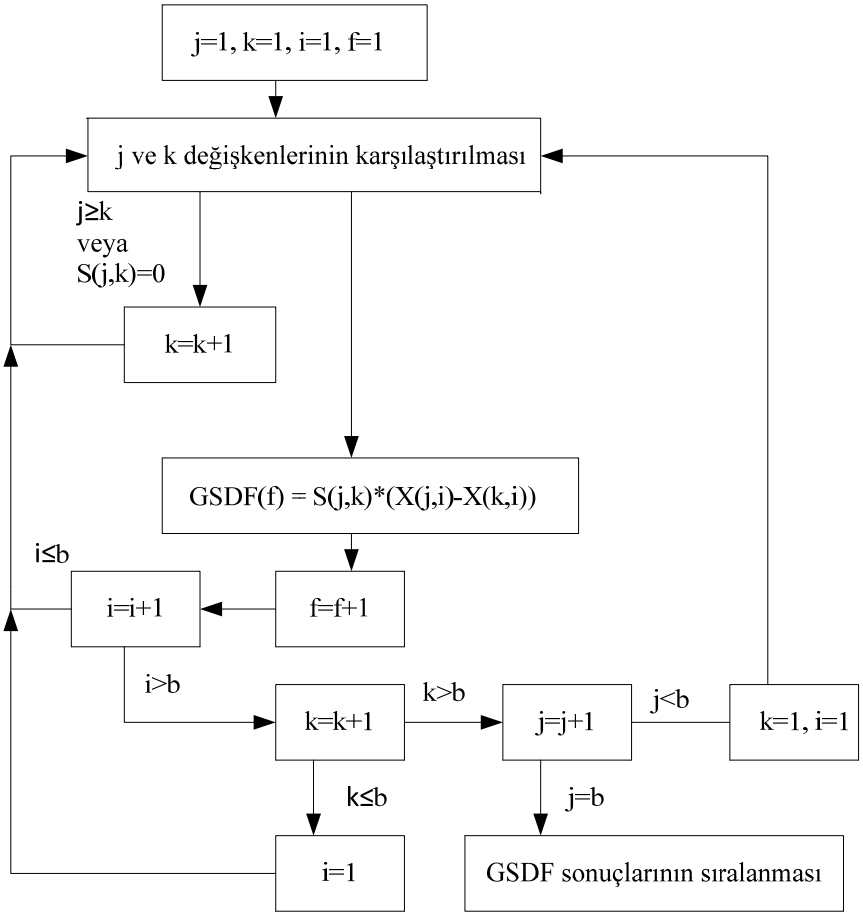
İletim Hat No.	3. Bara (ML)	3. Bara (PW)	6. Bara (ML)	6. Bara (PW)
1	-0.402563	-0.402563	-0.406428	0.406428
2	-0.294871	-0.294871	-0.296008	0.296008
3	-0.302566	-0.302566	-0.297564	0.297564
4	-0.341554	-0.341554	-0.190670	0.190670
5	0.215383	0.215383	0.220840	-0.220840
6	-0.034190	-0.034190	-0.026611	0.026611
7	-0.242202	-0.242202	-0.409987	0.409987
8	0.288967	0.288967	0.152631	-0.152631
9	0.369480	0.369480	-0.343300	0.343300
10	-0.079488	-0.079488	-0.075169	0.075169
11	-0.127278	-0.127278	-0.246713	0.246713

