



T.C.

SELÇUK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNİN AVRUPA ELEKTRİK SİSTEMİNE ENTEGRASYONU SÜRECİNDE YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE YÖNTEMİNİ KULLANARAK GÜNEYDOĞU AVRUPA BÖLGESİNDE KISITLILIK YÖNETİMİ

Hakkı ÖZATA

DOKTORA TEZİ
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

HAZİRAN-2014
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

ÖZET

DOKTORA TEZİ

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNİN AVRUPA ELEKTRİK SİSTEMİNE ENTEGRASYONU SÜRECİNDE YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE YÖNTEMİNİ KULLANARAK GÜNEYDOĞU AVRUPA BÖLGESİNDE KISITLILIK YÖNETİMİ

Hakkı ÖZATA

Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Musa AYDIN

2014, 302 Sayfa

Jüri
Doç. Dr. Musa AYDIN
Doç. Dr. Mehmet ÇUNKAŞ
Doç. Dr. Ömer AYDOĞDU
Yrd. Doç. Dr. Nurettin ÇETİNKAYA
Yrd. Doç. Dr. Mustafa YAĞCI

Üretim ve tüketim birimlerinin serbest olarak enerji alışverişleri yapması bazen hat kapasiteleri tarafından kısıtlanır. Enerji iletim hatlarında meydana gelen bu kısıtlar ise her zaman elektrik enerjisi birim maliyetlerini yükseltir, amaçlanan rekabetçi serbest piyasa ortamı sağlanamaz ve bazı üreticilerin haksız kazanç sağlamasına neden olabilir. Bu da elektrik enerjisinin topluma maliyetini artırır. Hat kısıtlamalarının söz konusu olduğu enterkonnekte hatlarda bu tezde de incelenen çeşitli kısıtlılık düzenleme metotları uygulanır ve enerji alışveriş programları buna göre belirlenir. Piyasa tabanlı kısıtlılık metotlarından Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodunun enterkonnekte hatlardaki fiziksel yük akışını esas alması ve piyasa katılımcısına daha çok ekonomik sinyaller vermesi nedeniyle Avrupa'da ve ülkemizin de içinde yer aldığı Güneydoğu Avrupa Bölgesi'nde teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olduğu belirlenmiştir. Bu tez çalışmasında ise 2010 yılı yaz puant dönemine ait Güneydoğu Avrupa (SEE) ülkelerinin elektrik sistemlerinin modelleri ile birlikte ilk defa modellenen Türkiye elektrik sisteminin modeli de referans alınarak yük akış duyarlıklarını belirleyen Güç Transferi Dağıtım Faktörleri (Power Transfer Distribution Factors- PTDF) matrisleri ve ticarete açık emre amade sınır hattı kapasiteleri (ABC) hesaplanmıştır. Örnek kapasite ihale teklifleri üzerinden mali uzlaştırma (clearing) prosedürü uygulanarak sistem marjinal fiyatları ve İletim Sistem İşletmecilerine (TSO) ödenecek kısıt gelirleri belirlenmiştir. Tezde ayrıca 18 Eylül 2010 tarihinde gerçekleşen Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısının Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki enterkonnekte sınır hatlarındaki yük akışları ve bölgedeki mevcut kısıtlar üzerindeki etkisi de incelenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Piyasaları, Elektrik Piyasalarında Kısıt Yönetimi, Kapasite Tahsisi, Türkiye Elektrik Sistemi, Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi.

ABSTRACT

Ph.D THESIS

CONGESTION MANAGEMENT IN THE SOUTH EAST EUROPEAN REGION IN INTEGRATION PROCESS OF THE TURKISH AND EUROPEAN ELECTRICITY SYSTEMS BY USING FLOW-BASED COORDINATED AUCTION METHODOLOGY

Hakkı ÖZATA

THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCEOF SELÇUK UNIVERSITY
THE DEGREE OF DOCTOR OF PHILOSOPHY
IN ELECTRICAL-ELECTRONICS ENGINEERING

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Musa AYDIN

2014, 302 Pages

Jury
Assoc. Prof. Dr. Musa AYDIN
Assoc. Prof. Dr. Mehmet ÇUNKAŞ
Assoc. Prof. Dr. Ömer AYDOĞDU
Asst. Prof. Dr. Nurettin ÇETİNKAYA
Asst. Prof. Dr. Mustafa YAĞCI

The free trade of energy between suppliers and consumers is sometimes constrained by the transmission congestions. The constraints in the transmission lines increase the unit cost of electrical energy, the target competitive market can't be maintained and some of the producers may obtain unfair return which increases the cost of electricity for the society. Various congestion regulation methods which are also analyzed in this thesis are applied for the congested interconnection capacity and the energy exchange programs are determined accordingly. As it considers the physical flows in the interconnection lines and gives more economical signals to the market players, Flow Based Coordinated Auction Method which is one of the market based congestion methods is recognized as technically and economically applicable in Europe and South East Europe which also includes Turkey. In this thesis study, Power Transfer Distribution Factors (PTDF) matrices which determine the power flows sensitivities by using the Turkish electricity system which is also modelled first time with the models of the South East European electricity systems in 2010 summer peak period and the available border capacities (ABC) for trade are calculated. The congestions revenues and system marginal prices are determined by applying the financial clearing procedure based on the sample auction bids. Furthermore, in this study, also the effects of synchronized parallel connection of Turkish system to the European electricity system (ENTSO-E) which was realized on 18th September, 2010, on the load flows in interconnection lines and the existing congestions in South East Europe has been analyzed.

Keywords: Capacity Allocation, Congestion Management in Electricity Markets, Electricity Markets, Flow Based Coordinated Auction Method, Turkish Electricity System.

ÖNSÖZ

Tez çalışmalarım esnasında bana teknik bilgi ve engin tecrübeleriyle destek veren, uzun bir süre boyunca büyük bir mutlulukla çalıştığım özellikle TEİAŞ Milli Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü'ndeki ve diğer birimlerdeki çalışma arkadaşlarıma, uzmanlık tezinden faydalandığım Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunda (EPDK) çalışan değerli arkadaşım Enerji Uzmanı Sn. Fatih KÖLMEK'e, tez kapsamında ihale, finansal uzlaştırma (clearing) prosedürleri ve kapasite tahsis hesaplamalarını kolaylaştırmak için tasarladığım yazılımı geliştiren Fizik Müh. Sn. İbrahim DALASLAN'a teşekkür ediyorum. Ayrıca tez süreci boyunca çalışmalarımda yol gösteren, yönlendiren ve tezin tüm aşamalarında yardımcı olan danışmanım Sayın Doç. Dr. Musa AYDIN başta olmak üzere Tez İzleme Komitesindeki değerli hocalarım Doç. Dr. Mehmet ÇUNKAŞ ve Yrd. Doç. Dr. Nurettin ÇETİNKAYA'ya da teşekkür etmeyi bir borç biliyorum.

Son olarak, bugünlere gelmemde en büyük pay sahibi olan değerli aileme ve yoğun çalışma sürecinde beni sürekli destekleyen, büyük bir anlayış ve sabır göstererek yükümü hafifleten sevgili eşime ve biricik kızlarım Büşra Sena ve Elif Berna'ya sonsuz teşekkür ediyorum.

Hakkı ÖZATA
ANKARA-2014

İÇİNDEKİLER

TEZ BİLDİRİMİ iii

ÖZET iv

ABSTRACT v

ÖNSÖZ vi

İÇİNDEKİLER vii

SİMGELER VE KISALTMALAR xii

1. GİRİŞ 1

1.1. Tezin Amacı ve Önemi 1
1.1.1. Tezin organizasyonu 3

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI 5

3. SERBEST ELEKTRİK PİYASALARININ GENEL YAPISI VE KISITLILIK YÖNETİMİ 15

3.1. Elektrik Enerjisinin Rolü ve Özellikleri 15
3.2. Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Yeniden Yapılanma Çalışmaları 16
3.3. Elektrik Piyasaları 19
3.4. Elektrik Enerjisi Sektöründe Spot Piyasalar 22
3.5. Merkezi Olmayan Piyasalar (İkili Anlaşmalar Modeli) 27
3.6. Elektrik Sisteminin Genel Yapısı ve İşleyişi 27
3.7. Elektrik Enerjisinin İletilmesi 30
3.8. Enerji İletim Hatlarının Taşıma Kapasitesini Etkileyen Faktörler 30
3.9. Elektrik Sisteminde Kısıt ve Kısıt Yönetimi 32

4. ELEKTRİK PİYASALARINDA KISITLILIK YÖNETİMİ METOTLARI VE ÇEŞİTLİ ELEKTRİK PİYASALARININ KISITLILIK YÖNETİMİ AÇISINDAN İNCELENMESİ 38

4.1. Piyasa Tabanlı Olmayan Kısıtlılık Yönetimi Metotları 40
4.1.1. Sözleşme süresine göre öncelik metodu 40
4.1.2. Önce gelene öncelik metodu (first come-first served) 40
4.1.3. Orantısal dağıtım metodu (pro-rata) 41
4.2. Piyasa Tabanlı Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları 42
4.2.1. Açık artırma (explicit auction) 43
4.2.1.1. Koordineli ihale metodu 45
4.2.1.2. İhale ofisi (Auction office) 47
4.2.2. Örtük açık artırma (implicit auction) 47
4.2.3. Piyasa ayrışımı (market splitting) 48
4.2.4. Piyasa bağlama (market coupling) 50
4.2.5. Konumsal fiyatlandırma (nodal pricing) 51
4.2.6. Yeniden dağıtım metodu (re-dispatching) 55
4.2.7. Karşı ticaret metodu (counter trading) 56

4.3. Kısıtlılık Yönetimi Metotlarının, Kısıtların Kısa ve Uzun Vadeli Olarak Çözülmesi Açısından İncelenmesi 61
4.4. Kısıt Yönetiminin Çeşitli Açılardan Değerlendirilmesi ve Önemi 64
4.5. Nord Pool Piyasası 64
4.5.1. Nord Pool'da Elektrik Üretimi 66
4.5.2. Nord Pool'da Fiziksel Piyasa 67
4.5.2.1. Elspot piyasası 67
4.5.2.2. Elbas piyasası 70
4.5.3. Nord Pool'da gerçek zamanlı dengeleme 71
4.5.4. Nord Pool'da kısıt yönetimi 72
4.5.4.1. Piyasa ayrışımı (market splitting) 73
4.5.4.2. Piyasa bağlama (market coupling) 75
4.5.4.3. Karşı ticaret (counter trading) 75
4.6. Avrupa'da Uygulanmakta Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları ve Kapasite Tahsisleri 77
4.7. Nord Pool Sistemindeki Enterkonneksiyon Hatlarında Kullanılan Kısıtlılık Yönetimi Metotları 80
4.7.1. Finlandiya-Rusya 80
4.7.2. Finlandiya-Estonya 81
4.7.3. İsveç-Polonya 81
4.7.4. Norveç-Rusya 81
4.7.5. Norveç-Hollanda 81
4.7.6. Danimarka-Almanya 82
4.7.7. İsveç-Almanya 82
4.8. Güneydoğu Avrupa Bölgesinde Uygulanmakta Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları ve Kapasite Tahsisleri 82

5. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE KISITLILIK YÖNETİMİ 85

5.1. Türkiye Enerji Sektörüne Genel Bir Bakış 85
5.2. Türkiye Enerji Sektöründe Serbestleşme Çalışmaları 86
5.3. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişimi 89
5.3.1. 2001 – 2013 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi 90
5.3.2. 2012 yılı elektrik enerjisi tüketiminin günlük incelemeleri 91
5.3.3. 2013-2022 yılları puant güç ve enerji talebi projeksiyonu 92
5.4. Türkiye Elektrik İletim Sistemi 97
5.5. Türkiye Elektrik Dağıtım Sistemi 99
5.6. Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E Sistemine Bağlantısı 100
5.6.1. Türkiye-Bulgaristan enterkonneksiyonu 103
5.6.2. Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyonu 103
5.7. ENTSO-E ile Ticari Enerji Alışverişleri ve Hat Kapasite Tahsis İşlemleri 104
5.8. Türkiye Elektrik Piyasası 108
5.8.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP) 109
5.8.2. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) 112
5.8.3. Türkiye Elektrik Piyasasında Kısıt Yönetimi 116
5.9. Türkiye Elektrik Sisteminin kısıt bölgeleri açısından incelenmesi 121
5.9.1. Adapazarı-Kocaeli-İstanbul-Trakya koridoru kısıt bölgesi 122
5.9.2. Batı Anadolu –Batı Akdeniz kısıt bölgesi 124
5.9.3. Konya ve yöresi kısıt bölgesi 126
5.9.4. Güneydoğu Anadolu kısıt bölgesi 126

6. YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE METODOLOJİSİ KAPSAMINDA SİSTEM MODELLERİNİN OLUŞTURULMASI VE KULLANILAN MATERYAL VE METOTLAR 128

6.1. Sistem Modellerinin Oluşturulması 128
6.2. UCTE Formatı 130
6.3. PSS-E (Power System Simulator for Engineering) 130
6.3.1. Yük akışı etütleri 131
6.3.2. Arıza etütleri 132
6.4. PSS-E Raw Formatı 133
6.4.1. Case data 133
6.4.2. Bus data 134
6.4.3. Load data 135
6.4.4. Fixed Bus Shunt data 135
6.4.5. Generator data 136
6.4.6. Non Transformer Branch data 137
6.4.7. Transformer data 139
6.4.8. Area Interchange data 142
6.4.9. Zone data 143
6.4.10. Owner data 143
6.5. Modellerin Birleştirilmesi (Merging) 144
6.5.1. Merlin Conversion & Merging yazılımı 144
6.6. Elektriksel Sınırlar 145
6.7. Güç Transferi Dağıtım Faktörleri (Power Transfer Distribution Factors-PTDF) 146
6.8. İhale Teklifleri 149
6.9. Uzlaştırma (Clearing) İşlemi 150
6.9.1. Matematiksel temeller 150
6.10. Örnek İhale Teklifleri ve Uzlaştırma Prosedürü 151
6.11. Kısıtlılık Gelirlerinin Paylaştırılması 154
6.12. İhale Prosedürü ve Uzlaştırma İçin Geliştirilen Yazılım 154
6.12.1. Yazılım ekranları 155
6.12.1.1. Parametre giriş/güncelleme ekranları 157
6.12.1.2. Hesaplama ekranları 158
6.12.1.3. Raporlama ekranları 159

7. YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE METODOLOJİSİ UYGULAMASI 162

7.1. Genel Çerçeve 162
7.2. Temel Durum Enerji Alışverişleri (Base Case Exchanges) 162
7.3. Modellenen bölge 163
7.4. Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki Ülkelerin Elektrik Sistemi Modelleri 164
7.5. Ülkelerarası Sınır Hatları ve Temel Durum Yük Akışları 165
7.6. PTDF Matrisleri 166
7.6.1. EPCG (Karadağ) 166
7.6.2. EMS (Sırbistan) 166
7.6.3. NOS (Bosna-Hersek) 167
7.6.4. MEPSO (Makedonya) 167
7.6.5. HTSO (Yunanistan) 168
7.6.6. ATSO (Arnavutluk) 168

7.6.7. ESO (Bulgaristan) 169
7.6.8. TEL (Romanya) 169
7.6.9. TEİAŞ (Türkiye) 170
7.7. Sınır Hattı Kapasitelerinin (BC) Hesaplanması 170
7.7.1. Toplam Sınır Hattı Kapasitesi (Total Border Capacity-TBC) 170
7.7.1.1. Sınır yönüne bağlı (border-wise) sınır hat kapasitesi 171
7.7.1.2. Güvenlik kriteri 172
7.7.2. Yük Akışı Güvenirlik Marjini (Flow Reliability Margin-FRM) 172
7.7.3. Doğal Yük Akışları (Natural Flows-NF) 173
7.7.3.1. Sıfır alışveriş (zero exchange) yük akışları 174
7.7.4. Belirsiz Harici Yük Akışları (Uncertain Outside Flows-UOF) 175
7.7.5. Net Sınır Kapasitesi (Net Border Capacity-NBC) 176
7.7.6. Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (Already Allocated Flows-AAF) 177
7.7.7. Emreamade Hat Kapasitesi (Available Border Capacity-ABC) 178
7.8. İhale İşlemleri 181
7.8.1. İhale teklifleri 181
7.9. Uzlaştırma Prosedürü 181
7.9.1. EMS-TEL 182
7.9.2. EMS-ESO 183
7.9.3. EMS-MEPSO 184
7.9.4. EMS-ATSO 185
7.9.5. EMS-EPCG 186
7.9.6. EMS-NOS 187
7.9.7. EPCG-NOS 188
7.9.8. EPCG-ATSO 189
7.9.9. MEPSO-HTSO 190
7.9.10. TEL-ESO 191
7.9.11. ESO-HTSO 192
7.9.12. HTSO-ATSO 193
7.9.13. TEİAŞ-ESO 194
7.9.14. TEİAŞ-HTSO 195
7.9.15. TEL-UKR 196
7.9.16. TEL-MAVIR 197
7.9.17. EMS-MAVIR 198
7.9.18. EMS-HEP 199
7.9.19. NOS-HEP 200
7.10 İhale Sonuçları ve Kapasite Tahsisleri 201

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 204

8.1. Örnek Uygulama-1: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modellenmediği Durum 204
8.1.1. Temel durum yük akışları 205
8.1.2. İhale Sonuçları 205
8.1. 3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri 205
8.1.4. Kısıtlar 206
8.1.5. İhale Gelirleri 206
8.1.6. Çifte Değer (Dual Value) 207
8.2. Örnek Uygulama-2: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modellendiği Durum 207

8.2.1. Temel durum yük akışları 208
8.2.2. İhale Sonuçları 209
8.2. 3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri 209
8.2.4. Kısıtlar 210
8.2.5. İhale Gelirleri 212
8.2.6. Çifte Değer 212
8.3. Örnek Uygulama-1 ve Örnek Uygulama-2'nin karşılaştırılması 213
8.4. Örnek Uygulama-3: Türkiye'den Yunanistan ve Bulgaristan'a maksimum enerji transferi (ihracat) 214
8.5. Örnek Uygulama-4: Yunanistan ve Bulgaristan'dan Türkiye'ye maksimum enerji transferi (ithalat) 215
8.6. Öneriler 216

KAYNAKLAR 219

EKLER 225

EK-1 UCTE FORMATI 225

EK-2 ARNAVUTLUK (ALBANIA) MODELİ 236

EK-3 AVUSTURYA (AUSTRIA) MODELİ 237

EK-4 BOSNA-HERSEK (BOSNIA&HERZEGOVINA) MODELİ 240

EK-5 BULGARİSTAN (BULGARIA) MODELİ 242

EK-6 YUNANİSTAN (GREECE) MODELİ 246

EK-7 HIRVATİSTAN (CROATIA) MODELİ 259

EK-8 MACARİSTAN (HUNGARY) MODELİ 261

EK-9 KARADAĞ (MONTENEGRO) MODELİ 264

EK-10 MAKEDONYA (MACEDONIA) MODELİ 266

EK-11 ROMANYA (ROMANIA) MODELİ 270

EK-12 SIRBİSTAN (SERBIA) MODELİ 280

EK-13 SLOVENYA (SLOVENIA) MODELİ 284

EK-14 TÜRKİYE (TURKEY) MODELİ 285

EK-15 UKRAYNA (UKRAINE) MODELİ 299

ÖZGEÇMİŞ 300

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

A	:	Kaynak ülke/TSO
ABC (z)	:	z enterkonneksiyon hattının emre amade kapasitesi
B	:	Hedef /ülke TSO
b(x,y)	:	X (kaynak ülke/TSO)'den y (hedef ülke/TSO)'ye ihale teklifi
c(x,y,z)	:	İhale sonucunda her bir enterkonneksiyon hattı için kabul edilen güç miktarı üzerinden elde edilen gelir
F_a	:	A bölgesindeki elektrik enerjisi fiyatı
F_b	:	B bölgesindeki elektrik enerjisi fiyatı
F_d	:	Denge fiyatı
F_u	:	Arz ve talebin dengelendiği noktadaki fiyat
I	:	Enterkonneksiyon (sınır) sayısı
i	:	Eşleşmeyen sınır hattı
MCP (z)	:	Z enterkonneksiyon sınırında oluşan marjinal fiyat
N	:	Ülke/TSO sayısı
P_{ab}^{max}	:	A-B bölgeleri arasındaki hattın maksimum kapasitesi
P_{acc}b(x,y))	:	Kabul edilen güç miktarı
p(b(x,y))		İhale teklif fiyatı
$P_{bölge\ dengesi}$	:	Modellenmiş bölgedeki toplam sistem dengesi
Pb(x,y)	:	İhale teklif miktarı
P_D^A	:	A bölgesindeki tüketim miktarı
P_{Dyeni}^A	:	A bölgesindeki yeni tüketim miktarı
P_D^B	:	B bölgesindeki tüketim miktarı
P_G^A	:	A bölgesindeki üretim miktarı
P_G^B	:	B bölgesindeki üretim miktarı
P_{Gyeni}^B	:	B bölgesindeki yeni üretim miktarı
$P_{xi,eski}$	:	Eşleşmeyen sınır hattındaki eski güç değeri
$P_{xi,yeni}$	:	Eşleşmeyen sınır hattındaki yeni güç değeri
R	:	İhale sonucunda elde edilen toplam gelir
x	:	Kaynak ülke/TSO
y	:	Hedef ülke/TSO
z	:	Enterkonneksiyon hattı (sınırı)
ΔP	:	Transferi yapılacak güç (enerji) miktarı
ΔP_i	:	i. sınır hattındaki güç değişimi

Kısaltmalar

AAF	:	Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (Already Allocated Flows)
AATR	:	Halihazırda Tahsis Edilen İletim Hakkı (Already Allocated Transmission Right)
AB	:	Avrupa Birliği
ABC	:	Emreamade Hat Kapasitesi (Available Border Capacity)
AC	:	Alternatif akım
ATC	:	Emreamade İletim Kapasitesi (Available Transmission Capacity)

ATSO	:	Arnavutluk İletim Sistemi İşletmecisi
BC	:	Sınır Hat Kapasitesi (Border Capacity)
BCE	:	Temel Durum Enerji Alışverişleri (Base Case Exchanges)
BTC	:	Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı
BYTM	:	Bölge Yük Tevzi Merkezi
CAS	:	Koordineli İhale Simülatörü
CEE	:	Central East Europe
CEER	:	The Council of European Energy Regulators
CET	:	Merkezi Avrupa Saati (Central European Time)
CLR	:	Common Language Runtime
CSE	:	Central South East
CSS	:	Cascading Style Sheets
CWE	:	Central West Europe
ÇYG	:	Çok Yüksek Gerilim
DC	:	Doğru akım
DGP	:	Dengeleme Güç Piyasası
DUY	:	Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EC	:	Energy Community
EİH	:	Enerji İletim Hattı
ELES	:	Slovenya İletim Sistemi İşletmecisi
EMCC	:	European Market Coupling Company
EMS	:	Sırbistan İletim Sistemi İşletmecisi
ENTSO-E	:	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPCG	:	Karadağ İletim Sistemi İşletmecisi
EPK	:	Elektrik Piyasası Kanunu
EPDK	:	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ESO	:	Bulgaristan İletim Sistemi İşletmecisi
ETKB	:	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETSO	:	European Transmission System Operators
FBCA	:	Flow Based Coordinated Auction
FERC	:	Federal Energy Regulatory Commission
FGR	:	Flow Gate Right
FİH	:	Finansal İletim Hakları
FRM	:	Yük Akışı Güvenirlik Marjini (Flow Reliability Margin)
FTR	:	Firm Transmission Right
GÖP	:	Gün Öncesi Piyasası
GW	:	Gigavat
HEP	:	Hırvatistan İletim Sistemi İşletmecisi
HES	:	Hidroelektrik Santralı
HTML	:	Hyper Text Markup Language
HTSO	:	Yunanistan İletim Sistemi İşletmecisi
HVDC	:	Yüksek gerilim doğru akım
Hz	:	Hertz
IEA	:	Uluslararası Enerji Ajansı
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	:	Bağımsız Sistem İşletmecisi (Independent System Operator)
KAK	:	Kullanıma Açık Kapasite
KDV	:	Katma Değer Vergisi

KGÜP	:	Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KİT	:	Kamu İktisadi Teşekkülü
KMF	:	Konumsal Marjinal Fiyatlandırma
KPTF	:	Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı
KSK	:	Kullanılabilir Sınır Kapasitesi
kWh	:	Kilovatt-saat
LPG	:	Sıvılaştırılmış Petrol Gazları
MAVIR	:	Macaristan İletim Sistemi İşletmecisi
MCP	:	Marginal Clearing Price
MEPSO	:	Makedonya İletim Sistemi İşletmecisi
MF	:	Maximum Flow (Maksimum Yük Akışı)
MYTM	:	Milli Yük Tevzi Merkezi
MW	:	Megavat
MWh	:	Megavat-saat
NACM	:	Network Access and Congestion Management
NBC	:	Net Sınır Kapasitesi (Net Border Capacity)
N-DUY	:	Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
NERC	:	North American Electric Reliability Corporation
NF	:	Doğal Yük Akışları (Natural Flows)
NORDIC	:	Kuzeybatı Avrupa ülkeleri
NOSBiH	:	Bosna-Hersek İletim Sistemi İşletmecisi
NPTF	:	Nihai Piyasa Takas Fiyatı
NTC	:	Net Transfer Capacity
NTK	:	Net Transfer Kapasitesi
OECD	:	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
PJM	:	Pennsylvania-New Jersey-Maryland
PMUM	:	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PSS-E	:	Power System Simulator for Engineering
PST	:	Faz Kaydırıcı Transformatör
PTDF	:	Güç Transferi Dağıtım Faktörleri (Power Transfer Distribution Factors)
PTI	:	Power Technologies International
p.u.	:	Per-unit
PYS	:	Piyasa Yönetim Sistemi
Q	:	Reaktif güç
RTO	:	Bölgesel İletim Sistemi İşletmecisi
S	:	Aktif güç
SDF	:	Sistem Dengesizlik Fiyatı
SEE	:	Güneydoğu Avrupa (Southeast Europe)
SEEERF	:	Güneydoğu Avrupa Elektrik Düzenleyici Kurumlar Forumu
SETSO	:	South East European Transmission System Operators
SGÖF	:	Sistem Gün Öncesi Fiyatı
SMF	:	Sistem Marjinal Fiyatı
SP	:	Gölge Fiyat (Shadow Price)
SPS	:	Özel Koruma Sistemi
TANAP	:	Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı
TBC	:	Toplam Sınır Hattı Kapasitesi (Total Border Capacity)
TCAT	:	TEİAŞ Kapasite İhale Aracı (TEİAŞ Capacity Auction Tool)
TEAŞ	:	Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş (mülga)

TEDAŞ	:	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş
TEİAŞ	:	Türkiye Elektrik İletim A.Ş
TEK	:	Türkiye Elektrik Kurumu (mülga)
TEK	:	Tahsis Edilmiş Kapasite
TEL	:	Romanya İletim Sistemi İşletmecisi
TL	:	Türk Lirası
TLC	:	Trilateral Market Coupling
TM	:	Trafo Merkezi
TRM	:	İletim Güvenilirlik Marjı (Transmission Reliability Margin)
TSO	:	İletim Sistemi İşletmecisi
TWh	:	Teravat-saat
UCTE	:	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UOF	:	Belirsiz Harici Yük Akışları (Uncertain Outside Flows)
YAL	:	Yük Alma
YAT	:	Yük Atma
W	:	Watt
€	:	Euro

1. GİRİŞ

1.1. Tezin Amacı ve Önemi

Elektrik enerjisinin günlük yaşamın ve hayatın her safhasında kullanılmaya başlanması ve bu enerjiye olan ihtiyacın da giderek artması ile insan hayatına, ülkelerin ve toplumların refahına kazandırdıkları bu enerji türünü vazgeçilmez kılmaktadır. Elektrik enerjisi sistemleri, üretimden nihai kullanıcıya kadar geliştirilen en kompleks ve en büyük sistemlerden birisidir. Tüketiciye sürekli, kesintisiz, kaliteli, ekonomik ve güvenilir olarak sunulması gereken elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım ve ticareti aşamalarındaki dinamik kontrol süreçleri, piyasa ve sistem yönetimleri enerji sistemlerinin en önemli yapıtaşlarıdır.

Elektrik enerjisi, iletim tesisleri vasıtasıyla üreticiden tüketiciye nakledilir. Bilindiği gibi hiçbir sistem limitsiz ve kontrolsüz olmadığı gibi enerji iletim hatları da limitsiz ve kontrolsüz işletilmez. Enerji iletim hatlarının ve tesislerinin (transformatör vb.) belirli akım taşıma kapasiteleri vardır. Bu kapasiteler, tüm tesisler ve teçhizat (havai hatlar, kablolar, transformatörler, ayırıcılar, kesiciler vb.) için farklıdır. Sistem işletmecisi, iletim sisteminin güvenli sınırlar içerisinde işletilmesinden sorumludur. Sistemin işletilmesi esnasında bir enerji iletim hattının taşıma kapasitesinin aşılacak olması durumunda o hat üzerinden daha fazla enerji akışı gerçekleştirmek çok risklidir. Sistem işletmecisi bu gibi hallerde çeşitli önlemler almak zorundadır. Bu durumda "kısıt yönetimi" olgusu devreye girecektir.

Elektrik enerjisinin sistemdeki farklı bölgeler veya ülkeler arasında nakledilebilmesine imkân tanıyan iletim şebekesinin taşıma kapasitesi de her şebekede olduğu gibi sınırlıdır. Diğer taraftan elektrik piyasasındaki ticaret hacmi, piyasanın gittikçe daha rekabetçi bir yapıya kavuşmasına ve müşterilerin tedarikçilerini seçebilme serbestliğinin artmasına paralel olarak artmaktadır. Dolayısıyla, sistemdeki dengenin korunabilmesi ve bu işlemin mümkün olan en düşük maliyetle yapılabilmesi için, sistemde oluşan kısıtların iyi bir şekilde yönetilmesi gerekmektedir.

Kısıt yönetimi metotları, farklı piyasa tasarımlarının doğal bir sonucu olarak piyasa tabanlı olanlar ve olmayanlar olarak iki ana başlık altında incelenmekte olup kısıtların giderilmesi açısından kısa ve uzun vadede ortaya çıkardıkları sonuçlar açısından da farklıdır. Bu nedenle, uygulanacak kısıt yönetimi metodunun seçilmesinde, hedeflenen piyasa yapısının dikkate alınması gerekmektedir. Bu kapsamda, rekabetçi

piyasa yapısının hedeflendiği bir ortamda, seçilecek metodun piyasadaki oyunculara yönelik olumlu sinyaller vermesi yerinde olacaktır.

Tezin amacı, elektrik piyasalarında önemli bir yere sahip olan ve artan serbestleşme ve rekabete paralel olarak yoğunlaşan elektrik ticareti ile daha fazla önem kazanmış olan Kısıt Yönetimi (Congestion Management) ve metotlarını bir bütün halinde çeşitli yönlerden ele alıp incelemek ve son senelerde Avrupa kıtasında ve özellikle ülkemizin de içinde bulunduğu coğrafya olan Güneydoğu Avrupa'da uygulanması yönünde çalışmaları hız kazanan piyasa tabanlı yöntemlerden birisi olan Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yönteminin uygulamasını, belli bir andaki, Türkiye dahil bölgedeki diğer ülkelerin elektrik sistemlerinin gerçek modellerini kullanarak yapmaktır. Uygulama kapsamında 2010 yılı yaz puant dönemi referans modelleri esas alınmış olup, sınır hat kapasiteleri belirlenmiş, bölgeler arası fiziksel yük akış duyarlılıklarını belirleyen PTDF matrisleri elde edilmiş ve örnek ihale setleri üzerinden sınır enterkonneksiyon hatlarındaki yük akışları ve dolayısıyla kısıtlılıklar belirlenmiştir. Böylece örnek ihale sonucunda hat kapasite tahsisleri de sonuçlanmaktadır.

Doktora tezi kapsamında MS SQL SERVER 2005 veri tabanı kullanılarak Visual Studio.NET 2005 yazılım aracı geliştirilmiştir. Yazılım, web tabanlı ve çok katmanlı mimari yapı kullanılarak hazırlanmıştır. Geliştirilen program ile Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yönteminin uygulanması aşamasında PTDF hesaplama, ihale teklifleri (setleri), mali uzlaştırma (clearing), sistem marjinal fiyatı belirleme ve kapasite tahsisi gibi işlemler çok daha hızlı ve kolay olarak yapılabilmektedir. Ayrıca yazılımın raporlama serveri kullanılarak çeşitli görsel grafik ve raporlar üretilebilmektedir.

Bugüne kadar konu üzerinde yapılan çalışmalar incelendiğinde Güneydoğu Avrupa (Balkan) Bölgesindeki İletim Sistem İşletmecileri (TSO) arasında Koordineli İhale Yönteminin geliştirilmesine yönelik geçtiğimiz son on yılda bazı sanal uygulamalar (dry-run) yapılmıştır. Bu çalışmaların sonuçlarına göre Balkanlar'da; İtalya, Yunanistan, Arnavutluk ve Makedonya'nın elektrik üretimi yetersizliği nedeniyle Romanya, Bulgaristan ve kısmen de Sırbistan'dan elektrik enerjisi ithal etmeleri sonucu genellikle kuzey–güney eksenli kısıtlılıklar mevcuttur.

Bilindiği üzere Türkiye elektrik sisteminin Avrupa elektrik sistemine bağlantısı, Avrupa için elektrik şebeke ve arz güvenliği açısından çok büyük ve stratejik öneme sahiptir.

Bugüne kadar yapılan çalışmalarda, Türkiye elektrik sisteminin kısaca Avrupa elektrik sistemi olarak bilinen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) sistemine senkron bağlantısının gerçekleştirildiği 18 Eylül 2010 tarihine kadar Türkiye elektrik sistemi günlük kısıtlılık analizleri çerçevesinde modellenmemiştir. Bu tez çalışmasında ise Türkiye elektrik sistemi ilk defa modellenerek Güneydoğu Avrupa ülkelerinin elektrik sistemleri ile entegre edilmiş ve gerçek modeller üzerinden Yük Akış Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi uygulanarak Türkiye elektrik sisteminin entegre edilmesiyle yük akışlarının ne şekilde değiştiği ve mevcut kısıtlılıklara etkilerinin incelenmesi tezin önemini ortaya koymaktadır. Elde edilen sonuçlardan, Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine senkron paralel bağlantısı ile Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki kısıtların önemli ölçüde azaldığı tespit edilmiştir.

1.1.1. Tezin organizasyonu

Tezin birinci bölümü; tezin amacını ve önemini anlatan giriş bölümünden oluşmaktadır.

İkinci bölümde kaynak araştırması bulunmaktadır.

Üçüncü bölümde serbest elektrik piyasalarının genel yapıları ele alınmış ve piyasa modelleri incelenmiş olup ayrıca elektrik sistemlerinde kısıt ve kısıt yönetimi konuları ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır.

Dördüncü bölümde elektrik piyasalarında kullanılan kısıtlılık yönetimi metotları ele alınmış, piyasa tabanlı olan ve olmayan metotlar ayrıntılı olarak incelenmiştir. Ayrıca özellikle Nord Pool elektrik sistemi ile birlikte Güneydoğu Avrupa Bölgesinde hâlihazırda uygulanan kısıtlılık yönetimi metotları ele alınmıştır.

Beşinci bölümde Türkiye enerji sektörü, elektrik iletim ve dağıtım sistemi, enterkonneksiyonlar, elektrik piyasası detaylı olarak anlatılmış, kısıtlılık yönetimi metotları açıklanmış ve Türkiye elektrik sistemindeki kısıtlılık bölgeleri incelenerek kısıtlılıkların çözümüne yönelik bazı önerilerde bulunulmuştur. Tezdeki tüm görüş ve öneriler tez yazarı olarak şahsıma ait olup hiçbir özel ve/veya kamu kurum ve kuruluşlar açısından bağlayıcılığı yoktur.

Altıncı bölümde, Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodolojisi kapsamında sistem modellerinin oluşturulması, bu modellerin oluşturulmasında kullanılan UCTE ve PSS-E raw data formatları açıklanmıştır. Sistem analizlerinde kullanılan PSS-E (Power

System Simulator for Engineering) ve modellerin birleştirilmesinde kullanılan Merlin Conversion & Merging programlarının özellikleri ve fonksiyonları anlatılmıştır. Ayrıca PTDF matrisleri ve uzlaştırma hesaplama prosedürleri anlatılmıştır. Kısıtlılık gelirlerinin TSO'lar arasında paylaştırılması da ele alınan konular arasındadır. İhale prosedürü ve uzlaştırma için geliştirilen yazılım ve ekranları da bu bölüm içerisinde yer almaktadır.

Yedinci bölümde Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi uygulaması kapsamında yapılan hesaplamalar ve prosedürler yer almaktadır.

Sekizinci bölümde sonuçlar ve öneriler yer almaktadır.

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Rothwell ve Gomez (2000), yayınladıkları kitapta özetle elektrik sektöründe regülasyon ve deregülasyon, piyasa, rekabet, ekonomiklik, sermaye maliyeti, rekabetçi elektrik piyasaları, Kaliforniya, Norveç, İspanya ve Arjantin elektrik sektörlerini ayrıntılı bir şekilde açıklamışlardır.

Shahidehpour ve ark. (2002), "Market Operations in Electric Power Systems" isimli kitapta elektrik sistemlerinde piyasaya genel bir bakış yaptıktan sonra kısa dönem yük tahmini, oyun teorisinde piyasa gücü analizleri, arbitraj ticareti, risk analizleri ve yönetimi, yan hizmetler piyasası, iletim kısıtlarının yönetimi ve fiyatlandırma gibi konular ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır.

Audouin ve ark. (2002), Koordineli ihale mekanizmasının farklı parametrelerinin (PTDF, Border Capacity) hesaplama metotlarını irdelemişlerdir.

Purchala ve ark. (2003), Bütünleşmiş ve merkezi bir elektrik piyasası olmayan ve oldukça girift bir yapıya sahip olan Avrupa elektrik sistemi ve piyasasında kısıtlılıkları çözmek için en uygun çözüm mekanizması olan Koordineli İhale Yönteminin uygulama metotları incelenmiştir. Özellikle iletim kapasitesinin nasıl ücretlendirileceği ve gölge fiyat (shadow price) üzerinde çalışılmıştır. Koordineli İhale Yönteminin başarılı bir şekilde yürütülebilmesinin İletim Sistemi İşletmecileri arasındaki sıkı işbirliğine bağlı olduğu özellikle vurgulanmıştır. Ayrıca sistem topolojisinin (modelinin) en iyi ve doğru bir şekilde oluşturulmasının anahtar konu olduğu ve topoloji bilinmeksizin yük akışlarını hesaplamanın mümkün olmadığı da belirtilmiştir.

Rios ve ark. (2004), Orta Amerika Elektrik Piyasası'ndaki iletim kapasite tahsisleri yöntemlerini incelemiştir. Araştırmaya göre Orta Amerika'daki Guatemala, El Salvador, Honduras, Nikaragua, Costa Rika ve Panama'da 1998 yılında onaylanan bir anlaşma ile bölgesel elektrik piyasasının (MER) kurulması kararlaştırılmıştır. Bölgesel iletim altyapısını geliştirmek ve mevcut enterkonneksiyonları güçlendirmek üzere yapılan anlaşma kapsamında enerji ticaretinin ve uzun dönemli sabit anlaşmaların miktarlarının da artırılması öngörülmüştür. Ancak kapasite tahsislerinin etkin ve verimli bir şekilde yapılabilmesi için enterkonneksiyon kapasitesinin artırılmasına yönelik olumlu sinyaller verilmesini ve verimliliğin artırılmasını teminen piyasa dizaynında bazı ince ayarlamalar (fine tuning) yapılması yönündeki öneriler yer almaktadır.

He ve ark. (2004), elektrik piyasalarında iletim kısıtlılıklarının piyasa gücüne etkilerini incelemişlerdir. Çalışmada "piyasa gücü" terimi, ekonomideki rekabetçi seviyeden uzak kâr getirici yönde fiyatları değiştirme yeteneği olarak tanımlanmıştır. Güç sistemlerinde iletim şebekesi, rekabetçi elektrik piyasasını destekleyen altyapıyı sağlar ve piyasa sınırlarının tanımlanmasında önemli rol oynar ve pratiğe geçecek ticaretin yapılmasını sağlar. Eğer sistemde kısıt varsa elektrik piyasası ayrışır, rekabet mekanizması sınırlanır. Piyasanın ayrışması bölgesel piyasa gücünü artırır ve güç sistemlerinde piyasa verimliliğini zayıflatır.

FRONTIER Economics ve CONSENTEC (2004), Avrupa Birliği İç Elektrik Piyasası için sınır ötesi kısıtlılık yönetimini analiz etmişler ve raporun son kısmında kısıtlılık yönetiminin geliştirilmesine yönelik öneriler sunmuşlardır.

Solc (2005), Avrupa'da İç Elektrik Pazarının oluşturulma sürecini hızlandırmak için Avrupa Parlamentosu sınır ötesi elektrik enerjisi ticareti ile ilgili Avrupa Komisyonu Regülasyonunu kabul ettiğini ve bu Regülasyonun, özellikle karmaşık şebeke yapısına sahip ülkelerin iletim sistemi işletmecileri arasında çok sıkı işbirliği yapmaları gerektiğine vurgu yapmıştır. Avrupa Komisyonu Regülasyonunun gereksinimleri doğrultusunda, Merkezi Doğu Avrupa (Central East Europe)'daki ülkelerin (Almanya, Avusturya, Çek Cumhuriyeti, Macaristan, Slovenya, Slovakya, Polonya) sınırlarında 2006'dan başlamak üzere Koordineli İhale'ye başlamaları kararlaştırılmıştır.

Valentin ve ark. (2005), sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretindeki kısıtlılıkların çözümü için Avrupa piyasası içerisinde Fransa'daki durumu incelemektedir. Fransa elektrik sisteminin pik tüketimi 81,4 GW'dır. Birbirinden farklı piyasa yapısı olan yedi komşu ülkenin elektrik sistemi ile 10 GW'a kadar alışveriş yapabilmektedir. Fransa iletim şirketi RTE, uzun dönem (aylık, yıllık) açık artırmalı (explicit) kısıtlılık metotlarını daha çok teşvik etmektedir. Gün öncesi kapasite tahsisleri için ise örtük ihale (implicit) ve/veya açık artırmalı ihaleleri uygulamaktadır.

Kumar ve ark. (2005), serbest elektrik piyasalarındaki kısıtlılık yönetiminin bibliyografik incelemesini yapmışlar ve tek bir platformda akademisyenler, işletme mühendisleri ve araştırmacıların kısıtlılık yönetimi uygulamaları ve metodolojilerini anlamak ve bilgilere kolayca ulaşabilmek için bu alanda önemli referansların ve web sitelerinin yer aldığı bir raporlama çalışması yapmışlardır. Bu kapsamda atıf yapılan kaynaklardan bazıları aşağıda listelenmiştir.

- Hogan (1992), anlaşmalara dayalı şebeke kullanımı ve kısıtlılıklardan ortaya çıkan fiyat değişikliklerinin mali risklerinden korunmak için Firm Transmission Right (FTR) adı verilen sabit iletim hakkı yöntemini vurgulamıştır.
- Papalexopoulos (1997), iletim kısıtlarının yeni sözleşmelerin yapılmasını engellediğini, beraberinde ilave arızaları oluşturduğunu, bazı bölgelerdeki elektrik piyasalarındaki elektrik fiyatlarını artırdığını ve sistem güvenliği ve güvenilirliğini tehlikeye attığını belirtmişlerdir.
- North American Electric Reliability Corporation (NERC,1997) ve Federal Energy Regulatory Commission (FERC,1999), hazırlamış oldukları raporlarında iletim sistemlerinde kısıtlılık yönetimi ve fiyatlandırma problemi, rekabetçi elektrik piyasalarının düzgün işleyişini sağlamak için Bağımsız Sistem İşletmecilerinin (ISO) en kritik ve en önemli görevlerinden birisi olarak sayılmıştır.
- Seeley ve ark. (1999), kısıtlılıkları engellemek için entegre edilmiş ihale mekanizmasını incelemişlerdir.
- Yu ve Ilic (1999), etkin bir kısıtlılık yönetimi için DC güç transferi dağıtım faktörü kümelerini (matrislerini) önermiştir.
- Chao ve ark. (2000), kısıtlı hatlarda açık artırmalı olarak ücretlendirilmiş Flow Gate Right (FGR) yöntemini önermişlerdir.
- Bialek (2000), PTDF esaslı ve multilateral (çok yanlı) ticarete izin veren kısıtlılık yönetimi temelinde FERC'in iletim hatlarındaki aşırı yüklenmeleri önleme prosedürlerindeki iyileşmeleri incelemiştir.
- Vlachogiannis (2000), elektrik sistemlerindeki her bir generatörün yük akışlarına, yüklere ve kayıplara olan etkisini belirleyen formüller dizisi önermiş ve bu formüller iletim kısıtları üzerinde test edilmiştir.
- Aguado ve ark. (2001), bağımsız sistem işletmecileri arasındaki kısıtlılıkları yönetmek için merkezi olmayan optimizasyon esasına dayalı ihale mekanizmasını sunmuşlardır.
- Niimura ve Niu (2002), kısıtlılık şartlarında uygun yük atma seviyelerini gösteren basit ve şeffaf endeksler önermiştir.
- Kumar ve ark. (2003,2004), kısıtları yönetmek için PTDF matrisleri aracılığıyla aktif ve reaktif güçlerin yeniden planlanması (re-scheduling) yöntemini kullanarak bölgesel (zonal) kısıtlılık yönetimi yaklaşımını önermiştir.

Harris (2006), "Electricity Markets" isimli kitabında özetle elektrik enerjisi tedariğinin yapısı, işletmesi ve yönetimi, enerji üretimi, yüksek gerilim iletim sistemi, şebeke ve sistem işletmesi, enerji dağıtımı, ölçümü, müşteri yönetimi, liberalizasyon, regülasyon, deregülasyon, elektrik piyasa yapıları, sistem güvenliği, santralların finansal modellenmesi, çevre vb. gibi konuları detaylı bir şekilde ele almıştır.

Özata ve Akkaya (2006), bildirisinde temel kısıtlılık yönetimi modelleri, kapasite tahsis metotlarının karakteristik yapıları, Güneydoğu Avrupa Bölgesinde kısıtlılık yönetimi konularını incelemiş ve bir uygulama örneği üzerinde Koordineli İhale Yöntemi açıklanmıştır. Ayrıca 12-14 Haziran 2002 tarihlerinde Atina'da gerçekleştirilen Güneydoğu Avrupa Elektrik Düzenleyici Kurumlar Forumu'nda (SEEERF) bütün katılımcıların hâlihazırda yürürlükte olan kanunlara dayalı fakat Avrupa Birliği (AB)'nde geliştirilecek olan ve AB'nin İç Elektrik Piyasası'na entegre olmuş, Güneydoğu Avrupa'da rekabetçi ve bölgesel bir elektrik piyasasının kurulması üzerinde görüş birliğine vardıkları ve ülkemizin de içinde olacağı bu piyasanın, Batı Avrupa'daki elektrik piyasası ile uyum içinde çalışması ve olabildiğince benzer kurallar oluşturulması öngörüldüğü belirtilmiştir.

Tor ve Shahidehpour (2006), Türkiye'deki elektrik sektörü reformunu incelemiş ve bu reformdan sonra özellikle iletim sistemi planlama ve yönetimi üzerine çalışılmıştır. Türkiye'de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)'nun 2001 yılında yürürlüğe girmesinden itibaren elektrik sektöründeki gelişmeleri, Türkiye Elektrik Piyasası'nın dizaynını, sektördeki oyuncuları ve Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)'nun yeniden yapılandırılmasından sonraki durumu ortaya koymuşlardır. Buna göre Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş ve dikey bütünleşik bir yapıda olan üretim ve iletim segmentleri birbirinden ayrılmışlardır. İletim şirketi olan Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), iletim tesislerinin sahibi olup ayrıca iletim sisteminin işletmesi, bakım ve onarımı, planlaması, yeni iletim tesislerinin yatırım ve inşasından sorumludur. TEİAŞ bir kamu iktisadi teşekkülü olarak tarifeleri ve gelir tavanı EPDK tarafından düzenlenmektedir. Makalede ayrıca Türk yetkililerin gerçekleşmesi için çok istekli olduğu devam eden projelerden birisinin Avrupa Birliği elektrik şebekesi olan –mülga- Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) ile bağlantısı olduğu belirtilmiştir. Türkiye, UCTE (01 Temmuz 2009 tarihi itibarıyla ENTSO-E olarak yeniden yapılandırılmıştır.) üyesi ülkelerle elektrik ticareti yapma avantajını kullanmak için Bulgaristan ve Yunanistan şebekeleri üzerinden Avrupa elektrik sistemine bağlanmaya niyetlidir (Bu

bağlantı 18 Eylül 2010 tarihinde gerçekleştirilmiştir). UCTE bağlantısından sonra Arap ülkelerinin (Libya, Mısır, Ürdün, Lübnan ve Suriye) Türkiye üzerinden UCTE sistemi ile ring bağlantısı projesinden bahsedilmektedir. Ayrıca senkron çalışan bu ringin IPS/UPS olarak isimlendirilen Baltık ülkeleri (Latvia, Litvanya, Estonya), Rusya, Belarus, Ukrayna, Moldova, Gürcistan, Azerbaycan, Kazakistan, Özbekistan, Tacikistan, Kırgızistan ve Moğolistan'ı da kapsayacak şekilde genişlemesi analiz edilmektedir ki bu dünyada en büyük senkron çalışan enterkonneksiyon olacaktır.

Marannino ve ark. (2006), 2004 yılı sonunda Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki TSO'ların bölgesel koordineli ihale planının gerçekleştirilmesi için pilot proje geliştirdiklerinden bahisle projenin enterkonneksiyonların sistem güvenliğinin sürdürülmesi ve sınır ötesi ticaretin artırılması bağlamındaki önemini vurgulamışlardır. Ekim 2004'de bölgesel Atina Forumu ve Avrupa Komisyonu tarafından resmen onaylanmasından sonra bölgesel "South East European Transmission System Operators –(SETSO) Task Force" isimli özel bir çalışma grubu kurulmuş ve bu çalışma grubuna finansal bağlayıcılığı olmayan sanal uygulama (dry- run) yapılması görevi verilmiştir. Bu proje AB ülkeleri tarafından dikkatlice gözlenmiş ve çoğu kez sınır ötesi kapasite tahsislerinde ikili ihalelerden daha çok güvenilir sonuçlar elde edilmiştir. Koordineli açık artırmalı ihale metodu, kısıtlı koridorlarda sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretinin etkisi ile bağlantılı piyasa katılımcılarına daha etkin ekonomik sinyaller vermektedir.

Androcec ve Wangensteen (2006), çalışmalarında risk yönetimi odaklı olarak kısıtlılık çözümleri arasındaki farklılıkları İskandinavya, Orta Avrupa ve Güneydoğu Avrupa bölgeleri için incelemişlerdir. Piyasa tabanlı yöntemleri (implicit auction, explicit auction, counter trade ve redispatch) ekonomik yönden tartışılarak bu yöntemlerin avantaj ve dezavantajları ve fayda/maliyet oranları değerlendirilmiştir. Araştırma sonucundaki bulgulardan koordineli kısıtlılık mekanizmalarının piyasa rekabetini artırdığı, enterkonneksiyon kullanımını maksimize ettiği, piyasa oyuncularının ve aynı zamanda üretim gelirlerinin riskini düşürdüğü ortaya çıkmaktadır.

European Transmission System Operators-Network Access and Congestion Management (ETSO NACM) Final Report (2007), yük akış tabanlı kapasite tahsis mekanizmalarındaki gelişmeleri gözden geçirmiş ve bu konuda açık kalan sorular üzerinde yoğunlaşmıştır. Raporda yük akışı tabanlı kapasite tahsislerinin enerji ve sınır ötesi hat kapasite ihalelerinin merkezi bir kuruluş tarafından optimize edilen uluslar üstü (supra-national) bir yaklaşım olarak nitelendirilmiştir. Yük akış tabanlı kapasite tahsis metodolojisinde tüm bölgesel ticari enerji alışverişleri, PTDF matrisleri yardımıyla

kritik hatlarda fiziksel akışlara dönüştürülmektedir. Yük akış tabanlı açık artırmalı kapasite tahsis yöntemlerinde, tüm sınır ötesi ticari enerji alışverişlerinin fiziksel akışlara dönüştürülmesiyle fiziksel akışların kritik hatlardaki toplam etkisi hatların taşıma kapasitesini aştığı andaki en düşük tekliften itibaren gelen teklifler kapasite tahsisinde dikkate alınmaz. Aslında yöntemin özünde ihale teklif setlerinin belirli sınırlamalar altında ihale edilen bölgesel transfer kapasitelerinin en yüksek piyasa değerini verecek şekilde kullanılmasına dayanır.

Vukasovic ve Skuletic (2007), Güneydoğu Avrupa (SEE) bölgesinde elektrik enerjisi ticaretinin aşamalı olarak yüksek seviyelere çıktığından bahisle ülkeler arasındaki bağlantı (enterkonneksiyon) hatlarının önceleri acil durumlar ve büyük üretim arızalarında ülkeler arasında yardımlaşma amaçlı tesis edildiklerini ancak enerji ticareti ile birlikte önemli hale geldikleri vurgulanmıştır. Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi ve PTDF matrisinin çeşitli hesaplama metotları incelenmiştir. Makalede ayrıca Karadağ-Arnavutluk sınırında örnek PTDF matris hesaplaması yapılmıştır.

Energy Community (EC) (2007), Güneydoğu Avrupa'da Koordineli ihale sanal uygulama çalışmaları hakkında 10. Atina Forumu'na sunulmak üzere hazırladığı bilgi notunda, bölgede kurulacak olan İhale Ofisinin "SEE Auction Office Ltd." kurulması için gerekli yeni iş planının sunulduğu ve bölgedeki ülkelerin (Arnavutluk, Bosna-Hersek, Bulgaristan, Hırvatistan, Yunanistan, Makedonya, Karadağ, Sırbistan, Kosova ve Romanya) bu şirkete potansiyel ortak olacağı vurgulanmıştır. Diğer ülkelerin (Türkiye gibi) kısıtlılık yönetimi konularında mevzuatını eğer AB gereksinimlerine uyumlaştırırsa İhale Ofisine katılabilecekleri belirtilmiştir. Gelecek fazda ise AB Komisyonu tarafından kabul edilen "Congestion Management Guideline" da tanımlanmayan Güneydoğu Avrupa bölgesinin öncelikle sekizinci bölge olarak tanımlanmasının sağlanması, Business Plan'ın kabul edilmesi, hukuki düzenlemelerin yapılması, gelir paylaşımı modelinin belirlenmesi ve IT teknolojileri ve yazılım altyapılarının kurulması konularının bir an önce çözüme kavuşturulması gerektiği dile getirilmiştir.

Bakonyi ve Grabner (2008), makalesinde Avrupa'daki bölgesel piyasaları ve sınırlarını özetlemiş, Avrupa İç Elektrik Piyasasında ülkeler arasındaki sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretini dolayısı ile bölgesel piyasalar arasındaki ticareti sınırlayan çeşitli bariyerleri (teknik, hukuki ve politik) ve bunların etkilerini incelemiştir. Sınır ötesi ticareti etkileyen sınırlamalar;

- Yetersiz iletim alt yapısı (yeni enterkonneksiyon hatlarının inşası vb.)

- Teknik sınırlamalar (hat karakteristikleri, arızalar, ısınma problemleri, rüzgâr santralları vb.)
- Uzun dönemli ticari anlaşmalar (first come first served, pro-rata vb.)
- Available Transmission Capacity (ATC) hesaplamalarındaki sınırlamalarda conservative (muhafazakar) yaklaşım
- Bölgesel ve ulusal çıkarların çatışması
- Bölgesel işbirliği için güçlü politik taleplerin olmaması
- Siyasi anlaşmazlıklar (Eski Yugoslav ülkeleri vb.)

Genesi ve ark. (2008), Avrupa elektrik piyasasında artan nükleer ve kömür kaynaklı üretim kapasitesi ve dominant doğalgaz çevrim ve petrole dayalı termik santrallardan kaynaklı ülkeler arasındaki üretim fiyatlarında kayda değer farklılıkların olduğundan bahisle bu fiyat farklılıklarının birbirine enterkonnekte olarak bağlanmış partnerler arasında sürekli artan güç alışverişlerine neden olduğunu vurgulamışlardır. Ayrıca sınır ötesi iletim kapasite sınırlamaları, daha verimli ticari alışverişlerin gerçekleşmesinin önünde en ciddi engellemeyi oluşturmaktadır. ETSO tarafından, İletim Sistemi Operatörleri'nden yıllık olarak sınır ötesi Net Transfer Kapasitesi (NTC) değerlerini belirlemelerini ve yayımlamaları istenmiştir. İlgili emre amade kapasiteler birkaç metotla tahsis edilebilir. Nisan 2001'de ETSO tarafından önerilen ilk metot açık artırmalı "Koordineli İhale" metotudur. Bu metodun avantajı ise karmaşık UCTE şebeke yapısı ve ulusal piyasaların farklı organizasyonlarını dikkate alma yeteneğinin olmasıdır.

Perekhodtsev (2008), Avrupa elektrik piyasalarının piyasa birleştirme (market coupling) yönüne doğru hareket ettiğini belirtmekte ve Avrupa'nın tüm sınır ötesi güç akışlarını kıta Avrupa'da eş zamanlı olarak yönetmek için bu yöntemi önermektedir.

Vukasovic ve ark. (2008), Koordineli İhale Metodu ve bu metot altında PTDF, Border capacity (BC) hesaplamaları ve MATLAB tabanlı geliştirilen Koordineli İhale Simülatörü (CAS) sistemi üzerinde çalışmışlardır.

Sohtaoğlu ve Papur (2009), ulusal elektrik enerjisi şebekelerinin iki veya daha fazla sayıdaki ülkeyi kapsayacak şekilde entegrasyonunun temel amaçları olarak, bölgesel ölçekte birincil enerji kaynak çeşitliliğinin artırılması, iklimsel, mevsimsel ve/veya dönemsel niteliklerdeki etkilerin hafifletilmesi, elektrik kurulu güç gereksiniminin ve yatırım/işletme maliyetlerinin azaltılması, sektördeki mevcut ve olası yatırımcılar ile tüketiciler açısından serbest rekabet olanaklarının geliştirilmesi, işletme

kalitesinin ve verimliliğin yükseltilmesi, elektrik ticaretinin özendirilmesi vb. diğer teknik ve ekonomik niteliklerdeki başlıklar öne çıkarılmakla birlikte, taraf ülkeler arasındaki siyasi, ekonomik ve ticari işbirliğinin ve/veya birleşmenin, bütünleşmenin önemli bir aşamasını oluşturduğunu ve enerji entegrasyonlarının birincil enerji kaynak ihracatı yapan üçüncü ülkelerin üretim/fiyat boyutlarında sergileyebilecekleri ani politika değişikliklerinin yol açabileceği olumsuz etkilerin hafifletilmesinde önemli roller üstlenebileceğini vurgulamışlardır.

Androcec ve ark. (2009), sınır ötesi elektrik ticaretinin piyasa katılımcılarına olan etkilerini incelemişlerdir. Elektrik ticareti, piyasa katılımcıları arasındaki rekabeti artırmaktadır. Sınır ötesi ticaret için verimli koordineli piyasa mekanizmaları gerekir. Verimli bölgesel sınır ötesi ticaret mekanizmaları sosyal refahı maksimize eder, her ne kadar piyasada kazananlar ve kaybedenler olacaksa da daha çok kazan-kazan (win-win) olgusu geçerli olacaktır.

Bekaert ve ark. (2009), Belçika elektrik sisteminin komşu elektrik sistemleriyle olan enterkonneksiyonları ve transfer kapasitelerini özetledikten sonra sınır ötesi transfer kapasitenin artırılması için ne gibi yöntemler uygulandığını açıklamışlardır.

Pils (2009), Güneydoğu Avrupa'da koordineli sınır ötesi kısıtlılık yönetimi (Koordineli İhale) konusundaki gelişmeleri sunmuştur. Araştırmasında her ne kadar Avrupa İç Elektrik Piyasası'nın oluşturulmasına yönelik bölgesel yaklaşımı benimsemesinden hareketle Avrupa Birliği toprakları ve Avrupa Ekonomik Bölgesinde (Norveç ve İsviçre de dahil) yedi adet bölge oluşturulmuştur. Araştırmada "Neden Yük Akışı Tabanlı Sınır Ötesi Kısıtlılık Yönetimi?" ve "Yük Akışı Tabanlı metot daha az kapasite mi sunacak?" sorularına yanıt aranmış ve bunların daha da ilerisindeki potansiyel gelişmelerin neler olabileceği değerlendirilmiştir.

Kölmek (2009), uzmanlık tezinde serbest elektrik piyasalarında kısıt yönetimi ve metotları üzerinde detaylı çalışmış; Nordpool, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) ve Türkiye elektrik piyasalarını geniş bir çerçevede incelemiştir.

Oksanen ve ark. (2010), Rusya, ABD ve Avrupa'daki elektrik piyasaları üzerinde bir çalışma yapmışlardır. Deregüle elektrik piyasalarının yapısı, fiyatlandırma metodolojileri, Avrupa'da piyasa modeli, piyasa entegrasyonu, Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'dan meydana gelen Kuzeybatı Avrupa ülkeleri (NORDİC) ve Fransa, Belçika ve Hollanda'dan meydana gelen Trilateral Market Coupling (TLC) sistemleri ve ayrıca Amerika'daki PJM (Pensilvenya, New Jersey ve Maryland) sistemi ve Rusya sistemi ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır.

Waniek ve ark. (2010), Central West European (CWE) bölgesinde piyasa birleştirme (market coupling) modelinin uygulanmasındaki birleştirilmiş piyasa modeli ve şebeke yapısını sunmuşlardır. Market coupling, piyasa orijinli kurallar temelinde karmaşık güç sistemlerinde sınırlı hat kapasitelerini tahsis etmek için kullanılır. Bu nedenle ekonomik ve teknik performans göstergeleri dikkate alınmalıdır. DC formülasyondan dolayı PTDF matrislerinin kullanımı market coupling algoritması için lineer optimizasyon problemine yol açar. Analizler NTC tabanlı metotlarla karşılaştırıldığında birleştirilmiş piyasaların verimliliğini artırarak sınır ötesi enterkonneksiyon hatların dolayısıyla ticaret hacminin atmasına neden olur.

Ürkmez ve Çetinkaya (2010), serbest (deregulated) güç sistemlerinde ekonomik yük tevzi (economic load dispatch) için yeni bir algoritma ve piyasadaki spot fiyatın belirlenmesi üzerine yeni bir formül sunmuşlardır. Önerilen algoritma, güç sistemi ve üretim santrallarının kısıtlılıkları baz alınarak çalıştırılmaktadır. Spot fiyatı hesaplamak için piyasa katılımcılarının fiyat teklifleri ve güç sistemindeki toplam üretim ve tüketim değerlerini optimize eden bir algoritma geliştirilmiştir. Önerilen algoritma altı adet üretim biriminin modelini içeren Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 30 bara standart test sisteminde test edilmiştir. Test sonuçlarından önerilen algoritmanın deregüle güç sistemleri için uygun olduğu, güç tedariğinin daha verimli ve rekabete daha açık olduğu belirlenmiştir.

Huang ve ark. (2011), farklı kısıtlılık yönetimi metotlarının bilateral (ikili anlaşma) piyasalardaki görüşmeler, piyasa performansı üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesi ve piyasa katılımcılarına çeşitli oyun fırsatlarının sağlanması için "evrimsel ikili karmaşık ağ modelini" önermişlerdir. Piyasa, düğümlerin üreticileri ve tüketicileri ve bunlar arasındaki ağırlıklı bağlantıların yapılan işlem ve miktarlarını temsil ettiği ikili karmaşık ağ kullanılarak modellenmiştir. Önerilen model değişik kısıtlılık yönetimi planlarının stratejik ikili görüşmeler içeren bilateral piyasalar üzerindeki etkilerinin incelenmesini amaçlamaktadır. Değerlendirmenin özünde anlamlı piyasa dengesinin bulunması yatmaktadır. Amaca ulaşabilmek için bilateral piyasa üç aşamada tanımlanmaktadır. Çevre, karar verme ve piyasa dengesi. Birinci aşama olan çevre aşamasında üretici ve tüketiciler piyasada buluşmaktadır, yani tüm piyasa verilerini ve simülasyon parametrelerini içermektedir. İkinci aşamada üreticiler ve tüketiciler yeni alışveriş görüşmeleri veya mevcut sözleşmelerinde değişiklik yapıp yapmamaya karar verirler, yani optimizasyon problemi ortaya çıkmaktadır. Bu aşamada DC yük akış modeli üzerinde kısıtlılık yönetimi göz önüne alınır, şebeke

değerlendirilmesi yapılır. Üçüncü aşamada ise kararlı piyasa dengesinin sağlanması öngörülür. Aslında bilateral piyasa tipik olarak üretici (satıcı) ve tüketici (alıcı) arasındaki ticaret ağına benzetilebilir. Bu ağ, üretici ve tüketici düğümlerinin iki farklı gruba ayrıldığı ve her bir linkin de bu gruplar arasındaki üretici-tüketiciler arasında eşleştirildiği ve "bipartite graph (ikili diyagram)" denilen diyagramlar yardımıyla gösterilir.

3. SERBEST ELEKTRİK PİYASALARININ GENEL YAPISI VE KISITLILIK YÖNETİMİ

3.1. Elektrik Enerjisinin Rolü ve Özellikleri

Elektrik enerjisi, hane halkı için belli bir hayat standardının yakalanmasını, iş dünyası için ise bütün ürün ve hizmetlerin üretilmesini sağlayan temel unsur olması itibariyle, bir ülkenin sosyal ve ekonomik olarak kalkınmasında lokomotif görevini üstlenmektedir. Konu, kalkınma ile ilişkilendirildiğinde ise elektrik enerjisinin, ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek ve sosyal gelişme hamlelerini destekleyecek şekilde; kesintisiz, kaliteli, güvenilir bir şekilde kullanıma sunulması önem kazanmaktadır. Zira habersiz kesintiler, üretime sekte vurmakta; elektrik ve elektronik makine ve cihazlara zarar vermekte olup; tüketici için, elektrik enerjisi temin eden şirketlere karşı hukuki hak doğurmaktadır.

Elektrik enerjisi bir ürün olarak incelendiğinde, onu diğer ürünlerden ayıran temel özellik, ürünün tekel yapıda olmasıdır. Bir diğer deyişle, elektrikte ürün farklılaştırması söz konusu olmamakta; üreticilerin, ürünlerini satmak için herhangi bir pazarlama stratejisi uygulamasına gerek kalmamaktadır.

Öte yandan; elektriğin, farklı zamanlarda (yıllık, aylık, günlük, anlık) farklı talep yapısı gösterdiği ve depolanamadığı (piller ve aküler hariç) görülmektedir. Bu bağlamda; üretilen ancak tüketilemeyen (arz fazlası) elektrik enerjisi herhangi bir yerde depolanamamakta; arz açığı olduğu durumlarda tüketicilere sunulamamaktadır. Bir diğer deyişle; sektörde anlık dengeleme mekanizmasının yerleşik olması; gerçek zamanlı olarak arzın talebe eşitlenmesi gerekmektedir. Ancak bu durum; kolay yönetilebilir bir husus olmamakla beraber, ekonominin lokomotifi konumundaki elektriğin her hangi bir aksaklık oluşmadan tüketicilerin kullanımına sunulabilmesi için birçok hukuki ve teknik altyapının da oluşturulmasını zorunlu kılmaktadır. Örneğin; yıllık, günlük hatta saatlik olarak doğru talep tahmin yapan birimlerin kurulması veya mevcut kurumların bu görevi üstlenmesi; anlık değişimler için merkezi dengeleyici bir sistem işletmecisinin oluşturulması gerekmektedir.