Tablo 6.7: MATLAB'da Hesaplanan GSDF Değerleri

```
================================================================================
        GSDF (A Faktörleri)
================================================================================
              1.Bara      2.Bara      3.Bara      4.Bara      5.Bara      6.Bara
              -------     -------     -------     -------     -------     -------
1.Hat:      0.000000    -0.470624   -0.402563   -0.314889   -0.321730   -0.406428
2.Hat:      0.000000    -0.314889   -0.294871   -0.504379   -0.271097   -0.296008
3.Hat:      0.000000    -0.214487   -0.302566   -0.180731   -0.407173   -0.297564
4.Hat:      0.000000    0.054449    -0.341554   0.016014    -0.105695   -0.190670
5.Hat:      0.000000    0.311469    0.215383    -0.378980   0.101266    0.220840
6.Hat:      0.000000    0.099263    -0.034190   0.029195    -0.192686   -0.026611
7.Hat:      0.000000    0.064196    -0.242202   0.018881    -0.124615   -0.409987
8.Hat:      0.000000    0.062179    0.288967    0.018288    -0.120701   0.152631
9.Hat:      0.000000    -0.007730   0.369480    -0.002274   0.015006    -0.343300
10.Hat:     0.000000    -0.003420   -0.079488   0.116641    -0.169831   -0.075169
11.Hat:     0.000000    -0.056465   -0.127278   -0.016607   0.109609    -0.246713

********************************************************************************
```

Sistemdeki bara sayısı b, bara suseptans matrisi kullanılarak oluşturulan matris X, baralar arasındaki iletim hatlarının suseptans değerlerini ifade eden matris S olmak üzere, GSDF göstergelerinin hesaplanmasında kullanılan algoritma Şekil 6.6'da gösterilmiştir.



Şekil 6.6: GSDF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma

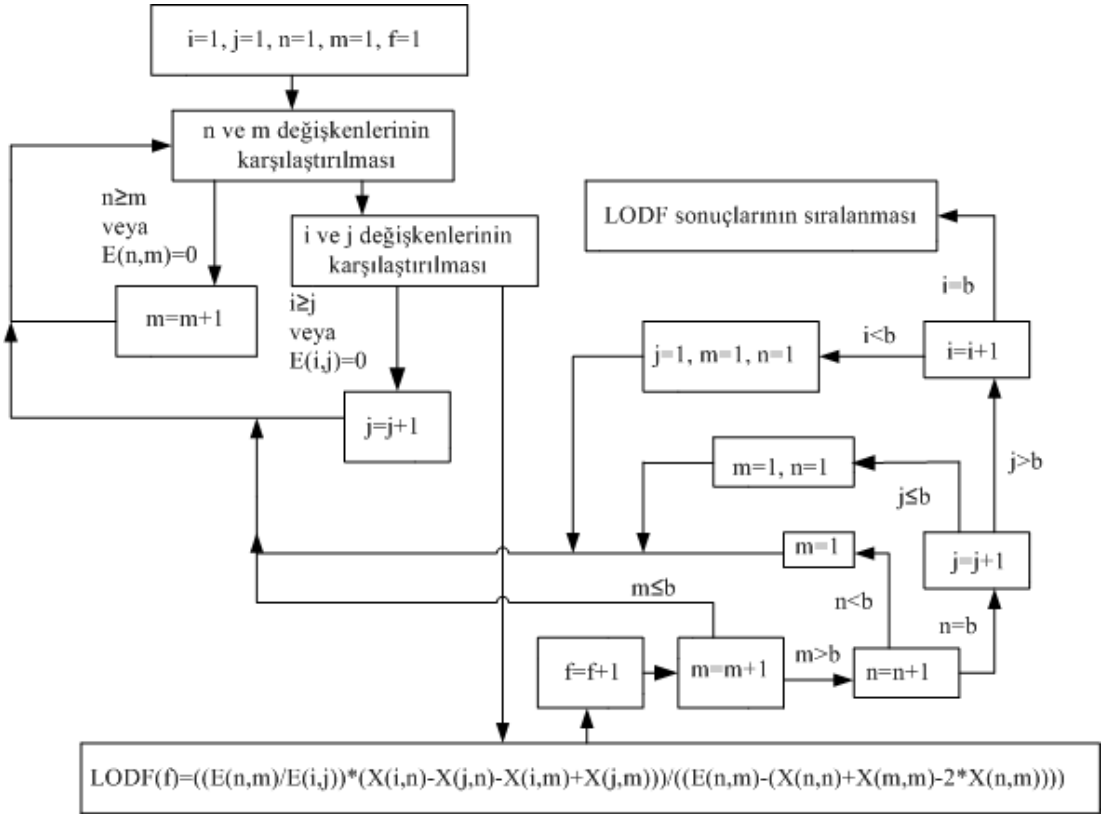
Örnek sistemdeki herhangi bir iletim hattının devre dşı kalması durumunda, diğer iletim hatlarına ilişkin olarak MATLAB'de hesaplanan LODF göstergeleri Tablo 6.8'de sunulmuştur.

Sistemdeki bara sayısı b, baralar arasındaki iletim hatlarına ilişkin reaktansların tanımlandığı matris E, bara suseptans matrisi kullanılarak oluşturulan matris X olmak üzere, LODF faktörlerinin hesaplanmasında kullanılan algoritma Şekil 6.7'de verilmiştir.

Normal çalışma koşullarında sistemde en yüklü olan 3 ile 6 No'lu baralar arasındaki 9 No'lu iletim hattı ve en hafif yüklü olan 5 ile 6 No'lu baralar arasındaki 11 No'lu iletim hattı için MATLAB programında hesaplanan LODF göstergeleri Tablo 6.9'da, PowerWorld sümülasyon programı çalıştırılarak ulaşılan değerler ile karşılaştırmalı olarak gösterilmiştir.

Tablo 6.8: LODF Faktörleri

İzlenen / Açan Hat No	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,000	0,635	0,543	-0,113	-0,503	-0,210	-0,122	-0,137	0,013	0,010	0,132
2	0,595	0,000	0,457	-0,033	0,612	-0,062	-0,036	-0,040	0,004	-0,327	0,039
3	0,405	0,365	0,000	0,146	-0,109	0,272	0,158	0,177	-0,017	0,317	-0,170
4	-0,103	-0,032	0,178	0,000	0,124	0,226	0,466	-0,400	-0,525	0,171	0,132
5	-0,588	0,765	-0,171	0,159	0,000	0,297	0,172	0,193	-0,019	-0,673	-0,186
6	-0,188	-0,059	0,325	0,221	0,226	0,000	0,239	0,268	-0,026	0,311	-0,258
7	-0,121	-0,038	0,210	0,507	0,146	0,267	0,000	-0,199	0,584	0,201	0,443
8	-0,117	-0,037	0,204	-0,375	0,142	0,258	-0,172	0,000	0,475	0,195	-0,425
9	0,015	0,005	-0,025	-0,625	-0,018	-0,032	0,638	0,600	0,000	-0,024	0,557
10	0,006	-0,235	0,286	0,126	-0,388	0,235	0,136	0,153	-0,015	0,000	-0,147
11	0,107	0,034	-0,185	0,117	-0,129	-0,235	0,362	-0,401	0,416	-0,177	0,000



Şekil 6.7: LODF Faktörlerinin Hesaplanmasında Kullanılan Algoritma

Tablo 6.9: LODF Değerlerinin Karşılaştırılması

İzlenen Açan Hat No	9 (ML)	9 (PW)	11 (ML)	11 (PW)
1	0,013	0,013	0,132	0,132
2	0,004	0,004	0,039	0,039
3	-0,017	-0,017	-0,170	-0,170
4	-0,525	-0,525	0,132	0,132
5	-0,019	-0,019	-0,186	-0,186
6	-0,026	-0,026	-0,258	-0,258
7	0,584	0,584	0,443	0,443
8	0,475	0,475	-0,425	-0,425
9	-1,000	0,000	0,557	0,557
10	-0,015	-0,015	-0,147	-0,147
11	0,416	0,416	-1,000	0,000

Açan iletim hattının kendi üzerindeki etkisini göstermeye gerek duyulmadığından, MATLAB'de yazılan algoritma sonucu elde edilen LODF göstergelerinde, ilişkili değerler sıfır olarak atanmıştır. PowerWorld simülasyon programında, istenilen LODF göstergesine ulaşabilmek için, her bir durumda iletim hattı ve çıkış-giriş bara numaraları tanımlamak gerekirken, MATLAB'da tüm olasılıklar dahilinde elde edilen sonuçlar Tablo 6.10'da gösterildiği biçimde görülebilmektedir.