Elektriğin depolanamamasının önemli bir sonucu sektörde tam rekabet ortamı sağlansa ve piyasa yoğunlaşması çok düşük seviyelerde tutulsa bile; diğer rekabetçi piyasalardan farklı olarak burada, puant dönemlerde en küçük bir üretici firmanın dahi ürünün fiyatını kontrol edebilme ve çok yüksek fiyat düzeylerinden satış yapabilme

kabiliyetine sahip olmasıdır. Bu durum; yine elektrik sektörüne özel bir husus olarak karşımıza çıkmaktadır.

Aynı zamanda; elektriğin depolanamaması ve talebinin sürekli değişkenlik göstermesi; pik zamana göre ayarlanmış üretim kapasitesinin diğer dönemlerde atıl kalmasını, hızlı devreye girebilme kabiliyetine sahip yedek üretim kapasitesinin emre amade olarak bekletilmesini, kaynak kısıtları dikkate alınarak üretim girdilerinin çeşitlendirilmesini, tesislerdeki bakım onarım işlerinin belli bir plan ve program dahilinde yapılmasını gerekli kılmaktadır.

Elektrik enerjisinin bir diğer özelliği ise ikame edilememesidir. Sanayiden meskene, kurum ve kuruluşlardan cadde ve sokaklara kadar insanın ve üretimin olduğu her yerde elektriğin kullanımı zorunlu olup, söz konusu ürünün alternatifi bulunmamaktadır.

Elektriğin yukarıda sıralanan özelliklerinin yanı sıra, elektrik enerjisi, toplumun ortak gereksinimi olması itibariyle bir kamu hizmeti olarak değerlendirilmektedir. Bu bağlamda; nihai tüketicilere uygulanan perakende satış tarifeleri düzenleyici bir kurum tarafından denetlenmekte; bu sayede tüketicilerin büyük oranlı fiyat değişimlerinden etkilenmesi önlenmektedir.

Nihai enerji tüketimindeki payı sürekli yükselen yegâne enerji kaynağı olan elektrik enerjisine yönelik talep, küresel ekonomik büyümeye paralel olarak, her geçen gün hızlı bir şekilde artmaya devam ederken, oluşan talebin en düşük maliyetle ve en kaliteli biçimde karşılanması ve arz ve çevre güvenliğinin sağlanması, günümüz çağdaş elektrik sistemlerinin tasarımı ve kaynak planlamalarında temel hedefler haline gelmiştir (İleri, 2008).

3.2. Elektrik Sektöründe Serbestleşme ve Yeniden Yapılanma Çalışmaları

Elektrik enerjisi sistemleri fiziksel olarak mühendislerin oluşturduğu en büyük yapılardan biridir. Bununla birlikte elektrik enerjisinin toplum refahına kazandırdıkları, bu enerji türünü uygarlık için vazgeçilmez kılmaktadır. İlk santralin kuruluşundan günümüze dek süregelen işletme yapısı, merkeziyetçi ve dikey bir hiyerarşiye sahipti. Dikey yapı; elektriğin üretim, iletim ve dağıtımının bir bütün olarak bir kurum veya şirketin elinde bulunmasıdır (Zobi, 2005).

Ekonominin farklı sektörlerindeki serbestleşme hareketleri ile başarılı sonuçlar elde edilmesini takiben, elektrik piyasaları da benzer bir değişim sürecine girmiştir.

Halen devam etmekte olan bu değişim kapsamında, piyasalardaki çoğunlukla dikey bütünleşik niteliğe sahip olan tekel niteliğindeki yapılar ayrışmaya başlamış ve onların yerini serbest piyasa ortamında rekabet eden oyuncular almıştır.

Elektrik enerjisi sektöründe yeniden yapılanma ve serbestleştirmenin temel amacı arz güvenliğini sağlamak üzere yeterli yatırımların yapılmasını sağlayacak yatırım ortamının oluşturulması, sektördeki verimlilik artışı ile rekabet yoluyla elde edilecek kazanımların tüketiciye yansıtılmasıdır.

Günümüzde iletişim teknolojilerinin gelişmesi ve ucuzlaması, elektrik sektöründe daha önce gerçekleştirilemeyecek birçok yeniliklere yol açmıştır. Bu yenilikler 1980'lerde İngiltere ve Latin Amerika ülkelerinde başlamış ve 1990'larda birçok Avrupa ve Amerika ülkelerini de içine alarak hız kazanmıştır. İngiltere ve Latin Amerika ülkelerinde özelleştirme veya yatay yapıya geçmede, özel sektörün ilgisini çekerek yapılacak yatırımların ağır yükünü devletten özel sektöre kaydırmak amaçlanmıştır (Zobi, 2005). Elektrik enerjisi piyasasının serbestleştirilmesine ilişkin olarak birçok ülkede başlatılan çalışmalar, 2003 yılında ABD, İngiltere ve İtalya'da yaşanan elektrik kesintilerine ilişkin yapılan tartışmalar dikkate alınmak suretiyle sürdürülmüştür.

Ulusal elektrik enerjisi şebekelerinin iki veya daha fazla sayıdaki ülkeyi kapsayacak şekilde entegrasyonunun temel amaçları, bölgesel ölçekte birincil enerji kaynak çeşitliliğinin artırılması, iklimsel, mevsimsel ve/veya dönemsel niteliklerdeki etkilerin hafifletilmesi, elektrik kurulu güç gereksiniminin ve yatırım/işletme maliyetlerinin azaltılması, sektördeki mevcut ve olası yatırımcılar ile tüketiciler açısından serbest rekabet olanaklarının geliştirilmesi, işletme kalitesinin ve verimliliğin yükseltilmesi, elektrik ticaretinin özendirilmesi vb. diğer teknik ve ekonomik sebeplerdir. Elektrik enterkonneksiyonları, taraf ülkeler arasındaki siyasi, ekonomik ve ticari işbirliğinin ve/veya birleşmenin, bütünleşmenin önemli bir aşamasını oluşturmakta ve enerji entegrasyonları, birincil enerji kaynak ihracatı yapan üçüncü ülkelerin üretim/fiyat ekseninde sergileyebilecekleri ani politika değişikliklerinin yol açabileceği olumsuz etkilerin hafifletilmesinde önemli roller üstlenebilmektedirler (Sohtaoğlu ve Papur, 2009).

Ülkeler arasındaki bağlantı (enterkonneksiyon) hatları, önceleri acil durumlar ve büyük üretim arızalarında yardımlaşma amaçlı tesis edilmiş olup Güneydoğu Avrupa (SEE) bölgesinde elektrik enerjisi ticaretinin aşamalı olarak yüksek seviyelere çıkması ile birlikte çok önemli hale gelmişlerdir (Vukasovic ve Skuletic, 2007).

Elektrik enerjisi iletim şebekelerinin enterkonneksiyonlarına bağlı olarak ortaya çıkan arızi durumlar, bir taraftan elektrik sisteminin teknik açıdan güçlendirilmesine ilişkin tedbir önerilerini gündeme getirirken, aynı zamanda, piyasaların tasarımının gözden geçirilerek birbirleriyle uyumlarının sağlanmasına ilişkin çalışmaların başlatılmasına yol açmıştır. Bu kapsamda, ABD'de uygulanmaya çalışılan Standart Piyasa Tasarımı yaklaşımı ile Avrupa Birliğince 2003 yılında yayımlanan Elektrik Direktifi (1228/2003) ve özellikle Sınır Ötesi Elektrik Ticaretine İlişkin Yönetmeliğin uygulanması çabaları, elektrik enerjisi piyasaları açısından 2000'li yılların en dikkat çekici gelişmeleri olmuştur.

12-14 Haziran 2002 tarihlerinde Atina'da gerçekleştirilen Güneydoğu Avrupa Elektrik Düzenleyici Kurumlar Forumu'nda (SEEERF) bütün katılımcıların hâlihazırda yürürlükte olan kanunlara dayalı fakat Avrupa Birliği (AB)'nde geliştirilecek olan ve AB'nin İç Elektrik Piyasası'na entegre olmuş, Güneydoğu Avrupa'da rekabetçi ve bölgesel bir elektrik piyasasının kurulması üzerinde görüş birliğine varmışlardır. Ülkemizin de içinde olacağı bu piyasanın, Batı Avrupa'daki elektrik piyasası ile uyum içinde çalışması ve olabildiğince benzer kurallar oluşturulması öngörülmektedir (Özata ve Akkaya, 2006).

2004 yılının Ekim ayında, Bosna-Hersek savaşı nedeniyle o tarihe kadar birbirleriyle paralel çalışamayan UCTE'nin birinci ve ikinci senkron bölgeleri arasındaki bağlantı gerçekleştirilerek, bütün Avrupa coğrafyasında paralel çalışan bir elektrik sistemi oluşturulmuştur. Bu gelişme ile komşularımız Bulgaristan ve Yunanistan'ın, Avrupa Birliği İç Elektrik Piyasası ile fiziki bağlantıları gerçekleştirilmiştir.

Türkiye'de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun (EPK) 2001 yılında yürürlüğe girmesiyle Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş ve dikey bütünleşik bir yapıda olan üretim ve iletim segmentleri birbirinden ayrılmışlardır. İletim şirketi olan Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), iletim tesislerinin sahibi olup ayrıca iletim sisteminin işletmesi, bakım ve onarımı, planlaması, yeni iletim tesislerinin yatırım ve inşasından sorumludur. TEİAŞ, bir kamu iktisadi teşekkülü (KİT) olarak tarifeleri ve gelir tavanı EPDK tarafından düzenlenmektedir. Ayrıca Türkiye'nin gerçekleşmesi için çok istekli olduğu devam eden projelerden birisinin Avrupa Birliği elektrik şebekesi olan –mülga- Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) ile bağlantısıdır. Türkiye, UCTE (01 Temmuz 2009 tarihi itibarıyla ENTSO-E olarak yeniden yapılandırılmıştır.) üyesi ülkelerle elektrik ticareti yapma

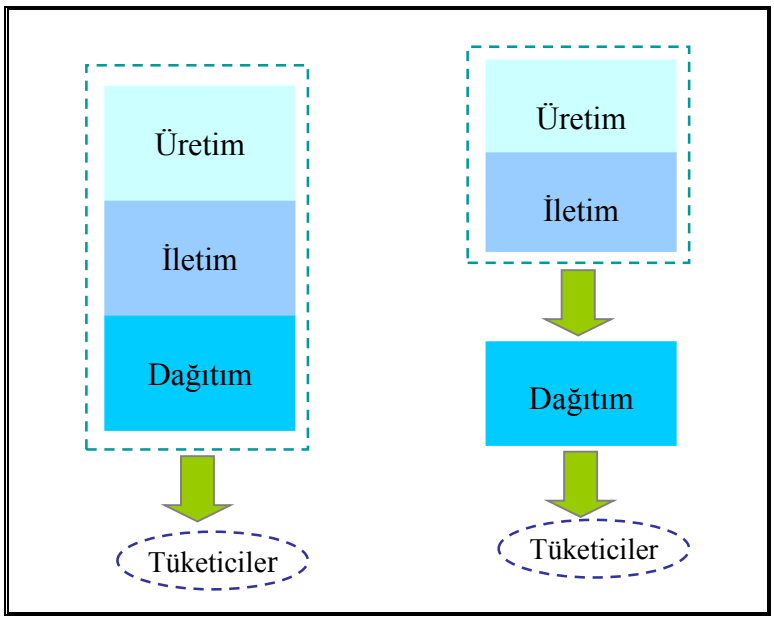
avantajını kullanmak için Bulgaristan ve Yunanistan şebekeleri üzerinden Avrupa elektrik sistemine bağlanmaya niyetlidir (Bu bağlantı 18 Eylül 2010 tarihinde gerçekleştirilmiştir). UCTE bağlantısından sonra Arap ülkelerinin (Libya, Mısır, Ürdün, Lübnan, Suriye ve Irak) Türkiye üzerinden UCTE sistemi ile ring bağlantısı projesinden bahisle senkron çalışan bu ringin IPS/UPS olarak isimlendirilen Baltık ülkeleri (Latvia, Litvanya, Estonya), Rusya, Belarus, Ukrayna, Moldova, Gürcistan, Azerbaycan, Kazakistan, Özbekistan, Tacikistan, Kırgızistan ve Moğolistan'ı da kapsayacak şekilde genişlemesi analiz edilmektedir ki bu dünyada en büyük senkron çalışan enterkonneksiyon olacaktır (Tor ve Shahidehpour, 2006).

3.3. Elektrik Piyasaları

Elektrik piyasalarının oluşmasındaki temel amaç, güvenli ve ekonomik bir sistem işletmesinin sağlanmasıdır. Sistem güvenliği, tekelci veya yeniden yapılanmış tüm güç sistemlerinde sistem işletmesinin en önemli unsurudur. Yeniden yapılanmış çevrede güvenlik, piyasada farklı hizmetlerin kullanılmasıyla sağlanabilir. Elektrik piyasasının ekonomik işletilmesi elektrik kullanımındaki fiyatları düşürür. Bu durum piyasanın ekonomikliği ile birlikte sistem güvenliğinin artırılması ve sektörün yeniden yapılanmasının birinci etkenidir. Bunu sağlamak için güç sistemlerinin gereksinimleri doğrultusunda piyasalarda uygun stratejilerin tasarlanması zorunludur. Örneğin piyasada volatilite (değişkenlik) risklerinin üstesinden gelmek için çeşitli finansal enstrümanlar kullanılmalıdır. Ayrıca muhtemel piyasa gücünün etkilerinden korunmak için çeşitli izleme (monitoring) araçları planlanmaktadır. Elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması ile dikey bütünleşik yapıdaki geleneksel kuruluşların rolü değişmiş ve birbirinden bağımsız fonksiyonlara sahip yeni kuruluşlar oluşturulmuştur. Bu yapıda Bağımsız Sistem İşletmecisi (ISO), güç piyasasını yöneten ve işleten bir fonksiyona sahip olmakla birlikte üretim şirketleri (GENCO) ve iletim şirketleri (TRANSCO) piyasanın anahtar kuruluşlarıdır. Piyasada ayrıca dağıtım şirketleri (DISCO), perakende satış şirketleri (RETAILCO), toptan satış şirketleri, brokerlar, müşteriler (son kullanıcılar) ve pazarlamacılar da yer almaktadır (Shahidehpour ve ark., 2002).

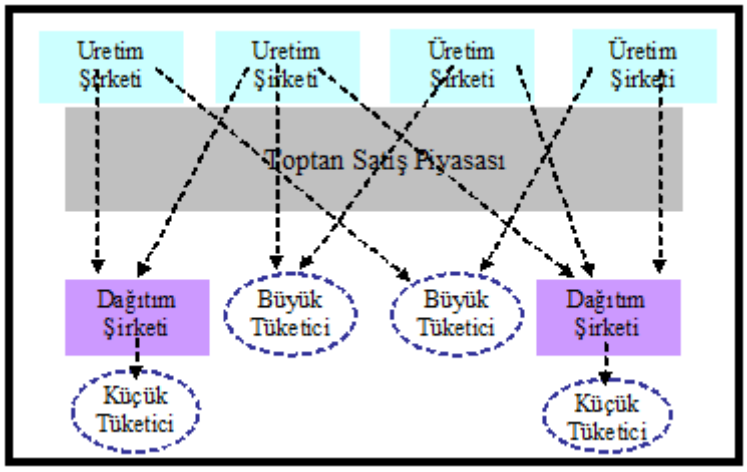
Elektrik sektöründeki dikey bütünleşik yapı, piyasanın herhangi bir şekilde rekabete açılmadığı ve tüm faaliyetlerin tek bir firma tarafından gerçekleştirildiği piyasa modelidir. Tekelci nitelikteki piyasaların genel yapısı Şekil 3.1'de gösterilmektedir. Ülkemizde, elektrik piyasasındaki tüm faaliyetlerin mülga Türkiye Elektrik Kurumu

(TEK) Genel Müdürlüğü tarafından gerçekleştirildiği dönem ile TEK'in mülga Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olmak üzere ikiye ayrılmış olduğu dönem, birer tekelci piyasa modeli örneğidir (Kölmek, 2009).



Şekil 3.1. Tekelci piyasa modeli

Tek alıcılı piyasa modeli ile piyasanın üretim tarafı özel sektöre açılmış olsa da, üretilen elektrik enerjisinin tek bir alıcısının olması ve tüm tüketicilerin tekel konumundaki bir firmanın müşterileri olmaları itibariyle, piyasanın tam anlamıyla rekabete açılmış olduğu söylenemez. Nitekim tek alıcılı bir yapıdan daha rekabetçi olan piyasa modelinde, üreticilerin tüketiciler ile doğrudan ticari ilişkide bulunabilmelerine imkân tanıyan toptan satış piyasaları bulunmaktadır (Şekil 3.2).

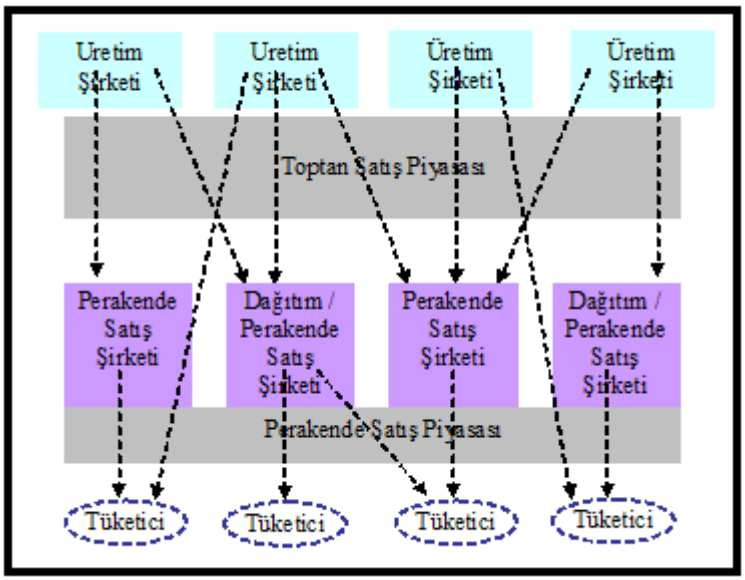


Şekil 3.2. Serbest elektrik piyasası modeli (sadece toptan satış)

Bu yapı içerisinde, tüketim miktarı yüksek olan tüketicilere tedarikçilerini seçebilme hakkı tanınmıştır. Bu kapsama giren tüketiciler, elektrik enerjisi ihtiyaçlarını

bir üretim şirketinden, bir dağıtım şirketinden, bir toptan satış şirketinden veya havuz üzerinden karşılayabilmektedirler. Ancak küçük tüketicilerin böyle bir özgürlüğü yoktur ve elektrik enerjisi ihtiyaçlarını bulundukları bölgelerdeki dağıtım şirketleri üzerinden karşılamak zorundadırlar.

Piyasanın tam anlamıyla serbest olduğu modelde ise, tüketim miktarlarından bağımsız olmak üzere tüm tüketicilerin tedarikçilerini seçebildikleri bir yapı söz konusudur. Şekil 3.3'te gösterilen modelde tüketiciler, elektrik enerjisi ihtiyaçlarını diledikleri tedarikçiden karşılayabilirler. Ülkemizdeki elektrik piyasası da, her ne kadar tüm tüketicilerin tedarikçilerini seçebilmelerine henüz imkân tanınmamış (2012 yılı itibariyle, tedarikçisini seçebilme hakkına sahip bir serbest tüketici olabilmek için yıllık elektrik enerjisi tüketiminin 25.000 kWh olması gerekmektedir) ve perakende satış faaliyetleri sadece dağıtım şirketleri tarafından yürütülüyor olsa da, bu piyasa modeli esas alınarak kurulmuştur (Kölmek, 2009).



Şekil 3.3. Serbest elektrik piyasası modeli (toptan ve perakende satış)

Elektrik piyasalarının serbestleştirilmesi sürecinde, perakende satış piyasasının bulunduğu en rekabetçi yapı dahil olmak üzere, bir şebekenin kurulmasını ve işletilmesini gerektiren iletim ve dağıtım faaliyetleri tekel olarak kalmıştır. Zira aynı noktalara hizmet verecek birden fazla şebeke inşa etmek ve bu şebekeleri işletmek ekonomik açıdan uygun değildir. Bununla birlikte, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin birer tekel olarak bırakılmasının piyasadaki rekabeti bozmaması için, şebekeye erişimin ayrımcılık yapılmadan ve şeffaf bir şekilde sağlanması gözetilmiştir.

Günümüzdeki işletilmekte olan rekabetçi elektrik piyasaları açısından, her ne kadar piyasaların tasarımındaki temel amaç serbestleştirme olsa da, farklı düzenleyici

politikalar neticesinde şekillenmiş olan farklı piyasa yapıları olduğu dikkate alındığında, her ülke için geçerli olan standart bir elektrik piyasası modeli olmadığı görülecektir. Zira her ülkenin kendine has şartlarının ve elektrik piyasası açısından farklı amaçlarının olması gayet doğaldır. Bununla birlikte, günümüzdeki serbest elektrik piyasalarını merkezi veya spot piyasalar (havuz modeli) ve merkezi olmayan piyasalar (ikili anlaşmalar modeli) olarak iki temel başlık altında sınıflandırmak mümkündür (Hunt, 2002).

3.4. Elektrik Enerjisi Sektöründe Spot Piyasalar

Emtia piyasalarında uzun dönemlerden beri uygulamaya konulmuş olan ikili anlaşmalar elektrik enerjisi sektörünün de vazgeçilmez bir unsuru haline gelmiştir. Öyle ki, elektriğe olan talebin karşılanmasının garanti edilmesi, bahsi geçen ikili anlaşmalar ve anlaşma içerisinde geçen yaptırımlar ile mümkündür. Ancak talebin beklenmedik şekillerde değişkenlik göstermesinden ötürü, öngörülen talep, teminat altına alınmış olsa da öngörülenin dışındaki sapmalar için ikinci bir yapılanma gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Çizelge 3.1. Piyasa yapılanması

Piyasa şekli	**Uzun Vadeli Piyasa (İkili Anlaşmalar)**	**Gün Öncesi Piyasası (Spot Piyasa)**	**Gerçek Zamanlı Dengeleme Mekanizması**
Süresi	T ≥ yıl	T ≤ 24 saat	24 saat ≥ T ≥ 1 saat
İdeal Piyasa Payı	%80-85	%10-15	%0-5

Böyle bir durumda piyasa oyuncularının, ikili anlaşmalar haricinde fazla kapasitelerini kullanabileceği, böylelikle günlük/anlık değişimleri dengeleyecek şekilde opsiyonel olarak elektrik alım satımının yapılabileceği bir "spot piyasa" ortamının oluşturulması gerekmektedir.

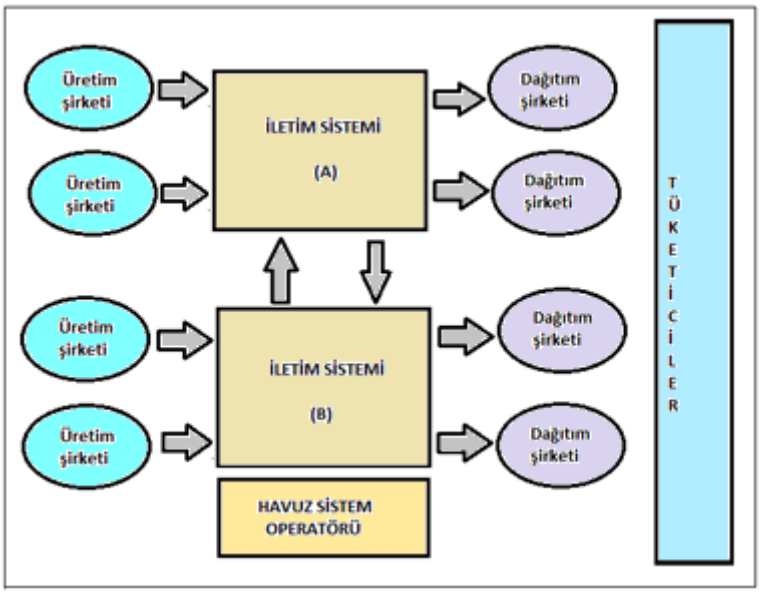
Bu tür bir ortam, ikili anlaşmalardan oluşan piyasaya nispeten daha çok rekabet ortamı içermekte ve bu bağlamda normalden farklı değişik fiyat oluşumları gözlemlenebilmektedir.

Spot piyasa, işlevi itibariyle sektörün liberalleşmesi sürecinde özel sektörü teşvik eden bir yapı ortaya koymaktadır. Hatta bu piyasa yapısı hem tüketiciler hem de

üreticiler için fayda sağlamaktadır. Tüketiciler havuz ortamında sağlanan şeffaflık ve rekabetten ötürü oluşan fiyat avantajından faydalanırken üreticiler, kapasitenin optimal dağılımını sağlayacak doğru yatırım kararlarını verdirecek etkin fiyat sinyallerinden fayda temin ederler. Her iki taraf da havuz sisteminin sağladığı esneklikten istifade ederek ertesi günkü ticaretini, bir gün öncesinden programlama imkânına sahip olur.

Her gün için gün öncesinden (day ahead) yeniden organize edilen spot piyasada temel hedef, bir gün sonrası için alınıp satılması beklenen elektriğin bir gün öncesinden fiyatının ve miktarının saatlik olarak doğru bir şekilde belirlenmesini sağlamaktır.

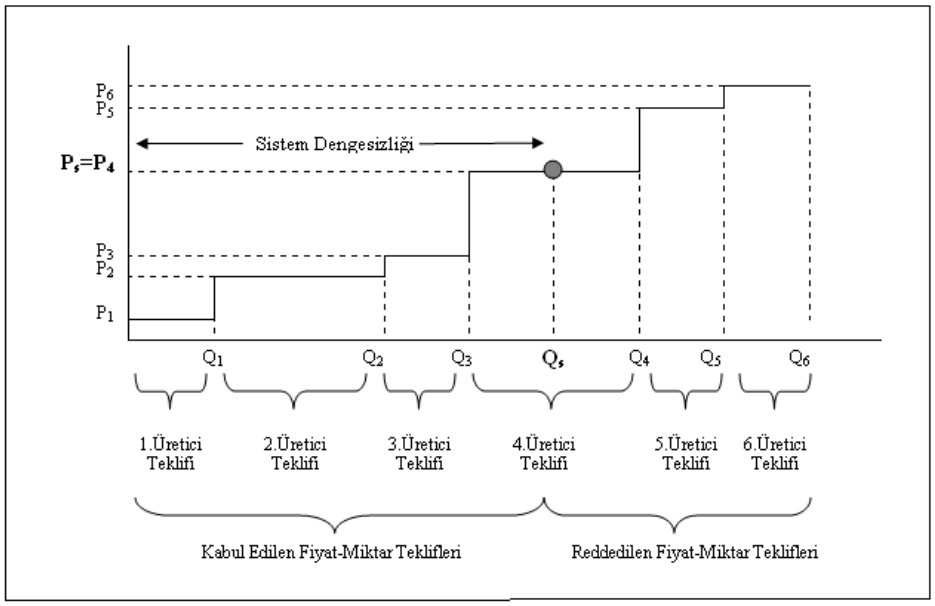
Elektrik enerjisine ilişkin spot piyasalarda, dünya uygulamalarında görülen en yaygın sistem havuz sistemidir (Şekil 3.5.). Bir Sistem veya Piyasa Operatörü/İşletmecisi tarafından yönetilen bu sistemde, tüm üreticiler ve tüketiciler ikili anlaşmalar dışında kalan elektrik satım ve alımlarını bu havuz içerisinde gerçekleştirmektedirler. Eğer sektörde sadece toptan satışlar için bir rekabet öngörülmüş ise, havuzun alıcı tarafını sadece dağıtım şirketleri oluşturur, ancak perakendeye yönelik de bir rekabet öngörülüyorsa böyle bir durumda alıcı yelpazesi genişler ve özel/tüzel kişiler de havuza dahil olurlar (İleri, 2005).



Şekil 3.5. Spot piyasada havuz sistemi

Havuz sisteminde Piyasa/Sistem İşletmecisi, ihale yöntemiyle belirli bir dönem için (örneğin takip eden günün her bir saati) farklı miktarlara farklı fiyat teklifleri alır. Bu teklifler değerlendirilerek uygun bir eşleştirme stratejisi izlenir ve fiyat ile üretim miktarları belirlenir.

Bu bağlamda, en yaygın eşleştirme stratejisi "Basit Eşleştirme Algoritması" (Simple Matching Algorithm)'dır. Fiyatı en düşük olan tekliften başlanarak söz konusu teklifin miktarı değerlendirmeye alınır. Teklif edilen miktar talebi karşılayacak kadar ise ihale sona ermiş, teklif edilen fiyat kabul edilmiş demektir. Ancak teklif talebi karşılamıyorsa en düşük fiyatlı 2. teklif değerlendirmeye alınır. Bu yolla talebin tamamını karşılayacak kadar teklif kabul edilir. Piyasa fiyatı olarak en son kabul edilen teklifte yer alan fiyat (marjinal fiyat) seçilir ve daha düşük fiyat teklifinde bulunan üreticilere de bu fiyat üzerinden ödeme yapılır (Tek Fiyat Uygulaması-Uniform Price) (Şekil 3.6.).



Şekil 3.6. Basit eşleştirme algoritması ve tek fiyat uygulaması

Arz tarafı ile birlikte talep tarafının, bir diğer deyişle alıcıların da ihaleye dahil olması durumunda üreticiler ile birlikte alıcılar da fiyat tekliflerini sistem operatörüne bildirir. Bildirimden sonra tüm teklifler, fiyat ve miktarlarına bağlı olarak değerlendirmeye alınarak talep ve arz eğrileri oluşturulur (Şekil 3.7.). Bu iki eğrinin kesişim noktaları ise sistemin bir gün sonrasına ait ilgili saatin denge fiyatını ve denge miktarını belirler. Böylelikle hangi tekliflerin kabul edildiği de ortaya konulmuş olur.

Bir gün sonrasına ilişkin piyasada fiyat ve miktarların belirlenmesinin ardından, teklifleri kabul edilen üretici firmalar için geriye sadece üretim sistemlerini bir gün sonrasının ilgili saatleri için belirlenen miktarlara göre programlama ve Sistem Operatörünü bilgilendirme işlemi kalmaktadır.

Ürkmez ve Çetinkaya (2010), serbest (deregulated) güç sistemlerinde ekonomik yük tevzi (economic load dispatch) için yeni bir algoritma ve piyasadaki spot fiyatın

belirlenmesi üzerine yeni bir formül sunmuşlardır. Önerilen algoritma, güç sistemi ve üretim santrallarının kısıtlılıkları baz alınarak çalıştırılmaktadır. Spot fiyatı hesaplamak için piyasa katılımcılarının fiyat teklifleri ve güç sistemindeki toplam üretim ve tüketim değerlerini optimize eden bir algoritma geliştirilmiştir. Önerilen algoritma altı adet üretim biriminin modelini içeren Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 30 bara standart test sisteminde test edilmiştir. Test sonuçlarından önerilen algoritmanın serbest güç sistemleri için uygun olduğu, güç tedariğinin daha verimli ve rekabete daha açık olduğu belirlenmiştir.

Elektrik enerjisi sektöründe spot piyasanın sağlıklı ve ideal bir şekilde işleyebilmesi için öncelikle yeterli üretim kapasitesinin bulunması, iletim sistemlerinin mümkün olan maksimum taşıma kapasitesine sahip olması ve iletim esnasında oluşacak teknik kayıpların belirlenen limitlerin dışında olmaması gerekmektedir.

Böyle bir ortamda, başlangıçta az sayıda üreticiden dolayı fiyatlar yüksek belirlense bile kârlı olması sebebiyle fiyatlar maliyetlere eşitleninceye kadar piyasaya girişler devam edecek ve rekabetçi bir piyasa yapısına kavuşulacaktır (İleri, 2005).

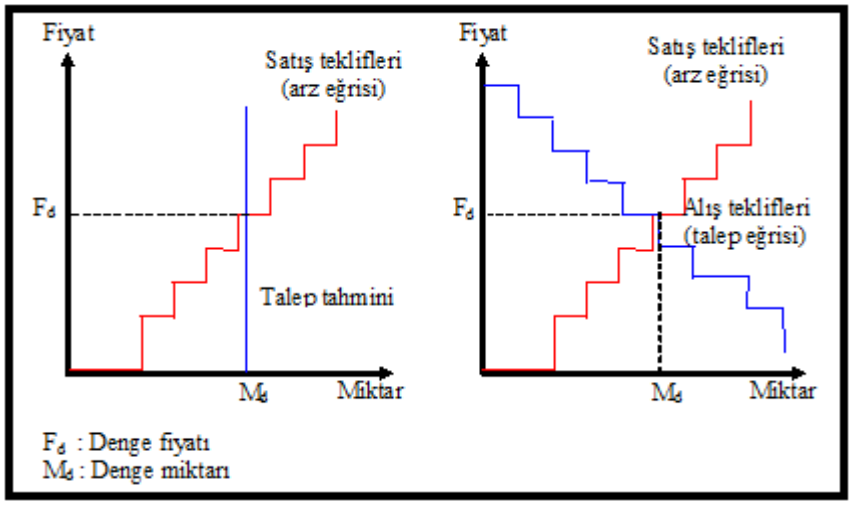
Daha önce de belirtildiği üzere bu türdeki piyasalarda, merkezi bir piyasa işletmecisi tarafından işletilen gelişmiş bir güç havuzu mevcuttur. Tüm üreticiler, havuza verecekleri elektrik enerjisi için fiyat ve miktar ikililerinden oluşan tekliflerini sunarlar. Söz konusu fiyat tekliflerinin, önceden belirlenmiş olan değişken maliyetler esas alınarak verildiği havuzlara "Maliyet Tabanlı Havuz" denir. Üreticilerin maliyetleri dikkate alınmaksızın istenilen fiyat tekliflerini verebilmelerinin önünde herhangi bir engel bulunmadığı havuzlar ise "Fiyat Tabanlı Havuz" olarak adlandırılır.

Havuz modelinde, piyasadaki arz ve talebin dengelenmesi için iki seçenek vardır. Bunlardan birincisi, piyasa ve/veya sistem işletmecisinin bir talep tahmini yaparak talebi karşılayacak miktarda üretimi sağlamak üzere bir yük dağıtımının gerçekleştirdiği durumdur ve diğerine göre nispeten daha basit bir piyasa yapısına karşılık gelmektedir. Zira talep tarafının piyasada oluşacak fiyatlara duyarlı şekilde tüketim teklifi vermesi gibi bir imkân bulunmadığı için, ihtiyaç duyulan yük dağıtımı sadece üreticilerin verdiği fiyat teklifleri baz alınarak yapılan ekonomik sıralama sonucunda oluşturulur. Sadece üretim tarafının teklif verebildiği bu türdeki havuzlara "Tek Taraflı Havuz" denilmektedir. Daha gelişmiş bir piyasa yapısına karşılık gelen ikinci seçenek ise, üreticilere benzer şekilde tüketicilerin de fiyata duyarlı tüketim tekliflerinde bulunabilmesi ve piyasa işletmecisinin, her iki taraftan gelen teklifler doğrultusunda oluşturduğu toplam arz ve toplam talep eğrilerinin kesişim noktasını

bularak piyasadaki dengeyi sağlamasıdır. Bu türdeki havuzlara "Çift Taraflı Havuz" denilmektedir. Her iki havuz modelinde piyasadaki dengenin nasıl oluşturulduğu Şekil 3.7'de gösterilmektedir (Hunt, 2002).

Piyasanın dengelenmesinde temel alınan fiyat teklifleri, teklife konu elektrik enerjisi miktarının belirlenen fiyat üzerinden teslimatı/tüketimi zorunluluğunu taşımaktadır. Buradaki önemli bir nokta, piyasadaki arz-talep dengesinin bir fiyat düzeyinde sağlanmasından sonra katılımcıların mali uzlaştırılmasının hangi fiyat üzerinden yapılacağıdır.

Serbest elektrik piyasalarında çok sık olarak karşılaşılan iki fiyatlandırma yöntemi vardır. Bunlardan birincisi her bir teklif sahibinin teklif ettiği fiyat üzerinden uzlaştırılmasına (teklif fiyatı uygulaması), ikincisi ise dengenin sağlanması için kabul edilen en son teklifin fiyatının baz alınarak (Şekil 3.7'de arz ve talebin kesiştiği fiyat teklifi olan Fd) her bir teklif sahibinin bu fiyat üzerinden uzlaştırılmasına (marjinal fiyat uygulaması) dayanmaktadır.



Şekil 3.7. Tek (solda) ve çift (sağda) taraflı havuzlarda fiyat oluşumu

Havuz modelinin bulunduğu bir piyasada ikili anlaşmaların da yer alması mümkündür. Bu ikili anlaşmalar, elektrik enerjisinin mevcut merkezi havuzdan temin edildiği durumlarda oluşabilecek fiyat farklılıklarına ilişkin finansal sözleşmeler olabileceği gibi, ülkemizde olduğu gibi sadece elektrik enerjisi teslimatına ilişkin fiziksel sözleşmeler de olabilir. Anlaşmaların fiziksel teslimat esaslı olarak yapıldığı durumlarda, tüketici ihtiyacı olan elektrik enerjisi miktarını yaptığı ikili anlaşma kapsamında bir üreticiden temin ederken, üretim ve tüketim değerleri arasında oluşabilecek küçük farklılıklar dengeleme havuzu aracılığıyla giderilir (Kölmek, 2009).

3.5. Merkezi Olmayan Piyasalar (İkili Anlaşmalar Modeli)

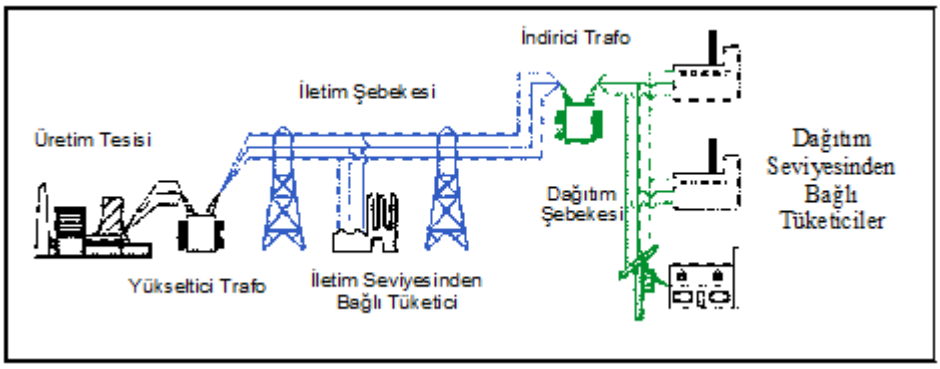
İkili anlaşmalar modeli, merkezi havuz modelinin alternatifidir ve piyasanın merkezi bir yapı tarafından işletilmesi yerine, katılımcıların elektrik enerjisi ticaretini kendi aralarında yaptıkları anlaşmalar ile kendi belirledikleri fiyatlar üzerinden yapabilmelerine dayalıdır. Bu anlaşmalar genel olarak, satış tarafında bir üreticinin alış tarafında ise bir tüketicinin bulunduğu sözleşmelerdir. Ancak, müşterisine taahhüt ettiği miktarda elektrik enerjisini sisteme veremeyecek olan bir üreticinin, aradaki farkı karşılamak amacıyla, bir ikili anlaşmada alıcı konumunda olması mümkün olduğu gibi, aslında kendisi tüketici olmayan ve üreticiler ile tüketiciler arasında bulunan bir toptan satış şirketi veya broker da satıcı konumunda bulunabilir.

Tüketicilerin elektrik enerjisi ihtiyaçlarını yaptıkları ikili anlaşmalar aracılığıyla karşıladıkları bir piyasa içerisinde, sistemin işletilmesi esnasında ortaya çıkan üretim ve tüketim miktarlarının sözleşmeye bağlanmış miktarlardan farklı olmaları gayet doğaldır. Bu nedenle, sistem işletmecisinin sistemin kararlılığını koruyabilmek için bu farklılıkları izlemesi ve sistemdeki arz-talep dengesini sağlaması gerekir. Nitekim bazı gelişmiş elektrik piyasalarında (örn. Nord Pool), gerçek zamanlı dengeleme işlemleri için, daha küçük hacimli bir havuz niteliğinde olan "dengeleme piyasası" veya diğer adıyla "düzenleme güç piyasası" işletilmektedir.

Ayrıca ikili anlaşmalar modeli ile birlikte katılımın gönüllülük esasına dayalı olduğu bir "güç borsası" da işletilebilir. Böylelikle piyasadaki katılımcılara, gün öncesinde veya gün içerisinde, üretim veya tüketim miktarlarını ayarlayarak herhangi bir dengesizliğe düşmemeleri için bir ortam sunulmuş olur. Böylelikle, ikili anlaşmalar modeli ile havuz modeli birlikte çalıştırılarak her ikisinin de avantajlarından faydalanılabilir. Bu şekilde işletilmekte olan piyasaların bulunduğu ülkeler, Hollanda (APX), Fransa (Powernext), İskandinav ülkeleri (Nord Pool) ve Almanya (EEX) olarak sıralanabilir (Kölmek, 2009).

3.6. Elektrik Sisteminin Genel Yapısı ve İşleyişi

Bu tezde ele alınan konu olan kısıt yönetimine giriş yapmadan önce, elektrik sisteminin nasıl işlediğine bakmak faydalı olacaktır. Elektrik sisteminin genel yapısı, Şekil 3.8'de gösterilmektedir.



Şekil 3.8. Elektrik sisteminin genel işleyişi

Genellikle yerleşim yerlerinden uzak yerlerdeki üretim tesislerinde (termik, hidroelektrik, nükleer, rüzgâr santralleri, vb.) üretilen elektrik enerjisi, yükseltici trafolar aracılığıyla gerilimi yükseltilerek taşınmak üzere iletim şebekesine aktarılır. Elektriğin iletim şebekesinde yüksek gerilimle (ülkemizdeki iletim şebekesinin çok büyük bir kısmı, gerilim seviyesi 400 kV ve 154 kV olan hatlardan oluşmaktadır) taşınmasındaki amaç, elektriğin çok uzak mesafelere iletilmesi esnasında oluşan kayıpların en aza indirilmesidir. İletim şebekesi aracılığıyla tüketicilerin bulunduğu bölgelere taşınan elektrik enerjisi, gerilim düşürülerek nihai tüketicilere ulaştırılmak üzere dağıtım şebekesine (ülkemizdeki dağıtım şebekesi 36 kV gerilim seviyesinin altındaki hatlardan oluşmaktadır) aktarılır. Tüketicilerin çoğunluğu elektrik sistemine dağıtım şebekesi üzerinden bağlı olsalar da, yüksek miktarda tüketimi olanların elektrik sistemine iletim şebekesi üzerinden bağlanmaları ve elektrik enerjisi ihtiyaçlarını iletim sisteminden karşılamaları mümkündür.

Elektrik enerjisinin büyük ölçeklerde depolanması mümkün olmadığından, eş zamanlı olarak üretilmesi ve tüketilmesi gerekmektedir. Başka bir deyişle, elektriğin üreticilerden tüketicilere ulaştırılması kapsamında, sistemdeki toplam arz ve toplam talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi zorunluluğu vardır. Bu dengeleme işlemi yapılırken, sistemin farklı noktalarında gerçekleşen farklı tüketim miktarlarının dikkate alınması ve talebi karşılayacak en uygun üretim konfigürasyonunun (yük dağıtımı) oluşturulması gerekir. Diğer taraftan, sistemde birden fazla üretici ve tüketici olması nedeniyle üretim ve tüketim miktarlarında anlık farklılıklar olabileceği göz önüne alındığında, tüketim noktaları ve miktarları baz alınarak şekillendirilen ve sürekli güncellenen üretim konfigürasyonu neticesinde şebekede ortaya çıkan yük akışlarının ve gerilim seviyelerinin sistemin kararlılığını bozacak şekilde olup olmadığının devamlı olarak izlenmesi ve gerekli önlemlerin alınması da gerekmektedir.

Bu çerçevede, sistemdeki dengenin sağlanmasından sorumlu olan sistem işletmecisinin, bulunduğu noktadan sistemi sürekli olarak takip etmesi ve ihtiyaç duyulması halinde müdahalede bulunarak sistemin dengesini koruması gerekir. Bu kapsamda genel olarak, tüketimdeki anlık değişimlere göre bir üretim tesisine üretim miktarını artırma veya azaltma talimatı verilir ve böylelikle sistemdeki arz-talep dengesi korunmuş olur. Ancak bu işlem, elektrik sisteminin yapısı itibariyle göründüğü kadar kolay değildir. Zira tüketimdeki değişimleri dengelemek için hâlihazırda elektrik üreten bir üretim tesisinin üretim miktarının artırılması veya azaltılması için bile belirli bir zamana ihtiyaç vardır. Sistemi dengelemek için hâlihazırda çalışmayan bir üretim tesisinin talep edilmesi durumunda devreye girmesi ise, tesis tipine göre önemli farklılıklar göstermektedir. Nitekim bir hidroelektrik santrali genellikle talimat verilmesiyle birlikte dakikalar içerisinde devreye girip devreden çıkabilirken, bir termik (kömür) santralin birkaç saat ve hatta bir nükleer santralin devreye girmesi veya devreden çıkması için bir gün veya biraz daha fazla bir süreye ihtiyaç vardır. Dolayısıyla sistem işletmecisi, sistemi anlık olarak dengelemenin yanı sıra, tüketim miktarlarındaki muhtemel değişiklikler için yeterli miktarda yedeğin hazırda bekletilmesini de sağlamalı ve buna yönelik planlamaları sağlıklı bir şekilde yapabilmelidir (Hunt, 2002).

Sistem işletmecisi diğer taraftan, artan veya azalan tüketimi karşılamak için yaptığı her yeni yük dağıtımı sonucunda şebekede oluşacak yük akışlarının, şebeke güvenliğine ilişkin limitler dahilinde kaldığından emin olmak ve bunun için gerekli önlemleri almak zorundadır. Şebekedeki her bir hattın, taşıyabileceği maksimum bir güç miktarı vardır. Herhangi bir hat üzerinde bu sınıra ulaşıldığında, artık o hat üzerinden daha fazla enerji taşınması çok risklidir. Benzer şekilde, şebekede gerilimi yükseltmek veya düşürmek için kullanılan transformatörlerin de bir kapasitesi vardır ve bu kapasitenin üzerinde çalışmaları güvenli değildir. Eğer bu limitlere uyulmayacak olursa, şebekede aşırı yüklenme söz konusu olur. Bu durumda ortaya çıkacak sorun, sadece ilgili bölümün devre dışı kalması ile atlatılabileceği gibi (aslında sadece bu durum bile ortaya çıkan ekonomik ve sosyal maliyetleri nedeniyle sakıncalıdır) zincirleme şekilde sistemin bir bölgesini veya tamamını etkileyerek bölgesel çökmelere veya tüm sistemin çökmesine (black out) de neden olabilir. Dolayısıyla sistem işletmecisi, arz ve talep arasındaki dengeyi sağlarken, şebekenin taşıma kapasitelerini de göz önünde bulundurmak ve vereceği talimatlarla şebekenin aşırı yüklenmesini engellemek zorundadır. İşte, bu amaçla yapılan işlemlere genel olarak kısıt yönetimi denmektedir.

Bu tezde ele alınan kısıt yönetimi, sistem işletmecisinin kontrolü altında bulunan iletim sistemi içerisinde oluşan ve bu nedenle iletim kısıtı (transmission congestion) olarak adlandırılan kısıtlara ilişkindir.

Sistemdeki kısıtların nasıl oluştuğuna ve nasıl yönetildiğine geçmeden önce, elektriğin şebeke içerisinde taşınmasına dair bazı hususlara göz atmak faydalı olacaktır.

3.7. Elektrik Enerjisinin İletilmesi

Kullanılmakta olan elektrik enerjisinin şebeke üzerinde taşınması alternatif akım (AC) ile sağlanmaktadır. Alternatif akım, genliği ve yönü periyodik olarak değişen elektrik akımıdır. Elektrik sisteminden yaygın kullanılan sinüzoidal alternatif akımdır. Alternatif akımda akım ve gerilimin genlikleri ve yönleri sürekli olarak değişmekte olup, genliklerin ve yönlerin tam bir döngü yaparak eski konumlarına gelmesine kadar geçen süreye alternatif akımın periyodu, bir saniye içerisindeki periyot sayısına ise alternatif akımın frekansı denmektedir. Frekans, Hertz (Hz) cinsinden ifade edilmektedir. Evlerimizde kullandığımız alternatif akımın frekansı, pek çok Avrupa ülkesinde de olduğu gibi, 50 Hz'dir. (ABD ve Japonya gibi ülkelerde, elektrik sistemindeki frekans 60 Hz'dir.) Diğer bir ifadeyle, alternatif akımın yönü bir saniye içerisinde 50 kez değişmektedir.

Elektrik şebekesinde sürekli gerilim ve akım arasında bir zaman (faz) farkı olduğu gibi, şebekedeki endüktif ve kapasitif karakteristikli yükler nedeniyle bu faz farkının büyüklüğü artar veya azalır.

3.8. Enerji İletim Hatlarının Taşıma Kapasitesini Etkileyen Faktörler

Her ne kadar tüketilmekte olan güç aslında aktif güç olsa da, sistemde reaktif güç de bulunur ve hatların taşıma kapasitesinin bir kısmını işgal eder. Reaktif güç, aktif güç gibi taşınması esnasında hatların yüklenmesine, dolayısıyla ısınmasına neden olduğu için de enerji kayıplarına yol açar.

Isınma problemi, enerji nakil hatları için sınırlandırıcı bir faktördür. Isınmaya yol açan nedenlerin başında iletkenlerin üzerlerinden geçen akım gelmektedir. Bir hattan geçen akım miktarı hat üzerindeki güç akışı ile doğru orantılı olduğundan, her bir hattın belirli bir güç taşıma kapasitesi vardır ve bu kapasitenin aşılması durumunda aşırı yüklenmeden kaynaklanan kalıcı arızalar yaşanabilir. Bu taşıma kapasitesine "termal

güç limiti" denir. Bir hattın güvenli şekilde işletilebilmesi için, reaktif gücün olmadığı durumlarda aktif gücün termal güç limitini aşmaması gerekirken, reaktif gücün olduğu durumlarda hat üzerinden taşınmakta olan aktif gücün termal güç limitinden kesinlikle daha düşük olması gerekir. Zira termal güç limitinin aşılmamasına dikkat edilirken, hat üzerindeki toplam güç akışını gösteren ve aktif güç (W) ile reaktif gücün (Q) vektörel toplamı ($\sqrt{W^2 + Q^2}$) olan görünen gücün (S) esas alınması gerekmektedir.

Termal güç limiti gibi, enerji nakil hatlarının taşıma kapasitesini sınırlı kılan diğer bir fiziksel limit de, hatların uzunluklarının önemli bir rol oynadığı "kararlılık limitleri"dir. Bilindiği üzere, iki nokta arasında bir yük akışı olması için, bu noktalar arasında bir gerilim farkı olması gerekir. Bu kural hem alternatif hem de doğru akım için geçerlidir. Doğru akımda iki noktadan birinin geriliminin diğerinden yüksek olması gerekirken, alternatif akımda bu iki nokta arasında gerilim farkı olması için birinin gerilim seviyesinin diğerinkinden yüksek olması yerine iki noktadaki gerilimler arasında faz farkı olması yeterlidir. Yani, alternatif akım sinüzoidal bir dalga olduğundan, üretim ve tüketim noktalarındaki gerilimler aynı olmasına rağmen, aralarındaki faz farkı nedeniyle bir güç akışı söz konusu olabilecektir. İki nokta arasındaki faz farkı arttıkça güç akışı da artmaktadır. Bu artış, aradaki faz farkı 90° olana kadar devam eder. Bu sınırın geçilmesi durumunda ise, güç transferi kararsızlaşır ve gerilim hızla düşer. Bu nedenle, enerji nakil hatları 90°'lik faz farkı ile belirlenen kararlılık limitine yakın çalıştırılmazlar. Bu durum, hatlar üzerinde taşınabilecek olan aktif güç için bir kararlılık limiti olması anlamına gelir ve güç akışı açısından bir sınırlama getirir (Stoft, 2002).

Üretim ve tüketim noktalarında görülen gerilimler arasındaki faz farkı arttıkça güç akışı arttığından, tüketim talebi arttıkça daha fazla güç çekilmeye başlanacağı için aradaki faz farkı artmaya başlar. Faz farkının artması, gerilim seviyesinin düşmesine neden olacağından, gerilim seviyesinin korunabilmesi için sisteme reaktif güç verilir. Böylelikle, artan taleple birlikte faz farkının artmasına ve daha fazla güç akışı sağlanmasına imkân tanınmış olur.

Eğer tüketim talebi artmaya devam ederse iki ihtimal söz konusudur. Bunlardan birincisi, gerilim seviyesindeki düşmenin sisteme reaktif güç verilerek daha fazla telafi edilemeyeceği ve sistemde gerilimin düşmesi riskinin ortaya çıkacağı durumdur. Bu durumda, sistem işletmecisi devreye girerek tüketim tarafında kesinti yapmak suretiyle gerilim seviyesini korur. İkincisi ise, gerilim seviyesindeki düşmenin sisteme (termal

güç limitinin aşılmayacak olması halinde) reaktif güç verilerek telafi edilebildiği durumdur. Bu durumda, artan tüketimi karşılamak üzere faz farkının daha fazla güç akışını sağlayacak şekilde artmasına izin verilir. Ancak bir noktadan sonra, faz farkının 90°'yi aşacak olması halinde sistemde bir gerilim çökmesi (voltage collapse) yaşanması riski vardır ve sistem işletmecisinin devreye girerek önlem alması gerekir. Zira artan taleple birlikte faz farkının 90°'yi aşması durumunda güç akışı azalacak ve daha fazla güce ihtiyaç duyulduğu için farz farkı daha da artacaktır. Bu durum her ne kadar sistem için kısa süreli bir sorun olsa da, sistemin kararlılığı açısından gayet sakıncalıdır.

Termal güç limiti ve kararlılık limitinin yanı sıra, enerji nakil hatlarındaki taşıma kapasitesini sınırlayan üçüncü bir limit daha vardır. Bu limit, fiziksel nedenlere dayanan diğer iki sınırlamanın aksine, sistemde yaşanabilecek beklenmedik durumlarla ilgilidir ve elektrik enerjisi ticareti açısından önemlidirler. "Risk limitleri" olarak adlandırılabilecek olan bu limitler, sistemin normal işleyişi esnasında bir üretim veya iletim tesisinin beklenmedik şekilde devre dışı kalması durumunda ilgili hat üzerinde oluşacak güç akışının o hattın fiziksel (termal ve kararlılık) limitlerinin ihlal edilecek olmasına ilişkin sınırlamalardır. Şebekedeki risk limitlerinin aşılacağı durumlarda, üzerinden enerji nakledilen bir hattın, taşıma kapasitesi aşılmıyor olsa bile, daha fazla yüklenmesine izin verilmeyebilir. Risk limitleri, şebekenin ilk tasarım aşamasında ve genişletilmesine ilişkin çalışmalarda özellikle dikkate alınır (Kölmek, 2009).

3.9. Elektrik Sisteminde Kısıt ve Kısıt Yönetimi

Daha önce de belirtildiği gibi, sistemin işletilmesi esnasında bir enerji nakil hattının taşıma kapasitesinin aşılacak olması durumunda o hat üzerinden daha fazla enerji akışı gerçekleştirmek çok risklidir. Diğer bir ifadeyle, söz konusu hat artık kısıtlı bir hattır ve sistemi dengelemek amacıyla yapılacak yük dağıtımında bu hususun göz önünde bulundurulması gerekir. Hattın taşıma kapasitesi ile ilgili olan bu kısıt, bir önceki bölümde açıklanmış olan nedenlerden kaynaklanmaktadır. Yani, hattın üzerindeki güç akışı hattın termal veya kararlılık limitlerini ihlal edecek seviyelere ulaşmış olabilir veya sistemdeki başka bir hattın veya üretim tesisinin devre dışı kalması durumunda ortaya çıkacak yük akışlarının hâlihazırda güvenli sınırlar dahilinde çalışmakta olan hattın fiziksel limitlerini ihlal etmesi, diğer bir ifadeyle hattın risk limitinin aşılması söz konusudur.

Belirtilen nedenlerden dolayı, elektrik enerjisinin taşınması için kullanılmakta olan iletim veya dağıtım şebekesindeki hatların taşıma kapasitelerine bağlı olarak kısıt yaşanabilir. Bilindiği üzere, bir elektrik üretim tesisinde üretilerek sisteme verilen elektrik enerjisinin sistem içerisinde ihtiyaç duyulan herhangi bir noktaya taşınması iletim şebekesi üzerinden gerçekleştirilmektedir. Diğer taraftan, sisteme elektrik enerjisi sağlayan ve ölçek ekonomileri nedeniyle düşük kurulu güçlerde kurulmaları avantajlı olmayan üretim tesislerinin büyük bir çoğunluğu sisteme iletim şebekesi üzerinden bağlıdır. Dolayısıyla, elektrik enerjisinin nakledilmesinde bir kısıtla karşılaşıldığından bahsedildiği durumlarda kastedilen, iletim şebekesindeki kısıtlardır.

Bu çerçevede kısıt, iletim sistemindeki güç akışının bir hattın veya teçhizatın (örneğin transformatörler) taşıma kapasitesi nedeniyle sınırlandırılması olarak tanımlanabilir. Bu tanıma istinaden, bir bölgede ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi miktarının o bölgedeki elektrik enerjisi üretim miktarı ile sistemin diğer noktalarından bölgeye aktarılabilecek elektrik enerjisi miktarının toplamından fazla olduğu (tüketim fazlalığı) veya bir bölgede gerçekleşmesi istenilen elektrik enerjisi üretim miktarının o bölgedeki elektrik enerjisi tüketim miktarı ile bölgeden sistemin diğer noktalarına aktarılabilecek elektrik enerjisi miktarının toplamından fazla olduğu durumlarda (üretim fazlalığı) sistemde kısıt vardır. Diğer bir ifadeyle, elektrik enerjisi açığı olan bir bölgeye sistemden aktarılabilecek miktarın açığı kapatamayacağı veya elektrik enerjisi fazlası olan bir bölgeden sistemin diğer noktalarına aktarılabilecek miktarın fazlalığın tamamını gideremeyeceği durumlarda sistemde kısıt yaşanması kaçınılmazdır.

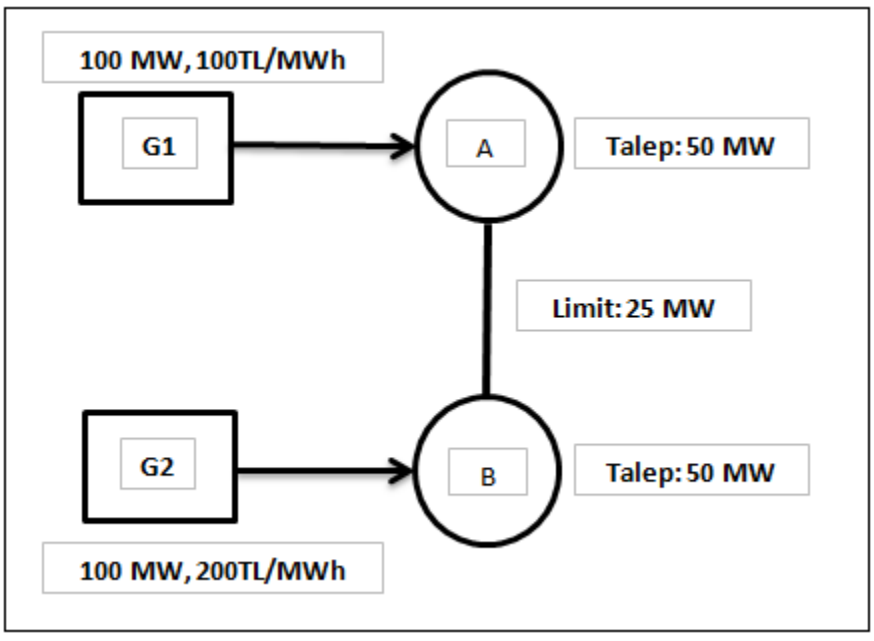
Bir sistemde yaşanan kısıtlar geçici veya yapısal nedenlere dayalı olabilirler. Sistemde teknik arızalar, belirli piyasa koşulları veya bakım/revizyon amacıyla hizmet dışı olan hatlar nedeniyle geçici kısıtlar yaşanabilir. Bu tür kısıtlar, yapısal sorunlardan kaynaklananlara göre çok daha az ve kısa süreli görülürler. Yapısal nedenlerden kaynaklanan kısıtlar ise, şebekenin mevcut kapasitesi veya ihtiyaç duyulan bölgelerde yapılan yerel elektrik üretiminin yeterli gelmemesi ile ilgilidir ve düzenli aralıklarla uzun süreli olarak görülürler. Bu iki kısıt türünü birbirinden ayırmak çoğu zaman kolay değildir. Ancak, kısıtların hem yaşandığı anda giderilebilmesi hem de uzun süreli kalıcı çözümlerin getirilebilmesi için kısıtların gerekçelerini iyi analiz etmek ve uygulanacak kısıt yönetimi metodunu bu analizlerin sonucuna göre belirlemek gerekir (Kölmek, 2009).

Avrupa elektrik piyasasında artan nükleer ve kömür kaynaklı üretim kapasitesi ve dominant doğalgaz çevrim ve petrole dayalı termik santrallardan kaynaklı ülkeler

arasındaki üretim fiyatlarında kayda değer farklılıklar vardır. Bu fiyat farklılıkları, birbirine enterkonnekte olarak bağlanmış partnerler arasında sürekli artan güç alışverişlerine neden olmaktadır. Ayrıca sınır ötesi iletim kapasite sınırlamaları, daha verimli ticari alışverişlerin gerçekleşmesinin önünde en ciddi engellemeyi oluşturmaktadır (Genesi ve ark., 2008).

Sistemde bir kısıt yaşanması durumunda, oluşan sorunun giderilebilmesi için (eğer sorunun şebekede gerçekleştirilecek manevralar ile giderilmesi mümkün değilse) yapılacak olan kısıt yönetimi kapsamında temel olarak, enerji açığı olan bölgedeki üretim miktarı artırılır veya tüketim miktarı düşürülürken, enerji fazlası olan bölgede tüketim miktarı artırılır veya üretim miktarı düşürülür. Çözüm her ne kadar basit gibi görülse de, serbest elektrik piyasaları açısından durum daha karmaşıktır.

Rekabetçi bir elektrik piyasasında sistemde bir kısıtın ortaya çıkması; tüketimin gerçekleştiği noktaya talebi karşılayacak miktarda elektrik enerjisi ulaştırılmasının mümkün olmaması nedeniyle yerel üretimin devreye sokulması gerekeceğinden, talebin tamamının daha düşük maliyetli elektrik enerjisinden karşılanabilmesi söz konusu iken, yüksek maliyetli elektrik enerjisinin kullanılması ve böylelikle tüketicilere sunulan elektrik enerjisinin maliyetinin artması sonucunu doğurur. Bu durum, Şekil 3.9'da gösterilmekte olan basit örnek üzerinden daha somut bir şekilde açıklanabilir.



Şekil 3.9. İletim sisteminde kısıt

A bölgesinin elektrik ihtiyacı 50 MW, bu bölgeye elektrik sağlayan G1 üreticisinin üretim kapasitesi 100 MW, satış fiyatı ise 100 TL/MWh iken, B bölgesinin elektrik ihtiyacı 50 MW, bu bölgeye elektrik sağlayan G2 üreticisinin üretim kapasitesi

100 MW, satış fiyatı ise 200 TL/MWh olsun ve başlangıçta A-B arasında herhangi bir iletim kapasitesi limiti olmadığı varsayılsın. Bu durumda, bir saatlik tüketimi karşılayacak en düşük maliyetli üretimin mali analizine bakıldığında; G1'in tam kapasiteyle çalıştırılarak üretiminin 50 MWh'inin A bölgesinde, geri kalan 50 MW'ının ise B bölgesinde tüketileceği, G2'nin üretimine ihtiyaç duyulmayacağı ve üreticilere teklif fiyatları üzerinden ödeme yapıldığı varsayımı altında, elektrik enerjisinin toplam maliyetinin 100MWx100TL/MWh = 10.000 TL olacağı görülür.

Şimdi de, A ve B bölgeleri arasındaki iletim kapasitesinin 25 MW ile sınırlı olduğu düşünülsün. Bu durum için bir saatlik tüketimi karşılayacak en düşük maliyetli üretimin mali analizine bakıldığında; A bölgesinin ihtiyacının tamamının (50 MW), B bölgesinin ihtiyacının ise aradaki hattın kapasitesinin imkân tanıdığı kadarının (25 MW) G1 tarafından, geri kalan kısmının (25 MW) ise G2 tarafından karşılanacağı ve elektrik enerjisinin toplam maliyetinin (75MWx100TL/MWh)+(25MWx200TL/MWh) = 12.500 TL olacağı görülür.

Örnekte görüldüğü üzere, A ve B bölgeleri arasındaki hattın kapasitesi nedeniyle daha düşük maliyetli üreticinin (G1) üretimi, B bölgesine ihtiyaç duyulan miktarda ulaştırılamamış ve B bölgesindeki talebin karşılanmasında bir "kısıt" oluşmuştur. Oluşan kısıt, kısıt yönetimi yapılarak B bölgesinde üretim yapmakta olan yüksek maliyetli üreticinin (G2) üretiminin kullanılmasıyla aşılmıştır. Ancak, ortaya çıkan tutarlardan da anlaşılacağı üzere, tüketilen elektriğin maliyeti herhangi bir sınırlamanın olmadığı duruma göre % 25 daha fazla olmuştur. Bu fazlalık, oluşan kısıtın maliyetidir. Üreticilerin mali uzlaştırmasının marjinal fiyatlandırma prensibine dayalı olarak yapıldığı durumda ise, elektrik enerjisinin birim maliyeti 200 TL/MWh olacağından, yaşanan kısıtın maliyeti çok daha yüksek (2 katı) olacaktır.

A ve B olarak sadece iki bölgenin ele alındığı bu örnekte görülen kısıt maliyeti, şebeke büyüdükçe ve yaşanılan kısıtlar arttıkça daha da yükselmektedir. Örneğin, yaklaşık 164.000 MW kurulu güce sahip olan Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Enterkonneksiyonu'nda sadece 2007 yılı içerisinde oluşan kısıtların maliyeti 1,845 milyar $'dır. Elektrik şebekesinin iletim kapasitesinin sınırlı olacağı dikkate alınarak kısıtların meydana gelmesinin doğal bir durum olduğu düşünülürse, iyi bir kısıt yönetimi yapmanın önemi daha iyi ortaya çıkmaktadır (Kölmek, 2009).

Elektrik piyasalarında iletim kısıtlılıklarının piyasa gücüne etkilerini He ve ark. (2004) incelemişlerdir. "P*iyasa gücü*", ekonomideki rekabetçi seviyeden uzak kâr getirici yönde fiyatları değiştirme yeteneğidir. Güç sistemlerinde iletim şebekesi,

rekabetçi elektrik piyasasını destekleyen altyapıyı sağlar, piyasa sınırlarının tanımlanmasında önemli rol oynar ve pratiğe geçecek ticaretin yapılmasını sağlar. Eğer sistemde kısıt varsa elektrik piyasası ayrışır, rekabet mekanizması sınırlanır. Piyasanın ayrışması lokal piyasa gücünü artırır ve güç sistemlerinde piyasa verimliliğini zayıflatır.

Bekaert ve ark. (2009), sınır ötesi transfer kapasitenin artırılması için uygulanan yöntemleri aşağıdaki gibi sıralamıştır.

a) **Yeni havai hat tesisi (veya güçlendirme):** Bu iki şekilde olur. Mevcut hat sökülerek genellikle aynı güzergâha (veya başka güzergâha) yeni bir hat inşa edilir veya mevcut direkler (pilonlar) üzerine eğer direk tasarımları (mukavemet vs.) müsait ise taşıma kapasitesi daha yüksek yeni bir hat inşa edilir veya devre adedi artırılır. Fakat havai hatların çevresel etkileri (doğal yaşam alanları, bitki örtüsü, sit alanları vb.), kamulaştırma problemleri, birçok kurum/kuruluştan izin alma prosedürleri vb. olduğundan inşa süreleri uzun olup Avrupa'da ortalama 5-15 sene içerisinde inşa edilirler. Yatırım maliyetleri en ucuz olanıdır.

b) **Yer altı kablo tesisi:** Yer altı kablo tesisi, yatırım maliyetleri açısından havai hatlara nazaran 150 kV'a kadar ortalama 3-7 kat, 380 kV gerilim seviyesinde ise 10-20 katı daha pahalıdır. Ayrıca yer altı kablolarının kapasitans etkisi daha yüksek olması özellikle uzun mesafelerde işletme problemlerine yol açar (gerilim yükselmesi vb.). ve kapasitif reaktif gücü kompanse etmek için trafo merkezlerinde endüktif reaktans (reaktör) tesis edilmesi gerekmektedir. Ancak yer altı kablolarında arızayı tespit etme ve giderme süresi havai hatlara nazaran daha uzundur.

c) **Phase Shifting Transformers (PST):** PST, mevcut hattın başına tesis edilen elektromagnetik bir cihazdır. İletim sistemi operatörüne hattaki yük akışını kontrol etmesine imkân verir. PST'nin kullanılmasıyla kısıtlı hattaki yük akışı azaltılarak yük, yedek kapasitesi olan hatta kaydırılmaktadır. Yani kısıtlılık azaltılarak transfer kapasitesi artırılmaktadır. PST'ler iletim hatlarına nazaran pahalı değildir ve mevcut trafo merkezlerine yerleştirilebilir. Dezavantajı ise hatta seri bağlı elemanların varlığı nedeniyle hattın arıza yapma riskinin artmasıdır.

d) **Yüksek Gerilim Doğru Akım (HVDC) hatları:** İki terminal arasındaki yük akışını tamamen kontrol etmesine izin verir. Hattın her iki tarafında AC-DC dönüştürücü (converter) vardır ve bu dönüştürücü istasyonlarının tesisi için

belirli bir alana ihtiyaç vardır. Her ne kadar doğru akım (DC) hat kayıpları alternatif akım (AC) hatta nazaran daha az da olsa AC-DC dönüştürücü istasyonları ilave kayıp meydana getirirler. HVDC sistemlerin avantajı ise birbirinden kilometrelerce uzak iki sistemin veya asenkron sistemlerin birbirine bağlanması, bölgeler arasındaki transfer kapasitelerinin ve şebekelerin stabilitelerinin artmasıdır. Denizaltı kabloları da HVDC teknolojisini kullanmaktadır.

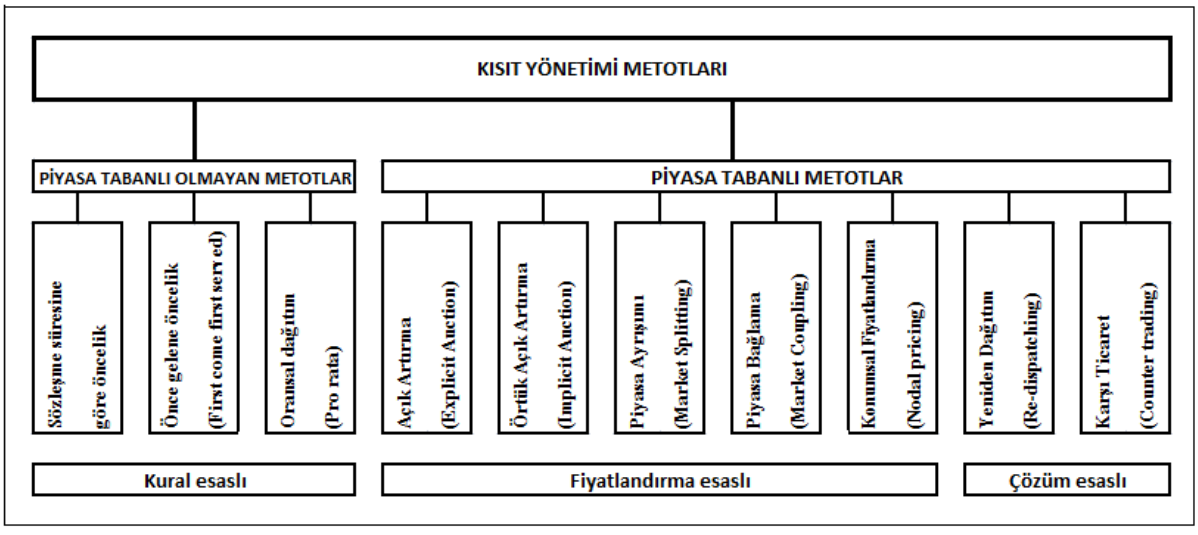
4. ELEKTRİK PİYASALARINDA KISITLILIK YÖNETİMİ METOTLARI VE ÇEŞİTLİ ELEKTRİK PİYASALARININ KISITLILIK YÖNETİMİ AÇISINDAN İNCELENMESİ

Prensip olarak kısıtlılık veya kısıt, enterkonnekte şebekenin herhangi bir noktasında/bölgesinde elektrik enerjisi alışverişi (ticareti) nedeniyle oluşur. "Kısıtlılık (Congestion)" terimi, iletim hattının taşıma kapasitesinin üzerinde yüklendiği durumu belirtmede kullanılır. Bu tezde kısıtlılık, daha çok ülkeler arasındaki sınır ötesi enerji iletim hatlarında hattın nominal yükünün üzerinde yüklenmesi nedeniyle istenilen düzeyde enerji transferinin sınırlandırılması manasında kullanılmaktadır.

Sınır ötesi enerji alışverişini sadece enterkonnekte hatlardaki fiziksel sınırlamalar değil, dahili (internal) şebekedeki birtakım sınırlamalar da kısıtlamaktadır.

Kısıtlılık yönetimi daha geniş manada, herhangi bir kısıtlılık durumunda şebeke bağlantısını kaybetmemek için alınan tüm önlemleri içermektedir (Anonymous, 2004).

Elektrik piyasasında kullanılan kısıtlılık yönetimi metotları, genel olarak "piyasa tabanlı olanlar" ve "piyasa tabanlı olmayanlar" olarak iki ana başlık altında sınıflandırabilir. Burada piyasa tabanlı olmaktan kasıt, kısıtlılık yönetimine ilişkin işlemlerin (kısıtların giderilmesi ve fiyatlandırmaya yansıtılmaları) bir piyasa mekanizması içerisinde gerçekleştiriliyor olmasıdır. Şekil 4.1'de görüldüğü üzere, piyasa tabanlı olmayanlar kendi aralarında üçe, piyasa tabanlı olanlar ise yediye ayrılır.



Şekil 4.1. Kısıtlılık yönetimi metotları

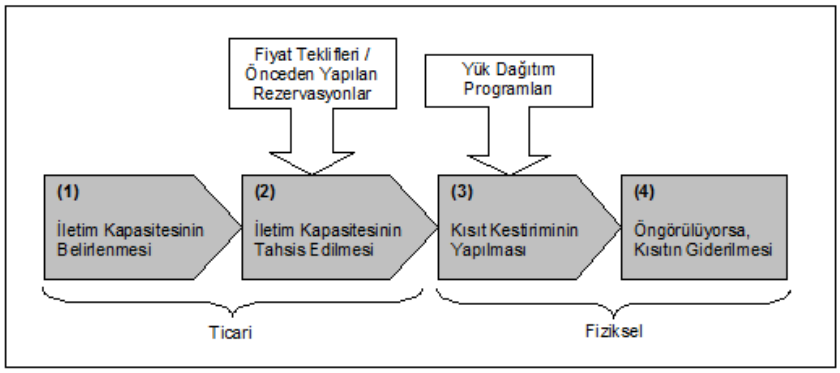
Kısıtlılık yönetimi, yaşanan durumlara özgü olarak gerçekleştirilen işlemler bir yana, genel olarak dört temel aşamadan oluşur (Şekil 4.2).

(1) İlk olarak şebekenin nominal taşıma kapasitesi belirlenir. Daha sonra bu miktar, öngörülen şebeke (hatların bakımı, arızalar, yük miktarı ve topoloji gibi) ve hava (sıcaklık, yağış durumu, vs.) koşulları ile yapılan tahminlerin hassasiyet derecelerinin getirdiği sınırlamalar doğrultusunda bir değerlendirmeye tabi tutulur. Böylelikle, şebekenin kullanılacağı zaman dilimleri (genellikle saatlik) bazında hizmete sunulabilecek taşıma kapasitesi belirlenir. Yani kısıtlılık yönetiminin ilk aşaması, elektrik ticareti için kullanılabilecek olan "iletim kapasitesinin belirlenmesi"dir.

(2) Kısıtlılık yönetiminin ikinci aşaması, daha önce belirlenmiş olan iletim kapasitesinin, talepte bulunan şebeke kullanıcıları arasında paylaştırılması, yani "tahsis edilmesi"dir. Kısıtlılık yönetimi metotlarının birbirinden ayrılması da, kullanılabilir kapasitenin dağıtımının nasıl yapıldığına bağlı olarak bu noktada başlar. Şekil 4.1'de gösterildiği ve ilerleyen kısımlarda da açıklandığı üzere, bu işlem için farklı yöntemler kullanmak mümkündür.

(3) İletim kapasitesi belirlendikten, belirlenen kapasite kullanıcılar arasında paylaştırıldıktan ve toptan satış piyasaları dengeye geldikten sonra, sistem işletmecisi tarafından şebekenin mevcut durumuna ve beklenen üretim-tüketim miktarlarına bakılarak bir "kısıt kestirimi" (congestion forecast) yapılır. Böylelikle, öngörülen üretim ve tüketim dağılımının uygun olup olmadığı veya şebekenin güvenlik limitlerinin ihlal edilip edilmediği anlaşılabilir.

(4) Eğer 3. aşamada şebekenin güvenlik limitlerinin ihlal edileceği gibi bir öngörü ortaya çıkarsa, sistem işletmecisi tarafından bu sorunu giderici önlemler alınmalıdır. Bu önlemler şebekenin güvenliğini sağlayacak dahili çözümler olabileceği gibi yeniden yük dağıtım (re-dispatching) gibi üretim ve tüketim miktarlarını aktif olarak değiştiren yöntemler olabilir.



Şekil 4.2. Kısıtlılık yönetiminin aşamaları (Anonymous, 2004)

4.1. Piyasa Tabanlı Olmayan Kısıtlılık Yönetimi Metotları

Piyasa tabanlı olmayan kısıtlılık yönetimi metotları, sözleşme süresine göre öncelik, önce gelene öncelik (first come-first served) ve orantısal dağıtım (pro-rata) olarak üçe ayrılmaktadır. Bu metotlar aşağıda incelenmiştir.

4.1.1. Sözleşme süresine göre öncelik metodu

Diğerlerine nispeten basit bir yapıya sahip olan bu yöntemde, kısıtlılık yaşanan bir hattı kullanmak isteyen kullanıcılar arasında kapasite tahsisi yapılırken, bu kişilerin yaptıkları sözleşmelerin süreleri temel alınır. Diğer bir ifadeyle, bir hatta kısıtlılık yaşanacak olması durumunda, hattı kullanmak üzere başvuruda bulunan kişiler arasında tercih yapılırken, yaptığı sözleşmenin süresi diğer kullanıcıların sözleşmelerinden daha uzun olan kişiye diğerlerine göre öncelik tanınmasıdır. Böylelikle, uzun süreli anlaşmalar teşvik edilerek, arz güvenliğinin sağlanmasına dolaylı bir katkıda bulunulur.

4.1.2. Önce gelene öncelik metodu (first come-first served)

Bu metodun uygulanmasında temel olarak, iletim kapasitesinin tahsisine yönelik olarak sistem işletmecisine iletilen talepler başvuru sırasına göre kabul edilir ve kullanılabilir kapasitenin tamamı tahsis edildiğinde, geriye kalan kapasite talepleri dikkate alınmaz. Kapasite talepleri belirli bir zaman aralığı için yapılır ve talebin kabul edilmesi durumunda talep edilen kapasite, başvuru sahibine o zaman aralığı için tahsis edilir. Böylelikle, sistem kullanıcıları uzun süreli öngörülerde bulunmaya teşvik edilirler ve şebekede yapılacak alışverişleri çok öncesinden bilen sistem işletmecisi, şebeke güvenliği konusunda önceden değerlendirmelerde bulunabilir.

Bu metot her ne kadar ikili ticaret (ikili anlaşmalar kapsamında yapılan elektrik enerjisi ticareti) için iyi bir yol gibi görülse de; kısa süreli hareketlerin yaşanabildiği bir piyasada kapasitenin tamamının uzun süreli olarak tahsis edilmiş olmasından dolayı kısa süreli işlemlerin gerçekleştirilmesinde sıkıntılar yaşanabilir. Ayrıca, ilgili iletim kapasitesinin uzun süreli tahsisinde, kapasitenin asıl değerini yansıtan gerçekçi bir fiyatlandırma yapılamayabilir. Bu nedenle önce gelene öncelik metodu, günlük veya gerçek zamanlı enerji borsaları için sakıncalıdır. Dolayısıyla bu metotla birlikte, kapasiteyi belirtilen zamanda "kullan ya da kaybet" prensibi, kullanılmayan kapasite

için ceza ödenmesi veya kapasitenin bir kısmının kısa süreli işlemler için rezerv edilmesi gibi yöntemler uygulanmaktadır (Anonymous,1999).

4.1.3. Orantısal dağıtım metodu (pro-rata)

Orantısal dağıtım metodu, bir hattın kullanılmasına yönelik taleplerin o hattın toplam kapasitesini aşması halinde kapasitenin başvuru sahiplerine talep ettikleri miktarın toplam kapasite talebine oranı ölçüsünde tahsis edilmesine dayanır. Böylelikle, kapasite talebinde bulunan herkese kapasite tahsisi yapılabilmesine olanak tanınmış olur. Ancak bu durumda, bir kısıtlılık yaşanması halinde başvuru sahiplerine yapılan kapasite tahsisi talep ettikleri miktarlardan azdır. Dolayısıyla, kapasitenin ekonomik olarak etkin bir biçimde dağıtılması söz konusu değildir. Bu nedenle, kapasite tahsisi başvurusunda bulunan kişilerin, kendilerini emniyete almak için ihtiyaç duyduklarından daha fazla miktarda kapasiteyi talep etmeleri gibi hileli bir durum söz konusu olabilir. Ayrıca, kısıtlılığın yaşandığı durumda kimseye talep ettiği miktarda kapasite tahsisi yapılamayacağından, daha fazla hedging (alıcı ya da satıcının gelecekte kendi aleyhlerine doğabilecek herhangi bir durumdan dolayı önceden korunmalarını sağlayan risk sözleşmesi) yapma ihtiyacı doğabilir (Anonymous,1999).

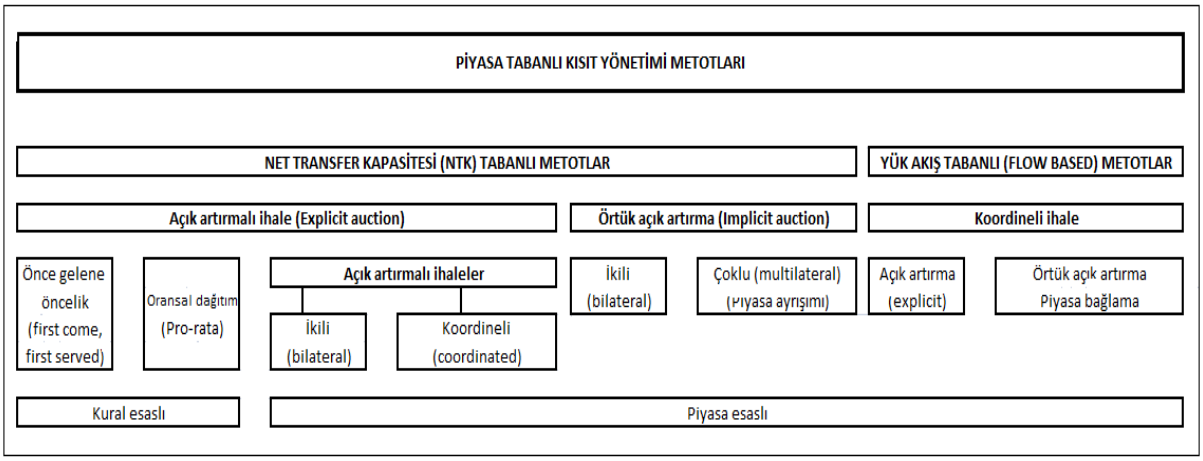
Bakonyi ve Grabner (2008), Avrupa İç Elektrik Piyasasında ülkeler arasındaki sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretini dolayısı ile bölgesel piyasalar arasındaki ticareti sınırlayan çeşitli bariyerleri (teknik, hukuki ve politik) ve bunların etkilerini incelemişlerdir. Sınır ötesi ticareti etkileyen sınırlamalar aşağıdaki gibi belirlenmiştir.

- Yetersiz iletim alt yapısı (yeni enterkonneksiyon hatlarının inşası vb.)
- Teknik sınırlamalar (hat karakteristikleri, arızalar, ısınma problemleri, rüzgâr santralları vb.)
- Uzun dönemli ticari anlaşmalar (first come-first served, pro-rata vb.)
- Available Transmission Capacity (ATC) hesaplamalarındaki sınırlamalarda conservative (muhafazakâr) yaklaşım
- Bölgesel ve ulusal çıkarların çatışması
- Bölgesel işbirliği için güçlü politik taleplerin olmaması
- Siyasi anlaşmazlıklar (Eski Yugoslav ülkeleri vb.)

4.2. Piyasa Tabanlı Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları

Piyasa tabanlı olan kısıtlılık yönetimi metotlarını, açık artırma (explicit), örtük açık artırma (implicit), piyasa ayrışımı (market splitting), piyasa bağlama (market coupling), konumsal fiyatlandırma (nodal pricing), yeniden dağıtım (re-dispatching) ve karşı ticaret (counter trading) olarak yedi başlık altında inceleyebiliriz. Bu gruptan ilk beş tanesi yaşanan kısıtlılık sorununu çözmekten ziyade fiyatlandırmaya yöneliktir. Son iki tanesi ise, doğrudan kısıtlılığın çözülmesine yönelik yöntemlerdir.

Ayrıca piyasa tabanlı kısıtlılık yönetimi metotları ise kendi arasında Net Transfer Kapasitesi ve Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale (Flow Based Coordinated Auction) olmak üzere ikiye ayrılır (Şekil 4.3).



Şekil 4.3. Avrupa elektrik piyasasında kullanılan piyasa tabanlı kısıtlılık yönetimi metotları

ETSO tarafından İletim Sistemi Operatörleri'nden yıllık olarak sınır ötesi Net Transfer Kapasitesi (NTC) değerlerini belirlemeleri ve yayımlamaları istenmiştir. İlgili emre amade kapasiteler birkaç metotla tahsis edilebilir. Nisan 2001'de ETSO tarafından önerilen ilk metot, açık artırmalı "Koordineli İhale" metodudur. Bu metodun avantajı ise karmaşık UCTE şebeke yapısı ve ulusal piyasaların farklı organizasyonlarını dikkate alma yeteneğinin olmasıdır (Genesi ve ark., 2008).

Kısıtlılık yönetimlerini değerlendirme kriterleri 26 Haziran 2003 tarihli 1228/2003 Nolu Avrupa Komisyonu Direktifine uygunluk gereksinimlerinden çıkartılmıştır. Anılan yönetmeliğin 6. maddesi 1. paragrafında "Şebeke kısıtlılığı problemleri, piyasa katılımcılarına ve iletim sistemi işletmecilerine ekonomik verimlilik sinyalleri veren ve ayrım gözetmeyen piyasa tabanlı yaklaşımlarla çözülmelidir" denilmektedir. Buna göre kısıtlılık yönetiminde üç ana kriterden bahsedilir. Bunlar;

- Katılımcılar arasında ayrım gözetmemek,

- Piyasa tabanlı olması ve
- Ekonomik verimlilik yani sosyal refahın artırılmasıdır (Anonymous, 2004).

Piyasa tabanlı ve ekonomik yaklaşımlar öneren 1228/2003 Nolu Avrupa Komisyonu Elektrik Direktifi esas alındığında, piyasa tabanlı olmayan önce gelene öncelik (first come-first served) ve orantısal dağıtım (pro-rata) gibi kısıtlılık yöntemleri hem Güneydoğu Avrupa bölgesi hem de Avrupa kıtası için uygun değildir. Diğer piyasa tabanlı metotlar ise ihale şeklinde işletilir.

Çizelge 4.1'de, piyasa tabanlı kısıtlılık yönetimi metotlarının çeşitli kriterlere göre karşılaştırması görülmektedir.

Çizelge 4.1. Piyasa tabanlı kısıtlılık yönetimi metotlarının kriterlere göre karşılaştırması

Kısıtlılık metodu	Ekonomik verimlilik	Şeffaflık ve açıklık	Fizibıl olması	TSO'ları yatırıma teşvik etmesi
Açık artırmalı (ikili) ihale	Evet	Evet	TSO'lar arasında çok iyi koordine gerektirir.	Potansiyel olarak evet.
Market splitting	Evet	Evet	Spot piyasada uygulanır.	Potansiyel olarak evet.
Re-dispatching	Evet	Evet	Birçok ülke tarafından benimsenmiştir.	Potansiyel olarak evet.
Koordineli ihale	Evet	Evet	TSO'lar arasında çok iyi koordine gerektirir.	Potansiyel olarak evet.

4.2.1. Açık artırma (explicit auction)

Açık artırma metodu, kullanılabilir kapasitenin tahsisi için bir ihale yapılmasına ve kapasitenin ihaleyi kazanan kişilere tahsis edilmesine dayanır. Mevcut kapasiteden faydalanmak isteyen kullanıcılar kullanmak istedikleri kapasite miktarları ve bu miktar için ödeyebilecekleri ücreti bildirirler. Teklifler, en yüksek tekliften başlamak üzere sıralanır ve bu işlem kullanılabilir kapasitenin tamamı tahsis edilinceye kadar devam eder, geriye kalan teklifler ise değerlendirmeye alınmaz.

Piyasa tabanlı olması ve kısıtlılık olan enterkonneksiyonun her iki tarafındaki ülkede gelişmiş bir enerji borsasının varlığını gerektirmemesi nedeniyle çok rağbet gören bu metot, Avrupa'daki enterkonnekte iletim şebekesinde de çokça kullanılmaktadır. Yapılan ihalenin çeşitli unsurları olmakla birlikte, en önemli unsur kapasite için ödenecek fiyatın belirlenmesine ilişkin kısımdır. Bu noktada kullanılabilir seçeneklerden birisi, herkesin teklif ettiği ücreti ödemesidir. Bu durumda kullanıcılar,

aynı kapasitenin bir parçasını kullanıyor olmalarına karşın birim kapasite için farklı fiyatlar ödemek durumunda kalırlar. Diğer bir seçenek ise -ki bu seçenek en yaygın olarak kullanılandır- fiyat tekliflerinin yüksekten küçüğe doğru sıralanması ve kullanılabilir kapasitenin tahsisinin bittiği en düşük fiyat teklifinin (marjinal teklif) kapasitenin fiyatı olarak belirlenmesidir. Böylelikle, kullanılabilir kapasite için kabul edilmiş olan en düşük fiyat teklifi üzerinden ücretlendirme yapılır ve tüm kullanıcılar birim kapasite için aynı ücreti ödemiş olur. Bu seçeneğin sakıncalı tarafı ise, fiyat teklifinden bulunan kullanıcıların aralarında anlaşarak kapasite fiyatının düşük olarak belirlenmesini sağlayabilme imkânına sahip olmalarıdır. Fakat yine de, kapasite için bir ihale yapılıyor olması şeffaf bir yöntemdir. Ayrıca, kapasiteyi kullanmak isteyen herkesin ihaleye katılmasının mümkün olması, kapasitenin kullanımı için gerçekçi bir fiyatın ortaya çıkabilmesine olanak sağlar.

Açık artırma yönteminde dikkat çeken bir husus, enerji ticareti ile kapasite tahsisinin birbirinden ayrılmış olmasıdır. Zira kullanıcılar, hem açık artırmaya katılarak kapasitenin tahsisini elde etmek hem de satacakları elektrik enerjisi için ayrıca bir anlaşma yapmak zorundadırlar. Bu durum, elektriğin iletiminin ve ticaretinin birbirinden ayrıştırılması ilkesi ile uyumludur, ancak her bir elektrik enerjisi ticareti için iki işlem yapmayı gerektirir ve toplam işlem maliyetini dolayısıyla elektrik enerjisinin maliyetini artırır. Ortaya çıkan bu güçlük, elektrik enerjisinin ticaretini de olumsuz şekilde etkileyebilir.

Diğer taraftan bu metodun, yapılan ihalelerden elde edilecek gelirin şebekede yaşanan kısıtlılıkların giderilmesi için yapılacak yatırım için kaynak oluşturulması gibi önemli bir artısı mevcuttur. Hem bu nedenle, hem de gelişmiş enerji borsasının bulunduğu ve bulunmadığı bölgeler arasında rahatlıkla uygulanabilmesinden dolayı bu metot, kısıtlılıklara karşı etkin bir çözüm niteliğindedir ve Avrupa'da kullanılan en yaygın metottur (Kölmek, 2009).

Fransa iletim şirketi RTE, uzun dönem (aylık, yıllık) açık artırmalı (explicit) kısıtlılık metotlarını daha çok teşvik etmektedir. Gün öncesi kapasite tahsisleri için ise örtük ihale (implicit) ve/veya açık artırmalı ihaleleri uygulamaktadır (Valentin ve ark., 2005).

Bir sonraki bölümde de açıklanacağı üzere yük akışı tabanlı metotlar, ticari alışveriş programları içeren Net Transfer Kapasitesi tabanlı metotlardan bir adım daha öte, ikili (bilateral) açık artırma mekanizmasının geliştirilmiş şekli olup Balkan

ülkelerindeki gibi girift network yapısındaki enterkonnekte sistemlerde fiziksel yük akışlarını daha hassas olarak belirleyen bir yöntemdir.

4.2.1.1. Koordineli ihale metodu

Son zamanlarda Kıta Avrupa ve ülkemizin de içinde yer aldığı Güneydoğu Avrupa Elektrik Piyasasında kullanılmak üzere Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale (FBCA) metodolojisi geliştirilmeye çalışılmaktadır.

ETSO, yük akış tabanlı kapasite tahsis mekanizmalarındaki gelişmeleri gözden geçirmiş ve bu konuda açık kalan sorular üzerinde yoğunlaşmıştır. ETSO, raporunda yük akışı tabanlı kapasite tahsislerinin enerji ve sınır ötesi hat kapasite ihalelerinin merkezi bir kuruluş tarafından optimize edilen uluslar üstü (supra-national) bir yaklaşım olarak nitelendirmiştir. Yük akış tabanlı kapasite tahsis metodolojisinde tüm bölgesel ticari enerji alışverişleri, PTDF matrisleri yardımıyla kritik hatlarda fiziksel akışlara dönüştürülmektedir. Yük akış tabanlı açık artırmalı kapasite tahsis yöntemlerinde, tüm sınır ötesi ticari enerji alışverişlerinin fiziksel akışlara dönüştürülmesiyle fiziksel akışların kritik hatlardaki toplam etkisi hatların taşıma kapasitesini aştığı andaki en düşük tekliften itibaren gelen teklifler kapasite tahsisinde dikkate alınmaz. Aslında yöntemin özünde ihale teklif setlerinin belirli sınırlamalar altında ihale edilen bölgesel transfer kapasitelerinin en yüksek piyasa değerini verecek şekilde kullanılmasına dayanır (Anonymous, 2007).

Avrupa'da İç Elektrik Pazarının oluşturulma sürecini hızlandırmak için Avrupa Parlamentosu sınır ötesi elektrik enerjisi ticareti ile ilgili Avrupa Komisyonu Regülasyonunu kabul etmiştir. Avrupa Komisyonu Regülasyonunun gereksinimleri doğrultusunda, Orta Doğu Avrupa (Central East Europe)'daki ülkelerin (Almanya, Avusturya, Çek Cumhuriyeti, Macaristan, Slovenya, Slovakya, Polonya) sınırlarında 2006'dan başlamak üzere Koordineli İhale'ye başlamaları kararlaştırılmıştır (Solc, 2005).

Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Metodu (Flow Based Coordinated Auction) ya da kısaca Koordineli İhale Metodunda herhangi bir enterkonnekte hatta tüm yük akışlarının etkisi, hattın belirlenen fiziksel kapasitesinin üzerinde ise MW başına en düşük kısıtlılık bedeli teklifinden başlayarak tekliflerin hat kapasitesine sahip olma şansı azalmaktadır. Bu metot Almanya, Polonya, Slovakya, Macaristan, Avusturya ve

Slovenya'yı içerisine alan Central East Europe (CEE) bölgesinde uygulanmaya başlamıştır.

Bütünleşmiş ve merkezi bir elektrik piyasası olmayan ve oldukça girift bir yapıya sahip olan Avrupa elektrik sistemi ve piyasasında kısıtlılıkları çözmek için en uygun çözüm mekanizması Koordineli İhale Yöntemidir. Koordineli İhale Yönteminin başarılı bir şekilde yürütülebilmesi, İletim Sistemi İşletmecileri arasındaki sıkı işbirliğine bağlıdır. Sistem topolojisi (modeli) en iyi ve doğru bir şekilde oluşturulmalıdır. Topoloji bilinmeksizin yük akışlarının hesaplanması da mümkün değildir (Purchala ve ark., 2003).

Bu metotta temel yaklaşım, iki veya daha çok bölge arasındaki yük akışının diğer enterkonnekte hatların fiziksel yük akışlarında ne oranda bir değişme olduğunu belirleyen Yük Akış Dağılım Faktörlerini dikkate almaktadır. PTDF matrisleri genellikle yüzdesel (%) olarak hesaplanır. PTDF matrisleri kullanılarak ticari akışlar gerçek fiziksel akışlara dönüştürülmektedir. Buna göre NTC programı yerine emre amade hat kapasitesi (Border Capacity veya Bottleneck Capacity) olarak tanımlanan yük akışlarındaki fiziksel sınırlamalar göz önüne alınmaktadır. Koordineli İhale mekanizmasının farklı parametrelerinin (PTDF, Border Capacity) hesaplama metotlarını Audouin ve ark. (2002) vermişlerdir.

Koordineli İhale metodu şebekedeki ve enterkonneksiyon bağlantılarındaki fiziksel yük akışlarını PTDF matrisleri aracılığıyla daha hassas olarak belirlediği için Net Transfer Kapasitesini esas alan yöntemlere göre daha güvenilir ve sürdürülebilir bir sistem işletmesinin yapılmasını sağlar. Böylece piyasa oyuncularına daha güçlü ve güvenilir bir ekonomik sinyal verilmiş olacaktır. Ayrıca sınırlı şebeke kapasitesini maksimum verimde ve dolulukta kullanılmasını sağlayarak elektrik enerjisinin üretim maliyetlerinin daha düşük olması ve dolayısıyla ekonomik refahı artırıcı yönde katkıda bulunmuş olur.

Koordineli açık artırmalı ihale metodu, kısıtlı koridorlarda sınır ötesi elektrik enerjisi ticaretinin etkisi ile bağlantılı piyasa katılımcılarına daha etkin ekonomik sinyaller vermektedir (Marannino ve ark., 2006).

Androcec ve Wangensteen, (2006) yaptıkları araştırma sonucundaki bulgulardan, koordineli kısıtlılık mekanizmalarının piyasa rekabetini artırdığı, enterkonneksiyon kullanımını maksimize ettiği, piyasa oyuncularının ve aynı zamanda üretim gelirlerinin riskini düşürdüğü ortaya çıkmaktadır

Koordineli İhale metodunun başarılı bir şekilde uygulanabilmesi için bölgedeki TSO'ların arasındaki iletişimin ve koordinasyonun maksimum seviyede olması gerekir. Bu anlamda TSO'lar arasında bilgi alışverişleri çok önemlidir. Koordinasyonun yavaşlığı veya eksikliği bu metodun uygulanmasındaki en büyük dezavantaj olarak görülebilir. Bu nedenle merkezi bir ihale ofisinin (auction office) olması kaçınılmazdır.

4.2.1.2. İhale ofisi (Auction office)

İhale Ofisi (Auction Office), TSO'ların eşit katılımıyla oluşturulan hat kapasite tahsis ihalelerini yürüten bağımsız bir organizasyondur. Ofis, TSO'lardan sistem modelleri, hat kapasiteleri gibi teknik bilgileri ve piyasa katılımcılarından teklifleri almakla sorumludur. İhale sonucu, sadece TSO'ların ve piyasa katılımcılarının gönderdiği verilerle belirlenebilir ve ofis hiçbir şekilde ihale sonucunu ve sürecini etkileyecek olumsuz bir davranışta bulunamaz. Central East Europe (CEE) için merkezi ihale ofisi "CAO Central Allocation Office GmbH" adı altında Almanya'nın Münih kenti yakınlarında Freising'de 2011 Ocak ayında ihalelere başlamıştır. Güneydoğu Avrupa bölgesini içerisine alan sekizinci bölgede ise İhale Ofisinin Karadağ'ın başkenti Podgorica'da kurulması kararlaştırılmıştır. Bu konudaki çalışmalar Avrupa Komisyonu Enerji Sekreteryası bünyesinde bölge ülkelerle birlikte devam etmektedir.

Koordineli İhale ile ilgili en önemli konulardan birisi de kısıtlılık gelirlerinin TSO'lar arasında hangi metoda göre paylaştırılacağının netleştirilmesidir. Bu konuda da tartışılmakta olan alternatif çözüm önerileri vardır.

4.2.2. Örtük açık artırma (implicit auction)

Örtük açık artırma metodunda, kullanıcıların her birine tahsis edilecek olan iletim kapasitesi dolaylı bir şekilde spot piyasadaki işlemler ile belirlenir. Elektrik enerjisi satmak isteyen kullanıcılar bir enterkonnektörün yüksek fiyatlı olan tarafındaki enerji borsasına veya söz konusu enterkonnektörün iki ülke arasında olması durumunda ihraç etmeyi düşündükleri ülkenin enerji borsasına fiyat tekliflerini sunarlar. Kullanılacak olan iletim hattının kapasitesinin aşılması ve bir kısıtlılık yaşanması durumunda, en düşük enerji fiyat teklifini veren satıcılar iletim hattının kapasitesini kullanarak enerji satmaya hak kazanmış olurlar.

Metodun işleyişinin temelini oluşturan en düşük tekliflerin kabul edilmesi işlemi şu şekilde yapılır. Her fiyat teklifinin üzerine piyasa işletmecisi tarafından bir ek ücret konur ve bu ek ücret bazı fiyat tekliflerinin piyasada ekonomik olmaktan çıkması sonucunu ortaya çıkarır. Bu fiyat tekliflerine ilişkin elektrik enerjisi kullanılmayacağından, kısıtlılığın yaşandığı enterkonnektördeki sınırlı iletim kapasitesine olan talep, kapasite ile eşitleninceye kadar düşer. Piyasa işletmecisi, arz ve talep eğrilerini kesin olarak bildiğinden, uygulayacağı ek ücreti enterkonnektöre olan talep enterkonnektörün kapasitesine eşit olacak şekilde rahatlıkla ayarlayabilir. Konulan ek ücret, "kısıtlılık getirisi" (congestion rent) olarak piyasa işletmecisine kalır. Bu nokta, açık artırma ile örtük açık artırma arasındaki önemli bir farktır.

Diğer taraftan örtük açık artırma metodunun, açık artırma metodu ile karşılaştırıldığında, fiyat tekliflerinin yapıldığı bölgede yukarıda belirtilen işlemleri yapabilecek kadar gelişmiş bir enerji borsasının varlığına ihtiyaç duyulması gibi bir dezavantajı söz konusudur.

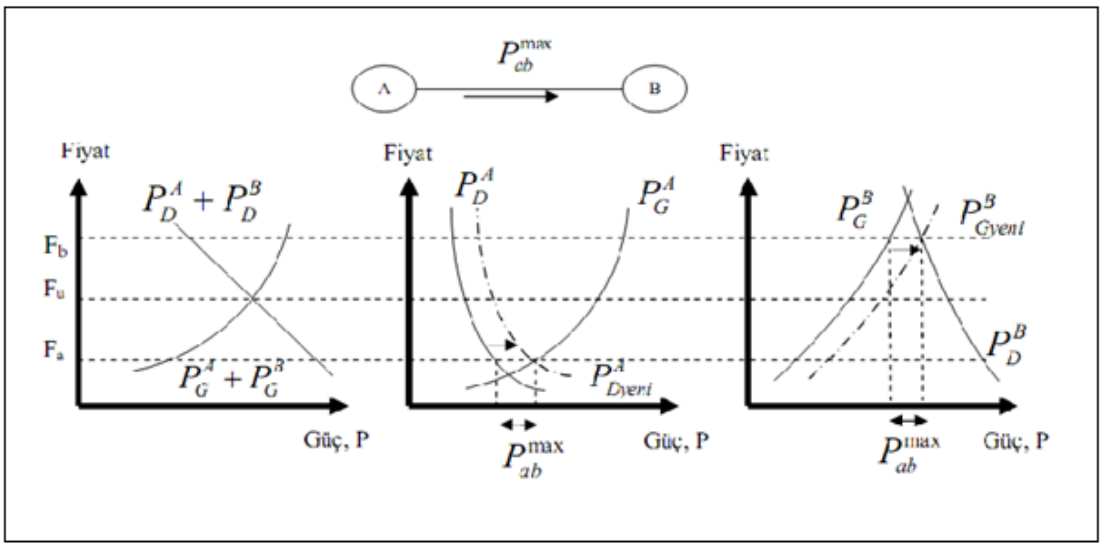
Örtük açık artırma metodunun prensiplerini esas alan iki adet kısıtlılık yönetimi metodu vardır. Bunlar, piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) ve piyasa bağlama metotlarıdır. Her iki metot da, aslında örtük açık artırma metodunun birer uzantısı olmakla birlikte, kullanıldıkları farklı durumlara ve ortaya çıkardıkları sonuçlara dayanılarak Şekil 4.1'de ayrı birer yöntem olarak gösterilmiştir.

4.2.3. Piyasa ayrışımı (market splitting)

Piyasa ayrışımı, şebekenin farklı bölgelerinde farklı elektrik fiyatlarının oluşması sonucunu ortaya çıkarır. Şebeke, önceden belirlenmiş bir şekilde, birden fazla bölgeden oluşur ve bu bölgelerin her biri ayrı bir piyasa gibi değerlendirilir. Eğer bölgeler arasında herhangi bir kısıtlılık söz konusu değilse, yani elektrik enerjisinin ticaretinde herhangi bir kapasite sınırlaması ile karşılaşılmıyorsa, sistemde tek bir elektrik fiyatı oluşur. Bölgeler arasında bir kısıtlılık olması durumunda ise, her bir bölgeye bir piyasa gibi davranılır ve işlemler ona göre yürütülür. Konunun anlaşılması için iki bölgeli bir örnek üzerinde açıklanacak olursa sistemin, iki bölge arasındaki iletim hattının kapasitesinin yeterli gelmeyerek kısıtlılığın oluştuğu durumlarda uygulanmak üzere A ve B bölgeleri olarak iki ayrı bölge şeklinde yapılandırıldığı ve A ve B bölgeleri arasındaki iletim hattının maksimum kapasitesinin $P_{ab}^{\max}$ olduğu

varsayılsın. A bölgesinde daha düşük maliyetle üretim yapan tesisler (örn. Hidroelektrik Santralları (HES)) varken, tüketimin büyük bir kısmı B bölgesinde gerçekleşiyor olsun. A ve B bölgelerindeki elektrik enerjisi arz ve talep miktarları da sırasıyla, $P_G^A, P_D^A, P_G^B, P_D^B$ olarak gösterilsin (Şekil 4.4). Eğer bölgeler arasındaki hatta herhangi bir enerji akışı olmazsa, yani ticaret söz konusu değilse, elektrik enerjisinin A bölgesindeki fiyatı Fa'nın altında, B bölgesindeki fiyatı ise Fb'nin üzerinde olacaktır. Şimdi, bölgeler arasında ticaretin olduğunu ancak herhangi bir iletim kısıtının yaşanmadığı varsayılsın. Bu durumda sistemde oluşan ortak fiyat, toplam arz ve talebin dengelendiği Fu noktasında oluşur.

Bölgeler arasındaki ticaret nedeniyle aradaki hattın kapasitesi olan $P_{ab}^{\max}$'nin aşılacak olması halinde ise, piyasa ayrışımı gerçekleşecektir. Piyasa işletmecisi bu durumda, hattın kapasitesini maksimum oranda kullanarak A bölgesinden düşük maliyetli elektrik enerjisi satın alır ve elektriğin daha pahalı olduğu B bölgesinde satar. Böylelikle, A bölgesindeki elektrik enerjisi talep eğrisi P_D^A'dan P_{Dyeni}^A'ye, B bölgesindeki elektrik enerjisi arz eğrisi P_G^B'dan P_{Gyeni}^B'ye kayar. Gerçekleşen kaymanın miktarı, bölgeler arasındaki iletim hattının kapasitesi olan $P_{ab}^{\max}$ kadardır (Krause, 2005).



Şekil 4.4. Piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma)

Sonuç olarak, elektrik enerjisinin A bölgesindeki fiyatı Fa'ya yükselirken, B bölgesindeki fiyatı Fb'ye düşmüş olur. Piyasa işletmecisinin elektrik enerjisini düşük fiyatlı bölgeden satın alıp yüksek fiyatlı bölgede satması işlemine "arbitraj ticareti" denir. Bu ticaret neticesinde ortaya çıkan gelir aslında "kısıtlılık getirisi"dir ve yaşanan

kısıtlılıkları gidermek için şebekeye yatırım yapmak amacıyla kullanılabilir veya sistem kullanıcıları arasında paylaştırılabilir. Bu metodun uygulandığı piyasalarda, fiyatlardaki dalgalanma riskinin çeşitli araçlarla hedge edilmesi (risk yönetimi) mümkündür.

Sistemin kullanıcıları açısından bölgesel fiyatlandırma, elektrik enerjisi ticaretinde bulunabilmek için tek yapılması gereken bulunulan bölge için fiyat teklifi vermek olduğundan, gayet kullanışlı bir yöntemdir. Ancak sistemin işletilmesi açısından, piyasa ayrışımına konu her bir bölgede veya bu bölgeleri kontrol edebilen tek bir gelişmiş piyasa işletimine ihtiyaç duyulduğundan, çok büyük şebekeler için (örn. Avrupa iletim şebekesi) uygulamada bazı zorluklar yaşanabilir. Fakat yine de, Nord Pool'da (özellikle Norveç'in ulusal elektrik sisteminde) başarılı bir şekilde uygulanan piyasa ayrışımı metodu, Avrupa Birliği için de gelecek vaat eden bir metot olarak gösterilmiştir (Kölmek, 2009).

4.2.4. Piyasa bağlama (market coupling)

Piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) veya piyasa bağlama metotları farklı adları taşımalarına rağmen her iki metotta esas olarak örtük açık artırma metoduna dayanır. Bir önceki bölümde de açıklandığı üzere, bölgesel fiyatlandırma metodu, sınırları önceden belirli olan iki teklif bölgesi arasında bir darboğaz oluşması durumunda devreye sokulur. Böylelikle sistemdeki spot fiyattan farklı fiyatlara sahip olan iki bölge oluşur ve bu bölgelerdeki fiyatlar, üretim eksiği olan bölgede yüksek, fazlası olan bölgede ise düşük olarak gerçekleşir. Dolayısıyla bu metot, başlangıçta tek bir piyasa ve sistem fiyatı varken, sonrasında iki piyasa ve iki farklı bölgesel fiyat oluşması nedeniyle piyasa ayrışımı olarak adlandırılır. Bu metot çerçevesinde yapılan işlemlere bakıldığında bir piyasa ayrışımı yapılıyor yorumuna ulaşıldığı gibi, tersten bakıldığında aslında zaten ayrı olan iki piyasa bulunduğu ve bu piyasaların, yapılan işlemlerle aradaki kullanılabilir kapasite devreye alınarak birbirine bağlandığı da söylenebilir.

Bu çerçevede, iki farklı piyasada ayrı ayrı olarak yapılan dengeleme işlemleri neticesinde bir piyasadaki fiyat yüksek diğer piyasadaki fiyat ise düşük olarak gerçekleşmişken, bu piyasalar arasındaki iletim kapasitesinin tamamı kullanılana kadar düşük fiyatlı piyasadan alınan elektriğin yüksek fiyatlı piyasada satılması ile yüksek fiyatlı piyasada fiyatın düşmesine, diğer piyasada ise yükselmesine ilişkin işlemler farklı bir isimle adlandırılmaktadır. "Piyasa bağlama" adı verilen bu yöntem, piyasa

ayrışımı metoduyla neredeyse birebir aynıdır. Bu metodun piyasa ayrışımından farklı şekilde adlandırılmasının nedeni ise özetle, piyasa ayrışımı metodunun uygulandığı teklif bölgelerinin aslında bir bütünün parçaları iken sonradan ayrılmaları (örneğin, Nord Pool'daki teklif bölgeleri), piyasa bağlama metodunun ise aslında ayrı olan iki piyasayı birbirine bağlaması (örneğin, Nord Pool'un üyesi olan Danimarka ile Almanya arasındaki Kontek bağlantısı) olarak açıklanabilir. Perekhodtsev (2008), Avrupa elektrik piyasalarının piyasa bağlama (market coupling) yönüne doğru hareket ettiğini ve Avrupa'nın tüm sınır ötesi güç akışlarını kıta Avrupa'da eşzamanlı olarak yönetmek için bu yöntemi önermektedir.

Market coupling, piyasa orijinli kurallar temelinde karmaşık güç sistemlerinde sınırlı hat kapasitelerini tahsis etmek için kullanılır. Bu nedenle ekonomik ve teknik performans göstergeleri dikkate alınmalıdır. Hesaplamadaki DC formülasyondan dolayı PTDF matrislerinin kullanımı market coupling algoritması için lineer optimizasyon problemine yol açar. Analizler NTC tabanlı metotlarla karşılaştırıldığında birleştirilmiş piyasaların verimliliğini artırarak sınır ötesi enterkonneksiyon hatların dolayısıyla ticaret hacminin artmasına neden olur (Waniek ve ark., 2010).

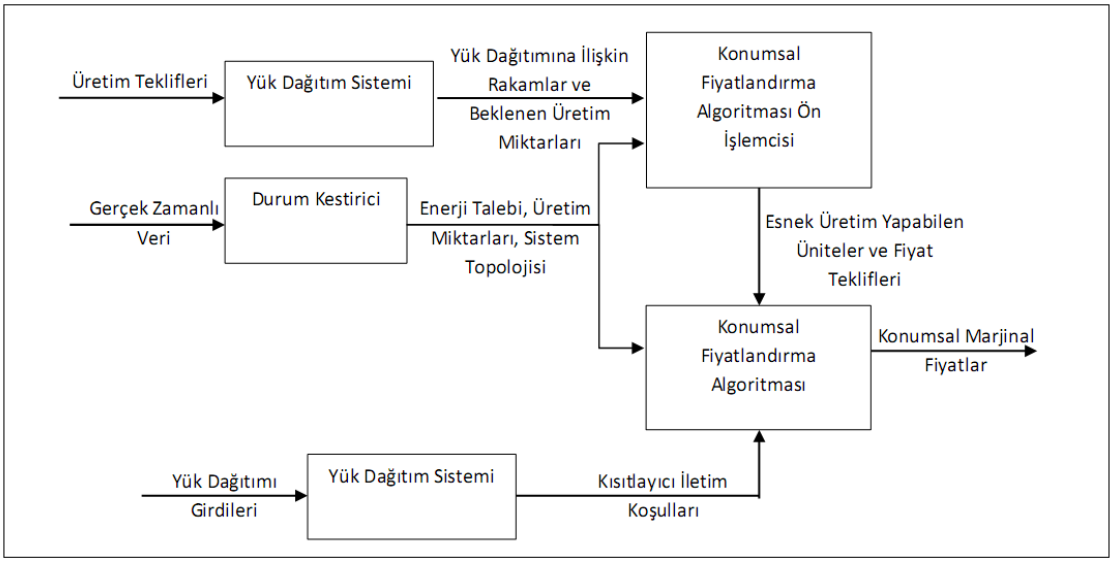
4.2.5. Konumsal fiyatlandırma (nodal pricing)

Sistemde bir kısıtlılık olması durumunda piyasadaki fiyatın şebekenin her noktasında aynı olması, doğru fiyat sinyalleri vererek talep tarafını tüketim miktarlarını ayarlaması için teşvik etmediği gibi, yatırımcıları da yeni üretim tesislerinin ihtiyaç duyulan bölgelere kurulması için yönlendirmez. Elektrik enerjisinin gerçekçi bir şekilde fiyatlandırılması amacıyla geliştirilen konumsal fiyatlandırma metodu, bu soruna bir çözüm olarak getirilmiş olan ve diğerlerine nazaran serbest elektrik piyasası kavramı ile en uyumlu olduğu söylenebilecek kısıtlılık yönetimi metodudur.

Bu metottaki temel amaç, enerjinin fiyatını hat kayıplarını ve yaşanan kısıtlılığın maliyetini içeren "konumsal değerini yansıtacak şekilde" ayarlamaktır. Sistemin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi zorunluluğu göz önüne alındığında, enerjinin konumsal değerinin tespit edilebilmesi için verilen fiyat tekliflerine ve şebekeye ait tüm teknik ve ekonomik bilgilerin gelişmiş merkezi bir piyasa işletmecisi tarafından sürekli olarak incelenmesi ve değerlendirilmesi gerekir. Nitekim konumsal fiyatlandırmanın uygulandığı PJM'de bu işlemler, karmaşık bir yazılım tarafından tüm

sistemin bilgilerini içeren sanal bir model aracılığıyla gerçek zamanlı olarak yapılmaktadır.

PJM'deki konumsal marjinal fiyatlar, Durum Kestirici, Konumsal Fiyat Algoritması Ön İşlemcisi, Konumsal Fiyat Algoritması ve Ünite Dağıtım Sistemi ana modüllerinden oluşan bir fiyatlandırma modeli aracılığıyla, sistem içerisindeki 1.700'den fazla bara ve 7.000'den fazla düğüm noktası için teker teker hesaplanır. Konumsal Marjinal Fiyatlandırma Modeli Şekil 4.5'de gösterilmektedir.



Şekil 4.5. Konumsal marjinal fiyatlandırma modeli

1) Yük Dağıtım Sistemi: Bu sistem, şebekenin mevcut durumunu, tahmin edilen üretim-tüketim miktarlarını ve gerçekleşecek transfer işlemlerini göz önüne alarak optimal bir yük dağıtımı yapar ve bunu bir girdi olarak kendinden sonraki modüle sunar.

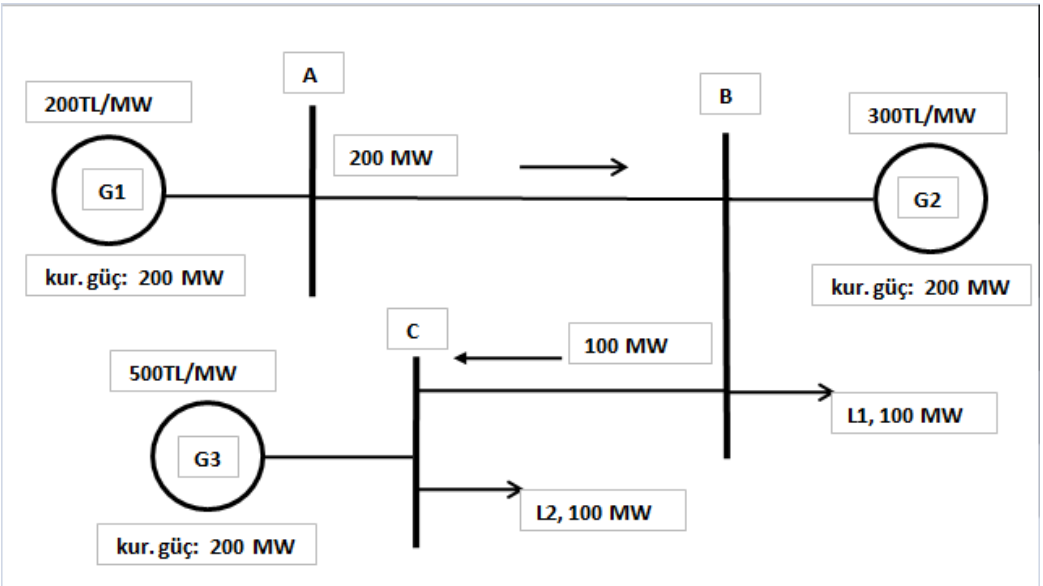
2) Durum Kestirici: Konumsal marjinal fiyatların hesaplanabilmesi ancak sistemdeki yük akışlarının eksiksiz ve tutarlı olarak bilinebilmesine bağlıdır. PJM'de bu işlem Durum Kestirici tarafından yapılır. PJM Durum Kestiricisi, gerçek zamanlı verilerin toplanmasında aksaklıklar yaşanabileceği düşüncesinden hareketle, tüm kestiricilerin yaptığı gibi, sistem modeline dayalı olarak matematiksel açıdan tutarlı bir durum kestirimi yapar ve böylelikle tutarlı bir yük akışı çözümü oluşturarak konumsal fiyat hesaplama modüllerine girdi olarak sunar. Durum kestiricinin sağladığı girdiler, sistem modeline dayalı AC yük akışı çözümü, birim bazında gerçek üretim ve tüketim değerleri ve kısıtlılık yaşanan hatlardaki güç akışı gibi verilerdir.

3) Konumsal Marjinal Fiyatlandırma Algoritması Ön İşlemcisi: Konumsal marjinal fiyatın hesaplanması, teorik optimal yük dağıtımından ziyade gerçek üretim değerlerine bağlı olacağından, bu bilgilerin sağlıklı bir şekilde elde edilmesine ihtiyaç

vardır. Böylelikle, Yük Dağıtım Sistemi'nin çıktısı olarak ortaya çıkan optimal yük dağıtımının ne ölçüde gerçekleştirilebileceği bilinerek sağlıklı bir hesaplama yapılabilir. Ön işlemci bu amaçla, üretim miktarını istenilen şekilde ayarlayabilecek esnek üniteler ile ayarlayamayacak olan esnek olmayan üniteleri ve bunların fiyat tekliflerini optimal yük dağıtımından çıkan rakamlarla birlikte asıl algoritmaya girdi olarak sunar.

4) Konumsal Marjinal Fiyatlandırma Algoritması: Konumsal marjinal fiyatların hesaplanması için gerekli olan tüm veriler, bu algoritmanın işletildiği modüle sokulur. Bu modülün içerisinde algoritma işletilir ve sistemdeki bütün düğüm noktaları ve kontrol bölgeleri için konumsal marjinal fiyatlar hesaplanır.

Kısıtlılığın oluştuğu noktaların konumsal fiyatları aslında, sistemin dengesini en ekonomik şekilde sağlayan optimal yük dağıtımını yapabilmek için gerçekleştirilen optimal güç akışı hesaplamalarında ortaya çıkan Lagrange çarpanlarıdır. Daha açık bir ifadeyle, ilgili noktadaki talebin karşılanabilmesi için kullanılan ek bir birim enerjinin marjinal maliyetidir. Bu metot aşağıda bir örnekle açıklanmıştır.

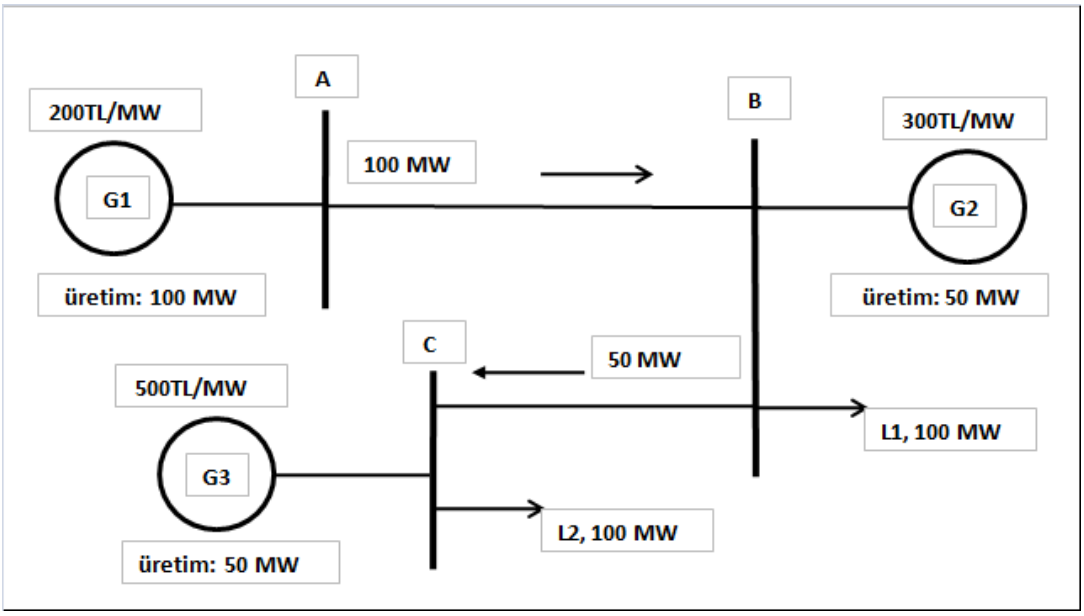


Şekil 4.6. Kısıtlılık olmadığı durumda konumsal fiyatlandırma

Sistemin A, B ve C olmak üzere üç baradan (bölgeden) oluştuğu ve bu baralardaki her biri 200 MW kurulu gücü olan üretim tesislerine ait fiyat tekliflerinin sırasıyla 200 TL/MW, 300 TL/MW ve 500 TL/MW olduğu varsayılsın. Sistemdeki toplam talep de, L1 (100 MW) ve L2 (100 MW) olmak üzere toplam 200 MW olsun. Şekil 4.6'da görüldüğü üzere, sistemde herhangi iletim kapasitesinin sorununun yaşanmadığı ve böylelikle bir kısıtlılığın oluşmadığı durumda, sadece G1 üretim yapar ve enerjinin toplam maliyeti;

200 MWx200 TL/MW = 40.000 TL

olurken, her bir noktadaki enerji maliyeti (A, B ve C) 200 TL/MW olarak eşit şekilde gerçekleşir. Böylelikle tüketimin karşılığı olarak elde edilen hasılatın tamamı, enerji maliyeti olarak üreticilere ödenir. Şimdi ise, A-B ve B-C arasındaki hatların sırasıyla, 100 MW ve 50 MW iletim kapasitesine sahip oldukları varsayılsın.



Şekil 4.7. Kısıtlılık olduğu durumda konumsal fiyatlandırma

Bu durumda, sistemde bir kısıtlılık yaşanır. Zira hatların kapasitesi düşük maliyetli elektriğin tamamının istenilen noktalara ulaştırılmasına izin vermemektedir. Bu nedenle toplam talebin karşılanabilmesi için, G1'in 100 MW, G2'nin 50 MW, G3'ün ise 50 MW üretim yapması gerekir. Böylelikle, A noktasındaki fiyat 200 TL/MW, B noktasındaki fiyat 300 TL/MW, C noktasındaki fiyat ise 500TL/MW olarak gerçekleşir. Bir noktada yapılan tüm tüketimler aynı fiyattan ücretlendirildiğinden, tüketimin karşılığı olarak elde edilen toplam hasılat;

(100 MWx300 TL/MW) + (100 MWx500 TL/MW) = 80.000 TL

Üreticilere ödenecek olan toplam enerji maliyeti ise

(100 MWx200 TL/MW) + (50 MWx300 TL/MW) + (50 MWx500 TL/MW) = 60.000 TL olarak gerçekleşir. Tüketicilerden toplanan para ile üreticilere ödenen para arasındaki 20.000 TL'lik farka ticaret artığı (merhandising surplus) denir. Havuz sisteminin taraftarları, aradaki farkın, havuz işleticisine bırakılmasının olumsuz bir teşvik oluşturabileceğini düşündüğünden, havuzun işlerliğini artırmak amacıyla, kısıtlılığın finansal risklerini gidermek için ellerinde "iletim kısıtı sözleşmesi" gibi finansal araçları tutan sistem kullanıcılarına dağıtılması gerektiğini savunurlar. Nitekim konumsal marjinal fiyatlandırmanın uygulandığı PJM'de, kısıtlılık gelirleri,

oluşabilecek fiyat risklerini gidermek amacıyla kullanılmak üzere, Finansal İletim Hakkı sözleşmesi satın almış olan piyasa katılımcılarına dağıtılır (Kölmek, 2009).

4.2.6. Yeniden dağıtım metodu (re-dispatching)

Yeniden dağıtım metodu, sistemde yaşanan kısıtlılığın fiyatlandırılması yerine kısıtlılığın fiziksel olarak giderilmesine yönelik bir metottur. İlk aşamada, sistemde herhangi bir kısıtlılık oluşmayacakmış gibi fiyat teklifleri toplanır ve sistem dengelenir. Sonrasında, eğer bir kısıtlılık oluşacağı tespit edilirse, kullanıcılar bu durumdan haberdar edilmeden, uygun yük alma ve yük atma talimatları verilerek iletim hatlarının kapasitesi aşılmayacak şekilde arz ve talep dengelenir ve böylelikle kısıtlılık aşılmış olur. Tek bir sistem işletmecisi tarafından kontrol edilen bir sistemde rahatlıkla uygulanabilen yeniden dağıtım metodu, farklı bölgelerde farklı sistem işletmecilerinin olduğu durumlarda da sistem işletmecilerinin koordineli çalışmaları sayesinde kullanılabilir.

Burada dikkat edilmesi gereken önemli bir husus, elektriğin ulaştırılmak istendiği ancak ortaya çıkan kısıtlılık nedeniyle yeterli arzın yapılamayacağı bölgede, başlangıçtaki dengelemede sıralama dışı kalmış yüksek fiyat teklifi veren üreticiye elektrik üretme talimatı verilirken; söz konusu bölgenin dışında yer alan ve başlangıçtaki dengelemede sıralamaya girerek ürettiği elektriği satmaya hak kazanan üreticiye üretim yapmama talimatı verilmesidir. Böylelikle, kısıtlılık sonrası yapılan dengelemede oluşan fiyatlar, başlangıçtaki dengelemede oluşan piyasa fiyatından daha yüksek olur. Aradaki fark yaşanan kısıtın maliyetidir ve şebekenin kısıtlılık yaşanan bölümüne yatırım yapılması için sistem işletmecisine verilen önemli bir sinyaldir.

Metodun, serbest piyasada fiyat sinyallerinin oluşmasına katkı sağlamak şeklindeki bu önemli avantajı, aynı zamanda bir dezavantaj olarak da değerlendirilebilir. Zira bulundukları bölgede kısıtlılık oluştuğunu gören üreticilerin, kendi üretimleri sistem için vazgeçilmez olduğundan, sürekli yüksek fiyat teklifi vermeleri ve kısıtlılığın maliyetini kendileri açısından bir kazanç haline getirmeleri mümkündür. Bu nedenle yaşanan kısıtlılıkların maliyetinin ekonomik bir sinyal olarak sistem işletmecisi yerine kısıtlılığa neden olan piyasa oyuncularına yansıtılması ve böylelikle oyuncuların kısıtlılığı giderici şekilde teşvik edilmesi daha doğrudur.

Diğer taraftan, bu metot kullanılırken sistem işletmecisinin sistemin dengelenebilmesi için verdiği yük alma ve yük atma talimatları aracılığıyla üreticiler ile

bir komuta-kontrol ilişkisine girdiği, bu durumun ise piyasa mekanizmasına bir müdahale anlamına geldiği söylenebilir. Bu nedenledir ki, bir sonraki bölümde açıklanmakta olan karşı ticaret metodu, yeniden dağıtım metodu ile ortak bir prensibe dayanmasına ve sonuçta aynı yük dağıtımını oluşturmasına karşın, serbest piyasa yapısı ile daha uyumlu bir metot olarak değerlendirilmektedir.

4.2.7. Karşı ticaret metodu (counter trading)

Karşı ticaret metodu, yeniden dağıtım metodu gibi oluşan bir kısıtlılığın giderilmesi için kullanılan, çözüme yönelik bir yöntemdir. Bu metotta sistem işletmecisi ilk olarak arz-talep dengesini sağlayacak bir yük dağıtımı yapar. Eğer yapılan yük dağıtımı ile bir iletim kısıtı yaşanacak olursa, kısıtlılığın yaşandığı hatlardaki planlanan enerji akışının aksi yönünde enerji alımı yaparak hattın üzerindeki limit aşımını ortadan kaldırmaya çalışılır.

Kısıtlılığın giderilmesi esnasında, kısıtlılığın yaşandığı nokta referans alınarak, enerji ihtiyacının dışarıdan karşılanacağı "içerideki" bölgede enerji satın alınarak bu bölgede bulunan ancak ilk dengeleme sonrasında sıralamaya giremeyen üreticilerin devreye alınması ve böylelikle dışarıdan enerji almaya yönelik talebin düşürülmesi, "dışarıdaki" bölgede ise gerçekleşecek üretimin azaltılması sağlanır. Teorik olarak, içerideki bölgedeki kontrol edilebilir tüketimin azaltılması ve dışarıdaki bölgedeki kontrol edilebilir tüketimin ise artırılması da kısıtlılığın giderilmesi için yapılan işlem esnasında başvurulabilecek bir yoldur.

Karşı ticaret metodunun diğer bir adı da, bir bölgeye satılan enerjinin geldiği bölgeye doğru tekrar satın alınmasına istinaden, geri alım (buy-back) yöntemidir. Genel olarak bakıldığında, yeniden dağıtım metoduna benzeyen karşı ticaret metodunun temel farkı, sistem işletmecisinin yeniden dağıtım metodunda olduğu gibi üreticilerle doğrudan komuta-kontrol ilişkisine girmeyip kısıtlılığı giderici bir ticaret yapmayı tercih ederek sorunu piyasa mekanizması içerisinde çözmüş olmasıdır. Piyasa ayrışımı metodu ile karşılaştırıldığında ise, sistem kullanıcılarının (kısıtlılığın giderilmesi işlemine dahil olanlar hariç) bu metotta gerçekleşenin aksine tek bir fiyatla karşılaşması söz konusudur.