Tablo 6.10: MATLAB'da Hesaplanan LODF Değerleri

LODF

	1.Hat	2.Hat	3.Hat	4.Hat	5.Hat	6.Hat	7.Hat	8.Hat	9.Hat	10.Hat	11.Hat
1.Hat:	0.000	0.635	0.543	-0.113	-0.503	-0.210	-0.122	-0.137	0.013	0.010	0.132
2.Hat:	0.595	0.000	0.457	-0.033	0.612	-0.062	-0.036	-0.040	0.004	-0.327	0.039
3.Hat:	0.405	0.365	0.000	0.146	-0.109	0.272	0.158	0.177	-0.017	0.317	-0.170
4.Hat:	-0.103	-0.032	0.178	0.000	0.124	0.226	0.466	-0.400	-0.525	0.171	0.132
5.Hat:	-0.588	0.765	-0.171	0.159	0.000	0.297	0.172	0.193	-0.019	-0.673	-0.186
6.Hat:	-0.188	-0.059	0.325	0.221	0.226	0.000	0.239	0.268	-0.026	0.311	-0.258
7.Hat:	-0.121	-0.038	0.210	0.507	0.146	0.267	0.000	-0.199	0.584	0.201	0.443
8.Hat:	-0.117	-0.037	0.204	-0.375	0.142	0.258	-0.172	0.000	0.475	0.195	-0.425
9.Hat:	0.015	0.005	-0.025	-0.625	-0.018	-0.032	0.638	0.600	0.000	-0.024	0.557
10.Hat:	0.006	-0.235	0.286	0.126	-0.388	0.235	0.136	0.153	-0.015	0.000	-0.147
11.Hat:	0.107	0.034	-0.185	0.117	-0.129	-0.235	0.362	-0.401	0.416	-0.177	0.000

7. SONUÇLAR

1990'lı yıllarda, elektrik enerji sektörünün yeniden yapılandırılmasına yönelik uygulamaların yaygınlaşması ile, küresel ölçekte geleneksel dikey birleşen tekelci model, yerini hızla perakende satış rekabetine dayalı piyasa modeline bırakmıştır. Elektrik piyasalarında rekabeti yaratabilmek için yeniden düzenlenen planlama ve işletme yöntemleri, elektrik şebekelerinde yeni sorunlara ve/veya var olan sorunların etkin kontrolünde zorluklara yol açabilmektedir. Yeniden yapılanma sonucu ortaya çıkan modelde, üretim-iletim-dağıtım hizmetlerinin birbirinden ayrılması ve değişik bölgelerde farklı özel işletmecilerin hizmet vermesi ile birlikte, sıkışıklık yönetiminin kavramı değişmiştir. Elektrik enerjisi talebinin ve bölgeler arası elektrik alışverişlerinin artmasına karşın, elektrik şebekesi altyapısına yeterli yatırımların yapılmaması, iletim hatlarında önceden var olan sıkışıklığın daha da artmasına ve ön plana çıkmasına, bağlı olarak şıkışıklık yönetimi modellerinin oluşturulmasına yol açmıştır. Bu modeller arasında, Amerika'da yaygın olarak kullanılan, elektrik alışverişlerini temel alan modelin, yakın-orta gelecekte Avrupa enterkonekte sisteminde kullanımına yönelik ipuçları görülmektedir.