Diğer taraftan karşı ticaret metodunda, yapılan ticaret neticesinde gün öncesi piyasasında belirlenen denge noktaları değişmez. Ancak, elektriğin pahalı olduğu yerde alım gerçekleştirilmesi sistem işletmecisine kısıtlılığın maliyeti olarak yansır. Bu

maliyet, şebekenin hangi bölgelerine yatırım yapılmasına ilişkin önemli bir sinyaldir. Bu metot aşağıda bir örnekle açıklanmıştır.

A ve B bölgeleri olmak üzere iki bölgeden oluşan ve kapasiteleri ile marjinal maliyetleri Çizelge 4.2'de verilen üretim tesislerini içeren bir sistemin olduğu varsayılsın. Ayrıca, her iki bölgedeki elektrik enerjisi talebi de birbirine eşit ve 2000 MW ve bölgeler arasındaki iletim hattının kapasitesi 150 MW olsun.

Çizelge 4.2. A ve B bölgelerindeki üretim tesisleri

Üretim Tesisi	**Kapasite (MW)**	**Marjinal Maliyet (TL/MWh)**
A1	600	250
A2	600	300
A3	1100	400
A4	600	500
B1	600	350
B2	600	450
B3	600	500
B4	600	600

Her bir üretim tesisinin, piyasada tam rekabetin olduğu varsayımı altında, teklif fiyatı olarak marjinal maliyetlerini verdikleri düşünülsün. Herhangi bir iletim kısıtının olmadığı varsayılarak en düşük maliyeti sağlayacak şekilde bir yük dağıtımı yapılırsa, arz-talep dengesini sağlamak için A1, A2, A3, B1 ve B2 üretim tesisleri tam kapasite ile çalışırken, B3 üretim tesisi 500 MW üretim yapacaktır. Böylelikle toplam 4000 MW olan talep karşılanmış olur. Burada, A4 üretim tesisinin yerine aynı fiyat teklifini veren B3 üretim tesisinin üretimini kullanmak tamamen tercihe bağlıdır. Ancak, iki bölge arasında iletim kısıtının yaşandığı durumda bu tercih zorunlu hale gelir.

Kısıtlılığın yaşanmadığı durumdaki yük dağılımları Çizelge 4.3'de görülmektedir. Bu durumda sistem marjinal fiyatı, talebi karşılamak için en son devreye alınan üretim tesisin teklif fiyatına yani 500 TL/MWh'e eşit olur. Dikkat edilmelidir ki bu çözümde, A bölgesinden B bölgesine 300 MWh'lik bir akışı söz konusudur.

Çizelge 4.3. Kısıtlılığın olmadığı durumda yük dağıtımı

Üretim Tesisi	Kullanılan Kapasite (MW)	Teklif Fiyatı (TL/MWh)
A1	600	250
A2	600	300
A3	1100	400
A4	0	500
B1	600	350
B2	600	450
B3	500	500
B4	0	600

Şimdi de iletim kısıtı hesaba katılsın. İki bölge arasındaki hattın kapasitesi göz önüne alındığında, A bölgesinden B bölgesine 300 MWh'lik bir akışının gerçekleşmesi mümkün değildir. Zira bölgeler arasındaki maksimum akış 150 MWh olabilir. Bu durumda, iki bölge arasındaki iletim hattının kapasitesinin aşılmaması için karşı ticaret metodunu kullanan sistem işletmecisi, B bölgesinden 150 MWh enerji satın alıp bu enerjiyi A bölgesinde satmalıdır. Böylelikle, kısıtlılığın yaşandığı durum için yük dağıtımı Çizelge 4.4'deki gibi gerçekleşir.

Çizelge 4.4. Kısıtlılığın olduğu durumda yük dağıtımı

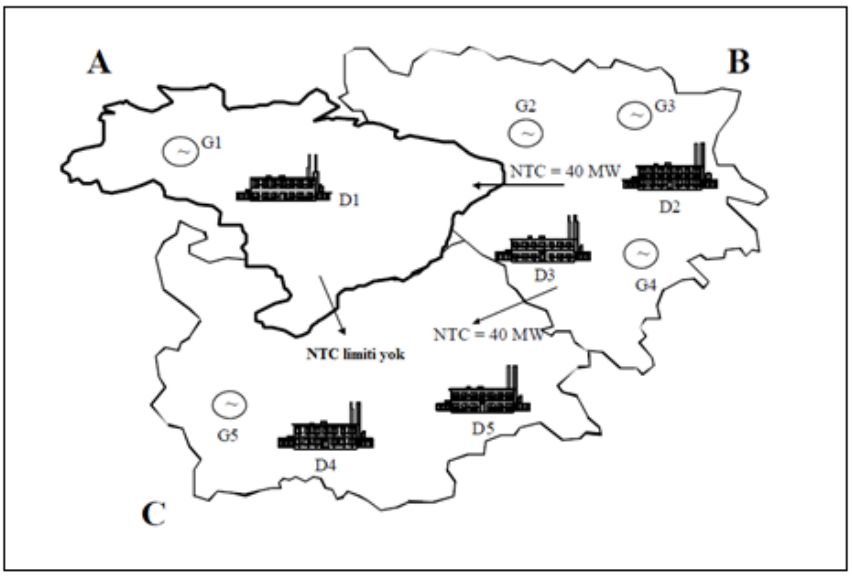
Üretim Tesisi	Kullanılan Kapasite (MW)	Teklif Fiyatı (TL/MWh)
A1	600	250
A2	600	300
A3	950	400
A4	0	500
B1	600	350
B2	600	450
B3	600	500
B4	50	600

Çizelge 4.4'den de anlaşılacağı üzere, B bölgesinde satın alınan enerjinin A bölgesinde A3'ün fiyat teklifi üzerinden satılması ile A3'ün 150 MWh'lik üretimine ihtiyaç kalmaz ve böylelikle yaşanan kısıt giderilmiş olur. Ancak, bu işlem esnasında B3'ün ek 100 MWh'inin ve B4'ün ise 50 MWh'inin 600 TL/MWh (kullanılan en son birimin fiyat teklifi) bedel ile satın alınması ve satın alınan bu enerjinin A bölgesinde 400 TL/MWh (bu bölgedeki en yüksek fiyat teklifi) bedel ile satılması ile kısıt giderilirken bu işlem nedeniyle sistem işletmecisi,

150 MWh (600 TL/MWh-400 TL/MWh)=30.000 TL

tutarında bir bedelle karşılaşır. Ortaya çıkan bu miktar, kısıtın maliyetidir ve şebekeye yatırım yapılması gerektiğini gösteren önemli bir sinyaldir (Kölmek, 2009).

Şekil 4.8'de üç bölgeli (veya ülkeden oluşan) bir elektrik sisteminde çeşitli kısıtlılık yöntemleri basitçe örneklendirilmiştir.



Şekil 4.8. İletim sisteminde kısıt

Şekil 4.8'deki sistemde A, B ve C bölgelerinin (ülkelerinin) karakteristikleri aşağıdaki gibidir.

B-A ve B-C bölgeleri arasındaki Net Transfer Kapasitesi (NTC) 40 MW,

A-C bölgeleri arasında herhangi bir limit yok,

Tüm üretim santralinin (G1, G2, G3, G4, G5) kurulu gücü 200 MW,

Her bir tüketicinin (D1, D2, D3, D4, D5) tüketimi 100 MW,

Birim üretim maliyetleri sırasıyla G1 için 40 €/MW, G2 için 10 €/MW, G3 için 20 €/MW, G4 için 30 €/MW ve G5 için 50 €/MW'dır.

Bu örnekteki kısıtlılıklar, aşağıda açıklandığı üzere çeşitli yöntemlerle çözülebilir. Bu metotlardan yeniden dağıtım (re-dispatching) metodu haricindeki metotlarda, piyasa katılımcılarının NTC limitlerinden (kısıtlardan) bilgisi olduğu varsayımıyla hareket edilmiştir.

1) **Öncelik kuralına göre**, G2, G3 ve G4 santrallerinden 280 MW'lık yük (B bölgesindeki 2x100 MW'lık D2 ve D3'e ilaveten NTC limitleri dahilinde maksimum 2x40 MW diğer bölgelere aktarılabilir) B bölgesinden düşük maliyetle öncelik kuralına göre karşılanır.
2) **İhale metoduna göre** en ekonomik kısıtlılık çözümü aşağıdaki gibi olur.

   G1 → 200 MW,

G2 → 200 MW,

G3 → 80 MW,

G4 → 0 MW

G5 → 20 MW üretim yapacaktır.

Bu yöntemde şu olması beklenir. G2 üreticisi D2 ve D3 tüketicileriyle ikili anlaşma yapacaktır. G3 ve G4 üreticileri ise B-A ve B-C bölgeleri arasındaki 80 MW'lık kapasite için ihaleye katılacaktır. Bu ihalede G3, 80 MW'lık kapasiteyi büyük ihtimalle alacaktır.

3) **Piyasa bölünmesi (market splitting) metoduna göre** en ekonomik kısıtlılık çözümü aşağıdaki gibi olur.

G1 → 200 MW,

G2 → 200 MW,

G3 → 80 MW,

G4 → 0 MW

G5 → 20 MW üretim yapacaktır.

Bu durumda piyasa 2 farklı fiyat bölgesine (B ve A+C) bölünecektir. Bölgesel marjinal fiyatlara göre yapılan mali tablo Çizelge 4.5'deki gibi olacaktır.

Çizelge 4.5. Piyasa bölünmesi yöntemine göre oluşan mali tablo

Fiyat bölgeleri	Üreticilere ödenen para	Tüketicilerden toplanan para
B⇨ 20 €/MW	G1: 200x50 = 10.000 €	D1: 100x50 = 5.000
A⇨ 50 €/MW	G2: 200x20 = 4.000 €	D2: 100x20 = 2.000
C⇨ 50 €/MW	G3: 80x20 = 1.600 €	D3: 100x20 = 2.000
	G4: 0x20 = 0	D4: 100x50 = 5.000
	G5: 20x50 = 1.000 €	D5: 100x50 = 5.000
	Toplam ödenen: 16.600 €	Toplam toplanan: 19.000 €

Çizelge 3.2'den de görüleceği üzere toplamda 2.400 €'luk gelir fazlası A+C bölgelerinden B bölgesine kısıtlılıkları giderici yönde yatırım yapılmak üzere aktarılmaktadır.

Yeniden dağıtım (re-dispatching) metoduna göre kısıtlılık çözümü şu şekilde olur. Bu metotta piyasa katılımcılarının hiçbir şekilde kısıtlardan bilgileri yoktur. Kısıt sonrası yapılan re-dispatching (yeniden dağıtım) sonrasında kısıtsız durumda yapılan sıralamaya göre oluşan mali tablo Çizelge 4.6'daki gibi olacaktır. Bu örnekteki 3.600 €'luk fark sistem kullanıcılarına yansıtılacaktır.

Çizelge 4.6. Yeniden dağıtım (re-dispatching) yöntemine göre oluşan mali tablo

Kısıtsız sıralama (merit order)	**Yeniden dağıtım sonrası sıralama**	**Kısıtlılık fiyatları**
G1: 0 MW	G1: 200 MW	G1: 200x40 = - 8.000 €
G2: 200 MW	G2: 200 MW	G2: 0x10 = 0 €
G3: 200 MW	G3: 80 MW	G3: 120x20 = + 2.400 €
G4: 100 MW	G4: 0 MW	G4: 100x30 = + 3.000€
G5: 0 MW	G5: 20 MW	G5: 20x50 = - 1.000 €
		Toplam fark: - 3. 600 €

4.3. Kısıtlılık Yönetimi Metotlarının, Kısıtların Kısa ve Uzun Vadeli Olarak Çözülmesi Açısından İncelenmesi

Serbest bir elektrik piyasasında kullanılan kısıt yönetimi metotlarının amacı, söz konusu kısıtların en ekonomik biçimde giderilmesidir. Diğer bir ifadeyle, yapılan kısıt yönetimi ile sistemin kararlığını temin ederken bu işlemi en düşük maliyetle gerçekleştirmektir. Zira ortaya çıkan maliyetler nihai olarak tüketiciler tarafından karşılandığından, kısıtı mümkün olan en düşük maliyetle gidermek esastır. Buradaki önemli bir nokta, kullanılan kısıt yönetimi metodunun, kısa vadede oluşan kısıtları çözmeye odaklanırken, uzun vadede tekrar eden kısıtların kalıcı bir şekilde giderilebilmesi için doğru sinyalleri verebilmesi, yani kısıtların uzun vadeli olarak çözülebilmesine katkı sağlayabilmesidir.

Androcec ve ark. (2009) sınır ötesi elektrik ticaretinin piyasa katılımcılarına olan etkilerini incelemişlerdir. Araştırmaya göre elektrik ticareti, piyasa katılımcıları arasındaki rekabeti artırmaktadır. Sınır ötesi ticaret için verimli ve koordineli piyasa mekanizmaları gerekir. Verimli bölgesel sınır ötesi ticaret mekanizmaları sosyal refahı maksimize eder, her ne kadar piyasada kazananlar ve kaybedenler olacaksa da daha çok kazan-kazan (win-win) olgusu geçerlidir.

Şimdi bu bölümde açıklanan belli başlı kısıt yönetimi metotlarının kısa ve uzun vadeli etkilerine bakalım.

Piyasa tabanlı olmayan kısıt yönetimi metotları, kullanılabilir kapasitenin doğrudan tahsisine yönelik olmaları ve bu işlem esnasında herhangi bir fiyatlandırma mekanizmasının işletilmiyor olması nedeniyle, kısıtların kısa vadeli olarak giderilmesinde ekonomik çözümler sağlamadıkları gibi, kısıtların uzun vadeli olarak çözülmesi açısından da sistem işletmecilerini veya kullanıcıları doğrudan teşvik edici unsurlar içermezler. Zira bu metotlarda, her ne kadar sistem işletmecisi sürekli kısıtın yaşandığı ve yapılan kapasite tahsisinin talebi tam olarak karşılamadığı gibi bir gözlem

yapabilme imkânına sahip olsa da, bu sorunu gidermek için sistem işletmecisini teşvik edici parasal bir maliyetin veya kaynağın oluşması söz konusu değildir. Benzer şekilde, talep ettikleri kapasiteyi hiç veya tam olarak alamayan kullanıcıların, ticaret yapabilmek için kısıtın yaşandığı bölgeye yatırım yaparak kapasite tahsisi sorunundan etkilenmemek gibi bir yol seçmeleri mümkün gibi görülse de, pratikte böyle bir seçeneği tercih edip etmeyecekleri şüphelidir. Bu nedenle, kısıt yönetimi metotlarının kısa ve uzun vadeli olarak incelenmesinde piyasa tabanlı metotlar ele alınacaktır.

Piyasa tabanlı kısıt yönetimi metotlarına genel olarak bakıldığında, bu metotların kısa vadede ekonomik çözümler sunduklarını söyleyebiliriz. Örneğin, fiyatlandırmaya yönelik olan metotlar kullanılarak, hem mevcut kapasitenin tam olarak kullanılmasına hem de bir bölgeye nakledilecek elektrik enerjisinin en düşük maliyetli kaynaktan sağlanmasına imkân tanınır. Kısıtın çözülmesine yönelik metotlarda ise, sistem işletmecisinin yapacağı dengelemede kısıtlarla birlikte kısıtları gidermeye yönelik işlemlerin maliyetlerini de dikkate alması ve yük dağıtımını bu bilgiler doğrultusunda yapması ile yaşanan kısıt en ekonomik şekilde giderilebilir.

Bu çerçevede, piyasa tabanlı olan kısıt yönetimi metotlarının, ister kısıtın fiyatlandırılmasına ister giderilmesine yönelik olsun, kısa vadede ekonomik çözümler sunduğu ve tam rekabetin yaşandığı mükemmel piyasa koşullarında aynı yük dağıtımını sağlayarak aynı oranda ekonomik etkinliğe sahip oldukları söylenebilir. Ancak, metotların uzun vadedeki etkileri farklılık göstermektedir. Fiyatlandırmaya yönelik olan metotlar, doğrudan piyasadaki oyuncuların yaptıkları ticaret üzerinde etkili olduğundan gönderdiği ekonomik sinyaller ile oyuncular için, kısıtın giderilmesine yönelik olanlar ise, sistem işletmecisinin bazı maliyetlere maruz kalması nedeniyle sistem işletmecisi için bir teşvik mekanizması oluştururlar. De Vries (2001), bu teşvik mekanizmalarının her ikisini birden içeren bir kısıt yönetimi metodu olmadığını ve bu nedenle uygulanacak metodun seçiminde bir ikilem ile karşı karşıya kalındığını belirtmektedir. Zira amaç her iki tarafa da gerekli ekonomik sinyallerin gönderilmesi iken, yapılan tercih aynı zamanda mesaj verilecek tarafın da seçilmesi anlamına gelir. Ancak kapasite tahsislerinin etkin ve verimli bir şekilde yapılabilmesi için enterkonneksiyon kapasitesinin artırılmasına yönelik olumlu sinyaller verilmesi ve verimliliğin artırılmasını teminen piyasa dizaynında bazı ayarlamalar (fine tuning) yapılması gerekir (Rios ve ark., 2004).

Fiyatlandırmaya yönelik metotların ortak bir özelliği kısıtın fiyatlandırılması ile bir gelir getirisinin sağlanmasıdır. Bu kapsamda, elde edilen kaynak, şebeke

yatırımlarının finanse edilmesinde kullanılabilir. Ancak, söz konusu kaynağın sistem işletmecisi tarafından şebeke yatırımları için etkin bir biçimde kullanılmasının garantisi yoktur. Çünkü ortaya çıkan fiyatlar sistem işletmecisi açısından bir maliyet oluşturmaz ve gerekli olan kapasite artırımının değerini değil mevcut kapasitenin piyasa değerini gösterir. Bu nedenle, kısıtların fiyatlandırılmasına yönelik metotlar kullanılırken, şebeke yatırımlarını doğru bir şekilde gerçekleştirebilmek amacıyla sağlıklı planlamalar yapılıyor olması gerekir.

Diğer taraftan, fiyatlandırmaya yönelik metotların, piyasadaki oyunculara verdikleri fiyat sinyalleri ile sağladığı teşvikler gayet etkindir. Zira yaşanan kısıtın maliyetinin piyasa oyuncularına yansıtılması, üretim tesisi yatırımlarının kısıtın yaşandığı bölgelere yönlendirilmesi veya talep tarafının tüketim tercihlerinin değiştirilmesi şeklinde bir teşvik mekanizması oluşturabilir. Böylelikle, şebekenin iletim kapasitesinin artırılmasının ve elektriğin uzun mesafelere nakledilmesinde ortaya çıkacak hat kayıplarının maliyetlerinden tasarruf sağlanırken, aynı zamanda yaşanan kısıtların uzun vadeli olarak çözülmesi mümkün olabilir.

Kısıtın giderilmesine yönelik metotların da fiyatlandırmaya yönelik olanlar gibi kısıtların uzun vadeli olarak giderilmesine hizmet eden bir tarafları vardır. Ancak bu metotlar, fiyatlandırmaya yönelik olanların aksine, bu iş için doğrudan sistem işletmecisini teşvik ederler. Bu metotların, kısıt olduğu durumlarda bile, elektrik enerjisi ticaretinin sanki kısıt yokmuş gibi sürdürülebilmesi sağlandığı için, piyasa oyuncularına verdiği güçlü bir sinyal yoktur. Bunun yerine, kısıtın maliyetinin sistem işletmecisine yükleniyor olması ile kısıtı uzun vadeli olarak giderici adımların atılması için sistem işletmecisinin teşvik edilmesi söz konusudur.

Kısıtın giderilmesi için kullanılan yöntemlerden, yeniden dağıtım metodunu ele alalım. Eğer sistemde kısıt varsa, sistem işletmecisi yeniden bir yük dağıtımı yaparak, daha önce sıralamaya giremeyen yüksek maliyetli üreticileri devreye alacak, daha önce sıralamaya girmiş olan düşük maliyetli üreticileri ise devreden çıkaracaktır. Bu işlem, sistem işletmecisi açısından, kısıtın yaşanmadığı duruma göre ek bir maliyet oluşturur. Fakat bu maliyet aynı zamanda, kısıtın yaşandığı bölgedeki şebekenin kapasitesinin genişletilmesi durumunda elde edilebilecek potansiyel bir tasarruftur. Bu durum, kısıtların yaşandığı bölgelerdeki kısıtın uzun dönemdeki toplam maliyetini dikkate alan sistem işletmecisi için, bir fayda-maliyet analizi yaparak kapasitesini genişleteceği yerleri belirlemesi ve bu bölgelere yatırım yaparak yaşanan kısıtları kalıcı şekilde ortadan kaldırması için önemli bir teşvik oluşturur.

Tek bir kısıt yönetimi metodu ile hem sistem işletmecisinin hem de piyasadaki oyuncuların yaşanan kısıtları gidermeye teşvik edilmesi mümkün olmadığından, kısıt yönetimi metotlarının uzun vadeli sonuçları açısından sistem işletmecisinin mi yoksa piyasa oyuncularının mı yaşanan kısıtları gidermeye teşvik edileceğine karar vermek ve kullanılacak metodu verilecek karara göre seçmek gerekir. Her ne kadar bu noktada farklı tercihler yapılabilecek olsa da kullanılan kısıt yönetimi metodu ile piyasa oyuncularına fiyat sinyalleri göndererek onları teşvik etmek daha önemlidir. Çünkü sistem işletmecisi düzenleme açısından kontrol altında bulunan bir tekel olduğundan, piyasa oyuncularının kararlarını etkileyebilmekle karşılaştırıldığında, sistem işletmecisini kısıtları gidermeye yönelik yatırımlara teşvik etmenin daha fazla yolu vardır.

4.4. Kısıt Yönetiminin Çeşitli Açılardan Değerlendirilmesi ve Önemi

Bir önceki bölümde anlatıldığı üzere, sistemdeki kısıtların giderilmesi için yapılan kısıt yönetimi, ortaya çıkacak ekonomik tablolar ve piyasa oyuncularına, yatırımcılara ve sistem işletmecisine vereceği sinyaller açısından çok önemli sonuçlar doğurmaktadır. Ancak, kısıt yönetiminin önemi sadece bununla sınırlı değildir. Dolayısıyla, öneminin tam olarak kavranabilmesi için, kısıt yönetimine farklı açılardan bakmak gerekir. Bu açıdan kısıt yönetimini aşağıdaki konular açısından da değerlendirmek gerekir.

- Sistemin dengelenmesi
- Şebeke güvenliği
- Elektrik fiyatları üzerindeki etkisi
- Şebekeye erişim imkânlarının artırılması
- Piyasanın gelişimine katkı sağlanması
- Arz güvenliğine katkı sağlanması

4.5. Nord Pool Piyasası

1996 yılında Norveç ve İsveç'in ortak bir elektrik piyasası ve borsası oluşturmaları ile kurulan Nord Pool, daha sonra Danimarka ve Finlandiya'yı da bünyesine dahil etmiştir. Nord Pool temel olarak, bu ülkelerdeki elektrik enerjisine

ilişkin fiziksel ve finansal sözleşmelerin ticaretinin gerçekleştirildiği piyasa ortamının sağlanması görevini üstlenmiştir. Nord Pool'un işletmekte olduğu fiziksel sözleşmeler piyasasının toplam hacmi, İskandinav ülkelerindeki elektrik enerjisi tüketiminin yaklaşık % 60'ına denk gelmektedir.

Nord Pool elektrik piyasasındaki fiziksel ve finansal toptan satışlar için bir piyasa ortamı oluşturmuş olsa da, piyasadaki oyuncularının elektrik enerjisi ticaretlerini burada gerçekleştirmek gibi bir zorunlulukları yoktur. Alıcılar ve satıcılar, aralarında yapacakları ikili anlaşmalarla da elektrik enerjisi ticareti yapabilmektedirler. Diğer taraftan İskandinav elektrik piyasasındaki ortak spot fiyat, Nord Pool'da belirlenmektedir. Gün öncesi piyasasında belirlenen bu fiyat, bir sonraki gün için elektrik enerjisinin piyasa fiyatını temsil etmektedir. Ancak, farklı ülkelerdeki farklı vergilendirme ve dağıtım modelleri nedeniyle tüketicilere yansıyan nihai fiyat sistem fiyatından farklı olabilmektedir.

Nord Pool, elektrik enerjisine ilişkin olarak Elspot ve Eltermin adında iki farklı piyasayı işletmektedir. Elspot piyasasında temel olarak, alıcıların ve satıcıların bulunduğu, gün öncesinde sonuçlanan bir spot piyasa söz konusudur. Bu alıcılar ve satıcılar, gün öncesi piyasasında, bir sonraki günün her bir saati için almayı veya satmayı düşündükleri elektrik enerjisi için fiyat teklifleri verirler ve sistem fiyatı (spot fiyat) toplam arz ve talebin kesiştiği noktada belirlenir. Belirlenen spot fiyat herhangi bir kısıtın olmadığı durumda bütün piyasa için geçerlidir. Bir kısıt yaşanacak olması durumunda ise, bölgesel fiyatlandırma devreye girer ve Norveç'te iki veya üç, Danimarka'da iki, İsveç ve Finlandiya'da ise birer olmak üzere farklı fiyat bölgeleri oluşturulur.

Nord Pool'un diğer bileşeni olan Eltermin ise tamamen finansal bir piyasadır ve alivre (fiziki teslimat taahhütü) işlem sözleşmeleri ile vadeli işlem sözleşmeleri piyasası olarak iki parçadan oluşmaktadır. Bu piyasalar, belirli bir hacimdeki güce ilişkin, önceden anlaşmaya bağlanmış tarih, süre ve fiyat üzerinden parasal uzlaştırmanın yapılmasını sağlarlar. Piyasa katılımcıları, teslimatın gerçekleşeceği tarihten 6 yıl öncesinden ticarete başlayabilmektedirler. Böylelikle katılımcılar, elektrik türevlerini satın alarak elektrik enerjisine ilişkin ticari işlemlerini fiyat güvencesi altına alabilme imkânına sahiptirler.

4.5.1. Nord Pool'da Elektrik Üretimi

Çizelge 4.7. Nord Pool 2011 yılı elektrik üretimi ve tüketimi

	Danimarka	**Finlandiya**	**Norveç**	**İsveç**	**Toplam**
Nüfus (milyon)	5.54	5.36	4.88	9.37	25.15
Toplam Tüketim (TWh)	34.97	81.91	123.14	139.21	379.23
Maksimum Yük (GW)	6.4	14.8	23.2	26.7	71.1
Toplam Üretim (TWh)	33.74	68.31	126.51	146.73	375.29

Çizelge 4.7'de verilen olan 2011 yılına ait genel verilerden de anlaşılacağı üzere, Danimarka, Norveç, İsveç ve Finlandiya'nın katılımı ile oluşan Nord Pool yaklaşık 25 milyonluk bir nüfusu içine almaktadır. Elektrik enerjisinin büyük bir kısmı Norveç ve İsveç'te üretilmekte ve yine bu ülkelerde tüketilmektedir (Anonymous, 2012).

Çizelge 4.8. Nord Pool'daki elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (2010)

Enerji Kaynağı	**Yıllık Üretim Miktarı (TWh)**					**Yüzde (%)**
	Danimarka	**Finlandiya**	**Norveç**	**İsveç**	**Toplam**	
Rüzgâr	7,8	0,3	0,8	3,5	12,4	3,2 %
Yenilenebilir (diğer)	2,6	10,4	0,1	11,9	25,0	6,5%
Fosil yakıtlar	26,3	31,0	5,3	7,8	70,3	18,4 %
Nükleer	0,0	21,9	0,0	55,6	77,5	20,3 %
Hidrolik	0,0	12,8	117,3	66,2	196,3	51,4 %
Toplam Üretim	**36,7**	**76,4**	**123,5**	**145,0**	**381,5**	**100 %**

Çizelge 4.8'den Nord Pool'daki elektrik enerjisi üretiminin çoğunluğunu gerçekleştiren Norveç ve İsveç'in önemli ölçüde hidrolik kaynaklara dayalı olduğu görülebilir (Anonymous, 2010). Özellikle Norveç'te, toplam üretimin neredeyse tamamı hidrolik kaynaklardan karşılanmaktadır. Diğer iki ülke olan Danimarka ve Finlandiya ise üretimlerini daha çok termik tipteki elektrik üretim tesislerinde gerçekleştirmektedirler. Nitekim Danimarka'daki toplam elektrik enerjisi ihtiyacının önemli bir kısmı kömüre dayalı üretim tesislerinden karşılanmaktadır.

Burada dikkat çeken bir nokta, hidrolik kaynakların toplam elektrik üretimindeki payının % 50'den fazla bir oran ile diğer kaynaklara göre yüksek olması ve toplam üretimde önemli bir yer teşkil etmesidir. Hidrolik kaynaklar bölgenin kuzeyinde, termik kaynaklar ise bölgenin güneyinde yer almakta olup, rezervuar seviyelerinde gerçekleşen değişimler yenilenebilir enerjiye dayalı toplam üretim miktarını dolayısıyla hidrolik ve fosil kaynaklara dayalı üretim miktarları arasındaki dengeyi değiştirmektedir. Bu nedenledir ki, tüketimi karşılamak amacıyla dönem dönem

termik tipteki elektrik üretim tesislerinin üretimlerine daha fazla ihtiyaç duyulmuş ve bu da spot piyasadaki elektrik enerjisi fiyatını etkilemiştir.

Rezervuar seviyelerinin yüksek olduğu dönemlerde spot fiyat daha düşük olarak gerçekleşmekte iken, rezervuar seviyelerinin düşük ancak tüketim miktarının yüksek olduğu dönemlerde ise termik tipteki üretim tesislerinin üretimlerine daha fazla ihtiyaç duyulduğundan spot fiyat daha yüksek olmuştur.

Nord Pool sistemindeki piyasalar kısaca aşağıdaki gibi özetlenebilir.

4.5.2. Nord Pool'da Fiziksel Piyasa

Nord Pool'daki fiziksel piyasa Nord Pool Spot Şirketi tarafından işletilmektedir. Bu piyasadaki fiyatlar, diğer emtia piyasalarında olduğu gibi serbest piyasa mekanizması içerisinde belirlenir. Nord Pool'daki fiziksel piyasanın temel işlevi bir sonraki gün için elektriğin arz ve talebinin sağlıklı bir şekilde dengelenmesidir. Zira ortaya çıkacak bir elektrik kesintisinin sosyoekonomik maliyetleri yüksek olabilir. Bu işlev yerine getirilirken dengeleme maliyetlerinin düşük olmasına dikkat edilmesi, diğer bir ifadeyle dengelemenin ekonomik şekilde yapılması esastır.

Diğer taraftan, piyasanın sürdürülebilir şekilde işletilebilmesi için, artan tüketim talebinin karşılanması amacıyla devreye alınan yüksek maliyetli üreticilerin maliyetlerinin fiyatlara yansıması ve bu fiyatlar aracılığıyla hem yatırımcıların hem de tüketicilerin yönlendirilmesi gerekir.

Bu genel prensipler çerçevesinde şekillendirilmiş olan Nord Pool'daki fiziksel piyasa, Elspot, Elbas ve Gerçek Zamanlı Dengeleme Piyasası olmak üzere üç bileşenden oluşmaktadır.

4.5.2.1. Elspot piyasası

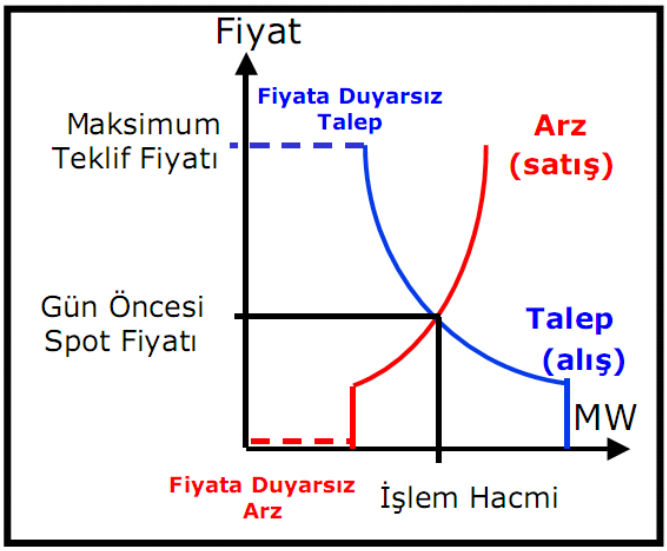
Piyasa katılımcılarının bir sonraki günün her bir saati için elektrik almak veya satmak üzere teklif verdikleri gün öncesi piyasaya Elspot denmektedir. Elspot piyasası Norveç, Finlandiya, İsveç, Danimarka ve Almanya'da açıktır. Söz konusu fiyat teklifleri, bir sonraki günün 24 saatini kapsayacak şekilde;

- Saatlik: Günün her bir saati için ayrı ayrı fiyat teklifleri verilmesi
- Blok: Ardışık birkaç saat için (8-18, 19-24 gibi) blok olarak fiyat teklifleri verilmesi,

- Saatlik-esnek: Sınırlı sayıda olmak üzere, günün herhangi bir saati için (saat belirtmeden) belirli bir hacim ve fiyat belirterek fiyat teklifleri verilmesi

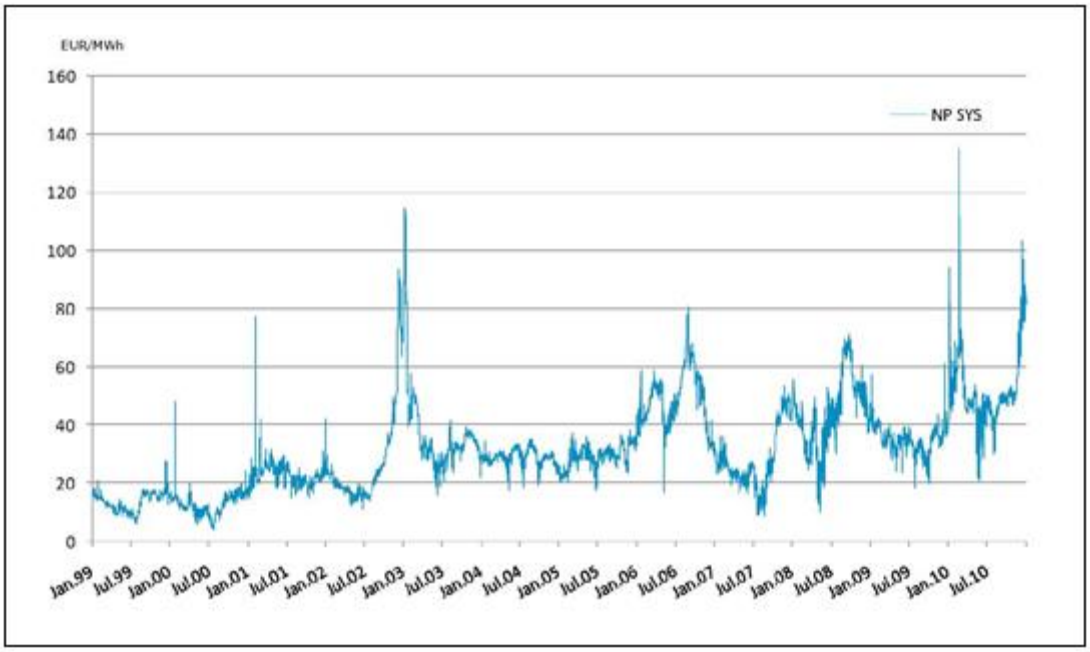
şeklinde olabilir.

Gün öncesinde fiyat tekliflerinin alınması işlemi öğlen saat 12'de bitirilir. Daha sonra, bir sonraki günün her bir saati için, beş ülkeyi de kapsayacak şekilde, toplam arz ve talep eğrileri oluşturulur ve bu eğrilerin kesiştiği nokta sistem fiyatı (spot fiyat) olarak belirlenir (Şekil 4.9).



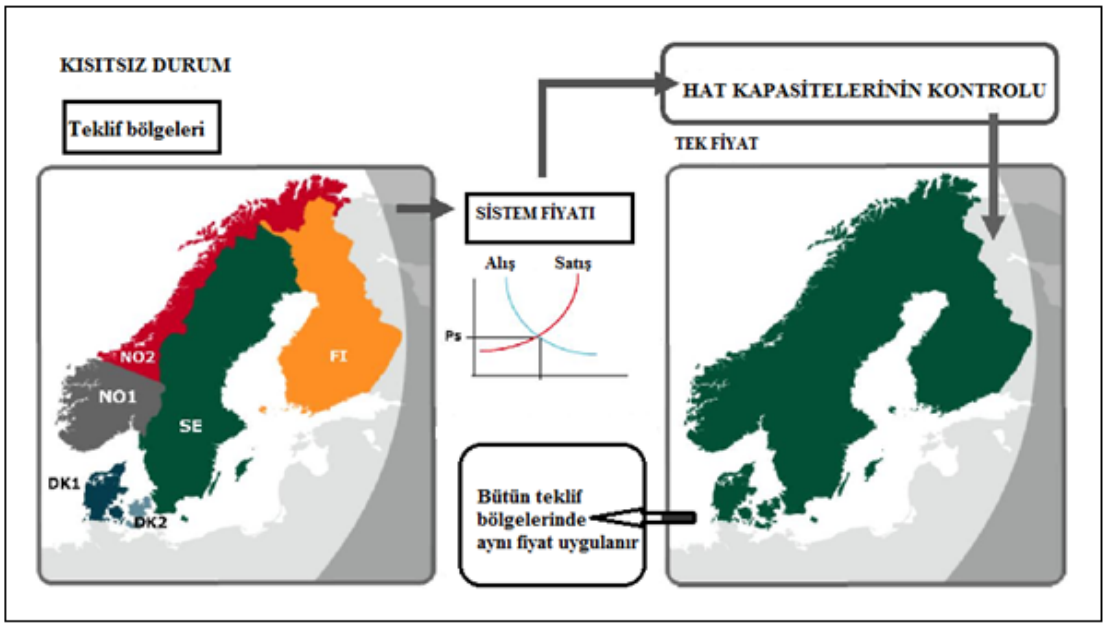
Şekil 4.9. Gün öncesi piyasasında fiyat oluşumu

Şekil 4.10'da 1999-2010 yılları arasındaki ortalama spot fiyat (EUR/MWh) değişimleri verilmektedir. Bu fiyatın belirlenmesinde şebekenin kapasitesi ve oluşması muhtemel iletim kısıtları dikkate alınmaz. Bu nedenle, spot piyasada oluşan sistem fiyatına "kısıtsız piyasa fiyatı" da denmektedir.



Şekil 4.10. Elspot ortalama spot fiyatı (1999-2010)

Sistem fiyatının belirlenmesinden sonra, eğer gün içerisindeki her bir saat için şebekenin herhangi bir kısmında yük aşımı olmayacağı ve kısıt yaşanmayacağı tespit edilirse, Elspot'ta belirlenen sistem fiyatı, o saat için bütün ülkelerdeki fiyatla aynıdır ve sistem fiyatına (P_S) eşittir (Şekil 4.11).

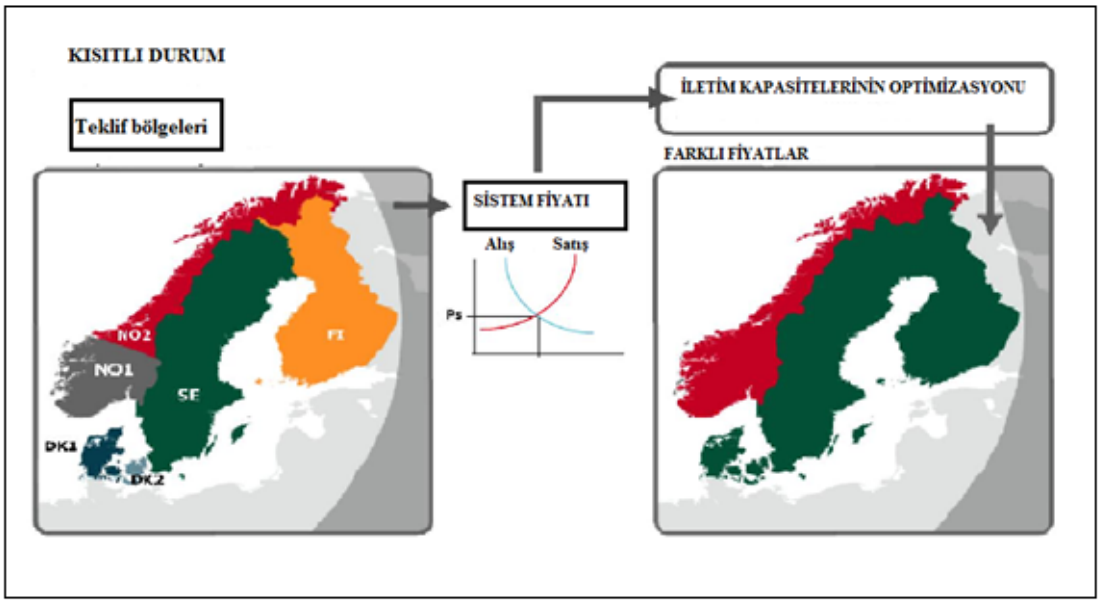


Şekil 4.11. Kısıtın olmadığı durumda fiyatlandırma

Ancak, eğer bir kısıt oluşacağı tespit edilirse, bölgesel fiyatlar hesaplanır ve kısıtın yaşandığı bölgedeki elektrik fiyatı sistem fiyatından farklı olur. Bölgesel fiyatın hesaplanması şu şekilde yapılır. Enterkonnekte iki bölge arasındaki sözleşmeye

bağlanmış enerji akışı bu bölgelerdeki alış ve satış arasındaki farka eşittir ve bölgesel üretim maliyetleri arasındaki göreceli farklılıktan kaynaklanır. Dolayısıyla yaşanan kısıtı gidermek için, sözleşmeye bağlanmış enerji akışı kısıtın olduğu hattın kapasitesine eşit olana kadar bölgesel fiyatlar artırılır veya azaltılır (Şekil 4.12).

Bu işlem gerçekleştirilirken, elektrik enerjisi eksiği bulunan bölgede (enerji akışının yönlendiği bölge) elektrik enerjisi alımı yapılarak üretimin artırılması veya tüketimin düşürülmesi sağlanırken, enerji fazlası olan bölgede (enerji akışının kaynaklandığı bölge) elektrik enerjisi satılarak üretimin azaltılması veya tüketimin artırılması sağlanır. Bu durumda, sistem dengeye geldiğinde birinci bölgedeki fiyat yükselirken, ikinci bölgede düşer. Bu yönteme hatırlanacağı üzere piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) metodu denmektedir. Böylelikle sistemde değişik üç fiyat oluşur. Elspot katılımcılarının mali uzlaştırması bölgesel fiyatlar üzerinden yapılırken, daha önce hesaplanmış olan sistem fiyatı finansal piyasadaki vadeli işlemler için referans fiyat olarak kullanılır.



Şekil 4.12. Kısıtın olduğu durumda fiyatlandırma

4.5.2.2. Elbas piyasası

Elbas piyasasında katılımcılar 24 saat boyunca sürekli olarak elektrik ticareti yapabilirler. Piyasada ticareti yapılan ürünler, günün her bir saati için yapılmış olan enerji sözleşmeleridir ve elektriğin teslimat vaktinden bir saat öncesine kadar (intra-day) sözleşmelerin alınıp satılması mümkündür. Elbas piyasasının temel işlevi, Elspot piyasasında fiyatların sabitlenmesi ile elektriğin teslimat vakti arasındaki 36 saate kadar

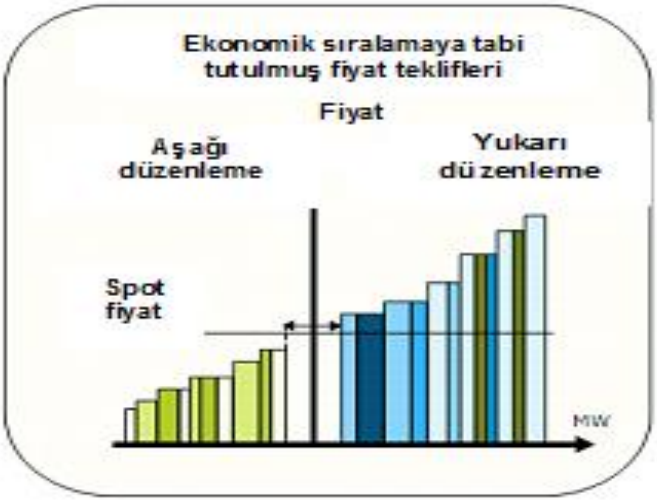
uzayabilen süre içerisinde, katılımcıların elektrik enerjisine ilişkin fiziksel dengelerini iyileştirebilmelerine imkân tanımaktır. Diğer bir ifadeyle Elbas, Elspot'da ticari işlemlerin kapanmasından sonra işleyen bir fiziksel piyasadır. Elbas piyasasının katılımcıları, üreticiler, dağıtıcılar, sanayi ve brokerlerdir ve Elbas piyasası, Finlandiya, İsveç, Danimarka, Norveç, Estonya ve Almanya'da açıktır.

4.5.3. Nord Pool'da gerçek zamanlı dengeleme

Gerçek zamanlı dengeleme piyasasının, sistem işletmecileri için gerçek zamanlı işlemler esnasında arz ve talebi dengelemek üzere bir havuz vazifesi üstlenmek ve piyasa katılımcılarının gerçek zamanlı piyasada düştükleri dengesizlikleri fiyatlandırabilmek gibi iki temel amacı vardır. Bu piyasanın diğer bir adı da "Dengeleme Güç Piyasası"dır.

Gerçek zamanlı piyasada katılımcılar, Elspot piyasası kapandıktan sonra fiyat tekliflerini ilgili sistem işletmecisine sunarlar. Bu tekliflerde, teklife konu elektrik enerjisi hacmi ve fiyatı yer alır. Üretimi artırmak veya azaltmak için üreticiler tarafından teklif verilebildiği gibi tüketiciler tarafından da tüketimi artırmak veya azaltmak için teklif verilebilir. Bu kapsamda, fiyat teklifleri iki grup olarak sınıflandırılır: "Yukarı dengeleme" (üretimi artırmak veya tüketimi azaltmak için) veya "aşağı dengeleme" (üretimi azaltmak veya tüketimi artırmak için). Sistem işletmecileri kendilerine gelen teklifleri "ekonomik sıralamaya" tabi tutarak bir öncelik sırasına koyarlar (Şekil 4.13). Eğer sistemde herhangi bir kısıt yoksa tüm ülkeler için ortak bir liste geçerli olur ve gerçek zamanlı dengelemede bu liste temel alınır.

Gerçek zamanlı dengeleme sırasında, eğer ek üretime ihtiyaç duyulursa sistem işletmecisi oluşturduğu yukarı dengeleme listesinden en düşük teklifi verenden başlamak üzere birimleri devreye almaya başlar. Aksi durumda ise, aşağı dengeleme listesinden en yüksek fiyatı verenden başlamak üzere birimler devreden çıkarılır. Verilen fiyat tekliflerinden, yukarı dengeleme için olanlarının (üretimi artırma veya tüketimi azaltma) spot fiyattan yüksek, aşağı dengeleme için olanlarının (üretimi azaltma veya tüketimi artırma) ise spot fiyattan düşük olmaları esastır.



Şekil 4.13. Gerçek zamanlı dengeleme için verilen fiyat teklifleri

Gerçek zamanlı piyasada marjinal fiyatlandırma uygulanmaktadır. Bu kapsamda, Norveç'te her bir saat için tek bir fiyat belirlenirken, diğer ülkelerde yukarı ve aşağı dengeleme için ayrı ayrı fiyatlar belirlenir. Sistemin işletilmesi esnasında ortaya çıkan dengesizlikler de piyasada oluşan fiyatlar üzerinden ücretlendirilir. Ancak, ücretlendirmedeki yöntemler Norveç ve diğer ülkeler arasında farklılık göstermektedir. Bu farklılık neticesinde, ücretlendirmedeki ortak amaç katılımcıların dengesizliğe düşmemeleri için teşvik edilmesi olsa da, Norveç'teki teşvik mekanizması diğer üç ülkedekinden daha zayıftır. Zira dengesizliğin artmasına neden olan (aşağı dengeleme yapılırken üretimini artıran/tüketimini azaltan veya yukarı dengeleme yapılırken üretimini azaltan/tüketimini artıran) katılımcıların Elspot ve gerçek zamanlı piyasada oluşan fiyatların göreceli durumlarına göre elde edebilecekleri kâr Norveç'te daha yüksek olabilmektedir.

Bununla birlikte, dengesizlik durumu her zaman dengede olma durumuna göre ekonomik kayba uğrama riskini barındırır. Böylelikle, katılımcıların dengede olmaları ve elektrik ticaretlerini bu durumu koruyacak şekilde yapmaları teşvik edilerek, dengesizlikten kazanç elde etme gibi hileli yollara başvurmaları engellenir.

4.5.4. Nord Pool'da kısıt yönetimi

Nord Pool elektrik piyasasında kısıt yönetimi, biri fiyatlandırmaya diğeri ise kısıtı gidermeye yönelik iki farklı metodun birlikte kullanılması ile yapılır. Bunlardan ilki ve fiyatlandırmaya yönelik olanı bölgesel fiyatlandırma, yani piyasa ayrışımı metodudur. İkincisi ve kısıtı gidermeye yönelik olanı ise karşı ticaret metodudur.

Planlama döneminde, yani gün öncesi piyasasında, piyasa ayrışımı metodu ile birlikte iç şebekede oluşan darboğazların (kısıtların) bölge sınırlarına kaydırılması ve içsel (her bir teklif bölgesinin kendi sınırları içerisinde yapılan) karşı ticaret yöntemi de kullanılıyor olsa da, gün öncesi piyasasında kullanılan asıl yöntem piyasa ayrışımıdır. İşletme dönemi olan gerçek zamanlı piyasada ise, oluşan kısıtların karşı ticaret yöntemi ile giderilmesine çalışılır.

4.5.4.1. Piyasa ayrışımı (market splitting)



Şekil 4.14. Nord Pool'daki teklif bölgeleri

Nord Pool'da, Norveç (NO1 ve NO2) ve Danimarka'da (DK1 ve DK2) ikişer, İsveç (SE) ve Finlandiya'da (FI) ise birer olmak üzere temel olarak 6 adet teklif bölgesi vardır. Bu bölgeler Şekil 4.14'de gösterilmiştir.

Bu bölgelerin haricinde ihtiyaç duyulması halinde başka teklif bölgeleri de oluşturulabilir (örneğin Norveç'teki NO3).

Nord Pool'daki teklif bölgeleri, genel olarak iletim sistemi işletmecilerinin bulundukları coğrafi bölgelerin sınırları dikkate alınarak belirlenmiştir. Bu çerçevede, İsveç'te ve Finlandiya'da birer teklif bölgesi bulunmaktadır (Nord Pool ile piyasa bağlama metodu aracılığı ile irtibatlı olan Almanya'ın Kontek bölgesi de bir teklif bölgesidir). Danimarka'daki Jutland'da ve Zealand'da bulunan iletim şebekeleri de birbirleri ile fiziksel olarak irtibatlı olmadıklarından birer teklif bölgesi oluşturmuşlardır.

Norveç'te ise durum biraz farklıdır. Bu ülkedeki iletim sistemi işletmecisi olan Statnett, elektrik sistemini belirli bir süre boyunca gerçekleştirdiği gözlemler sonucunda yaptığı muhtemel yük akışları, iletim kısıtları ve arz güvenliği analizlerine göre hâlihazırda iki teklif bölgesine bölmüş olup zaman zaman bu sayı üçe çıkmaktadır. Norveç'teki teklif bölgelerinin sayısı, benzer analizlerden elde edilecek sonuçlara ve şebekenin gelişimine göre ayrıca artabilmektedir.

Söz konusu teklif bölgeleri baz alınarak Elspot'ta yapılan gün öncesi dengelemede, sistemdeki kısıtlar dikkate alınmayarak, arz ve talebin dengelendiği noktada sistem fiyatı (spot fiyat) belirlenir. Sonrasında ise, bu sistem fiyatını sağlayacak yük akışlarının teklif bölgeleri arasındaki iletim kapasitesi limitlerini ihlal edip etmediğine bakılır. Eğer sistemde herhangi bir kısıtın yaşanacağı anlaşılırsa, ilgili teklif bölgelerinde piyasa ayrışımına gidilir ve söz konusu bölgeler arasındaki yük akışının ilgili iletim hattının kapasitesini aşmayacağı noktaya gelininceye kadar bölgelerin kendi içlerinde yeniden dengeleme yapılır. Kısıtın yaşandığı bölgelerin kendilerine ait bölgesel fiyatları, nihai olarak yapılan dengeleme neticesinde oluşur.

Elspot kapandıktan sonra çalıştırılmaya başlanan ve piyasa katılımcılarının pozisyonlarını dengelemelerine imkân veren Elbas piyasasında, Elspot'ta kullanılmayan iletim kapasitesi kullanıma sunulur. Daha önce de belirtildiği gibi, Elbas'ta gerçekleştirilen işlemler neticesinde bölgeler arasında kısıt yaşanacak olursa, otomatik olarak piyasa ayrışımı yapılır.

Bölgesel fiyatlar, bekleneceği üzere, gün öncesi dengelemede üretim eksiği bulunan bölgede yüksek, üretim fazlası bulunan bölgede ise düşük olarak gerçekleşir. Bölgesel fiyatlar ile sistem fiyatı arasında oluşan farka kısıt getirisi denir ve bu kısıt getirisi sistem işletmecisine kalır. Her ne kadar bu gelir sistem işletmecisi için şebekeye yatırım yapmak amacıyla kullanılabilecek bir kaynak olarak görülse de, aslında sistem işletmecisini bu yatırımlara teşvik eden bir unsur yoktur. Zira sistem işletmecisi bu yatırımı yapmamaktan herhangi bir zarar görmemekte, aksine ihtiyaç olduğu halde yatırım yapmadığı bölgelerde oluşan kısıtlardan gelir elde etmektedir. Bu nokta, piyasa ayrışımının önemli bir eksiğidir. Çünkü bölgesel fiyatların oluşması ile piyasa katılımcılarına gerekli olan ekonomik sinyalleri verebilen piyasa ayrışımı metodu, sistem işletmecisini, şebekenin ihtiyaç duyulan bölgelerine kapasiteyi genişletmek üzere yatırım yapmak için kaynak sağlasa da, bu yatırımlar için teşvik etmez.

Piyasa ayrışımı metodunun bu eksikliği, sistem işletmecisinin tabi olduğu ekonomik düzenlemeler ile bir ölçüde giderilebilir. Örneğin, sistem işletmecisinin

tarifesinin Norveç'te olduğu gibi gelir tavanı yöntemi kullanılarak düzenlenmesi ile kısıt gelirlerinin, sistem işletmecisinin toplam gelirinde bir artış olmaması nedeniyle, şebeke yatırımlarına ayrılması sağlanabilir. Diğer bir alternatif ise, sistem işletmecisine kısıtlardan elde edilecek gelirin doğrudan şebeke yatırımlarına harcanması gibi şart koşulması olabilir. Böylelikle, hem piyasa katılımcılarına ekonomik sinyaller veren hem de sistem işletmecisini ihtiyaç duyulan yatırımları gerçekleştirmeye teşvik eden bir kısıt yönetimi yapılmış olur.

4.5.4.2. Piyasa bağlama (market coupling)

Hatırlanacağı üzere, piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) ve piyasa bağlama metotları, gerçekleştirilen işlemler ve sonuçları itibariyle birbirlerine çok benzemekle birlikte, piyasa ayrışımı metodunun uygulandığı farklı teklif bölgelerinin aslında bir bütünün parçaları iken sonradan ayrılmaları, piyasa bağlama metodunun ise aslında ayrı olan iki piyasayı birbirine bağlaması nedeniyle farklı adlandırılmaktadırlar ve esas olarak örtük açık artırma metoduna dayanırlar.

Piyasa bağlama metodu, hâlihazırda Nord Pool ile Almanya arasındaki bağlantıda uygulanmaktadır. Bu iki piyasanın birbirlerine piyasa bağlama metodu ile bağlanmaları EMCC (European Market Coupling Company) tarafından sağlanmakta olup, bu sayede Almanya da Elspot'a ve Elbas'a kısmen de olsa dahil durumdadır.

Diğer taraftan, ilerleyen zaman içerisinde, Norveç ve Hollanda arasındaki 700 MW kapasiteli bir DC hat olan NorNed enterkonneksiyonunda da EMCC tarafından piyasa bağlama metodu ile işletilmesi planlanmaktadır.

4.5.4.3. Karşı ticaret (counter trading)

Gün öncesi piyasasında yapılan dengeleme neticesinde bir kısıt yaşanacağının anlaşılması durumunda piyasa ayrışımı yapılırken, gerçek zamanlı dengeleme aşamasında bir kısıt oluşacağı anlaşılırsa karşı ticaret metodu kullanılır. İhtiyaç duyulması halinde gün öncesinde de uygulandığı olmaktadır. Karşı ticaret metodunu kullanan sistem işletmecisi, ilgili hattın her iki tarafındaki arz-talep dengesini kurarak kısıtı giderebilmek için yukarı ve aşağı dengeleme listelerinden alım yapmaya başlar. Bu işlem, net yük akışı kısıtın yaşandığı hattın kapasitesine düşene kadar devam ettirilir.

Nord Pool'da uygulanmakta olan karşı ticaret metodu basit (ekonomik sıralama bazlı) karşı ticarettir. Bu yöntemin haricinde, dengeleme güç piyasasında üretimine ihtiyaç duyulan üreticilerin sistemdeki optimum yük akışını sağlayacak şekilde seçilerek marjinal fiyat üzerinden ödeme yapıldığı ve üreticilere oluşan marjinal fiyat değil kendi teklif fiyatları üzerinden ödeme yapıldığı iki tane daha karşı ticaret yöntemi vardır. Nord Pool'da uygulanmakta olan ekonomik sıralama bazlı karşı ticaret yönteminde ise dengeleme güç piyasasında yapılan ekonomik sıralama neticesinde devreye alınan üreticilere piyasada oluşan marjinal fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır.

Sistem işletmecisinin kısıtı giderebilmek amacıyla devreye aldığı üreticilerin (devreden çıkardığı tüketicilerin) veya devreden çıkardığı üreticilerin (devreye aldığı tüketicilerin) mali uzlaştırması, üreticilerin veya tüketicilerin teklif verebildikleri dengeleme güç piyasasında gerçekleştirilir. Bu piyasada, sistem işletmecisi tarafından en düşük fiyat teklifinden başlanarak seçim yapılır ve sistem dengesinin oluştuğu noktada belirlenen denge fiyatı üzerinden dengelemeye katılanlara ödeme yapılır. Böylelikle, sistemde bir tek spot fiyat varken gerçek zamanlı dengelemeye katılan oyunculara daha farklı bir fiyat üzerinden ödeme yapılmış olur.

Karşı ticaret metodu, elektrik enerjisinin fiyatın yüksek olduğu bölgeden alınıp fiyatın düşük olduğu bölgede satılmasını gerektirdiğinden, sistem işletmecisi için maliyetli bir yöntemdir. Dolayısıyla karşı ticaret metodu ile sistem işletmecisi kısıtı kalıcı olarak giderecek önlemler almaya teşvik edilmiş olur. Bu durumun aksine, karşı ticaret metodu piyasadaki oyuncular için gayet avantajlıdır. Zira bu metotta, kısıtın olduğu ve olmadığı bölgelerdeki oyunculara farklı fiyat uygulanmamaktadır. Bu durumda, bölgesel fiyat farklılıklarından kaynaklanabilecek ticari risk ortadan kalkar ve sadece sistem fiyatını hedge etmeye yarayan alivre veya vadeli işlemler sözleşmeleri ile tüm fiyat risklerinden korunmuş olunur.

Karşı ticaret metoduna piyasa açısından bakıldığında ise, oyunculara gerekli olan ekonomik sinyallerin verilememesi ve sürekli kısıtların oluştuğu bölgelerde oyuncuların piyasa gücünü kullanmaya yönelme ihtimalinin söz konusu olması nedeniyle, karşı ticaret metodunu kullanmanın sakıncaları da vardır. Bu nedenledir ki, Nord Pool'da kısıtların giderilmesi için sadece karşı ticaret metodu kullanılmamaktadır. Nord Pool'da, piyasanın gün öncesinden dengelenmesi esastır ve bu iş için dengeleme işlemleri Elspot'ta fiziki teslimattan 36 saat öncesinde başlayabilmekte ve Elbas'ta bir saat öncesine kadar devam etmektedir. Kısıtın oluşacağının tespit edilmesi halinde ise piyasa ayrışımı yapılarak bölgesel fiyatlandırmaya geçilmekte ve böylelikle kısıtın

maliyetinin kısıta neden olan piyasa oyuncularına yansıtılması sağlanmaktadır. Karşı ticaret metodu ise piyasa ayrışımından sonra olmak üzere sistemde yaşanan kısıtların giderilmesi için başvurulmaktadır. Diğer bir ifadeyle, karşı ticaret aslında piyasa ayrışımını destekleyen bir metot olarak kullanılmaktadır.

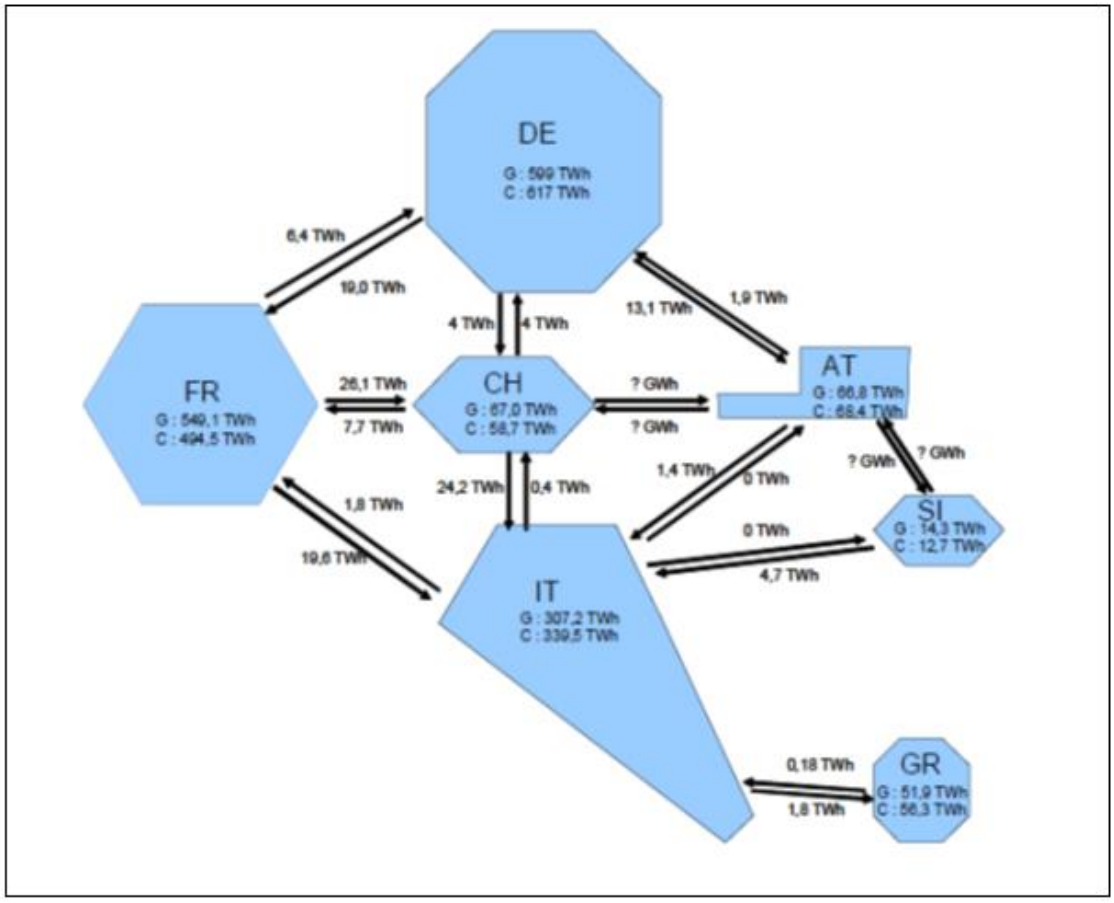
Sistemde yaşanan kısıtların giderilmesi için uygulanan metotlara rağmen, işin doğası gereği kısıtların yaşanması kaçınılmazdır. Nord Pool'da kısıt olduğu durumda piyasa ayrışımına gidilerek bölgesel fiyatlandırma yapılıyor olması nedeniyle, piyasada ticaret yapan oyuncular sistem fiyatı ile bölgesel fiyat arasında oluşacak farktan dolayı risk altındadırlar. Bu riskin giderilmesi için, daha önce de belirtildiği üzere, fark sözleşmeleri kullanıma sunulmuştur. Fark sözleşmelerine, Nord Pool'daki kısıtların yönetilmesi için sistem işletmecisi tarafından kullanılan kısıt yönetimi metotlarına karşılık, piyasa katılımcılarının kısıtlardan doğan risklerden kendilerini korumak için kullandıkları bir araç olarak bakılabilir.

4.6. Avrupa'da Uygulanmakta Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları ve Kapasite Tahsisleri

Avrupa'daki elektrik enterkonneksiyonlarının çoğu, yıllardır uzun dönem sözleşmelere (long-term contracts) dayalı elektrik enerjisi ihracatı veya ithalatının yapılması ve şebeke güvenliğinin sağlanması amacıyla inşa edilmiş ve kullanılmıştır. Avrupa enerji mevzuatındaki rekabetçi ve şeffaf bir yapıyı öngören değişiklikler Avrupa genelinde tek bir elektrik piyasasının kurulması yönünde önemli gelişmelere yol açmıştır. Elektrik piyasasındaki liberalizasyon süreci sınır ötesi elektrik enerjisi alışverişlerinin hacminin artırılmasına neden olmuş ve bu durum ise sık sık kısıtlılıkların oluşmasına yol açmıştır. Kısıtlılıklar ise piyasanın etkin bir şekilde çalışmasının önünde engel teşkil etmekte ve katılımcıların eşit şartlar altında faaliyet göstermelerine izin vermemektedir.

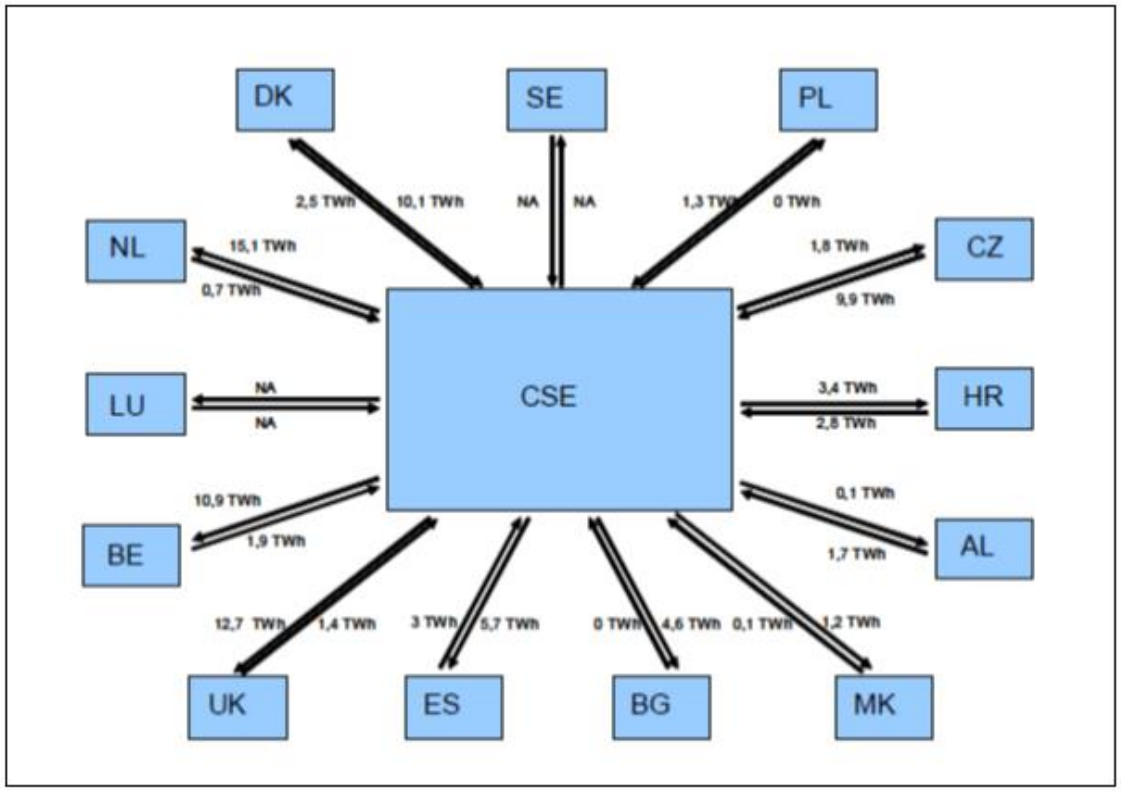
Bu bağlamda elektrik piyasasında sınır ötesi alışverişler için şebekeye erişim koşullarını düzenleyen 1228/2003 nolu Avrupa Birliği Direktifi 01 Aralık 2006 tarihinde yürürlüğe girmiştir. 1228/2003 nolu Direktif, eşit taraflar arasında ayrımcılık gözetmeyen ve kısıtlılıkların çözülmesinde katılımcılara ekonomik sinyaller veren piyasa tabanlı çözümler üretilmesini öngörmektedir. Ayrıca Direktif, sınır ötesi ticarette kapasite tahsis ve hesaplama metodolojileri için bahsedilen ana prensipler çerçevesinde geliştirilecek bölgesel yaklaşımları güçlü bir şekilde desteklemektedir.

Bölgesel yaklaşım çerçevesinde daha önceki ismi ERGEG olan The Council of European Energy Regulators (CEER) tarafından Avrupa kıtası 2006 yılında kısıtlılık yönetimi açısından 7 farklı bölgeye ayrılmış olup daha sonra Güneydoğu Avrupa Bölgesi 8. bölge olarak ilave edilmiştir. Bu yaklaşımla her bir bölgede ciddi sayılabilecek piyasa ile ilgili çeşitli problemlere yine o bölgedeki sektör katılımcıları ile işbirliği içerisinde çözümlerin üretilmesi sağlanacak olup böylece bütün bir Avrupa elektrik piyasasının oluşması yolundaki gerçek hedefe ulaşılması sağlanacaktır. Bu bölümde Fransa (FR), İtalya (IT), Almanya (DE), İsviçre (CH), Avusturya (AT), Slovenya (SI) ve Yunanistan (GR)'dan oluşan Central South East (CSE) bölgesindeki kısıtlılık yönetimi metotları ve bölgedeki ülkeler arasındaki elektrik enerjisi alışverişleri ele alınacaktır.



Şekil 4.15. CSE bölgesindeki üretim, tüketim ve sınır ötesi enerji alışverişleri

CSE bölgesindeki şebekeler oldukça enterkonnektedir ve bölgedeki ülkelerin çoğu birbirleriyle en az üç ya da dört adet enterkonneksiyon hatlarıyla bağlıdır. Sadece Yunanistan İtalya ile bir adet deniz altı kablosu ile bağlıdır. Bölgedeki üretim, tüketim, ihracat ve ithalat miktarlarını gösteren Şekil 4.15'den de anlaşılabileceği gibi ticari enerji akışlarının kuzeyde Almanya'dan güneyde Fransa-İtalya-Yunanistan'a doğrudur.



Şekil 4.16. CSE bölgesi ve bağlı komşu bölgelerdeki ülkeler arasındaki ticari enerji alışverişleri

Avrupa kıtasında merkezi konumda olmasından dolayı Central South East (CSE) bölgesi toplam 8 bölgeden 5 farklı bölgedeki 13 ülke ile enterkonneksiyon hatları vasıtasıyla bağlıdır. CSE bölgesi ve bağlı komşu bölgelerdeki ülkeler arasındaki ticari enerji alışverişleri Şekil 4.16'da gösterilmektedir. Şekilden de anlaşılacağı üzere CSE bölgesi, Avrupa kıtasında global olarak ihracatçı konumundadır.

Çizelge 4.9. Avrupa'da CSE bölgesinde uygulanmakta olan kısıtlılık yönetimi metotları

Sınır	Uzun vade (Long-term)	Orta vade (Medium term)	Gün Öncesi (Day ahead)
İtalya-Fransa Fransa-İtalya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
İtalya-Avusturya Avusturya-İtalya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
İtalya-Slovenya Slovenya-İtalya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
İtalya-Yunanistan Yunanistan-İtalya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
İtalya-İsviçre İsviçre-İtalya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
Fransa-İsviçre İsviçre-Fransa	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
Avusturya-İsviçre İsviçre-Avusturya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale
Almanya-İsviçre İsviçre-Almanya	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale	açık artırmalı ihale

4.7. Nord Pool Sistemindeki Enterkonneksiyon Hatlarında Kullanılan Kısıtlılık Yönetimi Metotları

Nord Pool'un kendi içinde kullanılan piyasa ayrışımı ve karşı ticaret metotlarının yanı sıra, ülkeler arasında ticaret yapılırken mevcut hatların kapasiteleri nedeniyle enterkonnektörlerde (enterkonneksiyon hatlarda) yaşanan kısıtlar için de farklı kısıtlılık yönetimi metotları kullanılmaktadır. Şimdi Nord Pool'daki ülkeler ile komşuları arasındaki enterkonnektörlere ve bu enterkonnektörlerdeki kapasite tahsisinin nasıl yapıldığı aşağıda anlatılmaktadır.

4.7.1. Finlandiya-Rusya

Finlandiya ile Rusya arasında toplam kapasitesi 1400 MW olan 400 kV'luk bir enterkonneksiyon hattı mevcuttur. Rusya-Finlandiya arasında tek yönlü olarak kullanılabilen bu kapasitenin genellikle 100 MW'ı sistemin işletilmesi esnasında ihtiyaç duyulabileceği düşünülerek rezerv edilmektedir. Bununla birlikte, hattın kullanılabilir kapasitesi bakım-onarım çalışmaları nedeniyle değişebildiğinden, her yılın Temmuz ayının sonuna kadar hattın gelecek bir yıl boyunca hizmete sunulabilecek kapasitesi ve kapasite tahsisi için gerekli olan prosedürler duyurulmaktadır. Söz konusu 1400 MW kapasiteli hattın haricinde ayrıca, Rusya ve Finlandiya arasında Finlandiya'daki iletim şebekesinin işletmecisi olan Fingrid tarafından işletilmeyen toplam 160 MW kapasiteli 110 kV'luk DC hatlar mevcuttur.

Kapasite tahsisi başvurusunda bulunan kişilere tahsis edilebilecek kapasite; minimum 50 MW, maksimum 300 MW olabilir. Aynı gruba ait birden fazla firma tarafından kapasite tahsisinde bulunulursa, bu firmalar birlikte değerlendirilir ve tahsis edilecek toplam kapasitenin üst sınırı geçmesine izin verilmez. Diğer taraftan, kapasite tahsisi taleplerinin hattın kullanıma sunulan toplam kapasitesini aşması durumunda, başvuru sahiplerine başvuru miktarlarına göre orantısal olarak kapasite tahsisi yapılır. Yani başvuru sahibine, kullanılabilir kapasitenin talep ettiği miktarın toplam talebe oranı kadar olan kısmı tahsis edilir. Hatırlanacağı üzere, bu metoda "orantısal dağıtım metodu" (pro-rata) denilmektedir. Bu metodun haricinde ayrıca, Fingrid tarafından Rusya'dan Finlandiya'ya yapılacak uzun süreli ithalatlar için 1-5 yıl süreli kapasite tahsisi yapılabilmektedir. Bu uygulama, sözleşme süresine göre öncelik metodunu anımsatmaktadır.

4.7.2. Finlandiya-Estonya

Finlandiya ile Estonya arasında nominal kapasitesi 350 MW olan ancak 365 MW'a kadar çıkabilen bir 150 kV HVDC (yüksek gerilimli doğru akım) iletim hattı bulunmaktadır. Estlink adı verilen ve denizaltından geçmekte olan bu hat, 2007 yılından bu yana işletmededir. İçerisinde Fingrid'in de bulunduğu bir konsorsiyum tarafından işletilmekte olan Estlink'te, "karşı ticaret" metodu kullanılarak kısıt yönetimi yapılmasına başlanılmıştır.

4.7.3. İsveç-Polonya

İsveç ve Polonya arasındaki toplam kapasitesi 600 MW olan 450 kV'luk DC SwePol iletim hattı, 1997 yılında kurulan SwePol Link AB tarafından işletilmektedir. Bu hat üzerindeki kapasite tahsisi ve kısıt yönetimi, "önce gelene öncelik metodu" ile yapılmaktadır. Hattın kullanılabilir kapasitesi, başvuru sırasına göre 50 MW'lık dilimler halinde başvuru sahiplerine tahsis edilmektedir.

4.7.4. Norveç-Rusya

Norveç ile Rusya arasında toplam kapasitesi 50 MW olan 154 kV'luk bir AC enterkonneksiyon hattı mevcuttur. Bu hattaki kapasitenin tahsisi, Finlandiya-Rusya arasındaki hatta olduğu gibi sözleşme sahibi kişilere yapılır ve kısıt yaşanması durumunda "orantısal dağıtım metodu" uygulanır.

4.7.5. Norveç-Hollanda

700 MW kapasiteye sahip olan Norveç-Hollanda arasındaki DC iletim hattına NorNed denilmekte olup, hattın toplam uzunluğu 580 kilometredir ve iki ülkenin elektrik şebekeleri bu hat ile deniz altından birbirlerine bağlanmaktadır. NorNed'de hâlihazırda kapasite tahsisi ve kısıt yönetimi için "açık artırma metodu" kullanılmakta olup, ilerleyen zaman içerisinde "örtük açık artırma metodu" kullanılarak "piyasa bağlama" yapılması ve Norveç ile Hollanda elektrik piyasaları arasında koordineli piyasa işletimi yapılabilmesi amaçlanmaktadır. Böylelikle, Hollanda da Nord Pool'da işlemekte olan fiziksel ve finansal piyasalara katılabilecektir.

4.7.6. Danimarka-Almanya

Danimarka ve Almanya arasındaki enterkonneksiyon; 400 kV, 220 kV ve 150 kV gerilim seviyelerindeki AC hatlar ile 400 kV gerilim seviyesindeki DC hatlardan oluşmaktadır. 400 kV ve 220 kV'luk AC hatların Norveç'ten Almanya'ya iletim kapasitesi toplam 1500 MW, Almanya'dan Norveç'e ise 950 MW'dır. Diğer AC hat olan 150 kV'luk hattın kapasitesi 150 MW, 400 kV'luk DC hattın (Kontek) kapasitesi ise 600 MW'dır.

Doğu Danimarka ile Almanya arasındaki DC Kontek hattı ve Batı Danimarka ile Almanya arasındaki AC hatlar aracılığıyla Danimarka üzerinden olmak üzere Nord Pool ile Almanya arasında bir "piyasa bağlama" söz konusudur. Bu sayede, Almanya da Elspot'ta ve Elbas'ta yer alabilmiştir.

4.7.7. İsveç-Almanya

İsveç ve Almanya arasında yer alan 400 kV'luk DC iletim hattı ya da bilinen adıyla Baltık Hattı, 600 MW'lık bir kapasiteye sahiptir. Ancak, Alman şebekesindeki sınırlamalar nedeniyle kapasite, İsveç-Almanya yönünde maksimum 460 MW, Almanya-İsveç yönünde ise 390 MW olarak kullanılabilmektedir.

Sahibi olan Baltic Cable AB tarafından işletilmekte olan ve İsveç ile Almanya'yı deniz altından birbirlerine bağlayan Baltık Hattı, bu iki ülkedeki üretim ve tüketim profillerinin birbirinden farklı olması nedeniyle önemli avantajlara sahiptir. Örneğin, bu enterkonneksiyon sayesinde iki ülkedeki mevcut üretim kapasitesinin bir havuz gibi kullanılabilmesi imkânından faydalanılması söz konusudur. İsveç ile Polonya arasındaki SwePol gibi işletilmekte olan Baltık hattının, EMCC aracılığıyla gün öncesinde uygulanacak "örtük açık artırma" metoduyla Nord Pool ile bütünleşik hale getirilmesi planlanmaktadır.

4.8. Güneydoğu Avrupa Bölgesinde Uygulanmakta Olan Kısıtlılık Yönetimi Metotları ve Kapasite Tahsisleri

Güneydoğu Avrupa'da 2005 yılında Arnavutluk'un Sırbistan, Karadağ ve Yunanistan, Bosna-Hersek'in Karadağ ve Sırbistan ve Slovenya-Hırvatistan sınırlarında herhangi bir metot kullanılmazken geriye kalan Bosna-Hersek, Arnavutluk, Sırbistan,

Karadağ, Bulgaristan ve Makedonya'nın kendi aralarındaki diğer sınırlarında piyasa tabanlı olmayan pro-rata veya priority list metotları kullanılmakta idi. Sadece Avusturya, Macaristan ve Romanya'nın kendi sınırlarında açık artırmalı ihale yöntemi uygulanırken geldiğimiz noktada ise Çizelge 4.10'dan da görüleceği üzere Güneydoğu Avrupa Bölgesinde kapasite tahsisleri, tüm sınırlarda açık artırmalı ihale yöntemi ile yapılmaktadır.

Çizelge 4.10. Güneydoğu Avrupa Bölgesinde (SEE) uygulanmakta olan kısıtlılık yönetimi metotları

Ülke	Sınır enterkonneksiyonları	Yöntem	Kapasite paylaşımı	Tahsis dönemleri
Arnavutluk	Yunanistan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,H,A,Y*
	Karadağ	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,H,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,H,A,Y
Avusturya	Macaristan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	İtalya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Slovenya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
Bosna-Hersek	Hırvatistan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Karadağ	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
Bulgaristan	Yunanistan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Romanya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Makedonya	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Türkiye	Açık artırma (ikili)	50:50	A
Hırvatistan	Bosna-Hersek	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Macaristan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	A,Y
	Slovenya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
Yunanistan	Arnavutluk	Açık artırma (ikili)	Joint	G-1,A,Y
	Bulgaristan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Makedonya	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	İtalya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Türkiye	Açık artırma (ikili)	50:50	A
Macaristan	Avusturya	Koordineli İhale	Joint	G-1,A,Y
	Hırvatistan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Romanya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
İtalya	Avusturya	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Slovenya			
	Yunanistan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
Makedonya	Yunanistan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A
	Bulgaristan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
Karadağ	Arnavutluk	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Bosna-Hersek	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	G-1,A,Y
Romanya	Bulgaristan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Macaristan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Sırbistan	Açık artırma (ikili)	50:50	A,Y
Sırbistan	Arnavutluk	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Bosna-Hersek	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Bulgaristan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Hırvatistan	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Macaristan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	Makedonya	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Karadağ	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
	Romanya	Açık artırma (ikili)	50:50	H,A,Y
Slovenya	Avusturya	Koordineli İhale	Joint	G-1,A,Y
	Hırvatistan	Açık artırma (ortak)	Joint	G-1,A,Y
	İtalya	Açık artırma (ortak)	Joint	A,Y
		Örtük açık artırma	Joint	G-1
Türkiye	Bulgaristan	Açık artırma (ikili)	50:50	A
	Yunanistan	Açık artırma (ikili)	50:50	A

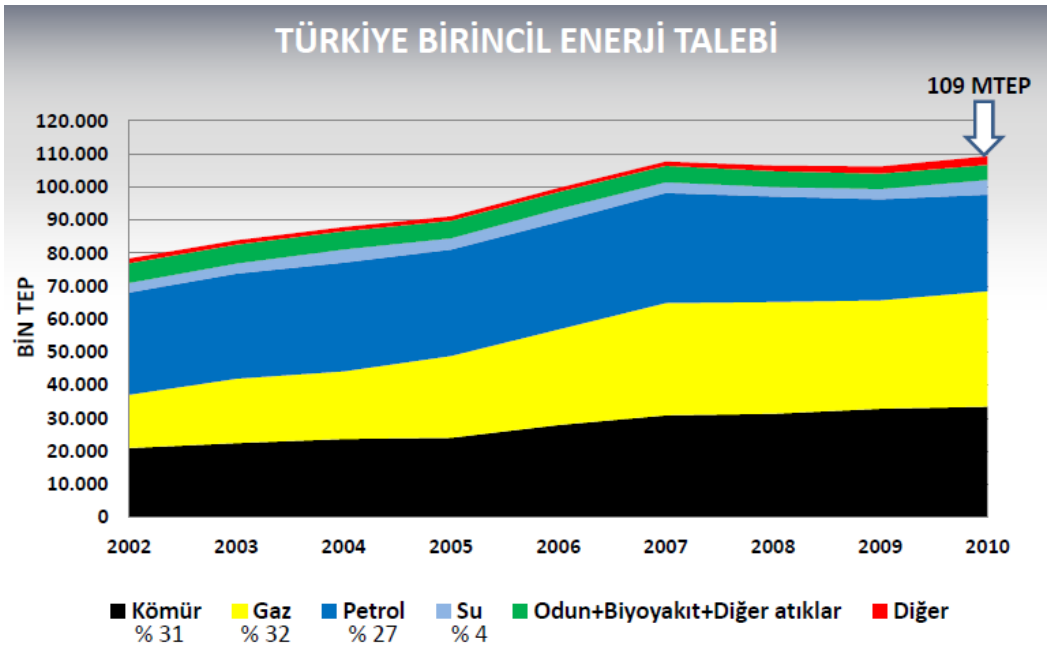
*G-1: Gün öncesi, H: Haftalık, A: Aylık, Y: Yıllık

5. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASI VE KISITLILIK YÖNETİMİ

5.1. Türkiye Enerji Sektörüne Genel Bir Bakış

Enerji sektörü, istikrarlı bir şekilde gelişen ekonomiye ve hızlı kentleşmeye paralel olarak, hızla artan talep ve yatırım gereksinimi ile hem ulusal hem de uluslararası yatırımcıların ilgisini çeken sektörlerin başında gelmektedir. Enerji sektörünün yatırımcılar için ilgi odağı hale gelmesinde en önemli faktörlerden bir tanesi, hiç şüphesiz, kökleri 80'li yıllara uzanmakla beraber, 2001 yılında ivme kazanan, piyasanın serbestleştirilmesi ve rekabete açılması çalışmalarıdır. Bu çalışmalar büyük ölçüde başarılı olmuştur. Türkiye, büyüyen, şeffaf, rekabetçi ve yatırımcılar için ilgi çekici bir enerji piyasasına sahip hale gelmiştir.

Enerji piyasalarının serbestleştirilmesi sürecinin yanı sıra, Türkiye'de önemli bir özelleştirme süreci de yaşanmaktadır. Bu anlamda özellikle elektrik sektöründe yaşanan gelişmeler önem arz etmektedir. Bu sektörde Hükümet tarafından 2004 yılında yayımlanan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi'nin de kazandırdığı ivme ile dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi hemen hemen tamamlanmış bulunmakta, üretim tesislerinin özelleştirme işlemleri ise belirlenen program çerçevesinde devam etmektedir.



Şekil 5.1. Türkiye'de primer (birincil) enerji talebi

Türkiye enerji piyasasının büyüklüğü ve piyasadaki genişleme trendi hem yerli hem de yabancı yatırımcıların ilgisini çekecek boyuttadır. Türkiye'de birincil enerji

tüketimi son yıllarda hızlı bir artış eğilimi göstermiş ve 2010 yılı itibari ile 109 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir (Şekil 5.1). Aynı yıl içerisinde Türkiye'de 210,5 milyar kWh elektrik ve 35,1 milyar metreküp doğal gaz ekonomideki çeşitli aktörler tarafından tüketilmiştir. 2010 yılına ait petrol tüketimi ise 30,2 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir. Kişi başına tüketim rakamlarına bakıldığında ise Türkiye'nin Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD) ve Avrupa ortalamalarının altında tüketim seviyelerine sahip olduğu görülmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) verilerine göre kişi başına elektrik tüketimi 2013 yılı sonu itibarıyla yıllık brüt 3.200 kWh olarak gerçekleşmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ortalamasının yaklaşık dörtte birine tekabül etmekte olan bu seviyenin, Türkiye'nin büyüyen ekonomisi ve artan enerji ihtiyacına paralel olarak artması beklenmektedir.

IEA, enerji talebinin orta ve uzun vadede üye ülkeler arasında en hızlı artış kaydedeceği tahmin edilen ülkenin Türkiye olmasını beklemektedir. ETKB tarafından yapılan çalışmalarda da, toplam birincil enerji talebinin 2020 yılı itibari ile iki kattan daha fazla bir artışla 222 milyon TEP seviyesine ulaşması; elektrik talebinin 406-499 milyar kWh, doğal gaz tüketiminin 59 milyar metreküp ve petrol talebinin ise 59 milyon ton seviyelerini bulması tahmin edilmektedir. Artan talebi karşılamak, her üç piyasada da büyük oranlarda yatırım gereksinimini ortaya çıkarmaktadır. Söz konusu yatırımların umumiyetle özel sektör tarafından yapılmasını hedefleyen Türk hükümetleri, yatırım ortamının iyileştirilmesi ve yatırımcılara yatırımlarını şeffaf, öngörülebilir, rekabetçi ve serbest piyasa kurallarının hâkim olduğu bir çerçevede gerçekleştirebilmeleri için uygun ortamın sağlanması noktasında tüm imkânlarını seferber etmiş durumdadır (Anonim, 2011).

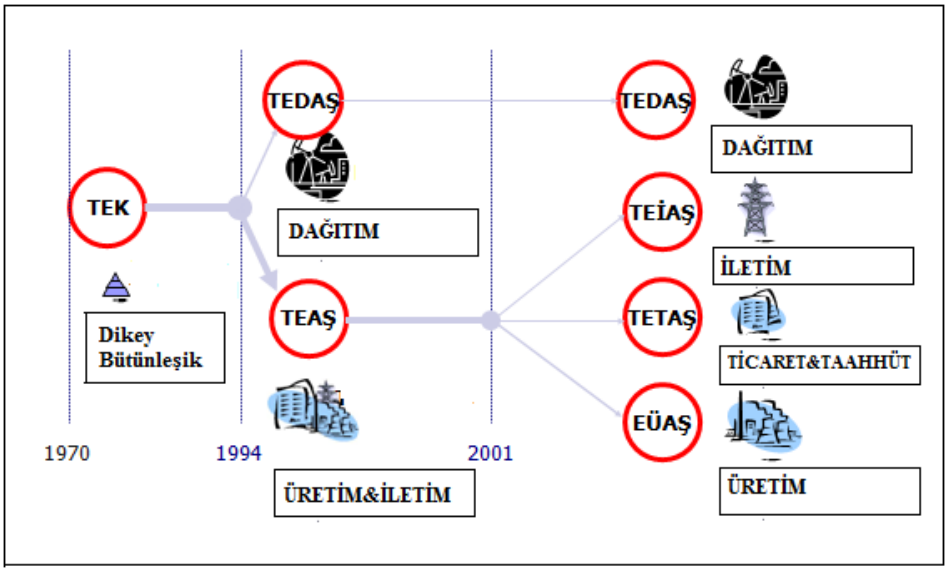
5.2. Türkiye Enerji Sektöründe Serbestleşme Çalışmaları

Türkiye enerji sektöründe kamu işletmelerinin rolü özellikle 1980 sonrası yaşanan liberalleşme trendinin de etkisiyle tedrici olarak azaltılmıştır ve de azaltılmaya devam edilmektedir. Geleneksel olarak kamu tekelinde olan ve hem rekabete hem de özel girişime kapalı olan birçok alanda özel sektörün rolü giderek artmakta ve hükümetler bu rolün artması için gerekli düzenlemeleri hızla yaşama geçirmektedirler. Özellikle 2001 ve 2005 yıllarında atılan adımlarla elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG (sıvılaştırılmış petrol gazları) piyasalarında rekabetin ve özel sektörün önündeki engeller büyük ölçüde kaldırılmış; hem yerli hem de yabancı yatırımcıların şeffaf ve

öngörülebilir bir piyasada güvenli bir şekilde yatırım yapabilmesini teminen gerekli adımlar kararlı bir şekilde atılmıştır.

2001 yılında ivme kazanan serbestleşme sürecinde (Şekil 5.2) dikkati çeken en önemli husus özel sektörün Türkiye enerji piyasasına gösterdiği yoğun ilgi olarak ortaya çıkmıştır. Gerçekten de gerek elektrik dağıtım özelleştirmelerinde, gerek doğal gaz dağıtım ihalelerinde özel sektörün yoğun bir ilgisi gözlenmiştir. Bunun dışında Türkiye'de büyük sanayi kuruluşlarının büyük bir bölümü enerjiyi yeni ve umut vadeden bir alan olarak değerlendirerek bu alana yönelmişler ve kısa zaman içerisinde stratejik amaçlarını ortaya koymuşlardır. Özel sektörün bu ilgisinin üretim varlıklarının özelleştirilmesi ve artan enerji talebinin karşılanması süreçlerinde de devam ettirilmesine yönelik politikaların sürdürülmesi Türkiye'nin enerji politikasının en önemli önceliklerindendir.

Enerji sektöründen, istisnai haller dışında, yatırımcılıktan çekilme sürecinde olan devlet, düzenleyici ve denetleyici rolünü yerine getirmek maksadıyla yeni bir kurumsallaşmaya gitmiş ve bu amaçla 2001 yılında EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) kurulmuştur. Elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG'nin; yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir enerji piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması EPDK'nın esas amacını oluşturmaktadır. Bağımsız bir düzenleyici kurum olarak EPDK, piyasaya giriş ve çıkışların kayıt altına alınması maksadıyla lisanslandırma; tekel konumunda olan şebekelere erişimin eşit taraflar arasında ayrım gözetilmeksizin sağlanması maksadıyla düzenleme; tekel kârlarına meydan verilmemesi maksadıyla tarifelendirme ve piyasa kurallarına uyulup uyulmadığını tespit etmek maksadıyla denetleme ve gerektiğinde idari para cezası ve/veya idari yaptırım uygulama yetkileriyle donatılmıştır.



Şek**il 5.2.** Türkiye elektrik sektöründe yeniden yapılandırma

Türkiye enerji sektörü yatırım ortamının değerlendirilmesinde göz önünde bulundurulması gereken en önemli hususlardan bir tanesi de Türkiye Cumhuriyeti ve AB arasında devam eden üyelik müzakereleridir.

Enerji sektöründe yatırım ortamına etki eden bir diğer faktör, Türkiye'nin bölgesel işbirliği projelerindeki yeri ve enerji güvenliği bağlamında coğrafi olarak birincil enerji kaynaklarına erişim kolaylığıdır. Enerji değer zinciri bir bütün olarak düşünüldüğünde, bir elektrik santralinin doğal gaza erişimi ya da bir rafinerinin ham petrole erişimi piyasada yer alan şirketlerin kendi faaliyet alanları ile ilgili olarak girdi güvenliği ve sürekliliğinin sağlanmasının önemini ortaya çıkarmaktadır.

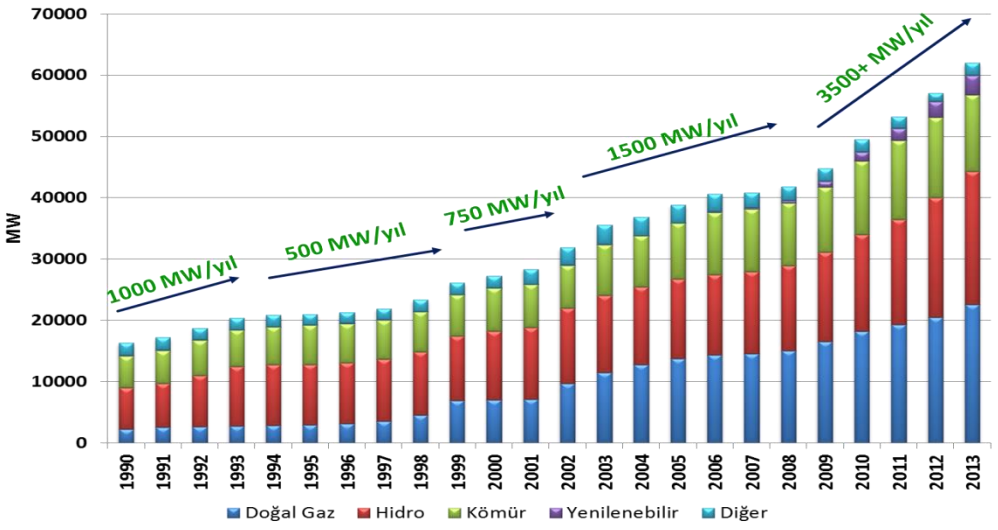
Bu çerçevede, Türkiye, dünya petrol ve doğal gaz rezervlerinin büyük bir çoğunluğuna sahip olan Orta Doğu ve Hazar Havzası (Rusya dâhil) kaynaklarına yakınlığı, bölgesinde rezerv sahibi olan ülkelerle sıcak siyasi ve ekonomik ilişkileri ve doğu ile batı arasında bir enerji köprüsü olma stratejisi ile ekonomisinde yer alan aktörlere, girdiye erişim kolaylığı sağlayan bir konumdadır. Buna ek olarak, Türkiye, bölgesinde gerçekleşen ve gerçekleştirilmesi planlanan uluslararası enerji projelerinin birçoğunda yer almakta ve doğu ile batı arasında bir enerji köprüsü olma stratejisi ile uyumlu olarak bölgesel işbirliğinin geliştirilmesi için aktif olarak çaba harcamaktadır. BTC (Bakü-Tiflis-Ceyhan) Ham Petrol Boru Hattı, Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP), Şahdeniz Projesi, Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı, Türkmen gazının Türkiye ve Avrupa'ya ulaştırılması, elektrik sisteminin Avrupa elektrik sistemi ile enterkonnekte olması ve Yunanistan-Türkiye doğal gaz bağlantısı bunlardan sadece bazılarıdır (Şekil 5.3).



Şekil 5.3. Türkiye ve çevresindeki uluslararası petrol ve doğalgaz boru hatları

5.3. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişimi

Yeni düzenlemeler, elektrik piyasasında iletim faaliyeti dışında diğer bütün faaliyetlerin özel sektör eliyle yürütülmesini öngörmekte ve rekabete dayalı, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının oluşturulması hedeflenmektedir. Bu çerçevede, gerek mevcut varlıkların özelleştirme süreci gerekse de yeni yatırımlara özel sektörün yoğun ilgisi elektrik piyasasında özel sektör payının giderek artmasını sağlamıştır Özelleştirme ihalesi yapılmış olan 18 dağıtım bölgesi için özel sektör tarafından ortaya konulan sermaye tutarı 12,7 milyar dolar seviyelerine ulaşmıştır.



Şekil 5.4. Türkiye kurulu güç gelişimi

Çizelge 5.1'de 2013 sonu itibarıyla kurulu güç kapasitesi verilmiştir.

Çizelge 5.1. Türkiye Elektrik Sistemi kurulu güç değerleri (2013 sonu)

KURULUŞLAR	2013 YILI SONU		
	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET
EÜAŞ	21.066,7	32,9	79
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI	2.714,0	4,2	4
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	938,3	1,5	55
YAP İŞLET SANTRALLARI	6.101,8	9,5	5
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	2.335,8	3,6	20
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	27.429,4	42,9	541
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLARI	3.421,4	5,3	203
TOPLAM	**64.007,5**	**100,0**	**907**

YAKIT CİNSLERİ	2013 YILI SONU		
	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET
FUEL-OİL + ASFALTİT + NAFTA + MOTORİN	693,1	1,1	20
TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT	8.515,2	13,3	20
İTHAL KÖMÜR	3.912,6	6,1	7
DOĞALGAZ + LNG	20.254,9	31,6	216
YENİLENEBİLİR + ATIK	224,0	0,3	38
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	682,4	1,1	9
ÇOK YAKITLILAR SIVI+D.GAZ	4.365,8	6,8	45
JEOTERMAL	310,8	0,5	13
HİDROLİK BARAJLI	16.142,5	25,2	74
HİDROLİK AKARSU	6.146,6	9,6	393
RÜZGAR	2.759,6	4,3	72
TOPLAM	**64.007,5**	**100,0**	**907**

2002 yılında 31.750 MW olan kurulu güç kapasitesinin 2009 yılında 44.761 MW ve 2013 yılı sonu itibariyle 64.000 MW seviyesine ulaşmasında kapasite eklemelerinin dörtte üçünden fazlası özel sektör tarafından gerçekleştirilmiştir (Şekil 5.4.).

5.3.1. 2001 – 2013 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2009 yılında % 2 azalarak (global ekonomik kriz sebebiyle) 194.1 milyar kWh, 2010 yılında ise % 8.4 artış ile 210.4 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2013 yılında ise brüt tüketim 2001 yılına göre % 93,5 artışla 245,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

2001 yılında 19.612 MW olan puant talep, 2012 yılında 39.045 MW'ı yakalayarak 2001 yılına göre iki katı kadar artmıştır.

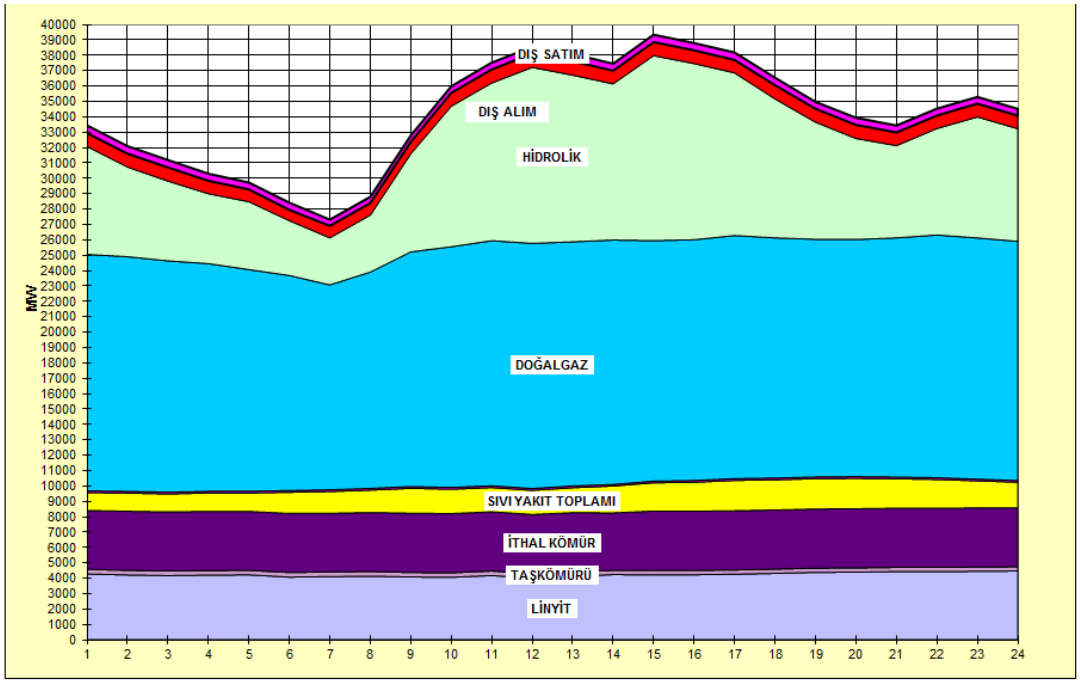
2001-2013 yılları arası Türkiye Elektrik Sisteminde gerçekleşen puant güç ve enerji tüketim değerleri Çizelge 5.2'de verilmektedir (Anonim, 2013).

Çizelge 5.2. 2001 – 2013 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi

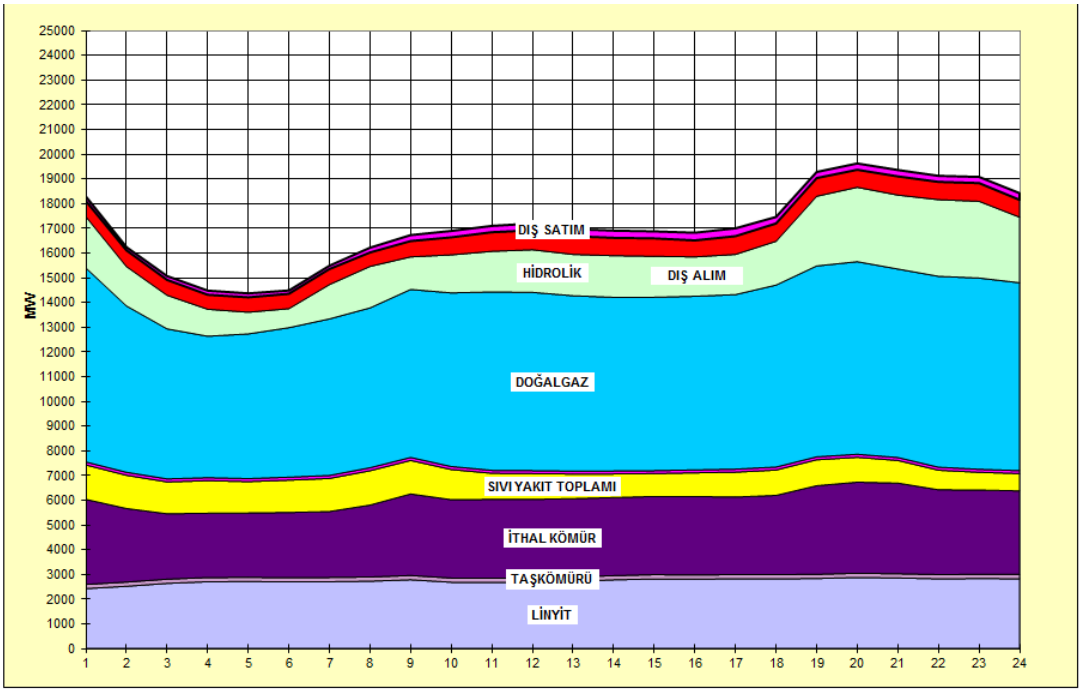
	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)
2001	19.612	1,1	126.871	-1,1
2002	21.006	7,1	132.553	4,5
2003	21.729	3,4	141.151	6,5
2004	23.485	8,1	150.018	6,3
2005	25.174	7,2	160.794	7,2
2006	27.594	9,6	174.637	8,6
2007	29.249	6,0	190.000	8,8
2008	30.517	4,3	198.085	4,2
2009	29.870	-2,1	194.079	-2,0
2010	33.392	11,8	210.434	8,4
2011	36.122	8,2	230.306	8,9
2012	39.045	8,1	242.369	5,2
2013	38.274	-2,0	245.500	1,3

5.3.2. 2012 yılı elektrik enerjisi tüketiminin günlük incelemeleri

2012 yılında elektrik enerjisi talebinin maksimum ve minimum olduğu günlerin yük eğrisi Şekil 5.5 ve Şekil 5.6'da verilmektedir. 2012 yılında en yüksek tüketimin olduğu günde puant talep 39.045 MW olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 5.5. 2012 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (27 Temmuz 2012) santralların enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları



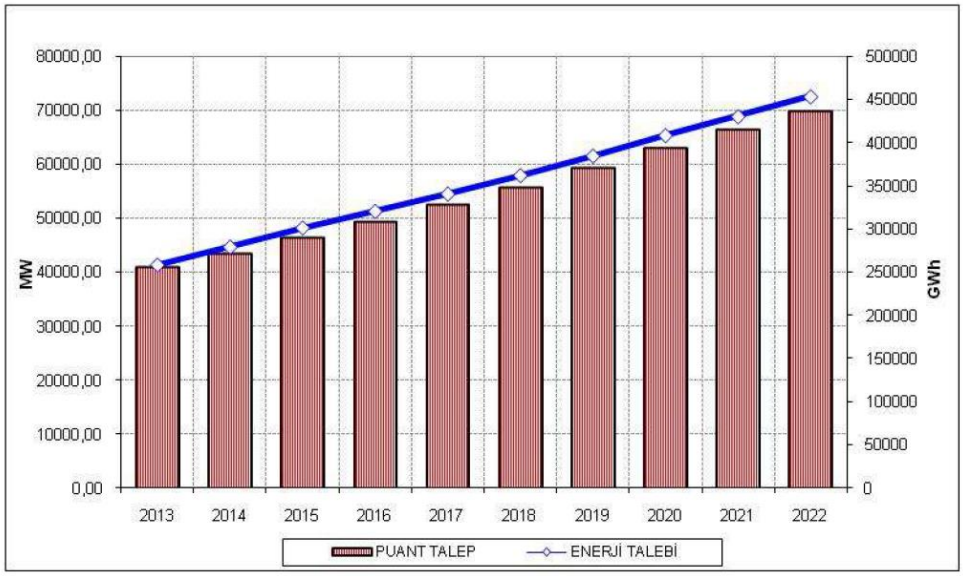
Şekil 5.6. 2012 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (25 Ekim 2012) santralların enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları

5.3.3. 2013-2022 yılları puant güç ve enerji talebi projeksiyonu

2013-2022 arası Türkiye Elektrik Sisteminde gerçekleşmesi beklenen puant güç ve enerji tüketim projeksiyonları yüksek talep senaryosuna göre Çizelge 5.3 ve Şekil 5.7'de, düşük talep senaryosuna göre ise Çizelge 5.4 ve Şekil 5.8'de verilmektedir (Anonim, 2013).

Çizelge 5.3. 2013-2022 talep tahmini (yüksek talep senaryosu)

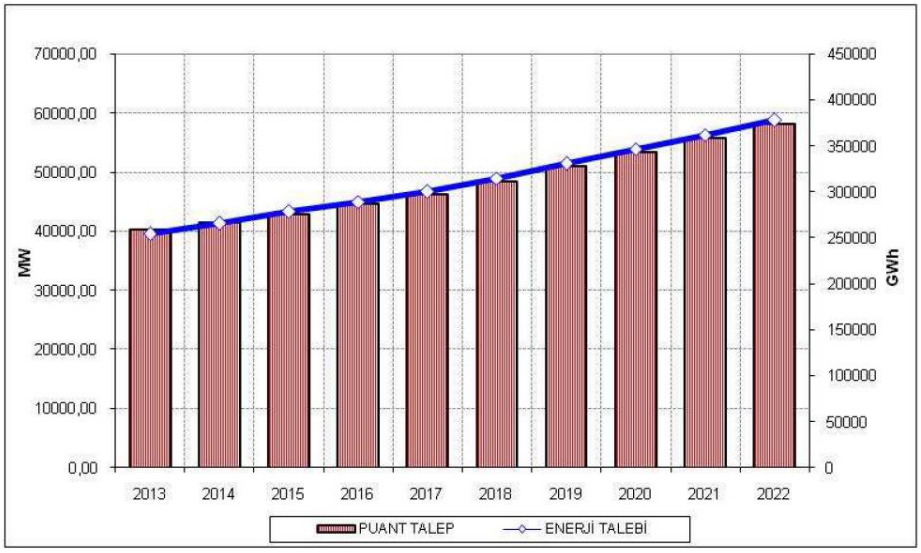
	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
YIL	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	41000	5,0	258140	6,7
2014	43500	6,1	278960	8,1
2015	46420	6,7	301300	8,0
2016	49370	6,4	320470	6,4
2017	52490	6,3	340710	6,3
2018	55780	6,3	362100	6,3
2019	59260	6,2	384670	6,2
2020	62930	6,2	408500	6,2
2021	66320	5,4	430510	5,4
2022	69880	5,4	453560	5,4



Şekil 5.7. 2013-2022 yılları arası **t**alep tahmini (yüksek talep senaryosu)

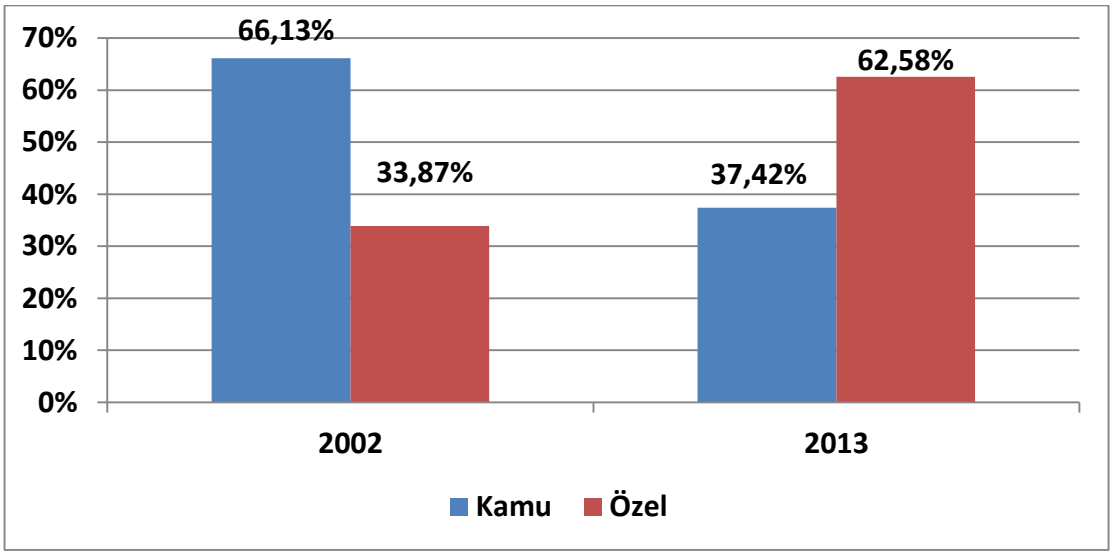
Çizelge 5. 4. 2013-2022 talep tahmini (düşük talep senaryosu)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2013	40250	3,1	253770	4,9
2014	41500	3,1	265780	4,7
2015	42900	3,4	278160	4,7
2016	44570	3,9	289330	4,0
2017	46270	3,8	300390	3,8
2018	48500	4,8	314850	4,8
2019	50900	4,9	330440	5,0
2020	53380	4,9	346510	4,9
2021	55790	4,5	362130	4,5
2022	58230	4,4	378000	4,4



Şekil 5.8. 2013-2022 yılları arası **t**alep tahmini (düşük talep senaryosu)

Özellikle 2009 yılında özel sektör, üretim sektöründe ağırlığını hissettirmiş ve eklenen 2.943 MW'lık kapasitenin % 96'sı özel sektör tarafından gerçekleştirilmiştir. Özel sektörün Türkiye elektrik piyasasına ilgisi 2010 ve devam eden yıllarda da devam etmiş ve özel sektör tarafından devreye alınan üretim tesislerinin toplam kurulu gücü 2010 yılında 4.763 MW, 2011 yılında 3440 MW, 2012 yılında 3524 MW ve 2013 yılında ise 7.004 MW (%62,58) olmak üzere toplam 39.288 MW'lar seviyesine ulaşmıştır (Şekil 5.9). Diğer taraftan, özel sektör tarafından elektrik üretim ve dağıtım sektörlerinde 2008 yılında 5 milyar, 2009 ve 2010 yıllarında 8 milyar TL civarında sabit sermaye yatırımı gerçekleştirilmiş olup 2013 yılı itibarıyla 60 milyar TL civarında finansman ihtiyacı doğmuştur.

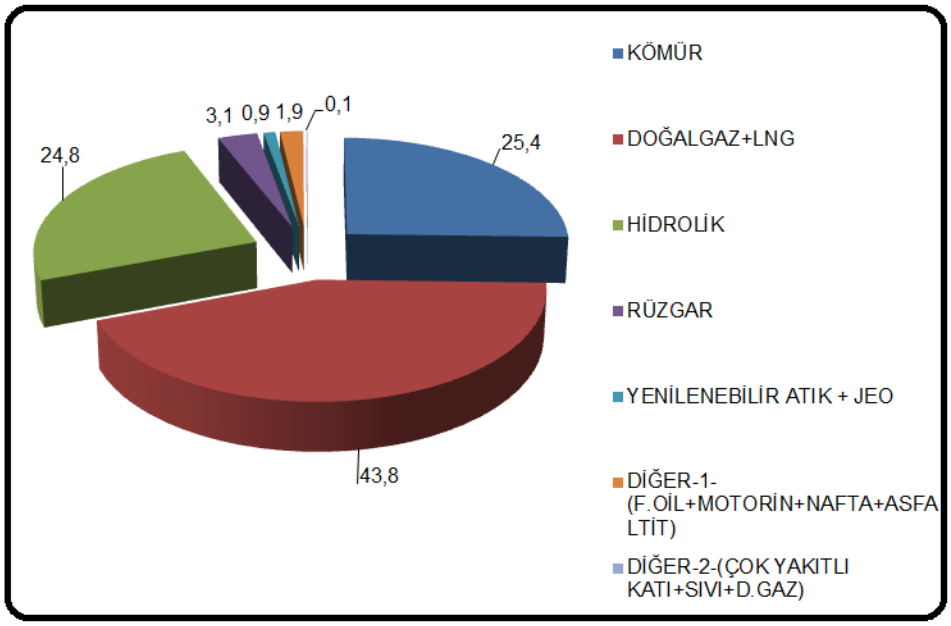


Şekil 5.9. Elektrik kurulu gücünde kamu-özel sektör payı

2013 yılı itibari ile Türkiye'nin elektrik üretimi yaklaşık 239,3 milyar kWh, elektrik tüketimi ise net 245,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bunun yaklaşık 171 milyar kWh'lık kısmı (% 71,2) termik kaynaklardan elde edilirken geriye kalan 68 milyar kWh (% 28,8) ise hidrolik, jeotermal, rüzgâr, biyokütle gibi yenilenebilir kaynaklardan elde edilmiştir. Elektrik üretiminde yakıt kompozisyonuna daha yakından bakıldığında doğal gazın artan önemi açıkça görülmektedir.

2013 yılı itibariyle elektrik enerjisi üretiminin % 43,8'i doğal gazdan, % 25,4'ü yerli ve ithal kömürden, % 24,8'i hidrolik kaynaklardan, % 1,7'si petrol ürünlerinden, % 3,1'i rüzgârdan, % 0,9'u ise jeotermal ve biyogaz gibi diğer kaynaklardan elde edilmiştir (Şekil 5.10). Önceki yıllarla karşılaştırmalı olarak bakıldığında, 2000'li yıllardan itibaren doğalgaz ve kömüre dayalı elektrik enerjisi üretiminin payı artarken, yenilenebilir (özellikle hidrolik) ve petrol türevi kaynaklara dayalı elektrik enerjisi üretiminin payı azalmıştır. Yerli linyit kaynaklarının ve yenilenebilir enerji

kaynaklarının payının tekrar artması ve üretim portföyünde nükleer enerjinin de yer alması yönünde hedefler ortaya konulmuş ve çalışmalar başlatılmış durumdadır.

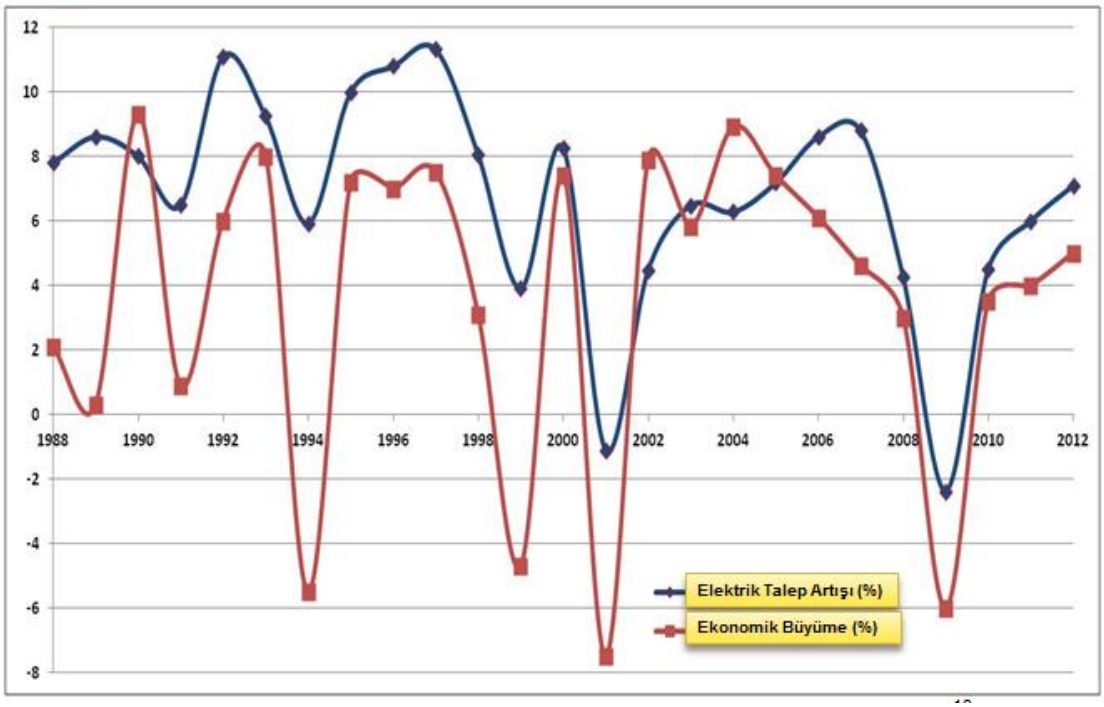


Şekil 5.10. Elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı (2013)

Türkiye'nin doğalgaz üreten ülkeler ile olan coğrafi yakınlığı ve doğal gazın elektrik üretiminde ortaya koyduğu çevre ve verimliliğe ilişkin avantajlar Türkiye'de doğal gazı elektrik üretiminde tercih edilen yakıt türü haline getirmektedir. Bu çerçevede, 2000 ile 2009 yılları arasında doğal gaza dayalı elektrik üretimi 48 milyar kWh artış göstermiş, aynı dönemde eklenen toplam kapasitenin % 72'si doğal gaza dayalı üretim tesisleri olarak gerçekleşmiştir.

Özel sektör tarafından üretilen elektriğin tüketicilere rekabetçi bir piyasa yapısı içerisinde serbest olarak ulaştırılmasını teminen, EPDK serbest tüketici olma limitini 2002 yılından beri sürekli olarak düşürmüş ve 2013 yılı için 5.000 kWh (en son olarak 2014 yılı için ise 4.500 kWh) olarak tespit etmiştir. Başka bir ifadeyle, yıllık toplam elektrik enerjisi tüketimleri EPDK kararı ile belirlenen limitin üzerinde olanlar ile iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketicilere elektrik piyasasına doğrudan erişim olanağı tanınmış ve tedarikçiler ile ikili anlaşmalar yolu ile enerji gereksinimlerini özgürce karşılayabilmelerinin önü açılmıştır. En son 2012 yılı için % 77'lik bir piyasa açıklık oranı tespit edilmiştir. Serbest kullanıcı limitinin azaltılmasına devam edilmesi planlanmakta ve 2015 yılına kadar ise tüm tüketicilerin serbest kullanıcı olması öngörülmektedir (Anonim, 2009).

Tarihsel olarak bakıldığında, Türkiye elektrik talebindeki artış ile ekonomik büyüme yüksek bir korelasyon ile hareket etse de elektrik talebindeki artışın ekonomik büyümenin üzerinde bir seyir izlediği görülmektedir (Şekil 5.11).



Şekil 5.11. Gayrisafi yurtiçi hasılatı ve elektrik talebi artış hızları (1988-2012)

İleriye dönük olarak bakıldığında ise, TEİAŞ verilerine göre elektrik talebinin 2022 yılında yüksek ve düşük senaryolara göre sırasıyla 453,5 ve 378 milyar kWh seviyesine ulaşması beklenmektedir. Söz konusu talebi karşılamak için ülke puant güç kapasitesinin 2022 yılı itibari ile benimsenen yüksek ve düşük senaryolara göre sırası ile 70.000 MW ve 58.000 MW seviyelerine çıkması öngörülmektedir. Kapasite artırımlarının karşılanması, kapasite artışına paralel olarak şebeke genişleme ve yenileme yatırımları ile özelleştirme uygulamaları hükümetin özel sektöre dayanan bir elektrik piyasası oluşturma hedefi ile beraber değerlendirildiğinde, özel yatırımcılar için oldukça geniş yatırım olanaklarının var olduğu bir piyasa yapısı ile karşı karşıya olunduğu gerçeği ortaya çıkmaktadır.

Ulusal piyasanın yanı sıra, Türkiye'nin komşu ülkeler ile ve özellikle de AB ile olan bölgesel işbirliği sınır-aşan elektrik ticaretini de mümkün kılmaktadır. Türkiye'nin hâlihazırda tüm kara komşuları ile iletim bağlantılarının mevcut olmasının yanı sıra, ENTSO-E kapsamında iletim şebekesinin de AB iletim şebekesi ile senkron paralel çalışma olanağına sahip olması, elektrik piyasasında yer alan aktörlerin ulusal piyasadaki faaliyetlerin yanı sıra sınır-aşan elektrik ticareti faaliyetini de sürdürebilecekleri anlamına gelmektedir.

Toplam 21 adet elektrik dağıtım bölgesinden özelleştirme programına alınan 18 adet dağıtım bölgesinde ihale süreci tamamlanmış ve özel sektöre devir işlemleri 2013 sonu itibarıyla sonuçlanmıştır. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun yürürlüğe girmesinden evvel sözleşmesi yapılmış 3 adet bölgede ise dağıtım faaliyetleri özel sektör tarafından gerçekleştirilmektedir. Son derece rekabetçi ve şeffaf bir ortamda gerçekleşen ihale süreçleri neticesinde yaklaşık toplam 12,7 milyar dolar özel sektör tarafından dağıtım varlıklarının edinilmesi amacıyla kaynak olarak ortaya konulmuştur. Üretim tesisleri ile ilgili olarak ise, 18 termik ve 27 hidroelektrik olmak üzere toplam 16.201 MW gücündeki 45 tesis özelleştirilmek amacıyla portföy grupları altında yeniden yapılandırılmıştır.

Son olarak, Türkiye elektrik piyasası, rakamsal büyüklük olarak artan ihtiyaçlarını karşılamak için 2030 yılına kadar, benimsenen senaryoya göre, 193-225 milyar TL yatırıma gereksinim duymaktadır. Söz konusu yatırımın şeffaf ve rekabetçi bir piyasada özel sektör tarafından yapılması, daha önce de belirtildiği üzere, Türkiye'nin öncelikli ekonomik-politik hedefleri arasındadır (Anonim, 2011).

5.4. Türkiye Elektrik İletim Sistemi

İletim Sistemi, üretim tesislerinden itibaren gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesislerdir. İletim tesislerinin bileşenleri;

-İletim hatları ve kabloları,

-İletim Trafo ve Anahtarlama Merkezleri (indirici trafo merkezleri ve transformatör bulunmayan şalt sistemleri)

olarak tanımlanır.

400 kV'luk Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 kV Yüksek Gerilim Hatları, 400/154 kV oto-trafolar ve 154/OG indirici trafolardan oluşan Türkiye Elektrik İletim Sistemi teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda seri ve şönt kapasitörlerle donatılmıştır. Şekil 5.12'de Türkiye Elektrik İletim Sistemi şeması görülmektedir. İletim sistemi gerilim seviyesi 400 kV ve 154 kV ile standartlaştırılmıştır. Gürcistan ve Ermenistan ile olan enterkonneksiyon hatları bu ülkelerdeki gerilim seviyesine uygun olarak 220 kV'tur.



Şekil 5.12. Türkiye Elektrik İletim Sistemi şeması

Türkiye üretim ve iletim sistemi, Gölbaşı/Ankara'da bulunan Milli Yük Tevzi Merkezi (MYTM) ile Adapazarı, Samsun, Elazığ, İzmir, Gölbaşı/Ankara, İkitelli/İstanbul, Erzurum, Adana ve Antalya'da bulunan 9 adet Bölgesel Yük Tevzi Merkezi'nden (BYTM) gözlenip yönetilmektedir. Şekil 5.13'de Milli Yük Tevzi Kontrol Merkezi görülmektedir. Güç sistemi işletmesi, sistemin 400 kV trafo merkezlerini ve 50 MW'ın üzerindeki tüm santralları kapsayan bir SCADA ve Enerji Yönetim Sistemi Programı (EMS) ile yapılmaktadır. Sistem İşletmecisi (Sistem Operatörü) bu sistem sayesinde daha kaliteli bir işletme için gerekli olan her tür sistem çalışmasını, günlük işletme programlarını ve yük frekans kontrolünü yapabilmektedir.

İletim sisteminin mevcut büyüklükleri Çizelge 5.5 ve 5.6 'da özetlenmiştir.

Çizelge 5.5. Türkiye Elektrik İletim Sistemindeki transformatör sayısı ve güçlerinin primer gerilimlerine göre dağılımı (2012 yılı)

400 kV		**154 kV**		**66 kV ve aşağı**		**TOPLAM**	
ADET	**GÜÇ (MVA)**	**ADET**	**GÜÇ (MVA)**	**ADET**	**GÜÇ (MVA)**	**ADET**	**GÜÇ (MVA)**
222	43.795	1.153 (2 adedi 220 kV'luk)	68.458	50	593	1.425	112.846

Çizelge 5.6. Türkiye Elektrik İletim Sistemi Enerji İletim Hat uzunlukları (2012 yılı, km olarak)

400 kV	**220 kV**	**154 kV**	**66 kV**	**TOPLAM**
16.386,4 km	84,5 km	33.694,6 km	512,6 km	50.678,1 km

154 kV yer altı güç kablosu uzunluğu 213,8 km

400 kV yer altı güç kablosu uzunluğu 42.7 km

66 kV yer altı güç kablosu uzunluğu 3.2 km

İletim Sistemi elektrik sisteminin ana omurgasını teşkil etmekte olup iletim tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemler olduğundan bölgesel gelişim hedeflerinin, yük tahminlerinin, arz kaynak noktalarının önceden optimum olarak belirlenmesi gerekmektedir.



Şekil 5.13. Türkiye Elektrik Sistemi Kontrol Merkezi (Milli Yük Tevzi Merkezi-Gölbaşı/ANKARA)

Ülkemizin nüfus yoğunluğu, arz kaynaklarının yeri ve coğrafi koşullarına uygun olarak Avrupa standartlarına göre dizayn edilen iletim sistemi kayıpları, ortalama % 2-3 olup uluslararası performans düzeyindedir (Anonim, 2013).

5.5. Türkiye Elektrik Dağıtım Sistemi

Türkiye'deki dağıtım hatlarının uzunlukları toplamı 1.009.336 km olup 2011 yılı sonu itibarı ile mevcut durumu Çizelge 5.7'de verilmektedir.

Çizelge 5.7. Türkiye Elektrik Dağıtım Sistemi hat uzunlukları (2011, km)

33 kV	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	DİĞER	0,4 kV	TOPLAM
387.937	28.330	5.685	6.331	292	580.761	1.009.336

Çizelge 5.8. Türkiye Elektrik Dağıtım Sistemindeki transformatör sayısı ve güçlerinin primer gerilimlerine göre dağılımı (2011)

PRİMER GER.	SEKONDER GER.	15,8 kV	10,5 kV	6,3 kV	DİĞER	0,4 kV	TOPLAM
33 kV	ADET	470	236	379	85	317.234	**318.404**
	GÜÇ (MVA)	4.410	3.531	2.845	1.031	88.999	**100.816**
15,8 kV	ADET			2	1	29.727	**29.730**
	GÜÇ (MVA)			6	1	9.110	**9.117**
10,5 kV	ADET					7.530	**7.530**
	GÜÇ (MVA)					6.604	**6.604**
6,3 kV	ADET				3	5.231	**5.234**
	GÜÇ (MVA)				15	2.612	**2.627**
DİĞER	ADET				76		**76**
	GÜÇ (MVA)				222		**222**
TOPLAM	**ADET**	**470**	**236**	**381**	**165**	**359.722**	**360.974**
	GÜÇ (MVA)	**4.410**	**3.531**	**2.851**	**1.269**	**107.325**	**119.386**

Dağıtım sistemindeki trafo kurulu gücünün 2011 yılı sonu itibariyle mevcut durumu Çizelge 5.8'de özetlenmiştir.

5.6. Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E Sistemine Bağlantısı

Elektrik şebekelerinin enterkonneksiyonu, elektrik ithalat ve ihracat potansiyelini artırmak, elektrik arz güvenliğini desteklemek ve enterkonnekte şebekelerin diğer teknik-ekonomik avantajlarından yararlanmak amacıyla yapılmaktadır.

Ülkemiz açısından öncelik ve temel amaç, ulusal elektrik şebekemizin ENTSO-E şebekesiyle senkron paralel çalışmasını temin etmektir. Söz konusu çalışmalar için geliştirilen projeler için AB katılım öncesi destek yardımlarından finansman sağlanmıştır. Bu kapsamda Mart 2000'de mülga TEAŞ (mevcut durumda TEİAŞ) tarafından Avrupa Elektrik Sistemine senkron paralel bağlanmak ve UCTE sistemine üye olmak üzere ilk başvuru yapılmıştır. Bu amaçla bağlantının sağlanabilmesi için gerekli aktiviteleri yerine getirmek üzere Proje Grubu kurulmuştur. Proje Grubu, Türkiye Elektrik Sisteminin incelenmesi için gerekli çalışmaları koordine etmiştir. Bu bağlamda iki proje geliştirilmiştir.

İlk proje olan "Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Elektrik Sistemine Bağlantısı için Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar" projesi 2005-2007 tarihleri arasında gerçekleştirilmiş olup, TEİAŞ ve UCTE üyesi Elektrik İletim Şirketleri uzmanları ile birlikte yürütülmüştür.

İkinci proje ise "UCTE ile Senkron Paralel İşletme İçin Türkiye Elektrik Sistemi Frekans Kontrol Performansının İyileştirilmesi" projesidir. Bu proje ile de Türkiye Elektrik Sistemindeki periyodik frekans salınımlarının giderilmesi, ENTSO-E sistemiyle senkron bağlantı sonrası oluşması beklenen bölgeler arası güç/frekans salınımlarının giderilmesi ve Türkiye Bulgaristan ve Yunanistan sınır hatlarında özel koruma sistemlerinin tesis edilmesi amaçlanmış olup 2010 yılında başarıyla bitirilmiştir.

Yukarıdaki projeler kapsamında belirlenen önlemlerin alınması ve ENTSO-E standart ve gerekliliklerinin sağlanması amacıyla, TEİAŞ koordinasyonunda EÜAŞ, üniversiteler ve çeşitli ENTSO-E üyesi Elektrik İletim Şirketlerinin uzmanlarıyla birlikte, Türkiye Elektrik Sistemindeki önemli büyük santrallerde işletme ile ilgili iyileştirme ve kontrol sistemlerinin rehabilitasyonu konularında kapsamlı çalışmalar yapılmıştır.