Enterkonekte şebekelerde elektrik alışverişlerinin artmasıyla birlikte, normal çalışma koşullarında, iletim hattı kısıtlılığına bağlı olarak iki bölge arasında gerçekleştirilebilecek ek elektrik enerjisi alışverişi miktarının, sistem operatörlerince önceden belirlenmesi büyük önem kazanmıştır. Bu bağlamda elektrik enerjisi şebekesinde herhangi bir sıkışıklığa yol açılmaksızın, iletim sistemine bağlanacak üreticilerin ne kadar elektrik enerjisi satabilecekleri veya sisteme bağlı üreticilerin üretimlerini ne kadar daha arttırabilecekleri sağlıklı olarak saptanabilmektedir. Ayrıca, elektrik alışverişlerinin artmasıyla birlikte $N-1$ çalışma koşullarında, iletim hatlarının hangi oranlarda yükleneceklerininin sistem operatörleri tarafından hızlı ve doğru bir şekilde hesaplanabilmesi, şebeke içinde oluşabilecek iletim sıkışıklığını ve/veya iletim hatlarının aşırı yüklenmelerinin belirlenebilmesi açından çok daha büyük önem kazanmıştır. Değişen çalışma koşullarında, her bir iletim hattı açması

için ayrı ayrı güç akışı analizleri yapılmasına gerek kalmaksızın, önceden belirlenen LODF ve GSDF göstergeleri kullanılarak sistemdeki tüm iletim hatlarının yüklenme oranları kolaylıkla tespit edilebilmektedir.

Yapılan çalışmanın sonucunda, 1970'li yıllarda üretim birimlerindeki güç değişimine bağlı olarak, iletim hatlarında oluşan yeni güç akışını, tekrar güç akışı analizi yapılmaksızın hesaplamak için kullanılmaya başlanan GSDF faktörleri, günümüze kadar geçen süreç içinde, doğan ihtiyaçlara bağlı olarak türetilmiş, farklı senaryolarda, farklı amaçlar ile kullanılabilecek faktörler ortaya çıkmıştır. Özellikle elektrik enerjisi sektörünün yeniden yapılanması sonrası ortaya çıkan iletim sıkışıklığı yönetiminde, hızlı ve doğru sonuç vermesine bağlı olarak, şebeke duyarlılık faktörleri kullanımı önem kazanmıştır. Literatürdeki güncel yayınlar incelendiğinde, halen duyarlılık faktörleri üzerine çalışmaların devam ettiği ve gelişmeye açık bir konu olduğu tespit edilmiştir.

Bir konu üzerinde bilimsel analiz yapabilmek için, hızlı, doğru sonuç veren ve ihtiyaçlarımız doğrultusunda değişiklik yapabileceğimiz araçların kullanılması kaçınılmazdır. Simülasyon programının ücretsiz versiyonundaki 12-bara kısıtlaması ortadan kaldırılmış, sınırsız barada işlem yapabilme kabiliyeti kazanılmıştır. Yazılan modüllere istediğimiz gibi müdahale edebilmemiz, hareket alanımızı genişletmiş, ileriye yönelik araştırmalarda kullanabileceğimiz etkili bir araç olmuştur.

Küresel ölçekte yaygın kullanılan sıkışıklık yönetimi modellerinin, ihtiyaçlara tam olarak cevap veremediği, avantajlarına ve dezavantajlarına bağlı olarak geliştirilmeye ihtiyaç duydukları veya iletim sıkışıklığı sorununu çözebilecek yeni modellerin ortaya konması gerekliliği tespit edilmiştir. Kuzey Amerika ve Avrupadaki komşu şebekeler ile entegrasyon projeleri göz önüne alındığında, kısa vadede etkili bir iletim sıkışıklığı yönetimi modeli oluşturulmadığı takdirde, büyük kitleleri etkileyebilecek sistem çökmelerinin yaşanabilmesi olasıdır.