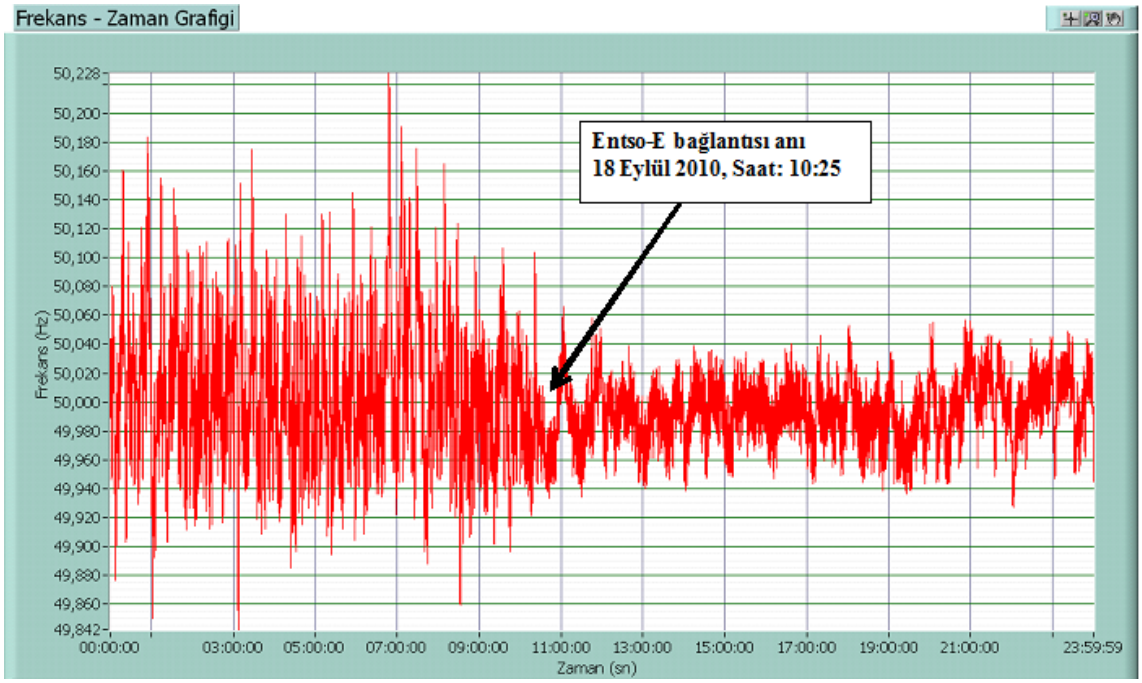
Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi ile bağlantı sonrasında ortaya çıkması olası bölgelerarası salınımları sönümlendirmek üzere özel önlemler alınmıştır. Olası bir arıza sonrasında arızanın yayılmasının önlenmesi amacıyla Türkiye Elektrik Sistemi sınır trafo merkezlerinde Özel Koruma Sistemi (SPS) tesis edilmiştir.

18 Aralık 2009 tarihinde Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi ile Türkiye Elektrik Sisteminin bağlantısı için yöntem ve alınacak önlemler konusunda bir anlaşma imzalanmıştır.

Ocak 2010 tarihinde sistem puant yük koşulu izole testleri, Mart 2010 tarihinde de sistem minimum yük koşulu izole testleri başarıyla tamamlanmıştır.

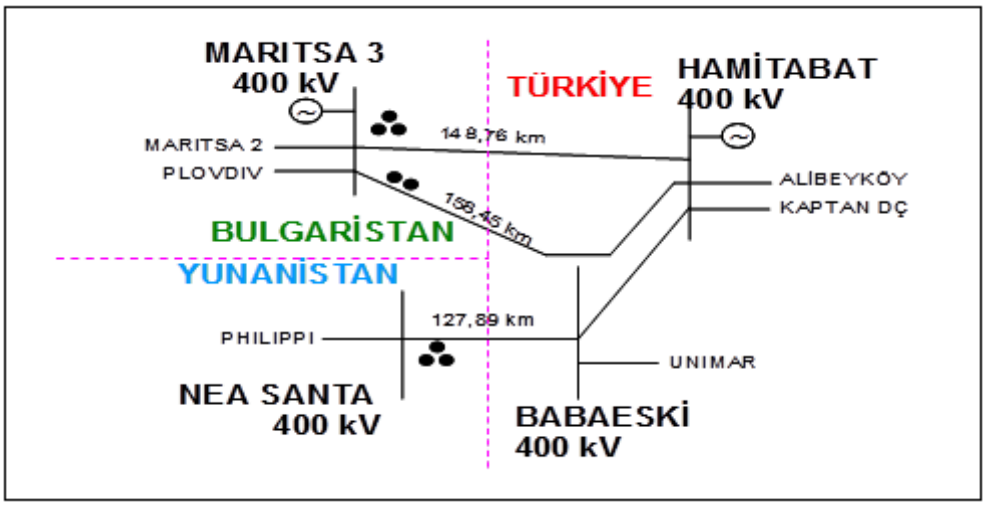
Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E sistemine bağlantısı çalışmaları, sistem işletme güvenliği ve kalitesinin arttırılmasına yönelik bütün hazırlık çalışmaları, ENTSO-E teknik gerekliliklerinin sağlanması çalışmaları ENTSO-E Proje Grubunun yönlendirmesi kapsamında Avrupa İletim Şirketlerinden ESO (Bulgaristan), HTSO (Yunanistan), Amprion (Almanya), Swissgrid (İsviçre), TERNA (Italya), RTE (Fransa), EMS (Sırbistan) ve TEİAŞ teknik uzmanları tarafından gerçekleştirilmiştir.

Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi sistemi ile senkron paralel işletilmesi konusunda yürütülen teknik çalışmaların ve deneme paralel çalışma öncesi yerine getirilmesi öngörülen önlemlerin tamamlanması ile birlikte 18 Eylül 2010 tarihinde senkron paralel işletme başlatılmıştır (Şekil 5.14).



Şekil 5.14. Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine bağlantı anındaki sistem frekansındaki değişim

Türkiye Elektrik sisteminin ENTSO-E ile senkron bağlantısı 2 adet 400 kV Hamitabat (Türkiye)- Maritsa East 3 (Bulgaristan) Enerji İletim Hatları ile Bulgaristan üzerinden ve 1 adet 400 kV Babaeski (Türkiye)-Nea Santa (Yunanistan) Enerji İletim Hattı ile Yunanistan üzerinden gerçekleştirilmiştir. Şekil 5.15'de Bulgaristan ve Yunanistan enterkonneksiyonuna ait tek hat şeması verilmiştir. Çizelge 5.9, 5.10 ve 5.11'de sırasıyla Türkiye-Bulgaristan Hat-1, Hat-2 ve Türkiye-Yunanistan Enerji İletim Hatlarının karakteristikleri verilmektedir.



Şekil 5.15. Bulgaristan ve Yunanistan enterkonneksiyonu tek hat şeması

5.6.1. Türkiye-Bulgaristan enterkonneksiyonu

Çizelge 5.9. Hamitabat (Türkiye)-Maritsa East (Bulgaristan) 1 nolu Enerji İletim Hattının planlama standart kapasitesi (400 kV, 158 km.)

TİP	**Toplam İletken Alanı (mm^2)**	**MCM**	**Akım Taşıma Kapasitesi (A)*****	**Yazlık Kapasite (MVA)***	**Bahar/ Sonbahar Kapasite (MVA)****	**Termik Kapasite (MVA)*****
2B, Rail	2x517	2x954	2x755	832	1360	995

Çizelge 5.10. Hamitabat (Türkiye)-Maritsa-East (Bulgaristan) 2 nolu Enerji İletim Hattının Planlama Standart Kapasitesi (400 kV, 149 km.)

TİP	Toplam İletken Alanı (mm^2)	MCM	Akım Taşıma Kapasitesi (A)***	Yazlık Kapasite (MVA)*	Bahar/ Sonbahar Kapasite (MVA)**	Termik Kapasite (MVA)***
3B Cardinal	3x547	3x954	3x765	1268	2070	1510

5.6.2. Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyonu

Çizelge 5.11. Babaeski (Türkiye)-Filippi (Yunanistan) Enerji İletim Hattının Standart Planlama kapasitesi (400 kV, 128 km.)

TİP	**Toplam İletken Alanı (mm^2)**	**MCM**	**Akım Taşıma Kapasitesi (A)*****	**Yazlık Kapasite (MVA)***	**Bahar/ Sonbahar Kapasite (MVA)****	**Termik Kapasite (MVA)*****
3B, Cardinal	3x547	3x954	3x765	1268	2070	1510

ENTSO-E kuralları gereği senkron bağlantı sağlandıktan sonra kararlılığın sağlanması dönemi başlamış ve bu dönem normalde iki hafta olmasına rağmen enterkonneksiyon hatlarında güç akışı kontrolü istenen kalitede yapılamadığından yaklaşık beş ay sürmüştür. Kararlılığın sağlanması döneminden sonra ticari olmayan enerji alışveriş dönemi başlamış ve bu dönemde yaklaşık dört ay sürdükten sonra Haziran 2011 itibariyle ticari enerji alış-verişleri başlamıştır.

Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine entegrasyonundan sonra Türkiye'nin Avrupa ülkeleri ile Avrupa İç Elektrik Pazarı kapsamında yapacağı ticaret, halen diğer ülkelerde olduğu gibi, ENTSO-E tarafından koordine edilen teknik kurallar ve (eskiden Avrupa İletim Sistemi İşletmecileri Birliği ETSO tarafından koordine edilen) piyasa kurallarına göre yürütülmektedir. ENTSO-E tarafından Nisan 2014 tarihinde Türkiye elektrik iletim sisteminin Avrupa Kıtası elektrik sistemi ile kalıcı bağlantısına karar verilmiştir.

5.7. ENTSO-E ile Ticari Enerji Alışverişleri ve Hat Kapasite Tahsis İşlemleri

Ticari elektrik enerjisi alışverişlerinin yapılabilmesi için, hat kapasite tahsisi işlerinin yürütülmesi gerekmektedir. Ayrıca Taahhüt Anlaşması uyarınca elektrik sisteminin ENTSO-E sistemi teknik kuralları ve piyasa koşullarına uyumlu olarak işletilmesi gerekmektedir. Ticari elektrik enerjisi alışverişlerinin başlamasıyla birlikte, Net Transfer Kapasitesi aylık olarak hesaplanmakta ve kapasite tahsis ihaleleri aylık olarak yapılmaktadır. Deneme test döneminin tamamlanması ile birlikte ise yıllık, aylık ve günlük Net Transfer Kapasitesi hesaplamaları ve kapasite tahsisleri yapılması planlanmaktadır. Söz konusu hesaplama, ilgili ENTSO-E üyesi İletim Şirketleriyle koordineli yapılan PSS-E yazılımı simülasyonlarına dayalı analiz çalışma sonuçlarına dayalı yapılmaktadır.

18 Eylül 2010 tarihinden sonraki uygulamaların ENTSO-E sistemine uyumlu olacak şekilde düzenlenmesine yönelik olarak Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği revize edilmiştir.

ENTSO-E üyesi komşularımızla elektrik ithalatı ve ihracatı bu mekanizma çerçevesinde yapılmaktadır. Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliğine göre elektrik enerjisinin ithalat ve/veya ihracat faaliyetinde uygulanacak yöntemler şöyledir.

Elektrik enerjisinin ithalatı;

a) Senkron paralel işletme,

b) Ünite yönlendirme,

d) Asenkron paralel bağlantı yapılması,

Elektrik enerjisinin ihracatı ise;

a) Senkron paralel işletme,

b) Ünite yönlendirme,

c) Asenkron paralel bağlantı yapılması,

d) İzole bölge besleme

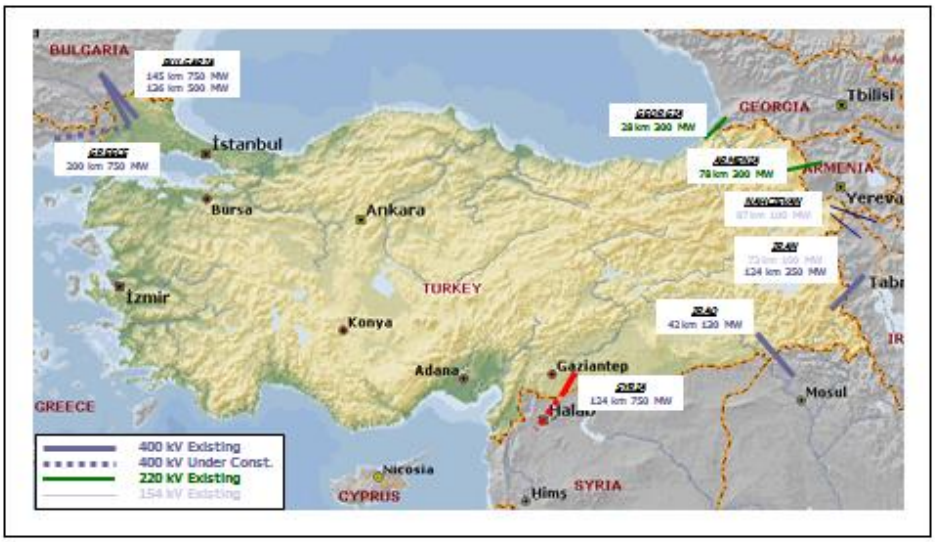
yöntemleri ile yapılmaktadır.

Hangi enterkonneksiyon hatlarından elektrik ithalatı/ihracatı yapılabileceği Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) görüşü doğrultusunda TEİAŞ tarafından ilan edilmektedir. Senkron paralel bağlantılar için enterkonneksiyon hat kapasitesini kullanarak ithalat/ihracat yapmak isteyen ve bu hakkı, lisansına dercedilmiş olan toptan satış (tedarik) lisansı sahibi şirketler, TEİAŞ tarafından belirlenen miktardaki teminat mektubunu TEİAŞ'a sunmak kaydı ile hat kapasite tahsisi ihalesine

katılabilmektedirler. Çizelge 5.12'de enterkonneksiyon hatlarındaki kapasite tahsis yöntemleri özet olarak verilmektedir.

Senkron olmayan bağlantılar için ise (İran, Irak, Gürcistan, Suriye) karşı ülkede elektrik enerjisi ithalatı/ihracatı ile ilgili Bakanlık ve/veya yetkili Kurumla yapılan ön anlaşma, protokol veya niyet mektubu, söz konusu ülkedeki Türk Konsolosluğundan veya Lahey Devletler Özel Hukuku Konferansı çerçevesinde hazırlanan "Yabancı Resmi Belgelerin Tasdiki Mecburiyetinin Kaldırılması Sözleşmesi" hükümlerine göre onaylanmış olması gerekmektedir.

Toptan satış lisansı veya perakende satış lisansına sahip tüzel kişiler tarafından; mevcut ya da yapılacak hatlar vasıtasıyla uluslararası enterkonneksiyon şartı oluşmuş ülkelerden ya da ülkelere, toptan satış lisansı sahibi tüzel kişiler için ithalat ve/veya ihracat faaliyetlerinde, perakende satış lisansına sahip tüzel kişiler içinse ithalat faaliyetinde bulunmak üzere başvuruda bulunulması halinde, EPDK tarafından, Bakanlık görüşü ile teknik konulara ilişkin olarak TEİAŞ'ın görüşü alınır.



Şekil 5.16. Türkiye elektrik sistemi enterkonneksiyonları

Görüşlerin olumlu olması halinde, başvuru EPDK tarafından duyurulur. Duyuruyu izleyen on iş günü içerisinde, aynı hattı kullanmak suretiyle ithalat ve/veya ihracat faaliyetinde bulunmak isteyen toptan satış lisansı veya ithalat faaliyetinde bulunmak isteyen perakende satış lisansına sahip tüzel kişiler de EPDK'ya başvurabilir.

Aynı enterkonneksiyon hattı için birden fazla başvuru olması halinde, başvurular ilgili mevzuat doğrultusunda sonuçlandırılmak üzere TEİAŞ'a bildirilir.

Kullanıma açık enterkonneksiyon hatlarının kapasite tahsisi ve süresi ile ilgili usul ve esaslar, piyasa şartları dikkate alınarak TEİAŞ tarafından, lisansları kapsamında

işletmekte oldukları enterkonneksiyon hatları için genel olarak veya gerekli görülen durumlarda hat bazında belirlenir ve ilan edilir. TEİAŞ, enterkonneksiyon hattı kapasite tahsis yönteminin belirlenmesi ve uygulanmasında;

a) Eşit taraflar arasında ayrım gözetilmemesi,

b) Rekabetin geliştirilmesi,

c) Şeffaflık ilkeleri doğrultusunda hareket eder ve kısıt olması durumunda enterkonneksiyon hattı kapasitesi, piyasa katılımcılarının kullanımına yarışma suretiyle sunulur.

Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E sistemine senkron paralel bağlanması konusundaki çalışmalar sonucunda 18 Eylül 2010 tarihi itibarı ile Deneme Senkron Paralel İşletme aşaması başlamış, kararlılığın sağlanması ve ticari olmayan alışverişlerin denenmesi evrelerinin başarıyla tamamlanmasını takiben 2 Haziran 2011 tarihinde ticari alış-verişlerin yapıldığı son evreye geçilmiştir. Bu fazda Avrupa'dan Türkiye yönüne 400 MW, Türkiye'den Avrupa yönüne ise 300 MW kapasitede elektrik enerjisi ticaretine izin verilmiş olup, bu miktarlar bir önceki alışverişin başarıyla tamamlanmasına bağlı olarak, aylık olarak Bulgaristan ve Yunanistan'dan iki sınırdan ve ithalat ve ihracat olmak üzere her iki yön için hesaplanan Net Transfer Kapasite (NTC) değerine kadar artırılacaktır.

Bulgaristan ve Yunanistan Elektrik Sistemleri ENTSO-E ile senkron paralel çalışmaktadır. ENTSO-E kararlarına uygun olarak, mevcut enterkonneksiyon hatlarının aylık kapasitesi piyasanın kullanımına sunulmaktadır. Deneme Paralel İşletme sürecinden sonra ENTSO-E ve Türkiye arasındaki enterkonneksiyon hatlarının kapasitesi, her iki yönde hesaplanan Net Transfer Kapasitesi dikkate alınarak piyasa katılımcılarına sunulacak olup, söz konusu NTC değeri her yıl, ay ve gün için piyasa katılımcılarına ilan edilecektir.

Türkiye-ENTSO-E alışveriş kapasitesinin % 65'i Türkiye-Bulgaristan sınırı, % 35'i Türkiye-Yunanistan sınırı için kullanıma sunulmaktadır. Bu kapasitelerin yarısı TEİAŞ tarafından, diğer yarısı ilgili İletim Sistemi Operatörü (ESO EAD veya HTSO) tarafından tahsis edilmektedir.

TEİAŞ tarafındaki kapasite tahsisi "İhale Yöntemi" ile piyasa katılımcılarına sunulmaktadır. Piyasa katılımcılarına yol gösterici nitelikte bir "İhale Kuralları Dokümanı" hazırlanmış olup, TEİAŞ web sitesinde ilan edilen TEİAŞ Capacity Auction Tool (TCAT) linkinden bu dokümana ve ihalelerle ilgili bilgilere erişilebilmektedir.

Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E sistemine entegrasyonu ile birlikte batı komşularımız dışındaki ülkeler ile senkron paralel çalışma ancak bu ülkelerin de belirli standartları ve işlemleri yerine getirmesi ve ENTSO-E'nin onayı çerçevesinde mümkün olacaktır. Bu durumda ENTSO-E bağlantısını sağlayan hatların dışındaki mevcut tüm enterkonneksiyonların ENTSO-E kurallarına göre çalıştırılması gerekmektedir.

ENTSO-E kurallarına göre, DC bağlantı, ünite yönlendirme ve izole bölge yöntemi bu sistemle paralel çalışmaya başlayan bir ülkenin üçüncü ülkelerle enerji alış/verişlerinde kullanılan yöntemlerdir.

Çizelge 5.12. Türkiye enterkonneksiyonları Net Transfer Kapasitesi özet tablosu

Nereden	Nereye	Bağlantı Yöntemi	Tahsis Dönemi	NTK[1] (MW)	KAK[2] (MW)	TEK[3] (MW)
Türkiye	Bulgaristan	Senkron Paralel	Aylık	Her ay belirlenecek	Her ay belirlenecek	0
Bulgaristan	Türkiye	Senkron Paralel	Aylık	Her ay belirlenecek	Her ay belirlenecek	0
Türkiye	Yunanistan	Senkron Paralel	Aylık	Her ay belirlenecek	Her ay belirlenecek	0
Yunanistan	Türkiye	Senkron Paralel	Aylık	Her ay belirlenecek	Her ay belirlenecek	0
Türkiye	Gürcistan	Ünite Yönlendirme	Yıllık	150	150	0
Türkiye	Gürcistan	İzole Bölge	Yıllık	150	150	0
Gürcistan	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	150	150	0
Gürcistan	Türkiye	İzole Bölge	Ocak, Şubat, Mart, Nisan, Mayıs 2014 ayları için:	15	0	15
			Haziran, Temmuz, Ağustos, Eylül, Ekim, Kasım, Aralık 2014 ayları için:	55	40	15
Gürcistan	Türkiye	Asenkron Paralel	Aralık 2013	Min : 250 Max: 500	Min : 250 Max: 500	0
			Ocak 2014	Min : 250 Max: 500	Min : 250 Max: 500	0
			Şubat 2014	Min : 250 Max: 500	Min : 250 Max: 500	0
			Mart 2014	Min : 0 Max: 350	Min : 0 Max: 350	0
			Nisan 2014	Min : 0 Max: 100	Min : 0 Max: 100	0
			Mayıs 2014 (İthalat yapılamamaktadır.)	Min : 0 Max: 100	Min : 0 Max: 7,3	92,7
			Haziran 2014	Min : 0 Max: 350	Min : 0 Max: 39,2	310,8
			Temmuz 2014 (Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 100 Max: 700	Min : 0 Max: 233	467
			Ağustos-2014 (Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 100 Max: 700	Min : 30,8 Max: 630,8	69,2
			Eylül-2014 Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 500 Max: 700	Min : 406,6 Max: 606,6	93,4

			Ekim -2014 Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 500 Max: 700	Min : 405,3 Max: 605,3	94,7
			Kasım-2014 Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 700 Max: 700	Min : 606,6 Max: 606,6	93,4
			Aralık -2014 Gürcistan Tarafınca değiştirilebilir)	Min : 700 Max: 700	Min : 610 Max: 610	90
Türkiye	Ermenistan	Ünite Yönlendirme	-	0	0	0
Türkiye	Ermenistan	İzole Bölge	-	0	0	0
Ermenistan	Türkiye	Ünite Yönlendirme	-	0	0	0
Ermenistan	Türkiye	İzole Bölge	-	0	0	0
Türkiye	Azerbaycan	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
Türkiye	Azerbaycan	İzole Bölge	Yıllık	50	50	0
Azerbaycan	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	100	50	50
Azerbaycan	Türkiye	İzole Bölge	Yıllık	70	70	0
Türkiye	İran (1)	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
Türkiye	İran (1)	İzole Bölge	Yıllık	Belirlenecek	Belirlenecek	0
İran (1)	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
İran (1)	Türkiye	İzole Bölge	Yıllık	40	0	40
Türkiye	İran (2)	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
Türkiye	İran (2)	İzole Bölge	Yıllık	0	0	0
İran (2)	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
İran (2)	Türkiye	İzole Bölge 2014 yılı için	Kış	450	0	450
			İlkbahar	350	0	350
			Yaz	250	0	250
			Sonbahar	300	0	300
Türkiye	Irak	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
Türkiye	Irak	İzole Bölge	Aralık, Ocak, Şubat (Kış) Ayları için:	150	0	150
			Mart, Nisan, Mayıs (İlkbahar) Ayları için:	200	50	150
			Haziran, Temmuz, Ağustos (Yaz) Ayları için:	150	0	150
			Eylül, Ekim, Kasım (Sonbahar) Ayları için:	170	20	150
Irak	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	0	0	0
Irak	Türkiye	İzole Bölge	Yıllık	0	0	0
Türkiye	Suriye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	500	500	0
Türkiye	Suriye	İzole Bölge	Yıllık	500	500	0
Suriye	Türkiye	Ünite Yönlendirme	Yıllık	230	230	0
Suriye	Türkiye	İzole Bölge	Yıllık	0	0	0

[1]Net Transfer Kapasitesi [2] Kullanıma Açık Kapasite [3] Tahsis Edilmiş Kapasite

5.8. Türkiye Elektrik Piyasası

14/04/2009 tarihli ve 27200 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan (en son değişiklik 03/11/2011 tarihli ve 28104 sayılı Resmi Gazetede yayımlanmıştır) Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) çerçevesinde; Türkiye elektrik piyasası,

Nord Pool'da olduğu gibi, "Gün Öncesi Piyasası (GÖP)" ve "Dengeleme Güç Piyasası (DGP)"ndan oluşmaktadır.

5.8.1. Gün Öncesi Piyasası (GÖP)

01 Aralık 2011 tarihine kadar "Gün Öncesi Planlama" olarak yürütülen gün öncesi dengeleme işlemleri bu tarihten itibaren "Gün Öncesi Piyasası" kapsamında yürütülmeye başlamıştır. Nihai Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (N-DUY) ile öngörülen Gün Öncesi Piyasasının amacı elektrik enerjisinin referans fiyatını belirlemek üzere piyasa katılımcılarına, ikili anlaşmalarına ek olarak bir sonraki gün için enerji alış ve/veya satışı yapma fırsatı tanıyarak portföylerindeki üretim ve/veya tüketim ihtiyaçları ile sözleşmeye bağlanmış yükümlülüklerini gün öncesinde dengeleme olanağının sağlanmasıdır. Böylece piyasa katılımcılarının (mümkün olduğu ölçüde dengeden sorumlu gruplar altında toplanarak) gerçekleştirecekleri elektrik alış-veriş işlemleri için esas olarak kullandıkları anlaşmaların kapsamı dışında kalabilecek dengesizliklerini gün öncesinden giderebilmelerine imkân tanımaktır. Böylelikle gerçek zamanlı dengeleme işlemlerinin sistem işletmecisi üzerindeki yükünün azaltılması ve oluşacak ek maliyetlerin düşürülmesi sağlanabilecektir. Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) tarafından işletilen gün öncesi piyasasına katılım zorunlu değildir. Ancak, gün öncesi piyasada yer almanın katılımcılar açısından önemli bir fırsat olması nedeniyle, katılımın yüksek olması muhtemeldir.

Bu piyasa yapısında gün öncesinde bir dengeleme yapılmakta ve bu dengeleme işlemi taraflar için hem fiziksel hem de mali açıdan bağlayıcı olmaktadır. Böylelikle, sistem işletmecisine gün öncesinde dengelenmiş bir sistem bırakılarak sistemin gerçek zamanlı olarak işletilmesinin kolaylaştırılması amaçlanmıştır. Sistemin asıl dengelenmesi gerçek zamanlı olarak gün içerisinde yapılmaktadır. Ayrıca N-DUY'un getirdiği en önemli yeniliklerden birisi, Gün Öncesi Piyasasında teklif bölgeleri (kısıtlılık bölgeleri) oluşturularak sistem işletmecisine gün öncesinden daha etkin kısıt yönetimi yapabilmesini sağlamaktır. Ancak teklif bölgelerinin oluşturulması konusunda çalışmalar devam etmekte olup karar verici otoriteler tarafından değerlendirme aşamasındadır.



Şekil 5.17. Gün Öncesi Piyasası (GÖP) ekranı

Gün Öncesi Piyasasında, gün öncesi planlamanın aksine talep (tüketim) tarafının da aktif olarak piyasada işlem yapabilmesi amaçlanmıştır. Böylelikle, talep tarafının tüketim değerlerini piyasada oluşacak fiyatlara duyarlı olarak ayarlamasına imkân tanınması ve sistemin dengelenmesine ilişkin işlemlerin daha da kolaylaştırılması sağlanmaktadır.

Fiyat teklifleri saatlik, blok ve esnek teklifler olarak verilebilmektedir. Böylelikle, hem üreticiler hem de tüketiciler içerisinde bulundukları durumlara göre fiyat teklifi vererek maliyetlerini azaltma/kârlarını artırma imkânına sahip olacaklardır.

- Saatlik fiyat teklifleri: Katılımcılar günün her bir saati için ayrı ayrı yük alma (YAL) ve yük atma (YAT) fiyat teklifinde bulunabileceklerdir.
- Blok fiyat teklifleri: Ardışık saatlerin gruplanması ve bu saatler için geçerli olacak tek bir yük alma/yük atma fiyat teklifi verilmesi mümkün olabilecektir.
- Esnek satış teklifleri: Gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları, bir sonraki gün için, belirli bir saat ile ilişkili olmayan, saatlik elektrik enerjisi satışı için fiyat teklifi verebileceklerdir.

Söz konusu fiyat teklifleri, gün öncesi planlamanın aksine dengeleme birimi bazında değil portföy bazında belirlenmekte ve yük alma ve atma yönlerinde 32 kademeli olarak belirlenebilmektedir. 01 Aralık 2011 tarihine kadar gün öncesi piyasasına piyasa katılımcıları tarafından sunulan saatlik teklif miktarları 1 MWh ve

katları olarak sunulabiliyor iken bu tarihten sonra 0,1 MWh'e eşdeğer olan lotlar ve katları şeklinde sunulabilmektedir.

Gün Öncesi Piyasasının genel işleyişi şu şekilde olmaktadır.

- Piyasa işletmecisi, birden fazla teklif bölgesinin bulunması durumunda, her gün saat 09:30'a kadar sistem işletmecisi tarafından belirlenmiş olan gün öncesi piyasasında kullanılabilecek saatlik bazdaki iletim kapasitesi değerlerini piyasa katılımcılarına bildirir.
- Her gün saat 11:30'a kadar, gün öncesi piyasasına katılan piyasa katılımcıları gün öncesi piyasası tekliflerini PYS aracılığıyla piyasa işletmecisine bildirmektedirler. Toplanan teklifler saat 12:00'e kadar değerlendirilerek teklifin teyidi veya reddi gerçekleştirilir.
- Her gün saat 11:30 – 13:00 arasında, piyasa işletmecisi tarafından, bir sonraki güne ait her bir saat ve her bir teklif bölgesi için gün öncesi piyasası fiyatı hesaplanır ve piyasa katılımcılarının gün öncesi piyasasında gerçekleştirdikleri alış-satış miktarlarını içeren ticari işlem onayı, piyasa katılımcılarına bildirilir.

Gün Öncesi Piyasasında gün öncesi fiyatlarının belirlenme süreci şu şekildedir.

- Tüm teklif bölgeleri için sunulmuş olan gün öncesi piyasası teklifleri dikkate alınarak, bölgeler arasındaki iletim kısıtları dikkate alınmaksızın, ilgili günün her bir saati için tek bir Kısıtsız Piyasa Takas Fiyatı (KPTF) hesaplanır.
- Her bir teklif bölgesi için KPTF seviyesinde gerçekleşen alış-satış miktarları ve bölgeler arası öngörülen enerji akış miktarları tespit edilir. Bölgeler arası öngörülen akış miktarlarının, gün öncesi piyasası için tahsis edilmiş olan iletim kapasitesinden daha az ya da eşit olduğu durumda ilgili teklif bölgesi için KPTF, Nihai Piyasa Takas Fiyatı (NPTF) olarak belirlenir. Bölgeler arası öngörülen akış miktarlarının, gün öncesi piyasası için tahsis edilmiş olan iletim kapasitesini aştığının tespit edilmesi durumunda, bölgeler arası iletim kısıtlarını giderecek şekilde her bir teklif bölgesi ve her bir saat için NPTF'ler belirlenir.
- Belirlenen NPTF seviyesinde, her bir piyasa katılımcısının gün öncesi piyasası kapsamında gerçekleştirdiği alış ya da satış miktarı belirlenerek

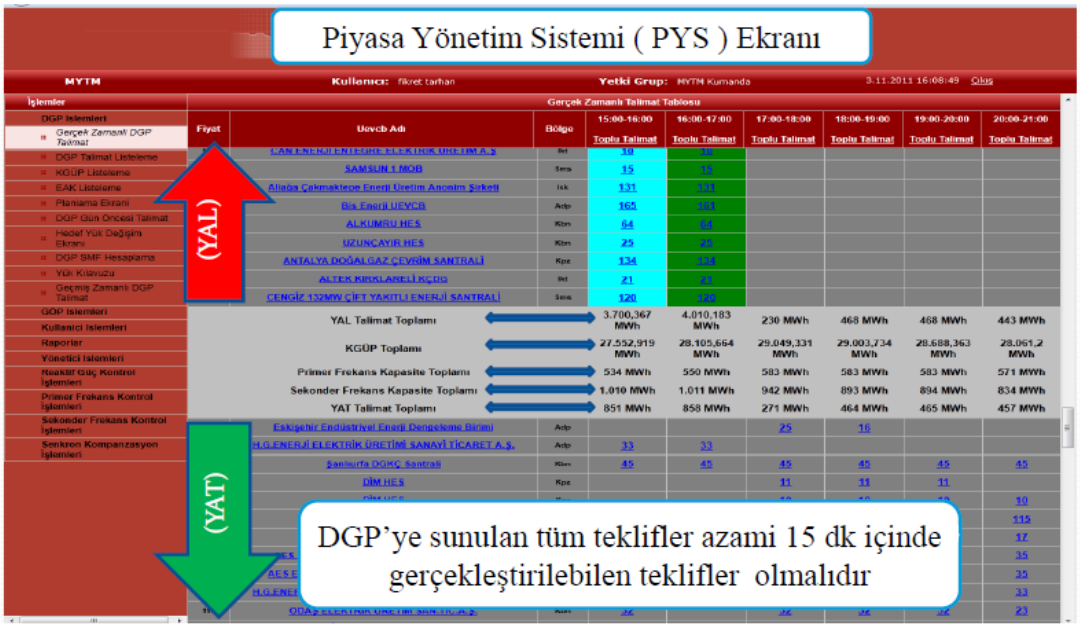
piyasa katılımcılarına ticari işlem onayıyla bildirilir. Gün öncesi piyasasının uzlaştırılmasında NPTF'ler esas alınır (Anonim, 2012).



Şekil 5.18. Gün Öncesi Piyasasında fiyat oluşumu

5.8.2. Dengeleme Güç Piyasası (DGP)

Dengeleme Güç Piyasası, gün öncesi piyasası ile gün öncesinden dengelenmiş olan sistemde gün içerisinde meydana gelmesi muhtemel olan dengesizliklerin giderilmesi amacıyla MYTM tarafından işletilmektedir. Bu piyasa için verilecek fiyat teklifleri, belirli bir dengeleme birimi, teklif bölgesi, gün ve o gün içindeki belirli bir zaman dilimi için geçerlidir. Fiyat teklifleri verilirken, ilgili dengeleme birimine ait teknik olarak gerçekleştirebilecek tüm kapasitenin teklif edilmesi esastır.



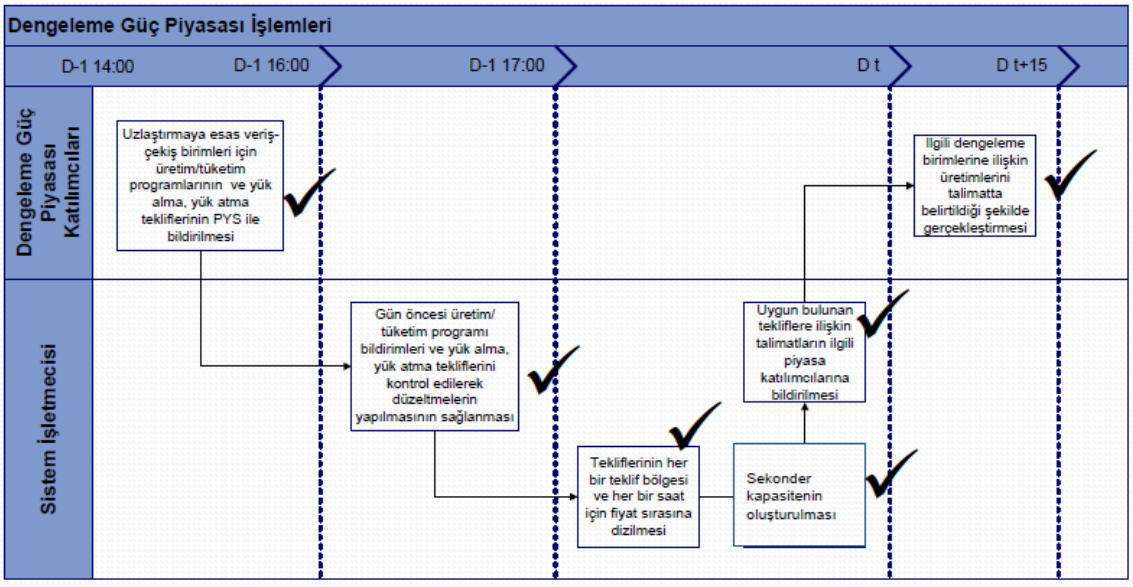
Şekil 5.19. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ekranı

Dengeleme Güç Piyasası, gün öncesi piyasanın tamamlanması ile başlar ve genel olarak şu şekilde yürütülür.

- Her gün saat 16:00'ya kadar, dengeleme güç piyasasına katılan her bir piyasa katılımcısı, kendi adına kayıtlı üretim ve tüketim tesisi niteliğindeki tüm uzlaştırmaya esas veriş-çekiş birimleri (aktif elektrik enerjisi üreten ya da tüketen birimler) için saatlik üretim ya da tüketim değerlerini içeren kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programları ile dengeleme güç piyasasına ilişkin saatlik yük alma ve yük atma tekliflerini (azami 15 dakika içinde gerçekleştirebilecek üretim/tüketim artış ya da azalmalarına ilişkin olarak, teklif miktarlarını ve teklif fiyatlarını içerecek şekilde, her bir teklif bölgesi ve saat için) Piyasa Yönetim Sistemi (PYS) aracılığıyla sistem işletmecisine bildirir.
- Her gün saat 17.00'ye kadar, bildirilen kesinleşmiş gün öncesi üretim/tüketim programı bildirimleri ile yük alma ve yük atma teklifleri kontrol edilerek bildirimlerde maddi hata olup olmadığı sistem işletmecisi tarafından tespit edilir ve hatalı olduğu tespit edilen bildirimler ilgili piyasa katılımcısı ile bağlantıya geçilerek düzeltilir. Sonrasında bu teklifler, sistem işletmecisi tarafından her bir teklif bölgesi ve her bir saat için fiyat sırasına dizilir.
- Her gün saat 17:00'den itibaren, ilgili güne ilişkin sistemde meydana gelen veya gelebilecek enerji açığı ya da fazlasının giderilmesi, sistem kısıtlarının giderilmesi ve/veya yan hizmet (primer frekans kontrolü, sekonder frekans

kontrolü, reaktif güç kontrolü) sağlanmasına ilişkin kapasite oluşturulması amacıyla sistem işletmecisi tarafından dengeleme güç piyasası kapsamında bildirilen yük alma ve yük atma teklifleri değerlendirilerek uygun bulunan tekliflere ilişkin talimatlar ilgili piyasa katılımcılarına bildirilir.

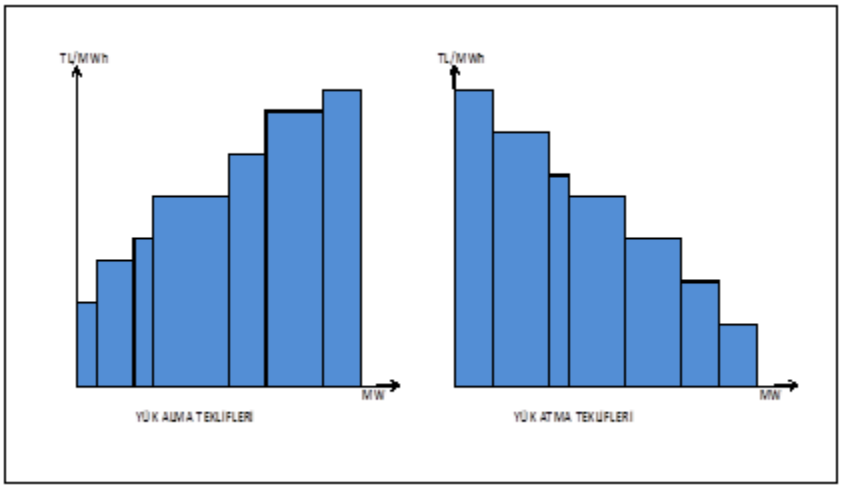
- Dengeleme güç piyasası kapsamında oluşturulan talimatlar, dengeleme amaçlı talimatlar için 0, sistem kısıtlarının giderilmesi amaçlı talimatlar için 1, yan hizmetler kapsamında verilen talimatlar için ise 2 kodu ile etiketlenir.
- Her bir saate ilişkin dengeleme güç piyasasında net talimat hacmine göre belirlenen sistem yönüne (enerji açığı veya enerji fazlası) bağlı olarak belirlenen Sistem Marjinal Fiyatları (SMF), ilgili saati takip eden dört saat içinde belirlenerek piyasa katılımcılarına duyurulur. 01 Aralık 2011 tarihinden önce SMF, sistem yönüne göre –sadece- 0 kodlu dengeleme amaçlı verilen en yüksek (enerji açığı olduğu anlarda) veya en düşük (enerji fazlası olduğu durumlarda) teklif fiyatına eşit olarak belirleniyordu. Yeni sistemde ise herhangi bir saatte 0,1 veya 2 kodlu verilen tüm talimatların (aynı anda yük atma ve yük alma talimatları da verilebilir) net hacmi belirlenerek hesaplanmaktadır. Bu şekilde daha makul fiyatlar gerçekleşmektedir.



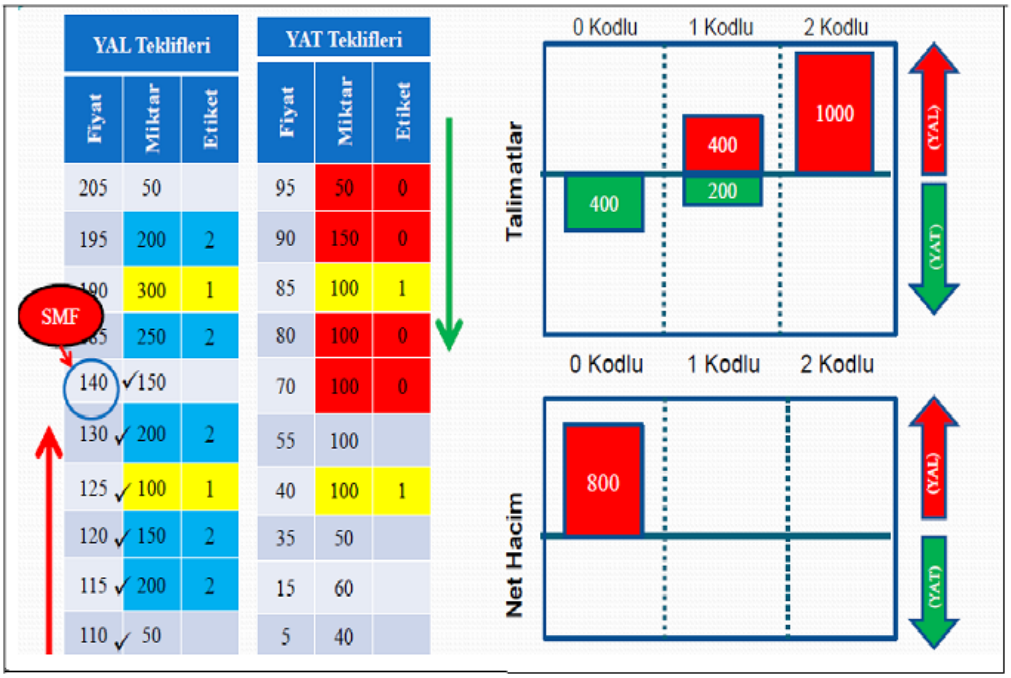
Şekil 5.20. Dengeleme Güç Piyasası (DGP) işlemleri

Sistem Marjinal Fiyatı, enerji denge durumuna (sistem yönüne) bağlı olarak aşağıdaki şekilde hesaplanır.

- Söz konusu saatte "enerji açığı" oluştuğunda, SMF, yük alma teklif fiyatlarının en düşüğünden başlanılmak üzere net talimat hacmine tekabül eden en yüksek teklif fiyatına eşittir.
- Söz konusu saatte "enerji fazlası" oluştuğunda, SMF, yük atma teklif fiyatlarının en yükseğinden başlanılmak üzere net talimat hacmine tekabül eden en düşük teklif fiyatına eşittir.
- Söz konusu saatte "enerji dengesi" oluştuğunda, SMF, sistem gün öncesi fiyatına (NPTF) eşittir.

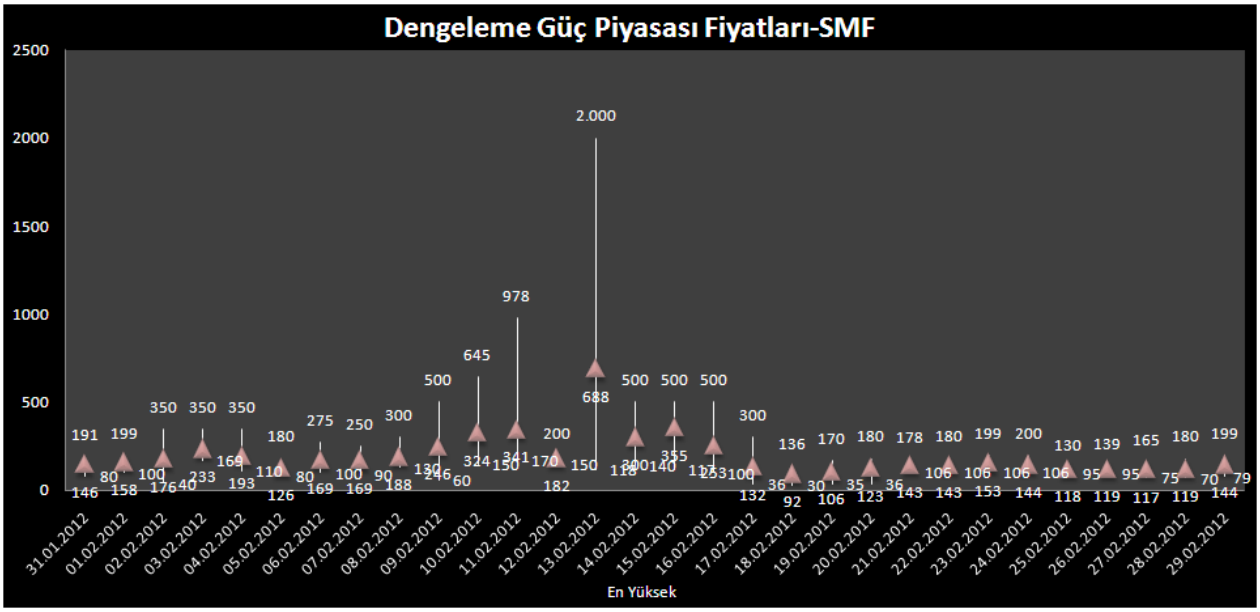


Şekil 5.21. Dengeleme Güç Piyasasında YAL-YAT yönleri



Şekil 5.22. Dengeleme Güç Piyasasında SMF'nin belirlenmesi

- Piyasadaki sistem dengesizliklerinin uzlaştırılmasında, 01 Aralık 2011 tarihi itibarıyla uluslararası piyasalarda uygulanan "ikili fiyat" yöntemine geçilmiştir. Bu uygulama, enerji alış ve satış yönlerinde her ikisi de sistem fiyatı (Sistem Gün Öncesi Fiyatı (SGÖF) veya SMF) olmak kaydı ile dengesizliğe düşen katılımcıların kâr etmemeleri esasına dayalıdır. Dengesizliğe düşen ve sisteme fazla enerji veren bir piyasa katılımcısına verilecek Sistem Dengesizlik Fiyatı (SDF), SGÖF ve SMF'den düşük olanına ve ve yine dengesizliğe düşen ve sistemden enerji çeken piyasa katılımcısı tarafından ödenecek Sistem Dengesizlik Fiyatı (SDF) ise, SGÖF ve SMF'den yüksek olanına eşit olarak hesaplanmaktadır. Böylece sistem dengesizlik miktarlarının azaltılması amaçlanmıştır.



Şekil 5.23. Dengeleme Güç Piyasasında oluşan günlük ortalama ve maksimum SMF'ler (Şubat-2012)

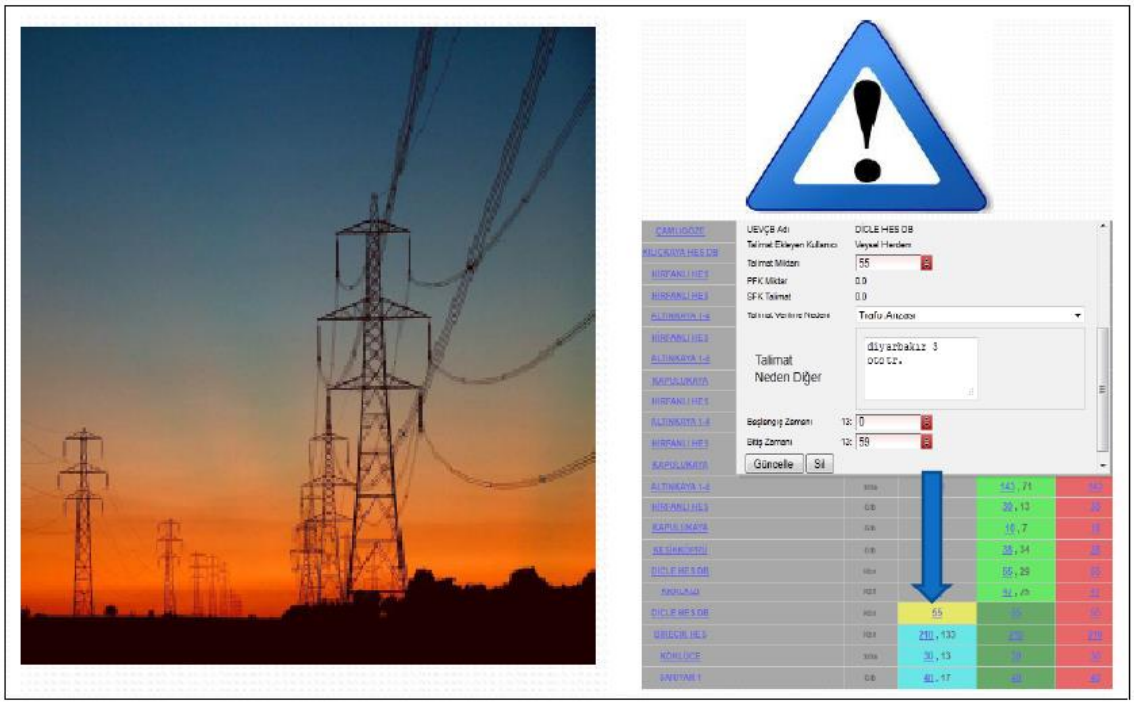
5.8.3. Türkiye Elektrik Piyasasında Kısıt Yönetimi

Gün öncesi piyasası ve gerçek zamanlı dengeleme olmak üzere iki temel bileşene sahip olan elektrik piyasasındaki kısıt yönetimi, sistemde kısıt olacağının görülmesi durumunda, gün öncesinde yapılan ekonomik dengelemeden hemen sonra başlamakta ve gün içerisinde verilen yük alma veya yük atma talimatlarıyla devam etmektedir.

Ancak gün öncesi piyasasında yapılan ekonomik sıralamada, bir gün sonrası için bildirilmiş olan şebeke arızaları veya bakımları göz önünde bulundurulmadığı gibi, yapılan sıralama neticesinde ortaya çıkacak yük akışlarının hat kapasitelerini aşıp

aşmadığı veya belirlenen güvenlik limitleri dahilinde olup olmadığı da dikkate alınmamaktadır. Yani, gün öncesinde PYS aracılığıyla oluşturulan üretim programı, bildirilen Kesinleşmiş Günlük Üretim Programına (KGÜP) ve teklif fiyatlarına göre yapılabilecek en ekonomik yük dağıtımı olmakla birlikte, arz ve talebin dengelenmesi açısından teknik olarak ulaşılabilirliği sorgulanması gereken bir denge noktasını ifade etmektedir.

Bu çerçevede, MYTM, Bölgesel Yük Tevzi Merkezleri (BYTM) tarafından kendisine bildirilen kısıt programları doğrultusunda yeni bir yük dağıtımı yaparak gün içerisinde uygulanacak nihai üretim planını oluşturur. BYTM'ler tarafından bildirilen kısıt programlarında, kısıt (arıza, bakım, kapasite sınırlamaları) nedeniyle şebeke güvenliğini korumak ve sistemi dengelemek amacıyla bölgedeki hangi üretim tesisinin, hangi saatler arasında, ne miktarda üretim yapması gerektiği bilgisi gerekçeleriyle birlikte yer alır ve PYS aracılığıyla tüm piyasa katılımcılarına şeffaf bir şekilde duyurulur.



Şekil 5.24. PYS ekranında kısıt talimatı girişi

İletim sisteminde meydana gelen arızalar ve/veya bakım, revizyon vb. gibi durumlar nedeniyle, ilgili bölgenin dışında yapılan üretim bu bölgeye tam olarak ulaştırılamayabilmektedir. Dolayısıyla, PYS'nin yaptığı yük dağıtımı neticesinde söz konusu bölgede bulunan ancak ekonomik sıralamaya giremeyen üreticilere yük alma talimatı verilirken, bölgenin dışında bulunan ve ekonomik sıralamaya girmiş olan başka üreticilere yük attırılabilmektedir. Benzer şekilde, sulama veya ısıtma/klima tüketimleri

vb. nedenlerle talebin yüksek olduğu dönemlerde, sadece iletim kısıtları nedeniyle ilgili tüketim bölgesinde bulunan yüksek maliyetli üreticilere ihtiyaç duyulmakta ve SMF'nin üzerinde fiyat teklifi vermiş olsalar bile bu üreticilere teklif fiyatları üzerinden uzlaştırılmak üzere yük alma, daha düşük fiyat teklifi vermiş olan ve bölge dışındaki üreticilere ise yük atma talimatı verilmesi gerekmektedir.

Kısıt durumunda şebekenin bir kısmında yapılacak manevranın şebekenin başka taraflarında aşırı yüklenmeye neden olacağı, sonradan yapılacak yük dağıtımının sistemdeki kısıtı gidermeyeceği veya yük dağıtımı neticesinde yük alma talimatı verilen üretim tesislerinin devreye girmelerine kadar geçecek zamanın sistemin kararlılığını riske atacağı durumlarda ise kesinti yapma yoluna gidilebilmektedir. Bu durum, sık olarak görülmemekle birlikte, özellikle tüketimin yüksek olduğu yaz aylarında ortaya çıkabilmektedir.

Bu çerçevede, elektrik piyasasında hâlihazırda uygulanmakta olan kısıt yönetimi metodunun "yeniden dağıtım metodu" olduğu söylenebilir. Zira sistemdeki arz ve talebin dengelenmesi için öncelikle kısıtların dikkate alınmadığı bir ekonomik sıralamaya dayalı olarak yük dağıtımı yapılmakta, sonrasında ise yapılan yük dağıtımı neticesinde ortaya çıkan üretim planının sistemdeki kısıtlar nedeniyle gerçekleştirilemeyecek olması durumunda gerekli yük alma ve yük atma talimatları verilmek suretiyle yeni bir yük dağıtımı yapılarak sistemin dengede kalması sağlanmaktadır.

Buradaki önemli bir nokta, düşük maliyetli üreticilerin devreden çıkarılarak yüksek maliyetli üreticilerin devreye alınması ile sonuçlanan sistem kısıtlarının maliyetinin nasıl karşılandığıdır. Mevcut piyasa yapısında, oluşan kısıtların maliyeti, diğer bazı maliyetlerle birlikte, "sıfır bakiye düzeltme kalemi" içerisinde sisteme verdikleri elektrik enerjisi oranında üreticilere yansıtılmaktadır. Böylelikle bir üretici, mali uzlaştırma yapılırken, kısıt nedeniyle aldığı yük alma talimatı için kendi teklif fiyatı üzerinden alacaklı durumda iken, sıfır bakiye düzeltme kalemine ait maliyetten ötürü bir ödeme yükümlülüğüyle karşılaşmakta ve sonuç olarak sisteme verdiği elektrik enerjisi için kendi teklif fiyatından daha azını kazanmaktadır. Diğer taraftan, söz konusu maliyet tüm üreticilere yansıtıldığından, sistemdeki kısıt nedeniyle kendisine 1 kodlu yük alma talimatı verilen bir üreticiye kendi teklif fiyatının ödenebilmesi için gereken kaynak tüm üreticilerden toplanmakta, bu durum ise kısıtla doğrudan ilgisi olmayan ve bildirdikleri programlar dahilinde üretim yapan diğer üreticileri (özellikle dengeleme birimi olmayan küçük üreticileri) olumsuz şekilde etkilemektedir. Oluşan kısıt

nedeniyle yük atma talimatı verilen üretici ise, zaten ticari olarak kayba uğramış durumdadır.

Sistemdeki kısıtların maliyetlerinin sadece üreticilere yansıtıldığı göz önüne alındığında, mevcut yöntemin sistem veya piyasa işletmecisine değil piyasa katılımcılarına bir ekonomik sinyal verdiği söylenebilir. Zira kısıt nedeniyle yük atma talimatı verilecek olan bir üreticiye, sıfır bakiye düzeltme kaleminden kaynaklanan ödeme nedeniyle kendi marjinal üretim maliyetini baz alarak oluşturduğu varsayılan fiyat teklifinin altında bir ödeme yapılacak olsa dahi, kısıtın olduğu bölgede üretim yapabiliyor olmayı, hiç üretim yapmayarak kazanç elde etmeye tercih edecektir. Nitekim yüksek kapasite faktörleri ve nispeten kısa olan yatırım süreçleri nedeniyle yatırımcıların rağbet ettiği kombine çevrim santrallerine ilişkin yeni lisans başvurularına bakıldığında, katılımcılara verilen bu ekonomik sinyallerin lisans başvurularına konu tesislerinin kurulacağı bölgelerin seçiminde değerlendirildiği gözlenebilir. Bu açıdan bakıldığında, kısıt yönetimi metodu olarak uygulanan yeniden dağıtım yönteminin, kısa vadede kısıtların giderilmesini sağladığı gibi, verdiği ekonomik sinyaller ile uzun vadede kısıtların kalıcı olarak giderilmesine de katkı sağladığı söylenebilir.

Gün öncesi piyasasında ise kısıt yönetimi, kısıtlara ait teklif bölgelerinin oluşturulması ile piyasa ayrışımı (bölgesel fiyatlandırma) metodu ile yapılacaktır. Bu kapsamda öncelikle, piyasa ayrışımının söz konusu olacağı teklif bölgelerinin ve bu bölgeler arasındaki ticaret sınırlarının belirlenmesi gerekmektedir.

İletim kısıtlarının gün öncesi piyasasına dayalı olarak yönetilmesine ihtiyaç duyulması halinde, TEİAŞ tarafından teklif bölgelerinin belirlenmesine ilişkin usul ve esaslar belirlenerek EPDK'ya teklif edilecek ve bu usul ve esaslara ilişkin tebliğ Kurul kararı ile yayımlanarak yürürlüğe girecektir. Sonrasında sistem işletmecisi tarafından, teklif bölgeleri arasında teknik gerekçelerle veya güvenlik gibi nedenlerle kullanıma kapatılmış olan iletim kapasitesi dışında kalan, elektrik ticareti için saatlik bazda izin verilebilir maksimum iletim kapasitesi sınırları (ticaret sınırları) belirlenecektir. Bu sınırlar içerisinde kalan tüm iletim kapasitesinin gün öncesi piyasasına sunulması gerekmekte olup, söz konusu sınırlar piyasa işletmecisine ve piyasa katılımcılarına bildirilecektir.

Piyasa ayrışımına esas teşkil eden teklif bölgeleri, sistem işletmecisi tarafından düzenli olarak gerçekleştirilecek olan, iletim sistemindeki uzun vadeli, büyük çaplı ve süreklilik arz eden olası kısıtları belirlemek amacıyla yapılacak çalışmalar ve analizler neticesinde belirlenecektir. Teklif bölgelerinin sınırlarındaki değişiklikler, teklif

bölgelerinin belirlenmesine ilişkin usul ve esaslarda belirtilen zaman sınırları içerisinde piyasa işletmecisine bildirilecek olup, yapılan değişiklikler piyasa işletmecisi tarafından piyasa katılımcılarına duyurulacaktır.

Teklif bölgelerinin ve ilgili ticaret sınırlarının belirlenmesinden sonra gün öncesi piyasasında yapılacak olan kısıt yönetimine ilişkin süreç genel olarak şu şekilde işleyecektir:

Gün öncesi piyasasında KPTF'lerin oluşturulmasından sonra, her bir teklif bölgesi için, KPTF üzerinden gerçekleştirilecek alış ve satış miktarları arasındaki farkın gün öncesi piyasasında kullanılmak üzere tahsis edilmiş iletim kapasitesini aşması durumunda piyasa ayrışımına gidilerek kısıtın yaşandığı her bir teklif bölgesi için NPTF'ler belirlenecektir. Herhangi bir iletim kısıtının yaşanmaması halinde ise, piyasa ayrışımı yapılmayacak ve her bir teklif bölgesi için NPTF'ler gün öncesi piyasasında ortaya çıkan KPTF'lere eşit olacaktır.

Bölgeler arasında iletim kısıtlarının oluşması durumunda yapılacak olan piyasa ayrışımı çerçevesinde; kısıtın her iki tarafındaki teklif bölgelerinden enerji fazlası olan bölgenin fiyatı KPTF'den başlayarak azaltılacak, enerji eksiği olan bölgenin fiyatı ise KPTF'den başlayarak artırılacak olup, bölgeler arasındaki yük akışının gün öncesi piyasası için tahsis edilen iletim kapasitesine inmesi sağlanacaktır. Bu işlem, tüm teklif bölgeleri arasındaki yük akışları belirlenen limitleri aşmayacak hale gelene kadar tekrarlanacak ve her bir teklif bölgesi için NPTF'ler belirlenecektir. Yapılan piyasa ayrışımı kapsamında, düşük fiyatlı bölgelerden yüksek fiyatlı bölgelere azami derecede enerji akışı sağlanarak her bir teklif bölgesi için en düşük maliyetli dengelemenin yapılması esastır. Bu dengeleme neticesinde oluşan NPTF'ler doğal olarak, enerji fazlası olan teklif bölgesinde KPTF'den düşük, enerji eksiği olan bölgede ise KPTF'den yüksek olacaktır.

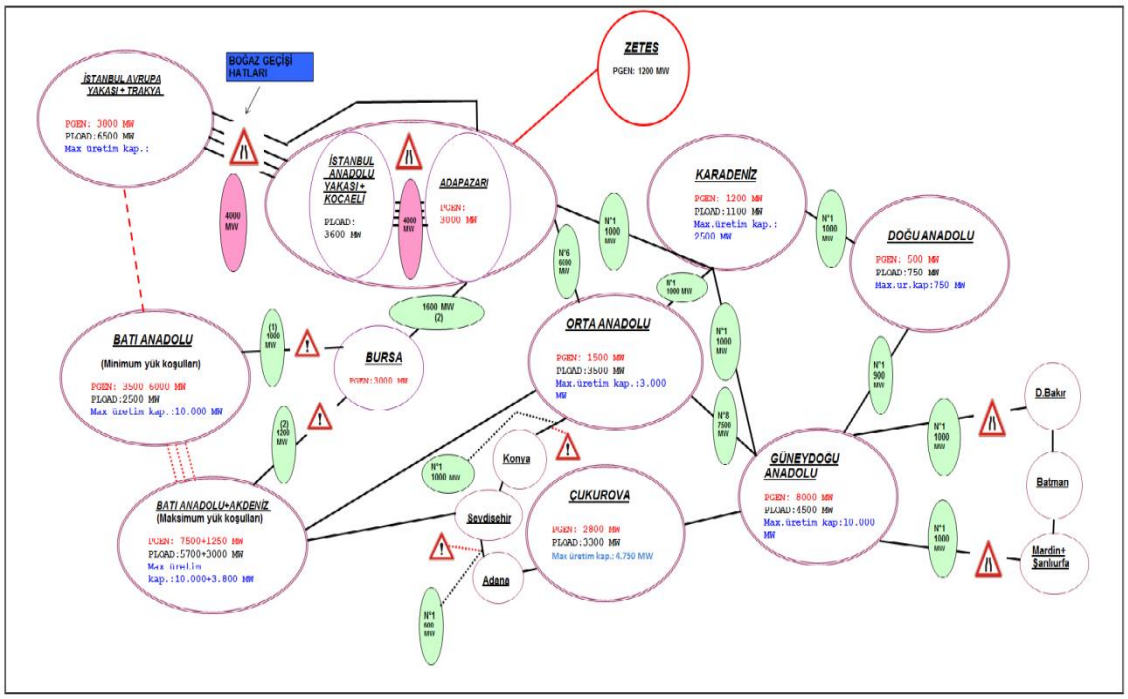
Dengeleme güç piyasasında, teklif bölgesi bazında sunulacak olan yük alma ve yük atma fiyat teklifleri, günün her bir saati için geçerli oldukları bölgeler bazında fiyat sıralamasına dizileceklerdir. Sistem işletmecisi sıraya konulmuş olan fiyat tekliflerini, sistemin dengelenmesi için ihtiyaç duyulması halinde, iletim sistemi kısıtlarını, ilgili dengeleme birimlerine ilişkin teknik kısıtları ve arz güvenilirliği ile arz kalitesine ilişkin kriterleri dikkate alarak, işletme güvenliği ve sistem bütünlüğü sağlanacak ve dengeleme maliyetleri en düşük olacak şekilde değerlendirecek ve sistemin gerçek zamanlı olarak dengelenmesini sağlayacaktır. Bu kapsamda oluşturularak ilgili katılımcılara bildirilen yük alma veya atma talimatları, sistemin dengelenmesi amacıyla

verilenler için “0”, sistem kısıtlarını giderme amacıyla verilenler için “1” ve yan hizmetler kapsamında verilenler için “2” etiket değerini taşıyacaktır.

Bu çerçevede teklif bölgelerinin oluşturulması halinde, dengeleme güç piyasasındaki kısıt yönetiminin, mevcut uygulamada olduğu gibi, yeniden dağıtım metodu kullanılarak yapılacağı söylenebilir. Zira sistem işletmecisi, değişen talebin karşılanması esnasında sistemde bir iletim kısıtının oluşması durumunda, mevcut üretim/tüketim konfigürasyonunu vereceği yük alma veya yük atma talimatlarıyla değiştirerek sistemi yeniden dengeleyecektir (Kölmek, 2009).

5.9. Türkiye Elektrik Sisteminin kısıt bölgeleri açısından incelenmesi

Daha önceki bölümlerde de değinildiği üzere ülkemizde ekonomik istikrar ve sosyal refah düzeyinin artmasına paralel olarak Türkiye Elektrik Sistemi de gittikçe büyüyen ve gelişen bir karakteristiğe sahiptir. Her on senede ikiye katlanan elektrik tüketimi miktarına bağlı olarak serbest piyasa koşullarında tesis edilen üretim santrallarının iletim veya dağıtım sistemine bağlantıları kuşkusuz ki iletim ve dağıtım yatırımlarını da beraberinde getirmektedir.



Şekil 5.25. Türkiye Elektrik Sisteminde kısıt bölgeleri

Özellikle yüksek gerilimli iletim yatırımlarının (trafo merkezi, iletim hattı vb.) doğru ve ekonomik bir şekilde fayda/maliyet analizi gözetilerek planlanması ve planlandıktan sonra da tesisin fazla geciktirilmeden zamanında yapılarak işletmeye

alınması son derece önem arz etmektedir. Ancak iletim hatları için en doğru ve ekonomik güzergâh tespitinin yapılmasındaki zorluklar, kamulaştırmadaki gecikmeler, halkın veya sivil toplum örgütlerinin çevresel etkilere daha duyarlı hale gelerek tesisin yapılmasını engelleyici hukuki girişimlerde bulunması veya trafo merkezleri için yer bulmadaki zorluklar vb. gibi birçok etken, yatırımların zamanında yapılmasına olumsuz etki yapmaktadır.

Türkiye Elektrik Sistemi bir bütün olarak ele alındığında gerek yapılan etütler ve gerekse yük tevzi işletme tecrübelerinden sistemde dört ana koridorda ve/veya bölgede kısıtlılık durumu mevcuttur. Bu durum Şekil-5.25'de genel olarak gösterilmektedir.

5.9.1. Adapazarı-Kocaeli-İstanbul-Trakya koridoru kısıt bölgesi

Birinci olarak Kocaeli ve İstanbul'un Anadolu yakası ile İstanbul'un Avrupa yakasındaki sanayi (özellikle demir-çelik tesisleri vb.) ve yoğun yerleşim bölgelerinden kaynaklı elektrik tüketiminin çok yüksek düzeylerde olmasından dolayı 400 kV Adapazarı TM ile 400 kV Tepeören, Ümraniye, Paşaköy TM'leri arasındaki enerji iletim koridorunu oluşturan hatlarda ve devamındaki Avrupa ile Anadolu'yu birbirine bağlayan boğaz atlama hatlarından enerji aktarımında (Trakya bölgesinde üretim yetersizliğinden) kısıtlılıklar yaşanmaktadır (Şekil-5.26). Sakarya ilinin batısından itibaren Kocaeli ve İstanbul'un Anadolu yakasında özellikle demir-çelik ve sanayi tesisleri yoğunlaşmakta olup bu bölgenin puant yükü (üretimler hariç) 3600 MW civarındadır. Adapazarı-İstanbul arasındaki bu koridorda dört adet hat mevcut olup aşağıda sıralanan bu iletim hatlarının toplam iletim kapasitesi 4000 MW civarındadır.

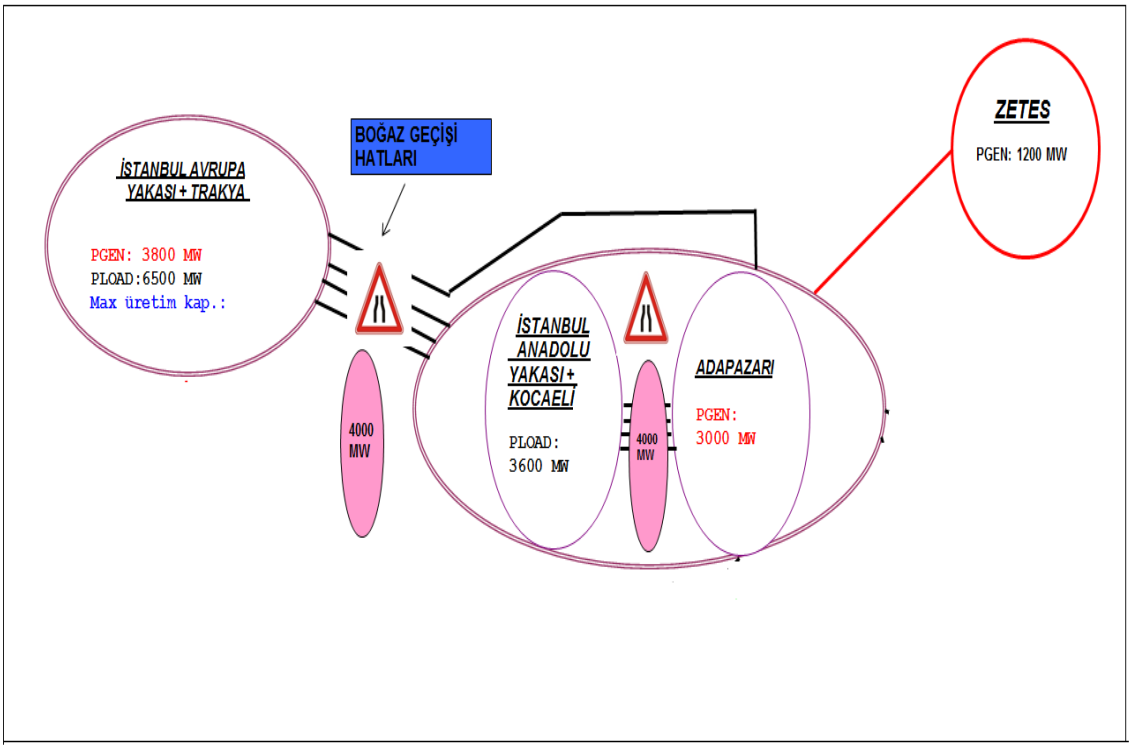
- 400 kV Adapazarı-Tepeören Hat-1
- 400 kV Adapazarı-Tepeören Hat-2
- 400 kV Adapazarı-Tepeören-Hat-3- Bursa Doğalgaz T hattı
- 400 kV Adapazarı-1 D.Gaz-Paşaköy EİH

Bu hatların ucunda ise Adapazarı'nda ve yakın çevresinde özel sektöre ait yaklaşık 3000 MW kurulu gücünde santral bulunmaktadır. Ayrıca Zonguldak Ereğlisi'nde yine özel sektöre ait 1200 MW kurulu güce sahip yeni bir santral da işletmeye geçmiş olup bu santralin üretimi de bölgeye yönlendirilmiştir. Yukarıda sıralanan hatlardan bir veya birkaçının servis harici olması durumunda mevcut üretim Kocaeli ve İstanbul tarafına aktarılamamakta ve sanayi ağırlıklı olan Kocaeli, İstanbul

ve hatta Trakya Bölgesinde elektrik kesintileri kaçınılmaz olmaktadır. Halihazırda Adapazarı-İstanbul arası iletim koridorundaki kısıtlılılar Türkiye elektrik sistemini ve ENTSO-E sistemini olumsuz olarak etkileyebilen en önemli ve en riskli kısıtlılık bölgesidir. Bu koridordaki hatlarda ve/veya santrallarda meydana gelebilecek arızalar başta İstanbul'un tamamına yakını olmak üzere Kocaeli, Sakarya ve Trakya illerinde elektrik kesintilerine sebep olmaktadır.

İstanbul'un Anadolu ile Avrupa yakasının elektrik sisteminin enterkonneksiyonunu sağlayan boğaz atlama hatları aşağıda listelenmiştir.

- 400 kV Adapazarı 2 Doğalgaz - Habibler EİH,
- 400 kV Ümraniye - Alibeyköy EİH,
- 400 kV Beykoz - Alibeyköy EİH,
- 400 kV Paşaköy - Zekeriyaköy EİH
- 154 kV Ümraniye - Etiler EİH
- 154 kV Vaniköy – Etiler EİH



Şekil 5.26. 1. kısıtlılık bölgesi (Kocaeli, İstanbul ve Trakya)

İstanbul'un Avrupa yakası ile Trakya bölgesinde maksimum puant 6500 MW iken gerçekleşen maksimum üretim ise 3800 MW civarındadır. Her ne kadar bölgedeki kurulu güç 5500 MW ise de santrallerdeki arıza, bakım/revizyon veya verimli çalışamama gibi nedenlerden dolayı daha düşük miktarda üretim yapılabilmektedir. Dolayısıyla bölgedeki üretim-tüketim dengesini sağlamak için 2500 MW civarında bir

güç, boğaz geçiş hatları vasıtasıyla Anadolu'dan Avrupa yakasına akmaktadır. Boğaz geçiş hatlarının toplam iletim kapasitesi yaklaşık 4000 MW civarında olduğu göz önüne alınırsa bu hatlardan bir veya birkaçının arıza ve/veya başka nedenlerle açık olması halinde Trakya bölgesine istenilen miktarda güç aktarılamamış olacaktır. Bu durumda ise Trakya bölgesindeki santrallara "1 kodlu Yük Alma" kısıt talimatı verilmektedir. Bu talimatlar ise piyasa maliyetlerini artırmaktadır. Burada ENTSO-E bağlantısının önemi bir kez daha ortaya çıkmaktadır. Boğaz geçiş hatlarında bir problem olması durumunda Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden enerji transferi mümkündür. Ayrıca 400 kV Çanakkale Boğaz geçişi olarak planlanan ve Türkiye'de ilk denizaltı kablo projesi olan 400 kV Lapseki-Sütlüce çift devre yaklaşık 1500 MW taşıma kapasiteli 4 km uzunluğundaki 1600 mm^2 denizaltı kablosunun bir an önce bitirilmesi gerekmektedir.

5.9.2. Batı Anadolu –Batı Akdeniz kısıt bölgesi

İkinci olarak sistemde tüketimin minimum olduğu dönemlerde Batı Anadolu ve Batı Akdeniz bölgelerindeki üretim fazlalığını sisteme aktarmada kısıtlılıklar yaşanmaktadır. Şekil-5.27'den de görüleceği üzere minimum yük koşullarında bölge tüketimi 2500 MW, üretimi ise 3500 MW ile 6000 MW arasında değişmektedir. Bölgenin toplam kurulu gücü yani maksimum üretim kapasitesi ise yaklaşık 10000 MW'tır. Batı Anadolu Bölgesini diğer bölgelere bağlayan ana iletim hatları ve kapasiteleri şöyledir.

- 400 kV Bandırma DG-Bursa DG EİH (1000 MW kapasiteli)
- 400 kV Soma-B-Balıkesir-2-Bursa Sanayi-Bursa DG ringi (600 MW kapasiteli)
- 400 kV Işıklar-Seyitömer EİH (600 MW kapasiteli)

Dolayısıyla yaklaşık 3000-3500 MW'lara ulaşan üretim fazlalığını diğer bölgelere (Marmara ve Orta Anadolu Bölgeleri) aktarmak için kullanılan iletim kapasitesi ise üç adet hatla 2200 MW olduğu dikkate alınırsa minimum yük koşullarında kısıtlılık hali mevcuttur. Özellikle Çeşme (İzmir), Bandırma, Çanakkale bölgelerinde yoğunlaşan rüzgâr santralleri nedeniyle bölgede üretim tesisleri hızla işletmeye alınmaktadır. Lisans almış olan birçok tesis de büyük bir hızla inşası devam etmekte olup çok yakın bir gelecekte işletmeye alınması beklenmektedir. Bu durumda bölgedeki fazla üretimi enterkonnekte sistemin diğer noktalarına aktarmak için yeni iletim hatlarına ihtiyaç duyulacağı aşikârdır. Bu amaçla bölgedeki üretimi Çanakkale

Boğazından Gelibolu Yarımadasına ve buradan Trakya bölgesine aktarmak için planlanan ve tesis edilecek Lapseki Interface TM-Sütlüce Interface TM arasındaki 400 kV gerilim seviyesindeki çift devre yaklaşık 1500 MW taşıma kapasiteli ve 4 km uzunluğundaki 1600 mm^2 denizaltı kablosunun bir an önce bitirilmesi gerekmektedir.

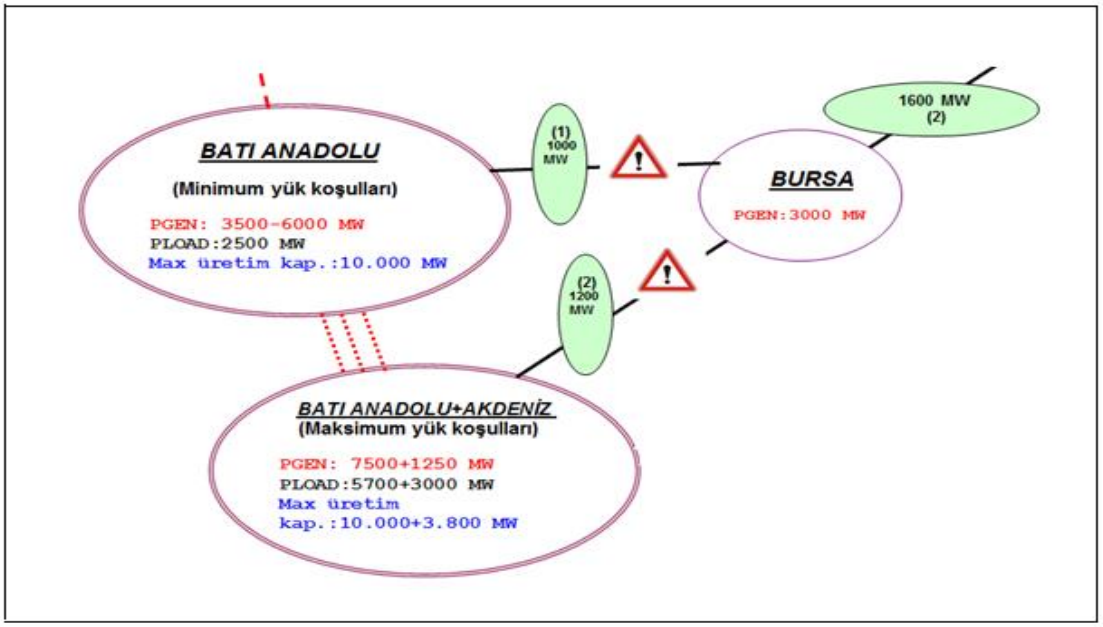
Bu bölge için yapılan etütler neticesinde bölgedeki üretim miktarının ortalamanın üzerinde olduğu durumlarda, N-1 kısıtlılık durumları sistem işletme emniyetini tehdit etmektedir. Yapılan kısıtlılık analizleri sonucunda,

400/154 kV İçdaş Oto trafo, 400 kV Bandırma DG - Bursa DG EİH açtığında normal kapasitesinin **% 162**'sine yüklenmekte,

400 kV Balıkesir-2 - Bursa Sanayi EİH, 400 kV Bandırma DG - Bursa DG EİH açtığında normal kapasitesinin **% 103**'üne yüklenmekte ve

400 kV Balıkesir-2 – Soma EİH, 400 kV Bandırma DG - Bursa DG EİH açtığında normal kapasitesinin **% 99**'una yüklenmektedir.

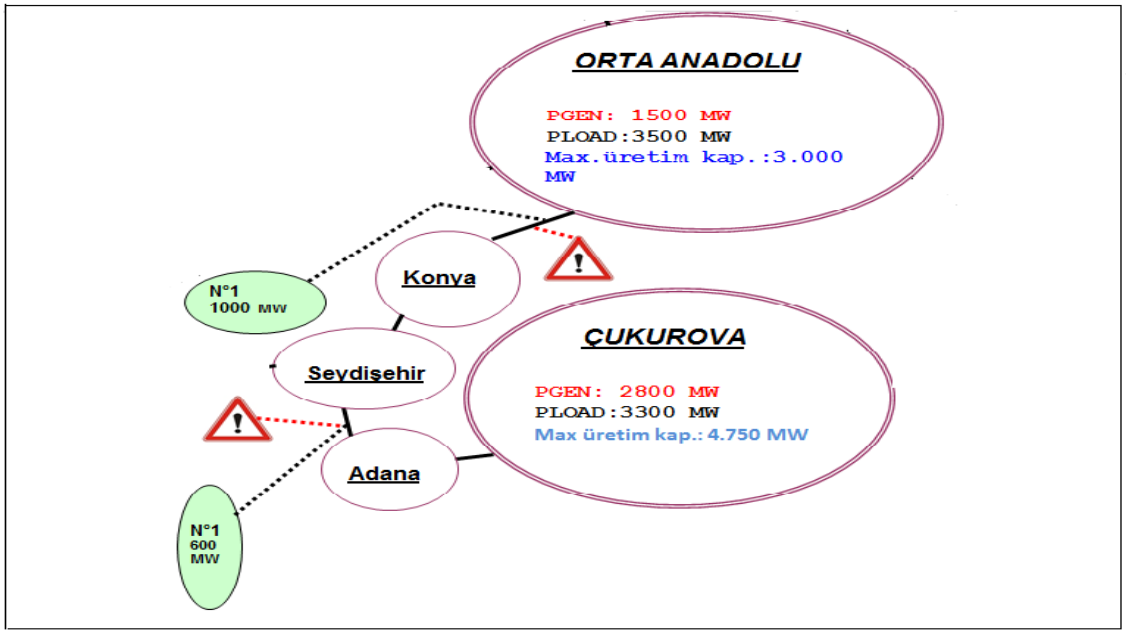
Yapılan etüt sonuçlarından da görüleceği üzere Batı Anadolu bölgesi, N-1 kısıtlılık analizi açısından tehlikeli bir durumda bulunmaktadır. Özellikle 400 kV Bandırma DG – Bursa DG EİH'nın servis harici olduğu her durum, İçdaş TM'deki 150 MVA'lık oto trafonun % 165-170 seviyelerinde yüklenmesine sebebiyet vererek, sistem emniyeti açısından kritik bir durum oluşturmaktadır. Bu durumda kısıtlılıklar tespit edildiğinde ise MYTM tarafından "1 kodlu Yük Atma talimatı" verilmek suretiyle santrallerden yük düşülmekte olup hat ve/veya oto trafo yükleri belirli bir değere düşürülmektedir.



Şekil 5.27. 2. kısıtlılık bölgesi (Batı Anadolu ve Akdeniz Bölgesi)

5.9.3. Konya ve yöresi kısıt bölgesi

Üçüncü kısıtlılık bölgesi ise Konya bölgesi ve yöresidir. Bölge 400 kV Seydişehir-Adana EİH ve 400 kV Yeşilhisar (Kayseri)-Konya-4 EİH'ları vasıtasıyla enterkonnekte sisteme bağlıdır. Konya bölgesinde özellikle yaz döneminde sulama yüklerinden kaynaklanan enerji tüketimi artmaktadır. Çukurova Bölgesinde bulunan özellikle Sugözü (İsken) Termik Santralinin üretiminin büyük bir bölümü Adana TM üzerinden Seydişehir-Konya ve Antalya Bölgesi'ne aktarılmaktadır. Özellikle 400 kV Seydişehir-Adana EİH'ının herhangi bir nedenle açması durumunda Konya Bölgesi'nin yükü 400 kV Yeşilhisar (Kayseri)-Konya-4 EİH üzerinden karşılanmaktadır ve bu hat aşırı yüklenmekte olup aynı zamanda Konya-4 TM'deki 400 kV gerilim ve buna bağlı olarak da 154 kV TM'lerdeki gerilim değerleri normal değerlerin altına düşmekte olup bu durum orta gerilimden enerji alan nihai tüketicilere olumsuz yansımaktadır (Şekil-5.28). Çözüm olarak TEİAŞ yatırım programında yer alan 400 kV Afyon-Ilgın-Konya-4 EİH tesisinin bir an önce işletmeye alınması ve Konya bölgesine üretim tesisi yatırımı yapılması gerekmektedir.

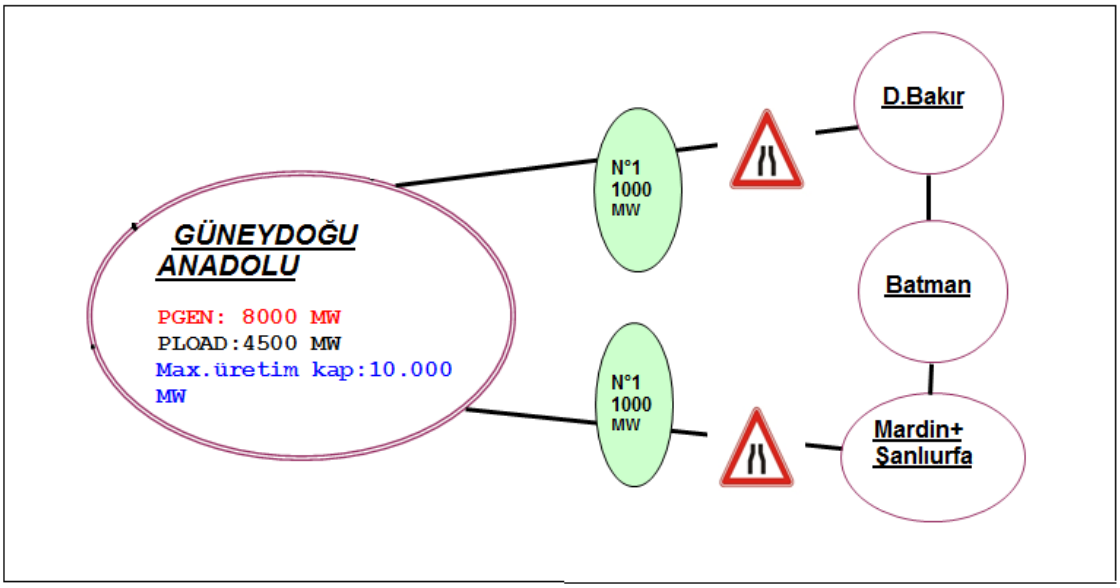


Şekil 5.28. 3. kısıtlılık bölgesi (Konya bölgesi)

5.9.4. Güneydoğu Anadolu kısıt bölgesi

Dördüncü olarak Doğu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesinde (Şanlıurfa, Diyarbakır, Mardin, Kızıltepe, Batman) özellikle kışın ısınmadan ve sulama

dönemlerinde (Nisan-Eylül) ise yer altı suyunu çekmede kullanılan binlerce santrifüj pompalardan dolayı enerji tüketimi çok artmakta, iletim hatları ve trafolar aşırı yüklenmektedir. Şekil-5.29'dan da görüleceği üzere özellikle 400 kV Karakaya HES'den başlayarak 400 kV Diyarbakır TM- 400 kV Batman TM- 400 kV Kızıltepe TM- 400 kV Şanlıurfa-2 TM olarak devam eden ve 400 kV Atatürk HES'de sonlanan iletim ringinde kısıtlılık mevcuttur.



Şekil 5.29. 4. kısıtlılık bölgesi (Güneydoğu Anadolu Bölgesi)

400 kV Atatürk-Şanlıurfa-2 EİH veya 400 kV Karakaya-Diyarbakır-3 EİH'larından birisi herhangi bir nedenle açtığında diğeri aşırı yüklenmekte ve kısıtlılık oluşmaktadır. Bu nedenle bölgedeki 154 kV veya dağıtım sistemine bağlı santrallara "1 kodlu" kısıt talimatı verilerek kısıtlılıkların çözümü yoluna gidilmektedir. Çözüm olarak TEİAŞ yatırım programında yer alan ve Ilısu Hidroelektrik Santralinin de işletmeye alınmasıyla birlikte devreye girecek olan Batman-Ilısu-Şırnak-Hakkari-Başkale-Van TM'lerinden ve iletim hatlarından oluşan doğu ve güneydoğu iletim ringinin devreye alınması ve bölgeye mümkün olduğu kadar üretim santralinin tesis edilmesi ve mevcut 154 kV ve 400 kV iletim hatlarının güçlendirilerek kapasitelerinin artırılması gerekmektedir. TEİAŞ'ın bu bölgedeki iletim yatırım projelerinin bir an önce gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Bunun yanında bu bölgedeki kuyu suyu santrifüj pompalarından kaynaklanan gerilim dalgalanmaları ve gerilim çökmeleri de elektrik enerjisinin kalitesini bozmakta olup bölgedeki kaçak elektrik tüketimini önleyici kalıcı tedbirlerin alınması gerekmektedir.

6. YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE METODOLOJİSİ KAPSAMINDA SİSTEM MODELLERİNİN OLUŞTURULMASI VE KULLANILAN MATERYAL VE METOTLAR

6.1. Sistem Modellerinin Oluşturulması

Tez çalışması kapsamında Güneydoğu Avrupa Bölgesi'ndeki ülkelerin elektrik sistemlerinin modelleri oluşturulmuştur. Elektrik sistemleri bilindiği gibi baralar (nodes), iletim hatları (lines) ve transformatörlerden (transformers) oluşmaktadır.

Sistem modelleri belirli bir zaman referans alınarak oluşturulur. UCTE formatında genellikle her ayın 3. Çarşambası pik zamanı (peak time) referans alınır. Bu çalışmada ise 18 Ağustos 2010 Çarşamba günü saat: 10:30 CET (Central Europe Time) için referans modeller hazırlanmıştır. Modellerin doğruluğu sistem işletmesinde güvenlik marjlarının aşılmaması ve kısıtlılık değerlendirmeleri açısından çok önemlidir.

Güvenilir modeller oluşturmak için aşağıda açıklanan hususlara dikkat etmek gerekir.

Modellerin hazırlanmasından önce iletim sistemi işletmecileri temel durum enerji alışverişlerini–Base Case Exchange (BCE), önceki dönemlerde gerçekleşmiş değerleri de kullanarak önceden tahmin ederek belirler. Daha sonra her bir TSO tarafından belirlenen temel durum enerji alışverişleri uyumlaştırılır. Uyumlaştırma sırasında TSO'ların belirlediği BCE'ler değiştirilebilir fakat önerilen şekliyle değiştirilmeden ele alınması tercih edilir. BCE'lerin uyumlaştırılmasından ve sistem modellerinin doğruluğunun kontrolundan sonra TSO'lar tarafından yeniden değiştirilmiş BCE tablosuna göre güncelleştirilmiş sistem modelleri temin edilir.

Sistem modelleri, her bir iletim sistemini temsil eden ve gerçek elektrik sisteminin gerekli tüm teknik karakteristiklerini yansıtması anlamında birebir benzerlik taşıyan dijital kodlardır. Her bir sistem modeli ilgili TSO tarafından doğruluğu kontrol edilmeli ve PSS-E programı aracılığıyla yük akış analizleri doğru sonuca yakınsamalıdır (converge etmelidir).

Her bir sistem modelinde sanal bara (slack node) tanımlanması gerekir. Sanal baranın görevi yük akış analizini çalıştırdıktan sonra sistemdeki gerçek dengeyi sağlayan ve üretim-tüketim dengesizliklerini üzerine alan bir üretim barasıdır ($P_{slack}=P_{yük}-P_{alışveriş}-P_{kayıp}-P_{üretim}$).

Tez kapsamında çalışılan sistem modelinde slack bara Ukrayna sisteminde UBUR2_21 barasıdır.

Eğer sınır hatlarına (X-nodes) bağlı izole bölge yöntemi ile beslenen şebekeler var ise bu bölgeler kendi içerisinde dengelenmelidir.

Her bir modelde yer alan santrallerin aktif/reaktif üretimleri her bir santral için belirlenen minimum ve maksimum kurulu güç limitleri içerisinde yer almalıdır.

Her bir modelde işletmede olsun ya da olmasın ülkeler arasındaki sınır hatları (tie lines) yer almalıdır ve bu hatların enerjili/enerjisiz (on/off) durumları, sınırın her iki tarafındaki TSO tarafından da aynı şekilde ve gerçek durumuna uygun verilmelidir. Sınır hatlarının paralel iki hat olması durumunda da bu hatların her iki tarafındaki enerjili/enerjisiz durumları, sınırın her iki tarafındaki TSO tarafından da aynı şekilde ve gerçek durumuna uygun verilmelidir.

Tüm ENTSO-E sistemi modellenmediğinden ve bölgesel modelleme yapıldığından (bu tez çalışmasında sadece SEE bölgesi modellenmiştir) modellenen sistemdeki toplamlar ile ENTSO-E'nin modellenmeyen bölümü ile tez kapsamında modellenen bölge arasında sınır teşkil eden ülkeler (Avusturya, Slovenya, Ukrayna, Macaristan ve Hırvatistan) arasındaki eşleşmeyen sınır hatlarındaki güç alışverişlerinin toplamı arasında bir dengesizlik (imbalance) oluşur. Bu dengesizlik orantısal olarak eşleşmeyen bu sınır hatlarına Denklem 6.1'deki gibi dağıtılır.

$$P_{xi,yeni} = P_{xi,eski} + \left(P_{bölge\ dengesi} - \sum_{i\in I} P_{xi,eski}\right).\frac{|P_{xi,eski}|}{\sum_{i\in I}|P_{xi,eski}|} \qquad (6.1.)$$

Farklı olarak Yunanistan-İtalya arasındaki denizaltı DC kablosu (XAR_GA1G) bu tür dengesizliklerin dağıtılmasında yer almamaktadır.

Sistemlerin birleştirilmesinden sonra tüm sistemin kayıplarının çok az arttığı görülür. Bundan dolayı tekrar bir dengesizlik oluşabilir. Sistemi tekrar dengeye getirmek için sanal baralarda ayarlamalar yapılmalıdır.

Birleştirilmiş model dosyasının adı UCTE formatında "*yyyyaagg_ssdd_FOd_SEEv.uct*" şeklinde olmalıdır. Örneğin tezdeki 18.08.2010 saat 10:30 için TEİAŞ sistem modelinin dosya adı "*20100818_1030_FO3_TR0.uct*" şeklindedir. Dosya adındaki "FO", FORECAST kelimesinin ilk iki harfini, "TR" ise Türkiye'nin ülke kodunu göstermektedir.

Birleştirilmiş sistem modelleri UCTE ve PSS-E formatında hazırlanmalıdır.

6.2. UCTE Formatı

UCTE formatı yük akışı ve üç faz kısa devre analizleri için yüksek gerilim güç sistemlerini tanımlamak için kullanılır. Bu formatta mümkün olduğunca sistemdeki tüm elemanlar birebir modellenir ve eşdeğer (equivalent) şebeke modellemelerinden kaçınılır. Veriler biçimlendirilmemiş standart ABD ASCII karakterlerini içerir ve hiçbir kontrol karakteri kullanılmaz. Kesinlikle ayırıcı işaretlerin kullanılması yasaktır.

Dosya Ek-1'de de tanımlandığı üzere aşağıdaki bloklardan oluşur.

- COMMENTS (C)
- NODES (N)
- LINES (L)
- 2 WINDINGS TRANSFORMERS (T)
- 2 WINDINGS TRANSFORMERS REGULATION (R)
- 2 WINDINGS TRANSFORMERS SPECIAL DESCRIPTION (optional) (TT)
- EXCHANGE POWERS (optional) (E)

Her bir blok iki karakterli "##" işareti ve yukarıda parantez içinde verilen harfleri (C,N,L,T,R,TT,E) içeren anahtar satır ile başlar ve bir sonraki anahtar satır ile veya dosya sonu ile biter. Kesinlikle "End" komutu kullanılmaz. Blokların sıralaması yukarıdaki gibi olması önerilir.

Bloklardaki veriler satırlar halinde yazılır ve içerikler boşluk verilerek birbirinden ayrılır. En baştaki "##C" bloku veriyi sağlayan kişi, kuruluş (TSO adı vb.) ve referans noktasını tanımlamalıdır.

UCTE formatının detaylı açıklanışı Ek-1'de verilmektedir.

6.3. PSS-E (Power System Simulator for Engineering)

PSS-E, güç sistem analizleri için dünya genelinde kullanılan en yaygın yazılımdır. PSS-E, Siemens PTI (Power Technologies International)'ın özellikle elektrik iletim sistemlerinin planlanması ve sistem analizlerinde dünyada 115'i aşkın ülkede sürekli gelişerek yenilenen yeni versiyonlarıyla piyasaya sürülen bir ürünüdür.

1976 yılından beri Power System Simulator for Engineering (PSS-E) daha kompleks, teknik kapasitesi üst düzeyde, tüm özellikleri içinde barındıran ve performansı en yüksek ticari bir yazılımdır.

PSS-E, güç sistemlerinin simülasyonu, analizi ve optimizasyonu için geliştirilen entegre ve interaktif bir yazılımdır. Yük akışları, dengeli ve dengesiz arıza analizleri, dinamik simülasyon, fiyatlandırma, network reduction vb.gibi birçok alanlarda kullanılmaktadır. En son 33. Versiyonu Mayıs 2011'de piyasaya sunulmuştur.

Enterkonnekte sistemin işletme şartlarını en fazla etkileyen durumlar, yük (tüketim) değişiklikleri, arızalar ve yeni teçhizatın (üretim kaynakları, iletim hatları, trafolar vb.) servise girmesidir. Power System Simulator for Engineering (PSS-E), bu tür durumlarda tüm sistemin kararlı rejimde bara gerilimlerini, yük akışlarını, sistem kaybını, geçici rejimde ise arıza akımlarını incelemek için kullanılır (Aktaş, 2010).

6.3.1. Yük akışı etütleri

Yük akışı etütleri genellikle sistemin en kritik işletme şartları olan puant ve minimum yük şartlarında yapılır. Ayrıca ülkeler arasında enerji alışverişleri yapıldığında sistemin güvenilir bir şekilde işletilmesi amacıyla yapılmaktadır. Enerji alışverişleri olmadığı zamanlarda da enterkonnekte sistemlerde her iletim sistem işletmecisi günün belirli saatlerinde yük akışı etütlerini yapmak durumundadır. Dolayısıyla PSS-E programı, dünyadaki iletim ve dağıtım sistem işletmecilerinin birçoğu tarafından kullanılan yazılımdır. Kısıt yönetimi açısından etüt sonuçları değerlendirilerek alınması gereken önlemler saptanır.

Yük akışı etütleri için PSS/E programına enterkonnekte sistemin tamamı veya bir kısmı ile ilgili hat, trafo, şönt reaktör, seri/şönt kapasitör, tüketim ve üretim bilgileri girilir. Çözüm sonucunda tüketim baralarının gerilim ve açıları, generatörlerin reaktif üretimleri, hat ve trafolardaki yük akışları ve toplam sistem kayıpları elde edilir.

Bu değerlerden faydalanılarak,

Bara gerilimleri kontrol edilebilir: Çeşitli tüketim ve üretim durumlarında tüketim baralarının gerilimlerinin önceden bilinmesi sistem teçhizatının işletme güvenliği yönünden faydalıdır. Gerilim seviyelerinin işletme limitleri dışında olması durumunda, yakın santralların çıkış gerilimi değiştirilerek, trafo kademeleri ayarlanarak veya uygun baralara şönt reaktör veya kapasitör konularak gerilim regülasyonu yapılabilir.

Sistem teçhizatının tespiti ve kontrolü yapılabilir: Kaliteli ve güvenilir bir işletme sağlamak amacı ile sisteme yeni ilave edilmesi veya değiştirilmesi gereken sistem elemanları tespit edilebilir.

Manevra talimatları hazırlanabilir (enerjileme ve açma etütleri): İşletmeye yeni giren veya bir arıza sonucu servisten çıkan bir veya birkaç hattın ve ilgili trafoların, reaktörlerin servise alınma sırasının (manevra talimatı) önceden bilinmesi gerekir. Bu nedenle hat enerjilemelerinde (özellikle 380 kV'luk fazla reaktif üretimi olan hatlarda) hat ucunda meydana gelebilecek aşırı gerilimleri ve açı farkları önceden tespit edilip gerekli önlemler alınabilir.

Sistemin az yüklü olduğu zamanlarda fazla reaktif üretimi azaltmak (bu durumda genellikle çift devre hatların tek devresi açılır) veya herhangi bir hattın servisten çıkması sonucunda sistemin işletme durumunun ne olacağını kestirilebilir.

Büyük tüketim merkezlerinin nereden besleneceğinin tespiti yapılabilir: Sisteme yeni ilave olacak büyük tüketim merkezlerinin veya mevcut olupta bakım/revizyon gibi nedenlerle başka merkezlerden yük aktarması yapılarak beslenecek yüklerin, ilgili bölgedeki hangi merkezden beslenmesinin gerilim ve hat kayıpları açısından en uygun sonuç vereceği araştırılabilir.

Trafo kademelerinin tespiti yapılabilir: Gerilim regülasyonu ve reaktif güç akışında etkili olan trafo kademelerinin seçimi yapılabilir. Yük altında kademe ayarı yapılmayan trafolarda puant ve minimum yük şartları için en uygun kademeler, çeşitli yük akışı etütleri sonucunda bulunabilir.

Kaskat arızalar nedeniyle sistem çökmelerinin önüne geçmek ve kısa devre akımlarını sınırlandırmak için çeşitli (ada besleme vb.) işletme yöntemleri belirlenebilir.

Değişik üretim ve tüketim senaryolarına ve sistem topolojisine bağlı olarak hat ve trafoların yüklenmesi kontrol edilebilir. Kapasitesinin üzerinde yüklenen hat ve trafonun olduğu kısıtlılık durumunda, sistem topolojisinde veya üretim senaryolarında değişiklik yapılarak işletme şekli belirlenebilir.

6.3.2. Arıza etütleri

Enterkonnekte sistemlerde bir arıza sırasında meydana gelen akımlar, kararlı rejimdeki akımlardan farklıdır. Arıza etütleri, sistemin çeşitli yerlerindeki kısa devre akımlarını, empedanslarını ve hat akışlarını bulmak için yapılır. Bu değerler, arıza anında teçhizatın kapasitesinin yeterli olup olmadığının ve sistem güvenliğinin sağlanmasına yönelik röle koruma sistemlerinin ayarlarının tespitinde kullanılır.

Arıza etütlerini üç faz kısa devre ve faz-toprak kısa devre etütleri olmak üzere iki grupta inceleyebiliriz. Bunlardan faz-toprak arızası pratikte en çok görüldüğü, üç faz

arızası ise en az görüldüğü halde en ağır arıza şartlarını meydana getirdiği için incelenmesi gereklidir. Üç faz, faz-toprak kısa devre etütleri arızanın barada olduğu kabul edilerek yapılır. Çözüm sonucunda toplam arıza akımı, toplam kısa devre gücü, arızalı baradan görünen sistem empedansı ve arıza sırasındaki hat akışları bulunur. Bu değerler kullanılarak sistemdeki mevcut kesicilerin kesme güçlerinin yeterli olup olmadığı kontrol edilir.

Şebeke yönetmeliğinde belirtilen kısa devre akım seviyelerinin üzerinde arıza akımının tespit edilmesi halinde, sistem konfigürasyonunda değişiklik yapılarak, kısa devre akımları şebeke yönetmeliğinde belirtilen limitlerin altında tutulur.

PSS-E programında 3 farklı dosya tipi vardır.

- Raw data formatı (yük akış datası)
- Seq data formatı (kısa devre datası)
- Sld data formatı (çizim datası)

Burada sadece raw datasına değinilecektir.

6.4. PSS-E Raw Formatı

Raw data formatı bloklar şekilde oluşturulur. Bu bölümde blokların nasıl oluşturulduğu açıklanacaktır.

6.4.1. Case data

Case datası 3 satırdan ibarettir, birinci satır aşağıdaki formatta girilir.

IC,SBASE,REV

Örnek: 0 , 100

15 ARALIK 2011 SAAT 17:00 WINTER

Burada,

IC (Data Giriş Kodu): Datanın yeniden girileceğini belirtmek için “0” girilir. “1” girilir ise mevcut (daha önceden bilgisayara okutulmuş olan) raw datanın üzerine ilave edileceği anlaşılır. Girilmezse “0” kabul eder.

SBASE: Sistem MVA bazı (Genellikle 100 MVA bazı kullanılmaktadır).

Girilmezse ‘100’ kabul eder.

REV: PSS/E revizyon numarası. Girilmez ise 31 kabul eder.

İkinci ve üçüncü satır, herhangi bir not ya da açıklama için kullanılır. Her bir satır için 60 karakter yer ayrılmıştır.

6.4.2. Bus data

Aşağıdaki formatta girilir.

I,'NAME',BASKV,IDE,AREA,ZONE,OWNER,VM,VA

Örnek:110210,‘HAMITABAT‘,400.0,1,11,1,20,,

Burada,

I: Bara numarası (1.....999999)

NAME: I numaralı baranın adı: 12 karaktere kadar alfa nümerik olarak ‘‘ içinde girilir. İlk karakter (-) olmamalıdır.

BASKV: Bara nominal gerilimi: Bu alana baranın kV olarak nominal gerilim değeri girilir, girilmezse '0' kabul eder.

IDE: Bara tipi kodu,

- yük (tüketim) barası ise **1**
- üretim barası ise **2**
- salınım barası ise **3**
- izole bara ise **4**

girilir, eğer girilmezse '1' kabul eder.

Salınım (slack) barası sistemdeki üretim baraları arasından seçilmiş herhangi bir baradır. Çözüm elde edilmeden sistem kayıplarını tam olarak bilmek mümkün olmadığından böyle bir baranın seçilmesi zorunluluğu vardır.

AREA: Bölgesel olarak hazırlanan şemaları numaralandırmak veya bölge/TSO belirlemek amacı ile kullanılır, girilmezse '1' kabul eder.

ZONE: Baranın kime ait olduğu girilir (TEİAŞ vb.), girilmez ise ‘1’ kabul eder.

OWNER: Gerilim seviyelerini gruplandırmak amacı ile kullanılır. Gerilim seviyesi,

4 ise Coupler
11 ise 400 kV
12 ise 220 kV
13 ise 150 kV
15 ise 110 kV
121 ise 220/400 kV
131 ise 150/400 kV

151 ise 110/400 kV

152 ise 110/220 kV

girilir, girilmezse '1' kabul eder.

VM: Bara gerilimi büyüklüğü, per-unit (p.u.) olarak girilir, girilmezse '1' kabul eder.

VA: Bara gerilimi faz açısı, derece olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

VM ve VA için herhangi bir değer girilmez. Çözüm sonucunda bir değer alır. Bara datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.3. Load data

Aşağıdaki formatta girilir.

I , ID , STATUS , AREA , ZONE , PL , QL , IP , IQ , YP , YQ , OWNER

Örnek:110241,1,1,,,25.0,4.0,,,,,,

Burada,

I: Yükün ait olduğu baranın numarası

ID: I barasındaki çok sayıdaki yükü birbirinden ayırmak için kullanılan alfa nümerik belirleyici, girilmezse '1' kabul eder.

STATUS: Devredeki yük için '1', devre dışı yük için '0' girilir, girilmezse '1' kabul eder.

AREA: Bir değer girilmezse baranın area numarası geçerlidir.

ZONE: Bir değer girilmezse baranın zone numarası geçerlidir.

PL: Baranın aktif yükü: MW olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

QL: Baranın reaktif yükü: MVAR olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

IP,IQ,YP,YQ için bir değer girilmez, girilmezse ‘0’ değerini alır.

OWNER: Yükün kime ait olduğu girilir, girilmez ise bara datasındaki sahiplik geçerlidir.

Yük datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.4. Fixed Bus Shunt data

Aşağıdaki formatta girilir.

I,ID,STATUS,GL,BL

Örnek:220510,1,1,,-120.0,

Burada,

I: Şönt elemanın bağlı olduğu baranın numarası.

ID: I barasındaki çok sayıdaki şönt elemanı birbirinden ayırmak için kullanılan alfa nümerik belirleyici, girilmezse '1' kabul eder.

STATUS: Devredeki şönt eleman için '1', devre dışı için '0' girilir, girilmezse '1' kabul eder.

GL: Şönt kapasitör veya reaktörün 1 p.u. gerilimdeki çektiği aktif güç, MW olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

BL:Şönt kapasitör veya reaktörün 1 p.u. gerilimdeki reaktif gücü, MVAR olarak girilir.

Bu değer kapasitör için (+), reaktör için (-) girilir, girilmezse '0' kabul eder.

Fixed bus shunt datanın bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.5. Generator data

Aşağıdaki formatta girilir.

I,ID,PG,QG,QT,QB,VS,IREG,MBASE,ZR,ZX,RT,XT,GTAP,STAT,RMPCT,PT,PB,O1,F1…….O4,F4,

Örnek:110281 , 1 , 86 , , 75 , -48 ,1.05 , 110210 , 125 , , 0.225 , , , , 1 , , 100 , 0 , , , , , , , ,

Burada,

I: Generatör için tanımlanan baranın numarası.

ID: Generatörün ünitelerini birbirinden ayırt etmek için kullanılan alfa nümerik belirleyici, girilmezse '1' kabul eder.

PG: Generatörün aktif üretimi: MW olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

QG: Generatörün reaktif üretimi, birimi MVAR'dır. Çözüm sonucunda QT ve QB aralığında bir değer alır.

QT: Generatörün verebileceği maksimum aktif güçteki maksimum reaktif gücü, +MVAR olarak girilir, girilmezse '9999' kabul eder.

QB: Generatörün çekebileceği maksimum aktif güçteki minimum reaktif gücü, -MVAR olarak girilir, girilmezse '-9999' kabul eder.

VS: Generatörün, gerilimini kontrol edeceği barada istenen gerilim değeri, p.u. olarak girilir, girilmezse '1' kabul eder.

IREG: VS gerilim değeri ile, gerilimi ayarlanmak istenen baranın numarası girilir. Girilmezse '0' kabul eder, bu da generatörün kendi geriliminin ayarlanacağı anlamına gelir. Salınım barası için de '0' girilmelidir.

MBASE: Generatörün MVA cinsinden nominal gücü, bu değer yük akışı etütlerinde kullanılmaz, kısa devre etütleri için gereklidir. Girilmezse sistem bazını kabul eder.

ZR, ZX: Generatör empedansı, MBASE bazında p.u. olarak girilir. Yük akışı etütlerinde kullanılmaz, kısa devre etütleri için gereklidir. Girilmezse ‘ZR = 0 , ZX = 1’ kabul eder.

RT, XT: Step-up trafo empedansı, MBASE bazında p.u. olarak girilir, girilmezse ‘RT + jXT = 0’ kabul eder.

GTAP: Step-up trafonun nominal sargı oranı, p.u. olarak girilir, girilmezse'1' kabul eder.

STAT: Generatörün serviste olup olmadığını gösterir, serviste ise '1' , değil ise '0' girilir, girilmezse '1' kabul eder.

RMPCT: IREG barasındaki gerilimi ayarlamak için gerekecek toplam MVAR'ın bu makine tarafından karşılanacak yüzdesi, pozitif olmalıdır. IREG barasındaki gerilimi kontrol eden 1'den fazla generatör barası varsa ihtiyaç duyulur. Girilmezse '100' kabul eder.

PT: MW olarak generatörün maksimum gücü, girilmezse '9999' kabul eder.

PB: MW olarak generatörün minimum gücü, girilmezse '-9999' kabul eder.

Oi: Kime ait olduğu girilir. Girilmez ise bara datasındaki sahiplik geçerlidir.

Fi: % olarak ne kadarına sahip olduğu girilir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

Generatör datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.6. Non Transformer Branch data

Aşağıdaki formatta girilir.

I,J,CKT,R,X,B,RATEA,RATEB,RATEC,GI,BI,GJ,BJ,ST,MET,LEN,O1,F1 ,…….O4,F4

Örnek:110010,110210,1,0.001870,0.017140,0.388290,2070,1268,1510,,,,,1,,,,,,

Burada,

I: Hattın bağlı olduğu birinci baranın numarası.

J: Hattın bağlı olduğu ikinci baranın numarası.

CKT: Hattın devrelerini birbirinden ayırmak için kullanılan iki karakterli alfa nümerik belirleyici, girilmezse '1' kabul eder.

R: Hat rezistansı, p.u. olarak girilir.

X: Hat reaktansı, p.u. olarak girilir.

B: Hat şarj kapasitansı, p.u. olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

RATEA: Hattın iletim kapasitesine ait 1. limit, MVA olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

RATEB: Hattın iletim kapasitesine ait 2. limit, MVA olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

RATEC: Hattın iletim kapasitesine ait 3. limit, MVA olarak girilir, girilmezse '0' kabul eder.

GI,BI: Hattın I ucundaki şönt elemanın aktif (GI) ve reaktif (BI) değerleri, p.u. olarak girilir, girilmezse 'GI+jBI=0' kabul eder. BI değeri kapasitör için (+), reaktör için (-) girilir.

GJ,BJ: Hattın J ucundaki şönt elemanın aktif (GJ) ve reaktif (BJ) değerleri, p.u. olarak girilir, girilmezse 'GJ+jBJ=0' kabul eder. BJ değeri kapasitör için (+), reaktör için (-) girilir.

ST: Hattın serviste olup olmadığını gösterir. Serviste ise '1', servis harici ise '0' girilir, girilmezse '1' kabul eder.

LEN: Hattın uzunluğu, kullanıcı istediği birimde girebilir, girilmezse '0' kabul eder. Hesaplarda bir etkisi yoktur.

Oi: Kime ait olduğu girilir. Girilmez ise bara datasındaki sahiplik geçerlidir.

Fi: % olarak ne kadarına sahip olduğu girilir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

Hat datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

Çizelge 6.1. Enerji iletim hatlarının taşıma limitleri (MVA)

Gerilim (kV)	İletken Tipi	MCM	Kış (MVA)	Yaz (MVA)	Bahar (MVA)
380	2B Rail	2x954	1360	832	995
380	2B Cardinal	2x954	1360	845	1005
380	3B Cardinal	3x954	2070	1268	1510
380	3B Pheasant	3x1272	2480	1524	1825
380	2000 mm2	2000 mm2	987	987	987
154	Hawk	477	180	110	132
154	Drake	795	250	153	182
154	Cardinal	954	280	171	204
154	2B Cardinal	2x954	560	342	408
154	Pheasant	1272	336	206	247
154	1000 mm2	1000 mm2	250	250	250
154	630 mm2	630 mm2	175	175	175

6.4.7. Transformer data

İki sargılı bir trafo için aşağıdaki formatta girilir.

I,J,K,CKT,CW,CZ,CM,MAG1,MAG2,NMETR,'NAME',STAT,O1,F1,……O4,F4

R1-2,X1-2,SBASE1-2

WINDV1,NOMV1,ANG1,RATA1,RATB1,RATC1,COD1,CONT1,RMA1,RMI1,VMA1,VMI1,NTP1,TAB1,CR1,CX1

WINDV2,NOMV2

Örnek:

110221,110210,0,1,2,2,1,0,0,2,'A-HAMITABAT_OTR',1,1,1

0.00340,0.11820,250

158,158,0,250,250,250,0,110221,173.8,142.2,173.8,142.2,,0,0,0

380,380

Üç sargılı bir trafo için aşağıdaki formatta girilir.

I,J,K,CKT,CW,CZ,CM,MAG1,MAG2,NMETR,'NAME',STAT,O1,F1,……O4,F4

R1-2,X1-2,SBASE1-2,R2-3,X2-3,SBASE2-3,R3-1,X3-1,SBASE3-1,VMSTAR,ANSTAR

WINDV1,NOMV1,ANG1,RATA1,RATB1,RATC1,COD1,CONT1,RMA1,RMI1,VMA1,VMI1,NTP1,TAB1,CR1,CX1

WINDV2,NOMV2,ANG2,RATA2,RATB2,RATC2,COD2,CONT2,RMA2,RMI2,VMA2,VMI2,NTP2,TAB2,CR2,CX2

WINDV3,NOMV3,ANG3,RATA3,RATB3,RATC3,COD3,CONT3,RMA3,RMI3,VMA3,VMI3,NTP3,TAB3,CR3,CX3

Örnek:

210010,210022,210051,1,2,2,1,0.00000,0.00000,2,'A-UMRANIYE_OTR10',1,1,1.000

0.00630,0.06600,120.000,0,0.04100,120.000,0,0.07000,120.000

380.000,380.000,0.000,150,150,150,0,210010,399.988,360.012,399.988,360.012,5,0,0,0

150.000,154.000,0.000,150,150,150,0,210022,162.100,145.900,162.100,145.900,5,0,0,0

15.800,15.800,0.000,38,38,38,0,210051,16.630,14.970,16.630,14.970,5,0,0,0

Burada,

I: Trafonun 1. Sargısının bağlı olduğu baranın numarası. Kademe değiştiricilerin (tap) olduğu taraf 1. sargı olarak kabul edilir.

J: Trafonun 2. Sargısının bağlı olduğu baranın numarası.

K: Trafonun 3. Sargısının bağlı olduğu baranın numarası, 3.sargı yoksa ‘0’ girilir, girilmezse ‘0’ kabul eder.

CKT: Trafoları birbirinden ayırmak için kullanılan iki karakterli alfa nümerik belirleyici, girilmezse '1' kabul eder.

CW: WINDV1,WINDV2 için girilecek gerilim değerlerinin p.u. mu yoksa kV olarak mı girileceğini bildirir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

1 ise gerilim değeri p.u., 2 ise gerilim değeri kV olarak girilir. Genellikle 2 değeri girilir.

CZ: R1-2,X1-2 için girilen rezistans ve reaktans değerlerinin p.u. mu yoksa kV olarak mı girileceğini bildirir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

1 ise R ve X, sistem bazında ve p.u., 2 ise R ve X SBASE1-2’de bildirilen bazda ve p.u. olarak girilir. Genellikle 2 değeri girilir.

CM: Trafonun boşta çalışma (yüksüz iken) kaybı , MAG1 ve MAG2’nin nasıl girileceğini bildirir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

Bu kayıplar çok küçük olduğundan ihmal edilir ve **MAG1, MAG2, NOMV1, NOMV2** için bir değer girilmez**.** Girilmeyince **‘**0’ değerini alır.

NMETR: Ölçüm cihazının hangi tarafta olduğu,

1 ise ölçüm cihazı 2.ci tarafta, 2 ise ölçüm cihazı 1.ci tarafta

NAME: Trafonun ismi 12 karaktere kadar ‘‘ içinde yazılmalıdır.

STAT: Trafonun serviste olup olmadığını gösterir. Serviste ise '1' servis harici ise '0' girilir, girilmezse '1' kabul eder.

Oi: Kime ait olduğu girilir. Girilmez ise bara datasındaki sahiplik geçerlidir.

Fi: % olarak ne kadarına sahip olduğu girilir. Girilmezse ‘1’ kabul eder.

R1-2,X1-2:CZ’de bildirilen koda göre girilir. CZ,

1 ise R ve X, sistem bazında ve p.u. olarak girilir.

2 ise R ve X, SBASE1-2’de bildirilen bazda ve p.u. olarak girilir.

X değeri mutlaka girilmelidir. R değeri ise ihmal edilebilir. R girilmezse ‘0’ kabul eder. X değeri trafonun etiketinde verilen % Uk değeridir.

SBASE1-2: Trafonun MVA cinsinden baz gücü girilir.

WINDV1: I barasının (1.sargı) gerilimi, CW’de bildirilen değere göre girilir. CW,

1 ise gerilim değeri p.u. olarak girilir, girilmezse ‘1’ kabul eder.

2 ise gerilim değeri kV olarak girilir, girilmezse bara datasında tanımlanan kV değerini alır. Trafonun herhangi bir tarafındaki gerilimi o tarafa bağlı baranın geriliminden farklı olabilir. Bu durumda bara gerilimi değil, trafonun sargı gerilimi girilmelidir.

ANG1:1. Sargının derece cinsinden faz kaydırma açısı. Girilmezse ‘0’ kabul eder.

RATA1, RATB1, RATC1: 1. Sargının MVA cinsinden yüklenebilme kapasiteleri girilir, girilmezse ‘0’ kabul eder. Aşırı yüklenmeleri görebilmek için bu alanlar mutlaka doldurulmalıdır.

COD1: Yük akışı hesaplamalarında trafo tap’inin hangi amaçla kullanılacağını belirtir.

0 ise taplar sabit.

±1 ise voltaj kontrolü

±2 ise reaktif güç kontrolü

±3 ise aktif güç kontrolü

±4 ise DC line kontrolü (Sadece 2 sargılı trafolar için kullanılır).

+ bir değer girilirse tap’ler yük akışı çözümü sırasında ayarlanabilir olur, - değer girilirse çözüm sırasında tap’lerin ayarlanabilir olup olmadığına bakılmaz. Sabit kabul edilir.

CONT1: Gerilim kontrolü yapılacak baranın numarası.

RMA1,RMI1: Fiziksel olarak tap'in bulunduğu taraftaki gerilimin ayarlanabileceği limitleri bildirir.

RMA1, tap değerinin üst limiti

RMI1, tap değerinin alt limiti

VMA1,VMI1: Geriliminin ayarlanmasını istediğimiz CONT1'de belirtilen baradaki istenilen gerilim seviyelerinin limitlerini bildirir.

VMA1, tap değerinin üst limiti

VMI1, tap değerinin alt limiti

Örnek olarak 154 kV baranın gerilimi ayarlanacaksa ve bu değerin ± %5 aralığında kalması isteniyorsa VMA alanına 161.7, VMI1 alanına 146.3 girilir. RMA1, RMI1 fiziksel limitler olup genelde VMA1, VMI1 gerilim aralığından daha geniş bir gerilim aralığını kapsar.

NTP1: Tap pozisyon sayısı, COD1'in 1 olduğu durumlarda geçerlidir.

Pozisyon sayısı mutlaka 2 ile 9999 arasında olmalıdır. Girilmezse 33 kabul eder. Tap pozisyon sayısı girilirken '0' pozisyonu da dikkate alınmalıdır.

TAB1: Empedans düzeltme tablosu numarası, empedans sabit olmayıp taplere bağlı olarak veya faz kaydırma açısına bağlı olarak değişiyorsa girilir. Girilmezse '0' kabul eder.

CR1,CX1: Gerilim kontrolü yapan trafolarda yük düşümü kompanzasyon empedansı sistem bazında girilir. COD1, 1 olarak girilmişse girilmedir. Girilmezse '0' kabul eder.

WINDV2: J barasının (2.sargı) gerilimi, CW'de bildirilen değere göre girilir. CW,

1 ise gerilim değeri p.u. olarak girilir, girilmezse '1' kabul eder.

2 ise gerilim değeri kV olarak girilir. Girilmezse bara datasında tanımlanan kV değerini alır. Trafonun herhangi bir tarafındaki gerilimi o tarafa bağlı baranın geriliminden farklı olabilir. Bu durumda bara gerilimi değil, trafonun sargı gerilimi girilmelidir.

Trafo datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.8. Area Interchange data

Aşağıdaki formatta girilir.

I,ISW,PDES,PTOL,'ARNAME'

Örnek: 1,,,,'XX'

2,,,,'HR'

Burada,

I: Bölge No

1 ise XX enterkonneksiyon hattı

2 ise HR (Hırvatistan) bölge/TSO adı

ISW: Bölgedeki salınım barası no, genelde bir ülke veya blok için tek bir salınım barası kullanıldığından bu alan boş bırakılmalıdır.

PDES: Bölge için istenilen üretim-tüketim dengesi (MW olarak).

PTOL: Çözümde kullanılacak MW tolerans değeri.

'ARNAME': Bölge ismi.

Area interchange datasının bittiği, datanın sonuna '0' girilerek belirlenir.

6.4.9. Zone data

Baranın kime ait olduğu girilir (TEİAŞ vb.), girilmez ise '1' kabul eder.

Aşağıdaki formatta girilir.

I,'ZONAME'

Örnek: 1,'Real'

2,'XX'

Burada,

I: Zone numarası

1 ise Real

2 ise XX

'ZONAME':Zone Adı

6.4.10. Owner data

Gerilim seviyelerini gruplandırmak amacı ile kullanılır.

Aşağıdaki formatta girilir.

I , 'OWNAME'

Örnek : 11 , ' 400 '

Burada,

I: Sahiplik Numarası

4 ise Coupler

11 ise 400 kV

12 ise 220 kV

13 ise 150 kV

15 ise 110 kV

121 ise 220/400 kV

131 ise 150/400 kV

151 ise 110/400 kV

152 ise 110/220 kV

girilir, girilmezse '1' kabul eder.

'OWNAME': Sahiplik Adı

6.5. Modellerin Birleştirilmesi (Merging)

Her bir ülkenin UCTE formatında sistem modeli temin edildikten sonra bu modeller birleştirilir (merge edilir). Birleştirme işlemi bir sonraki bölümde belirtilen özel bir yazılım vasıtasıyla gerçekleştirilir.

6.5.1. Merlin Conversion & Merging yazılımı

Merlin Conversion (Dönüştürme) ve Merge (Birleştirme) yazılımı, Sırbistan'ın en büyük mühendislik ve teknik danışmanlık şirketi Electricity Coordinating Center (EKC)'nin güç sistemleri işletmesi ve analizleri alanında geliştirdiği Merlin Application Software yazılımının bir parçasıdır. Yazılım özellikle Avrupa'daki TSO'lar tarafından yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Yazılımın özellikleri aşağıdaki gibidir.

- UCTE formatını PTI raw formatına veya PSS-E (PTI) raw formatını UCTE formatına dönüştürür.
- Farklı versiyonlardaki UCTE formatlarını birbirine dönüştürür.
- Farklı versiyonlardaki PSS-E raw formatlarını birbirine dönüştürür.
- Birden fazla UCTE ve/veya PSS-E raw formatındaki modelleri tek bir UCTE veya PSS-E raw formatında birleştirir.

- UCTE formatındaki dataları (modeller) kontrol eder ve varsa problemleri tespit ederek listeler.
- PSS-E raw formatındaki dataları (modeller) kontrol eder ve varsa problemleri tespit ederek listeler (Anonim, 2011).

Merlin Conversion yazılımının desteklediği formatlar aşağıdaki gibidir.

UCTE data exchange format

- UCTE-DEF 01 (2003.09.01)
- UCTE-DEF 02 (2007.05.01)

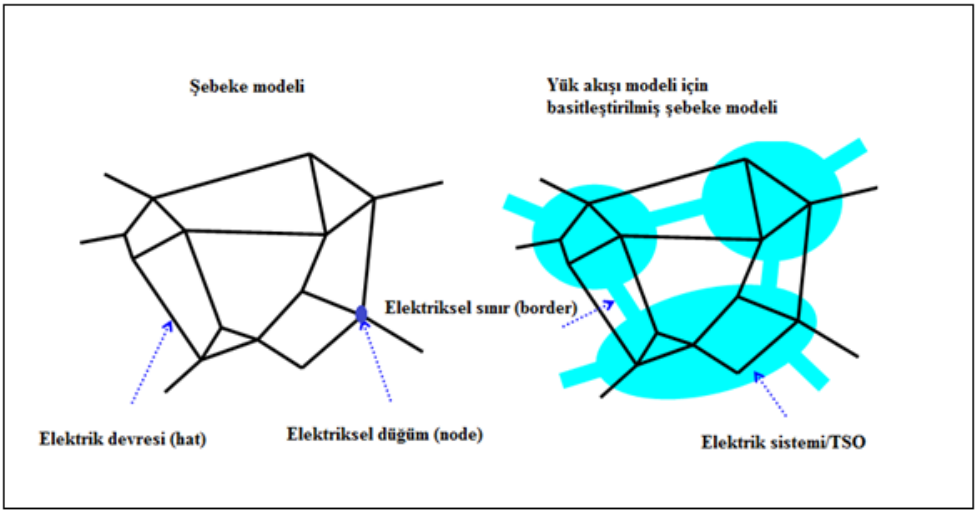
PSS-E raw format

- Version 29
- Version 30
- Version 31 (Tezde PSS-E version 31 kullanılmaktadır.)
- Version 32

6.6. Elektriksel Sınırlar

"Elektriksel sınır" terimi TSO'lar arasındaki en azından bir senkron bağlantı için kullanılır.

İki bölge arasındaki fiziki tüm elektriksel bağlantılar (hatlar), bağlantı (hat) sayısından bağımsız olarak "elektriksel sınır" olarak ele alınır. Her bir elektriksel sınır için Border Capacity (BC) olarak isimlendirilen ortak fiziksel sınırlandırmalar belirlenmektedir (Anonim, 2005).



Şekil 6.1. Şebeke modellerinde elektriksel sınırlar

6.7. Güç Transferi Dağıtım Faktörleri (Power Transfer Distribution Factors-PTDF)

Sistem modellerinin birleştirilmesinden sonra Güneydoğu Avrupa Bölgesinin birleştirilmiş tek bir sistem modeli elde edilir. Bundan sonraki adım ise PTDF matrislerinin hesaplanması olacaktır. Bu matrisler, herhangi bir TSO'dan diğer TSO'ya elektrik enerjisi transferi yapıldığında tüm sınır TSO'lar arasındaki enterkonneksiyon hatlarındaki (her iki yöndeki) yük akışlarına etkisini gösterir. PTDF matrisleri, N*(N-1) satır ve I sütundan oluşur. Burada N, Koordineli İhaleye katılan TSO sayısını ve I ise TSO'lar arasındaki sınır adedini göstermektedir.

Belirsiz Harici Yük Akışları (Uncertain Outside Flows-UOF)'nin hesaplanması için Koordineli İhaleye katılmayan ve ENTSO-E içerisinde kalan diğer komşu ülkelerle (sistemlerle) olan alışverişler için satırları ve interface ülke (sistem) sınırlarını içeren sütunları içeren genişletilmiş PTDF matrisi kullanılmaktadır.

PTDF matrisleri her bir sınırdaki enterkonneksiyon hatları için toplu olarak belirlenir. Hesaplamalarda DC yük akışı kullanılmaktadır.

TSO A'dan TSO B'ye elektrik enerjisi transferi yapılacağı varsayılırsa PTDF matrislerinin çözümünde; TSO A'nın tüm üretim baralarındaki üretim miktarı sistem modelindeki değerler oransal olarak artırılmak suretiyle toplamda 100 MW artırılır, buna karşılık TSO B'nin tüm üretim baralarındaki üretim miktarı ise sistem modelindeki değerler oransal olarak azaltılmak suretiyle toplamda 100 MW azaltılır.

Yapılan yük akış analizi sonucunda sınır hattındaki yük akışlarındaki değişim o sınır için PTDF'yi gösterir.

$$PTDF_i^{A\rightarrow B}(p.u) = \frac{\Delta P_i[MW]}{\Delta P[MW]} \tag{6.2}$$

Burada ΔP TSO A'dan (kaynak TSO) TSO B'ye (hedef TSO) aktarılan güç (enerji) miktarı, ΔP_i ise i.nci sınır hattındaki güç değişim miktarıdır (Anonim, 2007).

PTDF matrislerin hesaplanabilmesi için aşağıdaki denklemlerin sağlanması gerekir.

$$\sum_{TSO\ A\ sınırları} PTDF\ (A) = 1\ p.u.\ (100\ \%), \tag{6.3}$$

$$\sum_{TSO\ B\ sınırları} PTDF\ (B) = -1\ p.u.\ (-100\ \%), \tag{6.4}$$

$$\sum_{Diğer\ TSO\ sınırları} PTDF\ (diğerleri) = 0\ p.u.\ (0\ \%), \tag{6.5}$$

Ayrıca PTDF faktörleri arasındaki aşağıdaki denklemler sağlanmalıdır.

$$\mathbf{PTDF\ (A \rightarrow B) = PTDF\ (A \rightarrow C) + PTDF\ (C \rightarrow B)} \tag{6.6}$$

$$\mathbf{PTDF\ (A \rightarrow B) = -PTDF\ (B \rightarrow A)} \tag{6.7}$$

ENTSO-E sisteminde ortak uygulama olarak **ΔP=100 MW** alınır.

Tüm PTDF'ler aşağıdaki formülde gösterildiği gibi sayısal olarak yüzdesel (%) olarak gösterilen ΔP_i'ye eşit olacaktır.

$$PTDF_i^{A \rightarrow B}[\%] = \frac{\Delta P_i[MW]}{100[MW]} \equiv \Delta P_i[\%] \tag{6.8}$$

PTDF matrisleri Koordineli İhaleye katılan komşu ve komşu olmayan tüm TSO'lar arasındaki mümkün olan güç alışverişleri için hesaplanır. Teorik olarak PTDF'ler ΔP=1 kW hassasiyetinde hesaplanır. Tez çalışması kapsamında her bir TSO için N=14 satır ve I=19 sütundan oluşan (14x19) matris oluşturulmuştur. Modellenen bölgede yer alan toplam 9 TSO için, 126 satır (9x14) ve 19 sütundan oluşan matris elde edilmiştir.