Tez çalışması kapsamında incelenen elektrik alışverişlerini temel alan yaklaşım piyasa verimliliğini göz önüne alacak şekilde geliştirilebilir. Kullanılabilir iletim yeterliliği hesabı algoritması güç sistemlerindeki doğrusal olmayan davranışları göz önünde tutarak geliştirilerek, hesaplama süresinde daha doğru sonuca ulaşılabilmesi sağlanabilir. Geleceğe yönelik, tez kapsamında düzenlenen modüller geliştirilerek, farklı matematik modellerin kullanımıyla, kullanılabilir iletim yeterliliği hesabı

yapılabilir ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılabilir olarak sunulabilir. Bu verilerin hızlı ve doğru hesaplanması, bir arada karşılaştırılabilir olarak incelenebilmesi, farklı matematik modellerin oluşturulmasında bir araç olabilir.

KAYNAKLAR

[1] **Sohtaoğlu, N. H. ve Bulut A.**, 2007. Enerji talebine yönelik küresel eğilimler kapsamında sanayi sektörünün toplam nihai elektrik tüketimindeki rolü, *TMMOB Türkiye VI. Enerji Sempozyumu*, Ankara, 22-24 Ekim, s. 243-261.

[2] **Sohtaoğlu, N. H. ve Bulut A.**, 2007. Elektrik enerjisi üretimindeki birincil kaynak bileşiminin bölgeler ile ülkeler ayrımında analizi *TMMOB Türkiye VI. Enerji Sempozyumu*, Ankara, 22-24 Ekim 2007, s. 141-163.

[3] **International Energy Agency (IEA)**, 1999. Electricity market reform, OECD/IEA, Paris, France.

[4] **Oral, B.**, 2004. Avrupa birliği'ne giriş sürecinde ulusal elektrik enerji politikasının belirlenmesi ve avrupa birliği ülkeleri ile karşılaştırılması, *Doktora Tezi*, Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

[5] **International Energy Agency (IEA)**, 2001. Competition in electricity markets, OECD/IEA, Paris, France.

[6] **Liu, M.**, 2005. A framework for transmission congestion management analysis, *PhD Thesis*, University of Illinois, Urbana-Champaign.

[7] **Christie, R.D., Wollenberg, B.F. and Wangensteen, I.**, 2000. Transmission management in the deregulated environment, *in Proc. IEEE*, February 2000, **88,** 2, 170-195.

[8] **Christie, R.D. and Wangensteen, I.**, 1998. The energy market in Norway and Sweden: congestion management, *IEEE Power Engineering Review*, May 1998, **18,** 5, 61-63.

[9] **Bompard, E. et. al.**, 2003. Congestion-management schemes: a comparative analysis under a unified framework, *IEEE Transactions on Power Systems*, February, **18,** 1, 346-352.

[10] **Singh, H. Hao, S., and Papalexopoulos, A.**, 1998. Transmission congestion management in competitive electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 1998, **13,** 2, 672-680.

[11] **Pérez-Arriaga, I. J. and Olmos L.**, 2004. A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union, Working Paper IIT, Ref. Number: IIT-03-037A, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Spain.

[12] **Kumar, A., Srivastava S. C. and Singh S. N.**, 2004. A zonal congestion management approach using ac transmission congestion distribution factors, *Electric Power Systems Research*, 2004, **72,** 85-93.

[13] **Wu Y. K.**, 2005. Comparison of pricing schemes of several deregulated electricity markets in the world, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, Dalian, China, 2005.

[14] **Marannino, P. et. al.**, 2001. OPF tools for optimal pricing and congestion management in a two sided auction market structure, *in Proc. IEEE Power Tech*, Porto, Italy, September 10-13, 2001, **1**.

[15] **Glavitsch, H. and Alvarado, F.**, 1997. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system, *20th International Conference on power Industry Computer Applications*, May 11-16, 1997, 374-380.

[16] **Panigrahi, C.K., Chattopadhyay, P.K. and Chakrabarti, R.N.**, 2005. FACTS in deregulated market scenario, *IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition,* Durban, South Africa, July 11-15, 2005, 267-271.

[17] **Wang, X., Song, Y.H. and Lu, Q.**, 2000. Primal-dual interior point linear programming optimal power flow for real-time congestion management, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, January 23-27, 2000, **3,** 1643-1649.

[18] **Li, W. et. al.**, 2003. Available transfer capability calculation with static security constraints, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, **1**, 306-310.

[19] **Jiang H., Zhou Y. and Peng J.**, 2002. A new user-oriented method for congestion cost allocation, *International Conference on Power System Technology*, October 13-17, 2002, **2,** 949-952.

[20] **Medeiros, A.D.R., Salgado, R. and Zurn, H.H.**, 2003. Congestion due to reactive power: cost allocation, *in Proc. IEEE Power Tech Conference*, Bologna, Italy, June 23-26, 2003, **3**.

[21] **Pan J. et. al.**, 2000. Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access, *IEEE Transactions on Power Systems*, November 2000, **15,** 4, 1218-1224.

[22] **Fattahi A. and Ehsan M.**, 2005. Sensitivity based redispatching method for congestion management in a pool model, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, November 2005, **3**, 2.

[23] **Wood, A. J. and Wollenberg, B. F.**, 1984. Power generation, operation and control, John Wiley & Sons, Inc., New York.

[24] **Shahidehpour, M., Yamin, H and Li, Z.**, 2002. Market operations in electric power systems, John Wiley & Sons, Inc., New York.

[25] **Miller J. and Awad M.**, 2002. Assessment of the ability of the CFE system to support the San Diego area during outages of the southwest power link, *The California independent system operator grid planning department interim report*, May 3, 2002. http://www.caiso.com/docs/2002/05/07/200205070831108929.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[26] **The California Indepented System Operator (CAISO)**, 2005. Detailed study methodology for generation deliverability study. http://www.caiso.com/docs/2005/05/03/2005050317142173 56.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008).

[27] **Sauer, P.W., Reinhard, K.E. and Overbye, T.J.**, 2001. Extended factors for linear contingency analysis, *The 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, January 3-6, 2001, 697-703.

[28] **Hur, D. and Kim, B. H.**, 2003. Application of distributed optimal power flow to power system security assessment, *Electric Power Components and Systems*, 2003, **31,** 71-80.

[29] **Song, H. and Kezunovic M.**, 2007. A new analysis method for early detection and prevention of cascading events, *Electric Power Systems Research*, 2007, **77,** 1132-1142.

[30] **Jing, Z. et. al.**, 2003. A practical method for determining transmission usage-based tariff in electricity markets with different trading modes, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, September 7-12, 2003, **1,** 108-112.

[31] **Muslu, M. and Shultz, R.D.**, 1990. An expert system for contingency analysis in power systems, *in Proc. the Twenty-Second Annual North American Power Symposium*, October 15-16, 1990, 373-380.

[32] **Montagna, M. and Granelli, G.P.**, 1997. Bounding method based on generalised real power distribution factors, *in Proc. Generation, Transmission and Distribution*, May 1997, **144,** 3, 249-256.

[33] **Bautista, G. and Quintana, V.H.**, 2003. Congestion rents allocation based on transmission usage, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, **2,** 13-17.

[34] **Bakirtzis, A.G. and Biskas, P.N.**, 2002. Decentralised DC load flow and applications to transmission management, *in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, September 2002, **149,** 5, 600-606.

[35] **Biskas, P.N. and Bakirtzis, A.G.**, 2004. Decentralised security constrained DC-OPF of interconnected power systems, *in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, November 12, 2004, **151,** 6, 747-754.

[36] **Liu, M. and Gross, G.**, 2002. Effectiveness of the distribution factor approximations used in congestion modeling, *14th Power Systems Computation Conference*, June 2002. http://www.pscc02.org/papers/s27p01.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[37] **Baldick, R., Dixit, K. and Oberbye, T.J.**, 2005. Empirical analysis of the variation of distribution factors with loading, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, June 12-16, 2005, **1,** 221-229.

[38] **Goncalves, M.J.D. and Vale, Z.A.**, 2003. Evaluation of transmission congestion impact in market power, *in Proc. IEEE Power Tech Conference*, Bologna, Italy, June 23-26, 2003, **4**.

[39] **Guler, T., Gross, G. and Liu M.**, 2007. Generalized line outage distribution factors, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 2007, **22,** 2, 505-513.

[40] **Chang, Y. C., Yang, W. T. and Liu, C.C.**, 1994. Improvement on GGDF for power system security evaluation, *in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, March 1994, **141,** 2, 85-88.

[41] **North American Electric Reliability Council (NERC)**, 1996. Available transfer capability definitions and determination, A framework for determining available transfer capabilities of the interconnected transmission networks for a commercially viable electricity market. ftp://ftp.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/pubs/atcfinal.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[42] **Power Systems Engineering Research Center (PSERC)**, 2007. Uncertain power flows and transmission planning, *Final Project Report*. http://www.pserc.org/cgi-pserc/getbig/publicatio/reports/2007report/sauer_heydt_uncertain_power_flows_report_m10_may_2007.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[43] **Western Electricity Coordinating Council**, 2001. Determination of available transfer capability within the Western interconnection. http://www.wecc.biz/documents/library/procedures/ATC-apprdec01.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[44] **California Independet System Operator**, 2007. Total transfer capability (TTC) methodology, *Operating procedure*. http://www.caiso.com/1bfe/1bfe98134fa0.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[45] **North American Electric Reliability Council (NERC)**, 1999. Transmission capability margins and their use in ATC determination, *white paper*. http://www.westgov.org/wieb/wind/06-99NERCtcm.pdf (erişim tarihi: 03.05.2008)

[46] **Shaaban, M. et. al.**, 2003. ATC calculation with steady-state security constraints using Benders decomposition, *in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, September 15, 2003, **150,** 5, 611-615.

[47] **Mozafari, B. et. al.**, 2004. A comprehensive method for available transfer capability calculation in a deregulated power, *in Proc. IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, April 5-8, 2004, **2,** 680-685.

[48] **Li, W., Li, Z. and Guo, Z.**, 2004. Comparative study of Benders decomposition techniques for ATC calculation, *IEEE International Conference on Power System Technology*, November 21-24, 2004, **1,** 249-253.

[49] **Chai, S. K. and Sekar, A.**, 2004. Identify overloaded transmission lines in TTC and ATC determinations, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, October 10-13, 2004, **2,** 932-936.

[50] **Shaaban, M., Ni, Y. and Wu, F.F.**, 2000. Transfer capability computations in deregulated power systems, *in Proc. The 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, January 4-7, 2000.

[51] **Ou, Y. and Singh, C.**, 2003. Calculation of risk and statistical indices associated with available transfer capability, *in Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution*, March 2003, **150,** 2, 239-244.

[52] **Ejebe, G.C. et. al.**, 2000. Fast calculation of linear available transfer capability, *IEEE Transactions on Power Systems*, August 2000, **15,** 3, 112-116.

[53] **Sun, R. et. al.**, 2006. Development and application of software for ATC calculation, *International Conference on Power System Technology*, October 2006.

[54] **Gravener, M.H. and Nwankpa, C.**, 1999. Available transfer capability and first order sensitivity, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 1999, **14,** 2, 512-518.

[55] **Ou, Y. and Singh, C.**, 2002. Assessment of available transfer capability and margins, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 2002, **17,** 2, 463-468.

[56] **Ejebe, G.C. et. al.**, 1998. Available transfer capability calculations, *IEEE Transactions on Power Systems*, November 1998, **13,** 4, 1521-1527.

ÖZGEÇMİŞ

07 Mart 1982 tarihinde Zonguldak'ta doğan Alper BULUT, 2000 yılında Karadeniz Ereğli Anadolu Lisesi'nden mezun olmuştur. Lisans eğitimini 2006 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Programı'nda tamamlamıştır. Mesleki ilgi alanları, elektrik enerji sistemi planlaması ve ekonomisi konuları kapsamındadır.