Örneğin Türkiye (TEİAŞ) için PTDF matrisini oluşturmak için,

Hangi ülkeden hangi ülkeye ticaret yapıldığını gösteren satırlar (N) aşağıda gösterildiği gibi yandaki harflerle sembolize edilirse,

TEİAŞ (Türkiye) – EPCG (Karadağ)	A
TEİAŞ (Türkiye) – EMS (Sırbistan)	B
TEİAŞ (Türkiye) – NOS (Bosna-Hersek)	C
TEİAŞ (Türkiye) – MEPSO (Makedonya)	D
TEİAŞ (Türkiye) – HTSO (Yunanistan)	E
TEİAŞ (Türkiye) – ATSO (Arnavutluk)	F
TEİAŞ (Türkiye) – ESO (Bulgaristan	G
TEİAŞ (Türkiye) – TEL (Romanya)	H
TEİAŞ (Türkiye) – HEP (Hırvatistan	I
TEİAŞ (Türkiye) – MAVIR (Macaristan)	J
TEİAŞ (Türkiye) – UKR (Ukrayna)	K
TEİAŞ (Türkiye) – ELES (Slovenya)	L
TEİAŞ (Türkiye) – APG (Avusturya)	M
TEİAŞ (Türkiye) - ENTSO-E	N

ve sınırları gösteren sütunlar (I) da yine aşağıda gösterildiği gibi yandaki rakamlarla sembolize edilirse,

EMS-TEL	1	ESO-HTSO	11
EMS-ESO	2	HTSO-ATSO	12
EMS-MEPSO	3	TEİAŞ-ESO	13
EMS-ATSO	4	TEİAŞ-HTSO	14
EMS-EPCG	5	TEL-UKR	15
EMS-NOS	6	TEL-MAVIR	16
EPCG-NOS	7	EMS-MAVIR	17
EPCG-ATSO	8	EMS-HEP	18
MEPSO-HTSO	9	NOS-HEP	19
TEL-ESO	10		

ilgili matris aşağıdaki şekilde oluşturulur.

$$\begin{vmatrix} PTDF_1^A & PTDF_2^A & PTDF_3^A & PTDF_4^A & PTDF_5^A & \cdots\cdots & PTDF_{15}^A & PTDF_{16}^A & PTDF_{17}^A & PTDF_{18}^A & PTDF_{19}^A \\ PTDF_1^B & PTDF_2^B & PTDF_3^B & PTDF_4^B & PTDF_5^B & & PTDF_{15}^B & PTDF_{16}^B & PTDF_{17}^B & PTDF_{18}^B & PTDF_{19}^B \\ PTDF_1^C & PTDF_2^C & PTDF_3^C & PTDF_4^C & PTDF_5^C & & PTDF_{15}^C & PTDF_{16}^C & PTDF_{17}^C & PTDF_{18}^C & PTDF_{19}^C \\ PTDF_1^D & PTDF_2^D & PTDF_3^D & PTDF_4^D & PTDF_5^D & & PTDF_{15}^D & PTDF_{16}^D & PTDF_{17}^D & PTDF_{18}^D & PTDF_{19}^D \\ PTDF_1^E & PTDF_2^E & PTDF_3^E & PTDF_4^E & PTDF_5^E & & PTDF_{15}^E & PTDF_{16}^E & PTDF_{17}^E & PTDF_{18}^E & PTDF_{19}^E \\ PTDF_1^F & PTDF_2^F & PTDF_3^F & PTDF_4^F & PTDF_5^F & & PTDF_{15}^F & PTDF_{16}^F & PTDF_{17}^F & PTDF_{18}^F & PTDF_{19}^F \\ PTDF_1^G & PTDF_2^G & PTDF_3^G & PTDF_4^G & PTDF_5^G & & PTDF_{15}^G & PTDF_{16}^G & PTDF_{17}^G & PTDF_{18}^G & PTDF_{199}^G \\ PTDF_1^H & PTDF_2^H & PTDF_3^H & PTDF_4^H & PTDF_5^H & & PTDF_{15}^H & PTDF_{16}^H & PTDF_{17}^H & PTDF_{18}^H & PTDF_{19}^H \\ PTDF_1^I & PTDF_2^I & PTDF_3^I & PTDF_4^I & PTDF_5^I & & PTDF_{15}^I & PTDF_{16}^I & PTDF_{17}^I & PTDF_{18}^I & PTDF_{19}^I \\ PTDF_1^J & PTDF_2^J & PTDF_3^J & PTDF_4^J & PTDF_5^J & & PTDF_{15}^J & PTDF_{16}^J & PTDF_{17}^J & PTDF_{18}^J & PTDF_{19}^J \\ PTDF_1^K & PTDF_2^K & PTDF_3^K & PTDF_4^K & PTDF_5^K & & PTDF_{15}^K & PTDF_{16}^K & PTDF_{17}^K & PTDF_{18}^K & PTDF_{19}^K \\ PTDF_1^L & PTDF_2^L & PTDF_3^L & PTDF_4^L & PTDF_5^L & & PTDF_{15}^L & PTDF_{16}^L & PTDF_{17}^L & PTDF_{18}^L & PTDF_{19}^L \\ PTDF_1^M & PTDF_2^M & PTDF_3^M & PTDF_4^M & PTDF_5^M & & PTDF_{15}^M & PTDF_{16}^M & PTDF_{17}^M & PTDF_{18}^M & PTDF_{19}^M \\ PTDF_1^N & PTDF_2^N & PTDF_3^N & PTDF_4^N & PTDF_5^N & & PTDF_{15}^N & PTDF_{16}^N & PTDF_{17}^N & PTDF_{18}^N & PTDF_{19}^N \end{vmatrix}$$

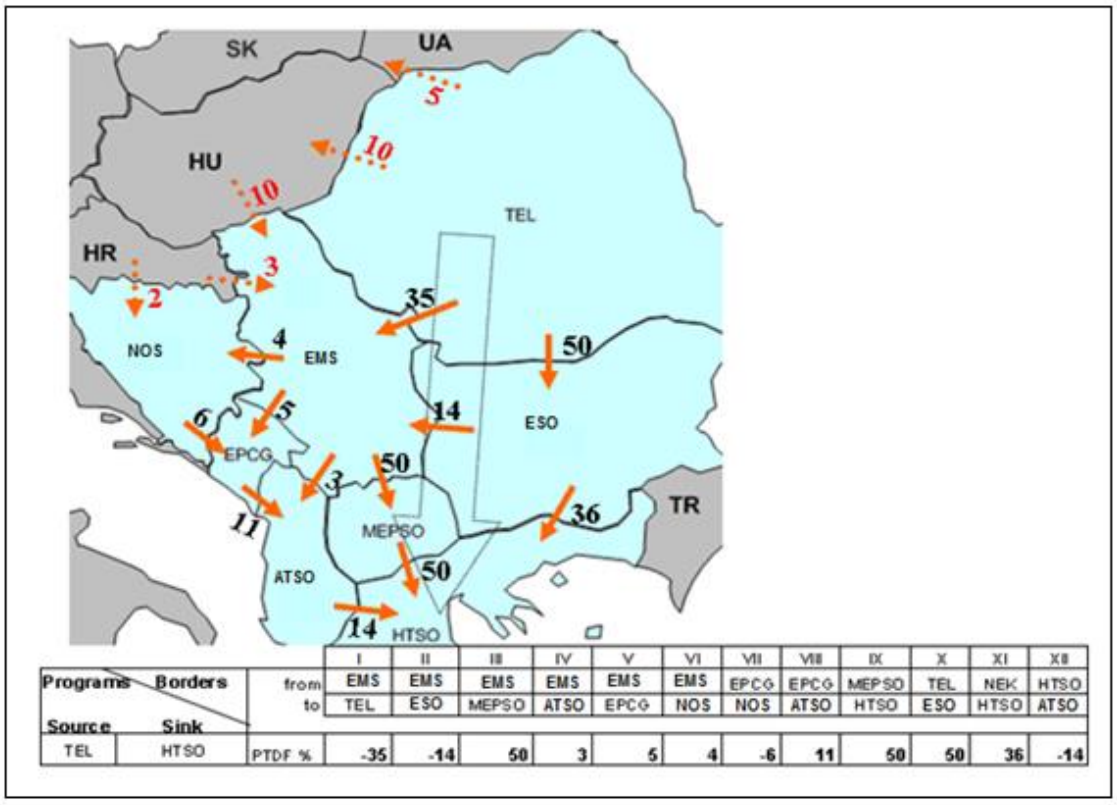
Tez çalışması kapsamında elde edilen modellere bağlı olarak yapılan yük akış analizleri neticesinde TEİAŞ için elde edilen sayısal matris ise aşağıdaki gibidir.

$$\begin{vmatrix} -14{,}6 & -26{,}8 & -28{,}7 & 1{,}8 & 57{,}6 & 12{,}5 & -26{,}6 & -15{,}8 & -28{,}7 & -30{,}5 & -5{,}2 & 14{,}0 & 52{,}1 & 47{,}9 & 6{,}5 & 9{,}4 & -5{,}7 & 3{,}9 & -14{,}1 \\ -35{,}2 & -20{,}9 & -22{,}9 & -1{,}2 & 6{,}3 & -8{,}5 & 12{,}9 & -6{,}6 & -22{,}9 & -48{,}4 & -12{,}7 & 7{,}8 & 56{,}6 & 43{,}4 & 5{,}2 & 8{,}0 & -12{,}1 & -5{,}5 & 4{,}4 \\ -16{,}6 & -25{,}3 & -26{,}7 & 0{,}5 & 28{,}4 & 36{,}7 & 40{,}4 & -12{,}0 & -26{,}7 & -36{,}5 & -8{,}0 & 11{,}5 & 53{,}8 & 46{,}2 & 8{,}2 & 11{,}7 & -5{,}3 & 8{,}3 & -22{,}9 \\ -5{,}9 & -15{,}6 & 26{,}2 & -0{,}4 & -3{,}7 & 1{,}9 & -5{,}7 & 2{,}0 & -73{,}8 & -12{,}2 & 14{,}7 & -1{,}6 & 42{,}5 & 57{,}5 & 2{,}5 & 3{,}8 & -3{,}0 & 0{,}5 & -3{,}8 \\ -4{,}7 & -10{,}1 & 14{,}1 & 2{,}0 & -0{,}9 & 1{,}6 & -4{,}8 & 3{,}9 & 14{,}1 & -9{,}9 & 19{,}4 & -5{,}9 & 39{,}4 & 60{,}6 & 2{,}1 & 3{,}1 & -2{,}4 & 0{,}4 & -3{,}2 \\ -9{,}7 & -22{,}8 & -17{,}6 & 28{,}9 & 16{,}6 & 6{,}5 & -15{,}4 & 32{,}0 & -17{,}6 & -20{,}5 & 4{,}2 & 39{,}1 & 47{,}5 & 52{,}5 & 4{,}5 & 6{,}3 & -4{,}1 & 2{,}2 & -8{,}9 \\ 2{,}0 & 5{,}0 & -7{,}0 & -0{,}6 & 0{,}6 & -0{,}9 & 2{,}0 & -1{,}4 & -7{,}0 & 4{,}0 & -11{,}6 & 2{,}0 & 79{,}4 & 20{,}6 & -0{,}8 & -1{,}2 & 1{,}2 & -0{,}3 & 1{,}1 \\ 12{,}8 & -4{,}6 & -17{,}3 & -1{,}0 & 4{,}6 & -2{,}6 & 9{,}2 & -4{,}6 & -17{,}3 & -72{,}5 & -16{,}8 & 5{,}6 & 60{,}3 & 39{,}7 & -5{,}8 & -8{,}9 & 8{,}3 & -0{,}2 & 6{,}6 \\ -14{,}5 & -22{,}9 & -25{,}3 & 0{,}0 & 23{,}8 & 17{,}9 & 34{,}2 & -10{,}4 & -25{,}3 & -41{,}4 & -9{,}5 & 10{,}4 & 54{,}8 & 45{,}2 & 12{,}0 & 14{,}9 & 5{,}2 & 15{,}8 & 52{,}1 \\ -8{,}3 & -17{,}0 & -22{,}0 & -0{,}9 & 11{,}1 & 2{,}2 & 18{,}1 & -7{,}0 & -22{,}0 & -53{,}1 & -12{,}8 & 7{,}9 & 57{,}3 & 42{,}7 & 25{,}4 & 19{,}4 & 28{,}2 & 6{,}7 & 20{,}3 \\ -5{,}6 & -15{,}0 & -21{,}2 & -0{,}9 & 9{,}9 & 1{,}5 & 16{,}6 & -6{,}7 & -21{,}2 & -56{,}2 & -13{,}4 & 7{,}6 & 57{,}8 & 42{,}2 & 37{,}8 & 12{,}8 & 25{,}7 & 5{,}6 & 18{,}1 \\ -14{,}0 & -21{,}9 & -24{,}6 & -0{,}3 & 19{,}2 & 14{,}3 & 28{,}5 & -9{,}3 & -24{,}6 & -43{,}9 & -10{,}4 & 9{,}6 & 55{,}4 & 44{,}6 & 13{,}6 & 16{,}3 & 8{,}8 & 18{,}5 & 42{,}8 \\ -12{,}0 & -20{,}1 & -23{,}5 & -0{,}5 & 15{,}9 & 9{,}2 & 24{,}4 & -8{,}5 & -23{,}5 & -47{,}4 & -11{,}4 & 9{,}0 & 56{,}1 & 43{,}9 & 16{,}9 & 18{,}5 & 17{,}4 & 13{,}6 & 33{,}6 \\ -3{,}9 & -13{,}7 & -20{,}7 & -0{,}9 & 9{,}3 & 0{,}9 & 15{,}7 & -6{,}4 & -20{,}7 & -58{,}3 & -13{,}8 & 7{,}3 & 58{,}2 & 41{,}8 & 45{,}9 & 8{,}5 & 24{,}2 & 4{,}8 & 16{,}6 \end{vmatrix}$$

PTDF matrisi ve buna bağlı olarak oluşan sınır hatlarındaki fiziksel yük akışları sayısal bir örnek üzerinden açıklanacak olursa, Romanya (RO)'dan Yunanistan (GR)'a 100 MW güç transfer edilmek istensin (Şekil 6.2).

Bu durumda transfer sonrasında bölgedeki diğer tüm enterkonnekte hatlardaki yük akışının transfer öncesi temel durum (base case) yük akışına göre hangi oranda değiştiğini PTDF matrisini hesaplayarak bulmak gerekir.

PTDF hesabı sonucunda elde edilen değerlerden de açıkça anlaşılacağı gibi, ticari olarak belirlenen 100 MW'ın aslında 50 MW'ı (%50) Romanya-Bulgaristan, 35 MW'ı (%35) Romanya–Sırbistan, 10 MW'ı (%10) ise Romanya-Macaristan ve 5 MW'ı (%5) ise Romanya-Ukrayna sınır hattından geçmektedir (Anonim, 2005).



Programs / Borders			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
		from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	NEK	HTSO
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO
Source	Sink													
TEL	HTSO	PTDF %	-35	-14	50	3	5	4	-6	11	50	50	36	-14

Şekil 6.2. Romanya'dan Yunanistan'a 100 MW yük akışı için hesaplanan PTDF değerleri

6.8. İhale Teklifleri

Herhangi bir bölge/TSO'dan diğer bir bölge/TSO'ya güç transferi yapmak için kapasite satın almak isteyen piyasa katılımcıları tekliflerini İhale Ofisine bildirirler. Teklifler, Şekil 6.3'deki formda yer aldığı üzere güç transferi yapılmak istenilen kaynak ve hedef ülke/TSO, teklif miktarı (MW) ve teklif fiyatı (EUR/MW) şeklinde sunulmalıdır (Anonim, 2005).



Şekil 6.3. İhale teklifi örneği

6.9. Uzlaştırma (Clearing) İşlemi

6.9.1. Matematiksel temeller

N adet ülke (TSO) ve I adet enterkonneksiyondan (sınır) oluşan bir elektrik sistemi düşünülsün. Her bir $z \varepsilon I$ enterkonneksiyonu belirli bir emre amade hat kapasitesi *[ABC(z)]* ile sınırlıdır. Modellenen bölge içerisinde enerji transferinin gerçekleşeceği, x ($x \varepsilon N$) herhangi bir kaynak ülke/TSO, y ($y \varepsilon N$) herhangi bir hedef ülke/TSO, ihale teklif fiyatı $p(b(x, y))$ ve ihale teklif miktarı $P(b(x, y))$ olarak gösterilmek üzere B adet ihale (bid) teklifinden oluşan bir set olduğunu varsayalım. Uzlaştırma işlemi sonucunda her bir teklif için kabul edilen teklif miktarı (accepted amount) $P_{acc}(b(x, y))$ belirlenir. Elektrik sistemi (şebekesi) PTDF matrisleri ile temsil edilir. $PTDF(x, y, z)$ matrisleri aslında bölgedeki tüm x (kaynak ülke/TSO) - y (hedef ülke/TSO) çifti kombinasyonları için her bir $z \varepsilon I$ enterkonneksiyonundaki yük (güç) akışlarının ihale teklif miktarlarına (hacimlerine) etkisini gösterir. Buna göre optimizasyon problemi aşağıdaki gibi lineer denklem seti şekilde yazılabilir (Anonim, 2001).

$$max\{\sum_{b(x,y)\in B}[p(b(x,y)) \times P_{acc}(b(x,y))]\} \tag{6.9}$$

$$P_{acc}\big(b(x,y)\big) \leq P\big(b(x,y)\big) \qquad \forall\, b(x,y) \in B \tag{6.10}$$

$$P_{acc}(b(x,y) \geq 0 \qquad \forall\, b(x,y) \in B \tag{6.11}$$

$$\sum_{x,y\in N}\{PTDF(x,y,z)\times\sum_{b(x,y)\in B}[P_{acc}(b(x,y))]\}\leq ABC(z)\quad\forall\, z\in I \tag{6.12}$$

Uzlaştırma işlemi sonucunda uzlaştırmaya esas nihai fiyat, kısıta uğrayan hat kapasitesi için marjinal fiyat (MCP) olarak da isimlendirilir, yani kısıta neden olan en son tamamen ya da kısmen kabul edilen teklifin fiyatıdır. Kompleks ve girift yapıdaki şebekelerde marjinal fiyatların hesaplanması çok önemlidir. Kısıta uğrayan hat kapasitelerinin " 1 MW" artırılması sonucunda TSO'ların elde edeceği gelirdeki artış miktarı (bunu toplumun sosyal refahındaki artışı olarak da değerlendirebiliriz) 'çifte değer (dual value)' olarak isimlendirilir ve gölge fiyatla (shadow price-SP) temsil edilir. Kabul edilen ihale tekliflerinden elde edilen ücretler (gelir), elektrik sistemindeki kısıtlılıkların giderilmesi amacıyla kullanılır. İhale sonucunda kabul edilen güç ($P_{acc}(b(x,\ y))$) için elde edilen toplam gelir (R), kısıta uğrayan sınır için PTDF değerleriyle belirlenen her bir teklife ait teklif miktarıyla marjinal fiyatın çarpımı şeklinde belirlenir.

$$c(x,y,z)=P_{acc}(b(x,y)\times MCP(z)\qquad\forall x,y\in N,\forall z\in I \tag{6.13}$$

veya

$$c(x,y,z)=PTDF(x,y,z)\times SP(z)\qquad\forall x,y\in N,\forall z\in I \tag{6.14}$$

$$R=\sum_z\big(c(x,y,z)\big)\qquad\forall b(x,y)\in B \tag{6.15}$$

6.10. Örnek İhale Teklifleri ve Uzlaştırma Prosedürü

Örnek olarak Sırbistan (EMS)-Makedonya (MEPSO) arasındaki enterkonnekte hat kapasitesinin 200 MW olduğunu ve ihale ofisine Çizelge 6.2'de görüldüğü gibi, piyasa katılımcıları tarafından üç adet teklif sunulduğunu varsayalım. Şekil 6.5'de yük akış analizi sonucu Sırbistan-Makedonya arasındaki hatta oluşan kısıtlılık durumu görülmektedir. PTDF matrisi yardımıyla üç adet ticari akış her bir enterkonnekte hatta fiziksel akışa dönüştürülmektedir.

Çizelge 6.2. Üç teklifli ihale örneği

Teklif	Teklif miktarı MW	Teklif fiyatı EUR/MW
RO-GR_1	130.0	2.0
SR-MK_1	160.0	3.0
BG-GR_1	140.0	2.0

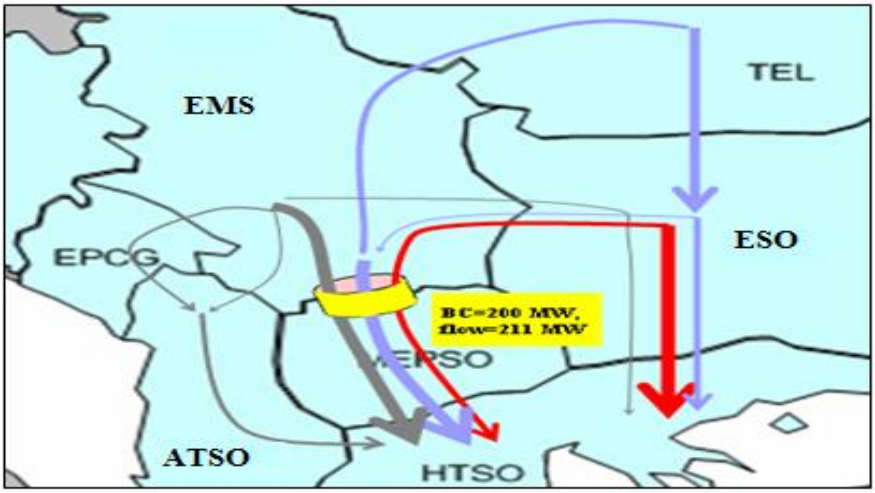


Şekil 6.4. İhale tekliflerinin harita üzerinde gösterimi

Çizelge-6.3. Hesaplanan PTDF ve yük akışları

Teklif	Teklif miktarı MW	Teklif fiyatı EUR/MW	PTDF EMS-MEPSO %	Yük akışı MW	p/PTDF
RO-GR_1	130	2.0	50% (0,5)	**65**	**4.0**
SR-MK_1	160	3.0	65% (0,65)	**104**	**4.6**
BG-GR_1	140	2.0	30% (0,3)	**42**	**6.7**
TOPLAM				**211**	

Örnekte bu üç teklif için sırasıyla %50 (0,5), %65 (0,65) ve %30 (0,3)'dur. Buna göre Sırbistan (EMS)-Makedonya (MEPSO) sınır enterkonneksiyon hattından geçen yük akışları teklif sırasına göre 0,5 x 130 = 65 MW, 0,65 x 160 =104 MW ve 0,3 x 140 = 42 MW; yani sınır hattından geçen toplam yük 65+104+42 = **211 MW** olur (Çizelge-6.3). Bu değer ise bu hattın kapasitesi olan 200 MW'tan fazladır. Bu da hattın taşıma kapasitesini 11 MW aşmaktadır. Yani hat bu teklifler nedeniyle kısıtlılığa uğramış durumdadır (Şekil 6.5).



Şekil 6.5. EMS (Sırbistan)–MEPSO (Makedonya) arasındaki kısıtlılık

Çizelge 6.4. Kabul edilen teklifler ve Marjinal Fiyat (MF)

Teklif	Kabul edilen teklif miktarı	Teklif fiyatı	PTDF (EMS-MEPSO)	Yük akışı	p/PTDF	Marjinal Fiyat (MF)
	MW	EUR/MW	%	MW		EUR/MW
RO-GR_1	130-22=**108**	2.0	50.0%	**54**	4.0	**(MF) 2.0**
SR-MK_1	**160**	3.0	65.0%	**104**	4.6	**2.6**
BG-GR_1	**140**	2.0	30.0%	**42**	6.7	**1.2**
TOPLAM				**200**		

Bu durumda ilk olarak prosedüre göre "**p/PTDF**" oranı en düşük "(2/0,5=**4**)" teklif olan Romanya'dan (RO) Yunanistan'a (GR) 130 MW'lık teklif (RO-GR_1), "11/0,5 = 22" MW azaltılacaktır. Çizelge 6.4'de kabul edilen teklifler ve "Marjinal Fiyat (MF)" belirlenmiştir.

RO-GR_1 teklifi 22 MW azaltılarak teklif miktarı 130-22=108 MW'a düşürülmüştür. Yani teklif kısmi olarak kabul edilmiştir. Buna göre her bir teklif için Marjinal Fiyatlar;

RO-BG_1: MF x (50/50) = **2,0 Euro/MW**; toplam ödeme: 2,0 x 108 = **216 Euro**

SR-MK_1: MF x (65/50) = **2,6 Euro/MW**; toplam ödeme: 2,6 x 160 = **416 Euro**

BG-SR_1: MF x (30/50) = **1,2 Euro/MW**; toplam ödeme: 1,2 x 140 = **168 Euro**

ve her bir teklif için elde edilen gelirler ise;

RO-BG_1: toplam gelir: 2,0 x 108 = **216 Euro**

SR-MK_1: toplam gelir: 2,6 x 160 = **416 Euro**

BG-SR_1: toplam gelir: 1,2 x 140 = **168 Euro**

Toplam gelir = 216+416+168 = **800 Euro**

olarak bulunur.

Bu gelir yarı yarıya (%50-%50) kısıtlılık oluşan Sırbistan ve Makedonya TSO'ları (EMS ve MEPSO) arasında paylaştırılır (Anonim, 2005).

6.11. Kısıtlılık Gelirlerinin Paylaştırılması

Koordineli İhale sonucunda sınır hatlarında oluşan kısıtlılıklardan dolayı elde edilen gelirin TSO'lar arasında paylaştırılması ile ilgili tartışmalar son yıllarda ağırlık kazanmaktadır. Özellikle Güneydoğu Avrupa bölgesindeki Regülatörler ve TSO'ların işbirliği içerisinde yaptıkları çalışmalar neticesinde önerilen yöntemlerden öne çıkanlar Çizelge 6.5'de gösterilmektedir.

Çizelge 6.5. Kısıtlılık gelirlerinin paylaştırılması yöntemleri

	Metot	Açıklama
1	Gölge fiyat (Shadow price): Gelirin kısıtlılık olan sınırda %50:%50 paylaştırılması	Ekonomik değere dayalı paylaşım
2	Mutlak kullanım (Absolute usage)	Enterkonneksiyon hatların kullanımına dayalı paylaşım
3	Uzlaştırma fiyatı ile ağırlıklandırılmış mutlak kullanım (Absolute usage weighted by the clearing price)	Kombine paylaşım: Ekonomik değer & Enterkonneksiyon hatların kullanımı

6.12. İhale Prosedürü ve Uzlaştırma İçin Geliştirilen Yazılım

Bu projenin geliştirilmesinde Microsoft Visual Studio .NET 2005 kullanılmıştır.

Microsoft Visual Studio, Microsoft tarafından geliştirilen bir tümleşik geliştirme ortamıdır (IDE). Visual Studio özünde herhangi bir programlama dili, çözüm veya aracı desteklemeyerek, bunun yerine, bir VSPackage olarak kodlanmış işlevsellik sağlar. Yüklendiğinde, işlevsellik hizmet olarak kullanılabilir. Visual Studio editörü hızlı navigasyon için kod ayarı yer imleri destekler. Diğer seyir yardımcıları, çöken kod blokları ve artımlı aramaya ek olarak normal metin arama ve regex arama içerir. Kod editörü aynı zamanda bir çoklu öge panosu ve bir görev listesi içerir. Kod editörü ayrıca, tekrarlanan kod için kaydedilen ve üzerinde çalışılan proje içerisine yerleştirilebilen, kod parçacıklarını destekler. Visual Studio arka plan derleme özelliği de içerir (artımlı derleme olarak da bilinir). Kod yazılırken, sözdizimi ve derleme hataları hakkında geri bildirim sağlayabilmek için (bu hataların altı kırmızı ile işaretlenir) Visual Studio arka planda derleme yapar. Visual Studio hem kaynak

seviyesi hem de makina seviyesinde çalışan bir hata ayıklayıcı içerir. Bu, yönetilen kodun yanı sıra yerel kod olarak da çalışır ve Visual Studio tarafından desteklenen herhangi bir dilde yazılmış hata ayıklayıcı uygulamaları için de kullanılabilir. Hata ayıklayıcı, kırılma noktası ayarına izin verir (yürütme, belli bir pozisyonda geçici olarak durdurulabilir) ve izler (yürütme ilerledikçe, değişkenlerin değerlerini takip eder). Visual Studio ayrıca, bir web-site editörü içerir, bu şekilde kişilerin "sürükle ve bırak" parçacığıyla web sitesi yazmasına olanak tanır. ASP.NET uygulamaları için kullanılır, ayrıca Hyper Text Markup Language (HTML), Cascading Style Sheets (CSS) ve JavaScript destekler. ASP.NET kodu ile bağlantı için bir "kod-arkası" modeli kullanır.

Veri tabanı olarak ise Microsoft SQL SERVER 2005 tercih edilmiştir. SQL Server 2005 uygulama geliştirme ortamı olarak programcılara çok sayıda yeni teknoloji ve çözüm sağlar. .NET Framework ile programcılar daha güvenli ve sağlam uygulamalar geliştirebilirler.

Gelişmiş programlama modeli, .NET Framework ile sağlanan programlama dilleri T-SQL'den daha zengin seçenekler sağlar. Gelişmiş güvenlik, Common Language Runtime (CLR) ortamında çalışan yönetilen kodlar, SQL Server üzerindeki saklı yordamların çalışmasına göre daha fazla güvenlik sağlar. Yüksek performanslı rapor işleme ve formatlama aracı, raporları yaratmak, görmek ve yönetmek için komple bir araç ve farklı raporlama çözümlerinin entegre edilebileceği açık bir mimari yapıya sahiptir.

6.12.1. Yazılım ekranları

Yazılım ana sayfası Türkçe ve İngilizce olarak iki farklı dil seçeneği için dizayn edilmiştir. Kullanıcı ara yüzü kullanıcının kolaylıkla kullanabileceği, basit ve anlaşılabilir bir yapıda tasarlanmıştır. Ana sayfada bulunan menülerin içeriği şöyledir.

Kullanıcı&Güvenlik: Yeni kullanıcı (user) girişi, kullanıcı adı (username) ve şifre (password) tanımlanması, değiştirilmesi vb.. işlemler yapılabilir.

Parametreler: PTDF sayfaları, PTDF matris değişiklikleri güncelleme ve/veya yeniden hesaplama işlemleri, Emreamade Hat Kapasitesi (Available Border Capacity-ABC) sayfası ve ABC'leri güncelleme işlemleri, ihale teklifleri sayfası ve yeni ihale teklifi girme ve/veya mevcut ihale tekliflerinin güncellenmesi işlemleri yapılabilir.

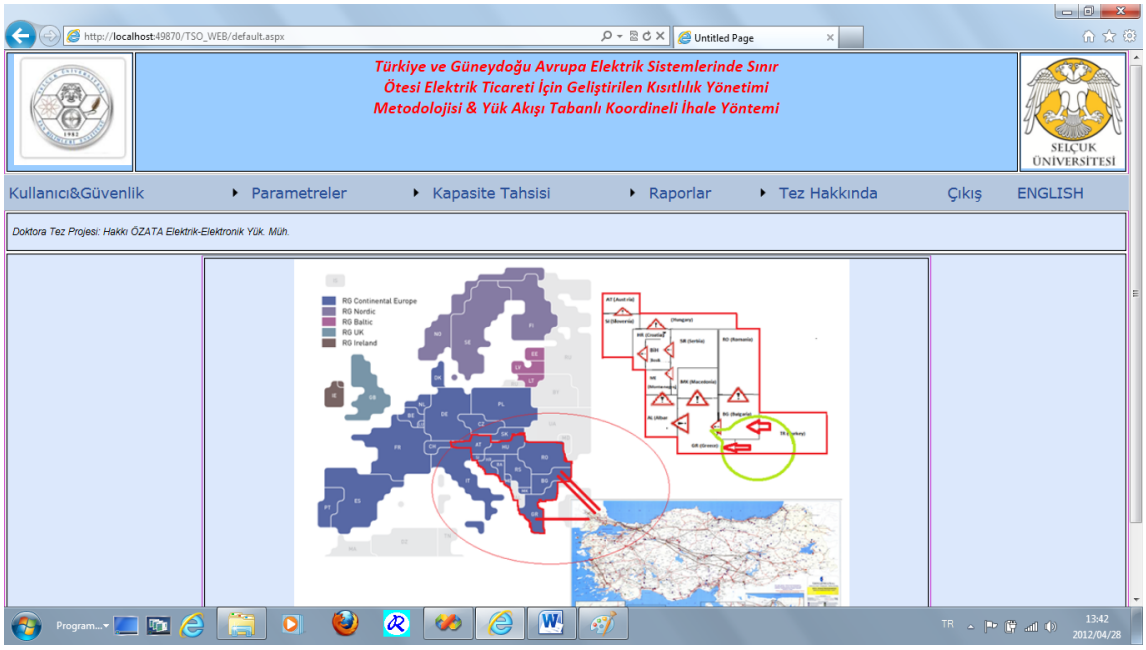
Kapasite Tahsisi: Sınır yönüne bağlı (border-wise) hesaplama sonuçları ve uzlaştırma işlem sonuçları görüntülenir.

Raporlar: Sınır hat kapasiteleri ve yük akışları, sınır yük akış göstergeleri (hat doluluk oranları), kısıtlılık oluşan hatlar, gelirler ve çifte değer, sayısal ve/veya grafiksel olarak raporlanır.

Tez Hakkında: Tezin özeti yer alır.

Çıkış: Yazılımdan güvenli olarak çıkmayı (log out) sağlar.

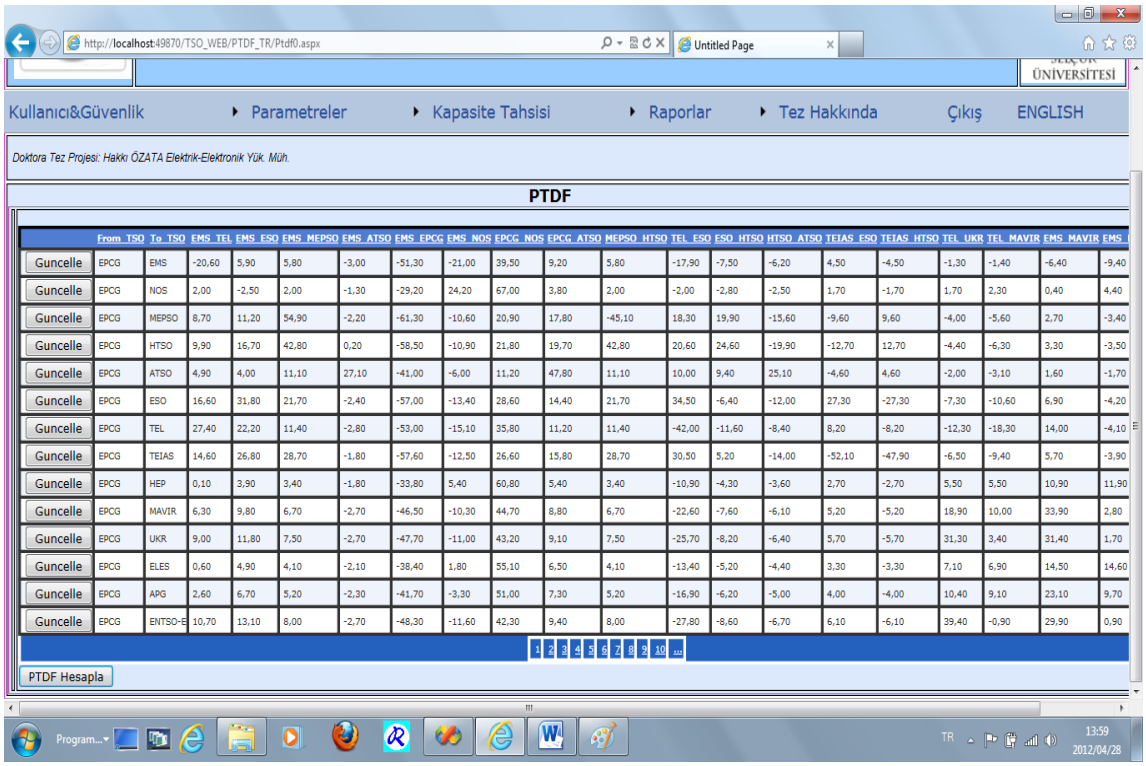
Yazılım ana ekranı Şekil 6.6'da gösterilmektedir.



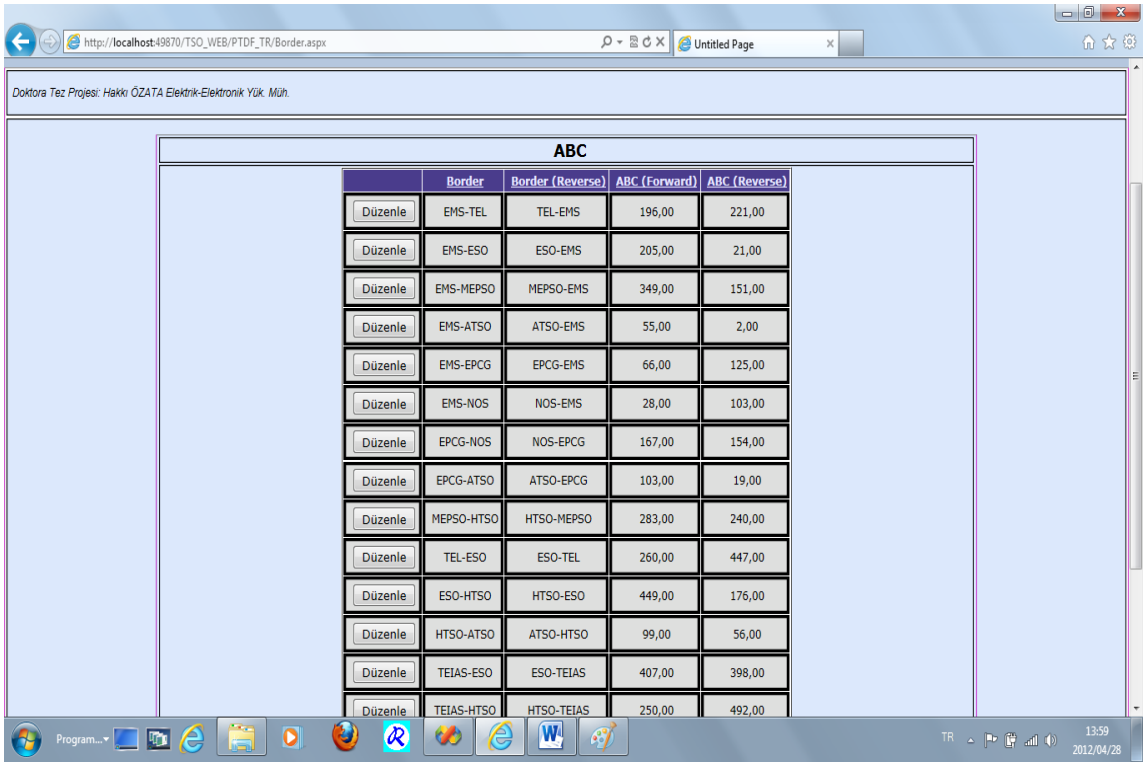
Şekil 6.6 Yazılım ana ekranı

Yazılımda yer alan ekranlar Şekil 6.7'den itibaren verilmektedir.

6.12.1.1. Parametre giriş/güncelleme ekranları

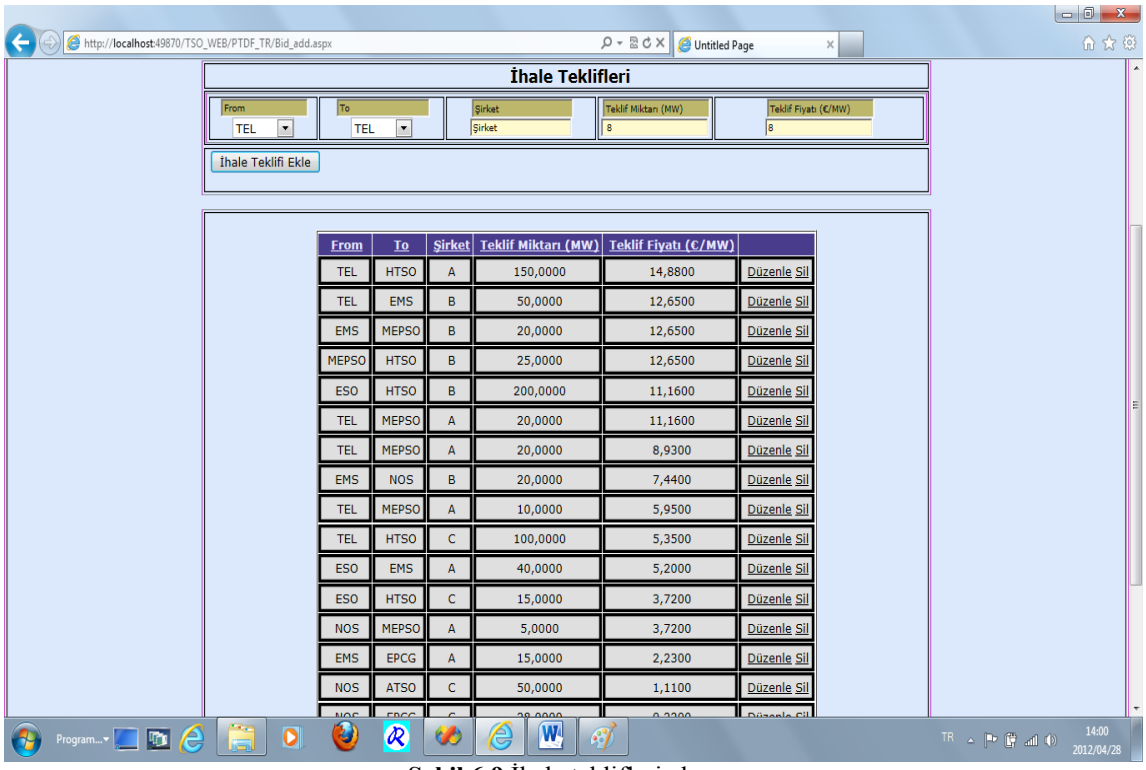


Şekil 6.7 PTDF ekranı



	Border	Border (Reverse)	ABC (Forward)	ABC (Reverse)
Düzenle	EMS-TEL	TEL-EMS	196,00	221,00
Düzenle	EMS-ESO	ESO-EMS	205,00	21,00
Düzenle	EMS-MEPSO	MEPSO-EMS	349,00	151,00
Düzenle	EMS-ATSO	ATSO-EMS	55,00	2,00
Düzenle	EMS-EPCG	EPCG-EMS	66,00	125,00
Düzenle	EMS-NOS	NOS-EMS	28,00	103,00
Düzenle	EPCG-NOS	NOS-EPCG	167,00	154,00
Düzenle	EPCG-ATSO	ATSO-EPCG	103,00	19,00
Düzenle	MEPSO-HTSO	HTSO-MEPSO	283,00	240,00
Düzenle	TEL-ESO	ESO-TEL	260,00	447,00
Düzenle	ESO-HTSO	HTSO-ESO	449,00	176,00
Düzenle	HTSO-ATSO	ATSO-HTSO	99,00	56,00
Düzenle	TEIAS-ESO	ESO-TEIAS	407,00	398,00
Düzenle	TEIAS-HTSO	HTSO-TEIAS	250,00	492,00

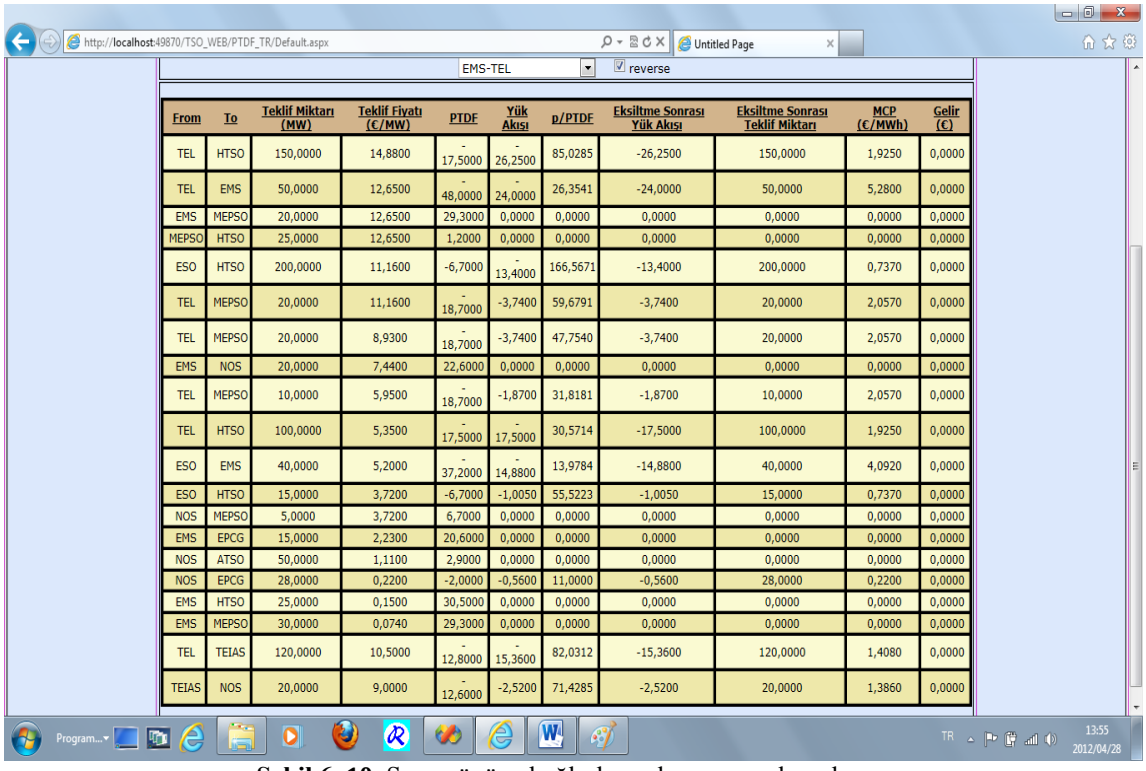
Şekil 6.8 Emreamade Hat Kapasitesi (ABC) ekranı



From	To	Şirket	Teklif Miktarı (MW)	Teklif Fiyatı (€/MW)	
TEL	HTSO	A	150,0000	14,8800	Düzenle Sil
TEL	EMS	B	50,0000	12,6500	Düzenle Sil
EMS	MEPSO	B	20,0000	12,6500	Düzenle Sil
MEPSO	HTSO	B	25,0000	12,6500	Düzenle Sil
ESO	HTSO	B	200,0000	11,1600	Düzenle Sil
TEL	MEPSO	A	20,0000	11,1600	Düzenle Sil
TEL	MEPSO	A	20,0000	8,9300	Düzenle Sil
EMS	NOS	B	20,0000	7,4400	Düzenle Sil
TEL	MEPSO	A	10,0000	5,9500	Düzenle Sil
TEL	HTSO	C	100,0000	5,3500	Düzenle Sil
ESO	EMS	A	40,0000	5,2000	Düzenle Sil
ESO	HTSO	C	15,0000	3,7200	Düzenle Sil
NOS	MEPSO	A	5,0000	3,7200	Düzenle Sil
EMS	EPCG	A	15,0000	2,2300	Düzenle Sil
NOS	ATSO	C	50,0000	1,1100	Düzenle Sil

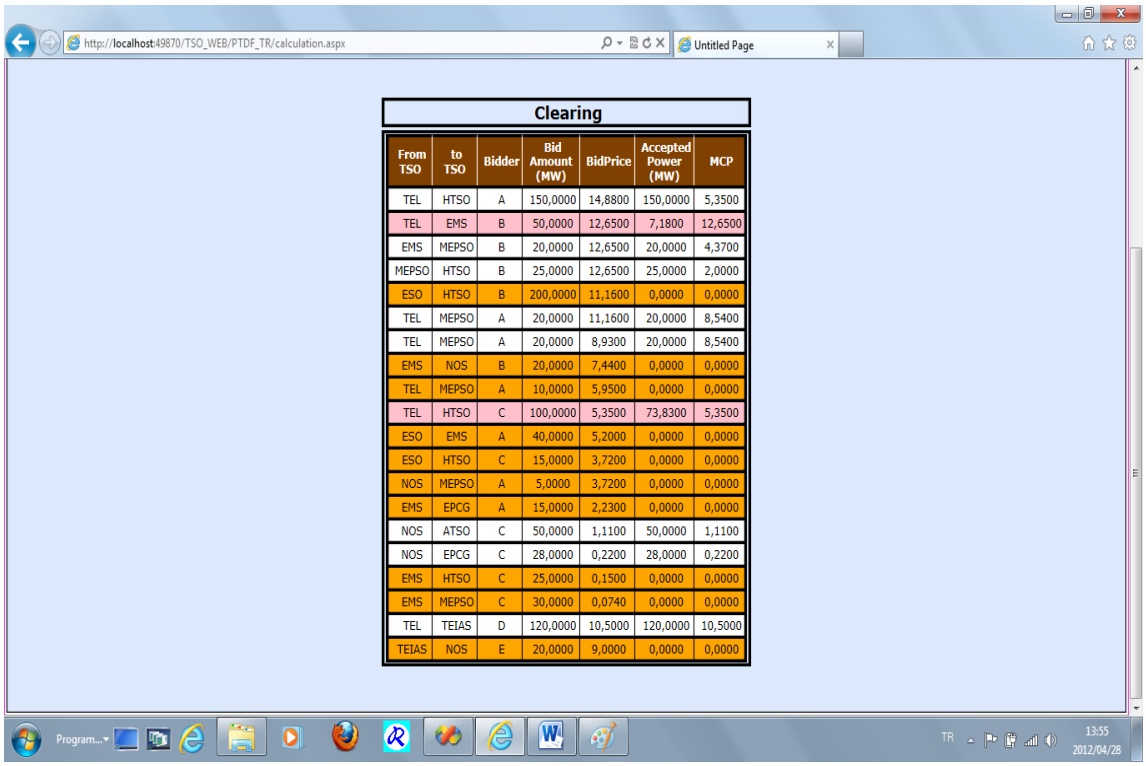
Şekil 6.9 İhale teklifleri ekranı

6.12.1.2. Hesaplama ekranları



From	To	Teklif Miktarı (MW)	Teklif Fiyatı (€/MW)	PTDF	Yük Akısı	p/PTDF	Eksiltme Sonrası Yük Akısı	Eksiltme Sonrası Teklif Miktarı	MCP (€/MWh)	Gelir (€)
TEL	HTSO	150,0000	14,8800	-17,5000	-26,2500	85,0285	-26,2500	150,0000	1,9250	0,0000
TEL	EMS	50,0000	12,6500	-48,0000	-24,0000	26,3541	-24,0000	50,0000	5,2800	0,0000
EMS	MEPSO	20,0000	12,6500	29,3000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MEPSO	HTSO	25,0000	12,6500	1,2000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESO	HTSO	200,0000	11,1600	-6,7000	-13,4000	166,5671	-13,4000	200,0000	0,7370	0,0000
TEL	MEPSO	20,0000	11,1600	-18,7000	-3,7400	59,6791	-3,7400	20,0000	2,0570	0,0000
TEL	MEPSO	20,0000	8,9300	-18,7000	-3,7400	47,7540	-3,7400	20,0000	2,0570	0,0000
EMS	NOS	20,0000	7,4400	22,6000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TEL	MEPSO	10,0000	5,9500	-18,7000	-1,8700	31,8181	-1,8700	10,0000	2,0570	0,0000
TEL	HTSO	100,0000	5,3500	-17,5000	-17,5000	30,5714	-17,5000	100,0000	1,9250	0,0000
ESO	EMS	40,0000	5,2000	-37,2000	-14,8800	13,9784	-14,8800	40,0000	4,0920	0,0000
ESO	HTSO	15,0000	3,7200	-6,7000	-1,0050	55,5223	-1,0050	15,0000	0,7370	0,0000
NOS	MEPSO	5,0000	3,7200	6,7000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
EMS	EPCG	15,0000	2,2300	20,6000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NOS	ATSO	50,0000	1,1100	2,9000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
NOS	EPCG	28,0000	0,2200	-2,0000	-0,5600	11,0000	-0,5600	28,0000	0,2200	0,0000
EMS	HTSO	25,0000	0,1500	30,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
EMS	MEPSO	30,0000	0,0740	29,3000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
TEL	TEIAS	120,0000	10,5000	-12,8000	-15,3600	82,0312	-15,3600	120,0000	1,4080	0,0000
TEIAS	NOS	20,0000	9,0000	-12,6000	-2,5200	71,4285	-2,5200	20,0000	1,3860	0,0000

Şekil 6. 10. Sınır yönüne bağlı hesaplama sonuçları ekranı

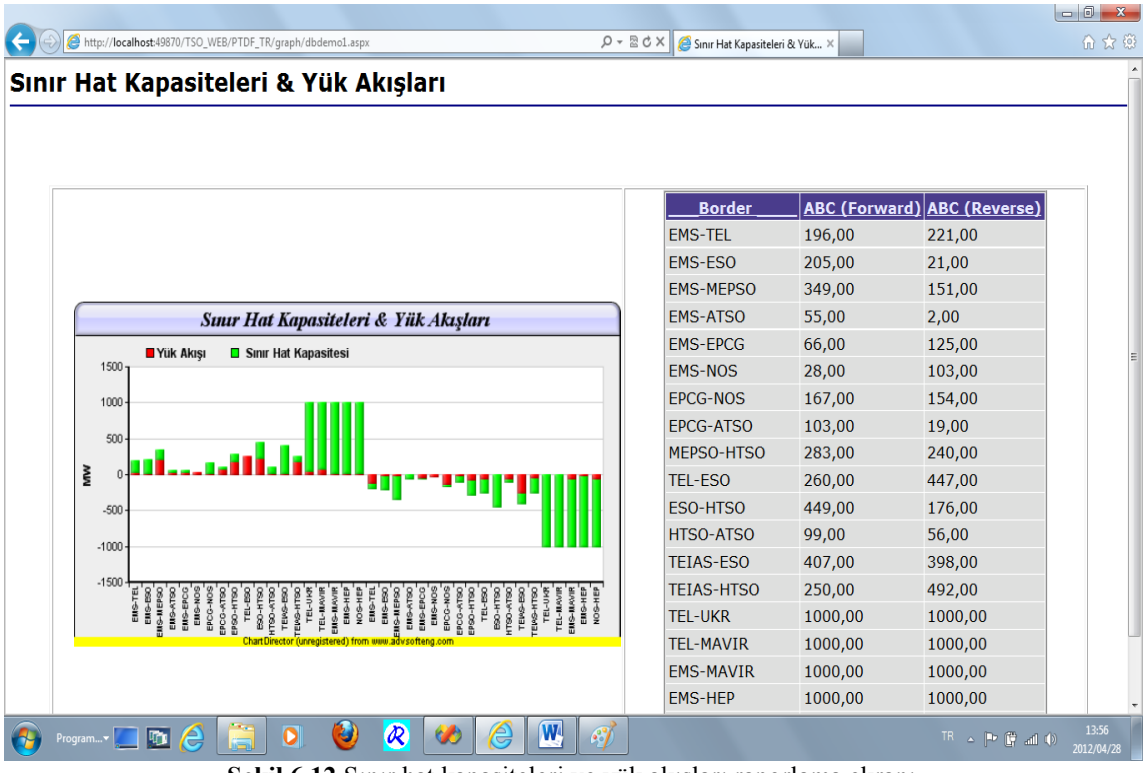


Clearing

From TSO	to TSO	Bidder	Bid Amount (MW)	BidPrice	Accepted Power (MW)	MCP
TEL	HTSO	A	150,0000	14,8800	150,0000	5,3500
TEL	EMS	B	50,0000	12,6500	7,1800	12,6500
EMS	MEPSO	B	20,0000	12,6500	20,0000	4,3700
MEPSO	HTSO	B	25,0000	12,6500	25,0000	2,0000
ESO	HTSO	B	200,0000	11,1600	0,0000	0,0000
TEL	MEPSO	A	20,0000	11,1600	20,0000	8,5400
TEL	MEPSO	A	20,0000	8,9300	20,0000	8,5400
EMS	NOS	B	20,0000	7,4400	0,0000	0,0000
TEL	MEPSO	A	10,0000	5,9500	0,0000	0,0000
TEL	HTSO	C	100,0000	5,3500	73,8300	5,3500
ESO	EMS	A	40,0000	5,2000	0,0000	0,0000
ESO	HTSO	C	15,0000	3,7200	0,0000	0,0000
NOS	MEPSO	A	5,0000	3,7200	0,0000	0,0000
EMS	EPCG	A	15,0000	2,2300	0,0000	0,0000
NOS	ATSO	C	50,0000	1,1100	50,0000	1,1100
NOS	EPCG	C	28,0000	0,2200	28,0000	0,2200
EMS	HTSO	C	25,0000	0,1500	0,0000	0,0000
EMS	MEPSO	C	30,0000	0,0740	0,0000	0,0000
TEL	TEIAS	D	120,0000	10,5000	120,0000	10,5000
TEIAS	NOS	E	20,0000	9,0000	0,0000	0,0000

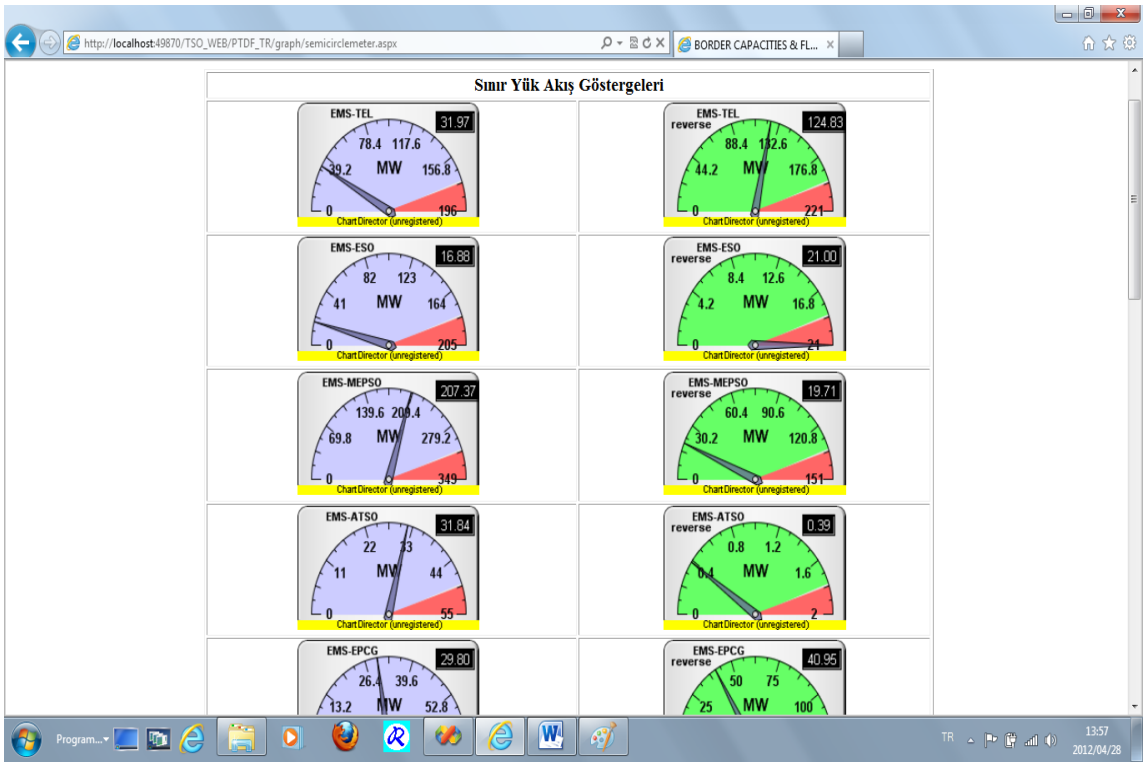
Şekil 6.11 Uzlaştırma ekranı

6.12.1.3. Raporlama ekranları

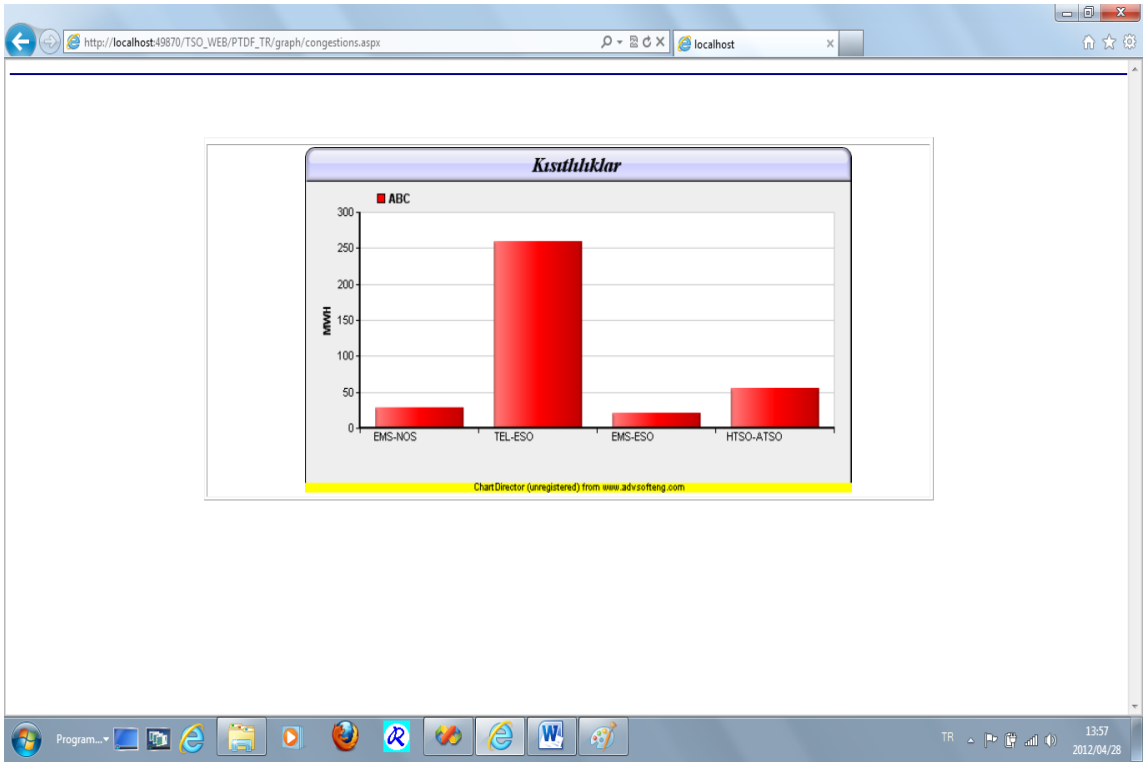


Border	ABC (Forward)	ABC (Reverse)
EMS-TEL	196,00	221,00
EMS-ESO	205,00	21,00
EMS-MEPSO	349,00	151,00
EMS-ATSO	55,00	2,00
EMS-EPCG	66,00	125,00
EMS-NOS	28,00	103,00
EPCG-NOS	167,00	154,00
EPCG-ATSO	103,00	19,00
MEPSO-HTSO	283,00	240,00
TEL-ESO	260,00	447,00
ESO-HTSO	449,00	176,00
HTSO-ATSO	99,00	56,00
TEIAS-ESO	407,00	398,00
TEIAS-HTSO	250,00	492,00
TEL-UKR	1000,00	1000,00
TEL-MAVIR	1000,00	1000,00
EMS-MAVIR	1000,00	1000,00
EMS-HEP	1000,00	1000,00

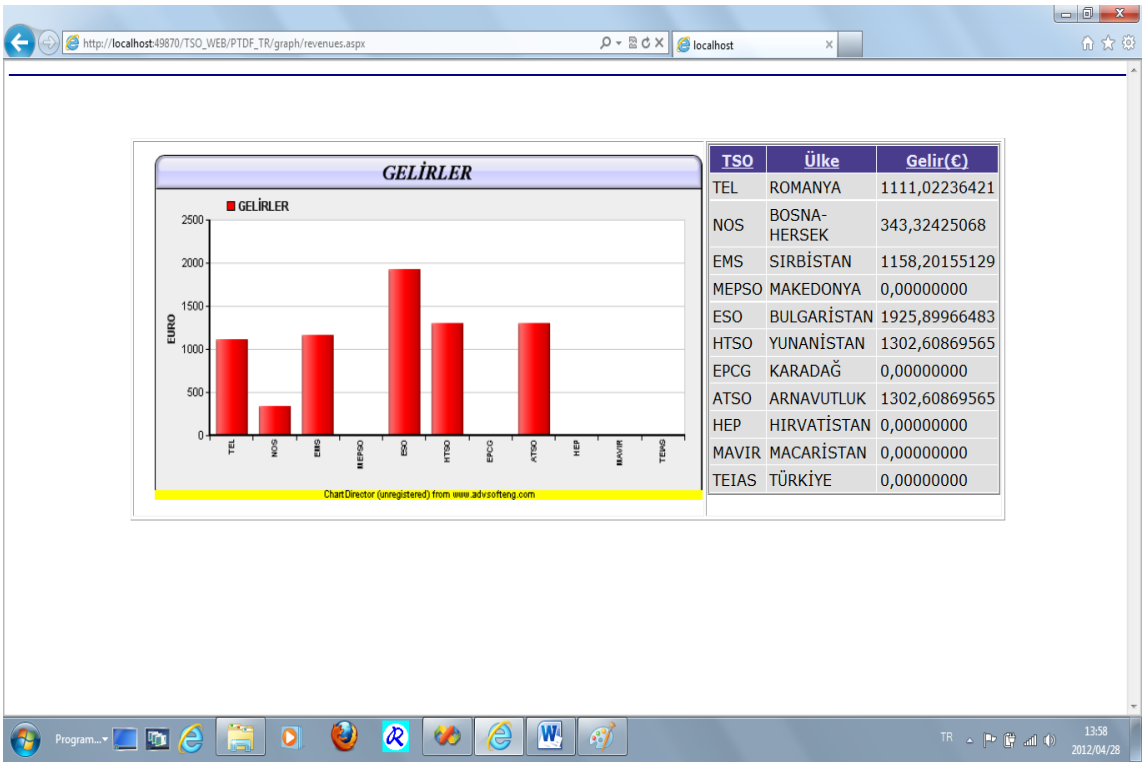
Şekil 6.12 Sınır hat kapasiteleri ve yük akışları raporlama ekranı



Şekil 6.13 Sınır yük akış göstergeleri ekranı



Şekil 6.14 Kısıtlılık raporlama ekranı



TSO	Ülke	Gelir(€)
TEL	ROMANYA	1111,02236421
NOS	BOSNA-HERSEK	343,32425068
EMS	SIRBİSTAN	1158,20155129
MEPSO	MAKEDONYA	0,00000000
ESO	BULGARİSTAN	1925,89966483
HTSO	YUNANİSTAN	1302,60869565
EPCG	KARADAĞ	0,00000000
ATSO	ARNAVUTLUK	1302,60869565
HEP	HIRVATİSTAN	0,00000000
MAVIR	MACARİSTAN	0,00000000
TEIAS	TÜRKİYE	0,00000000

Şekil 6.15 Kısıtlılık gelirleri raporlama ekranı

7. YÜK AKIŞI TABANLI KOORDİNELİ İHALE METODOLOJİSİ UYGULAMASI

7.1. Genel Çerçeve

Tez çalışması kapsamında koordineli ihale uygulaması için referans alınan zaman dilimi, yaz puantının gerçekleştiği 18 Ağustos 2010 Çarşamba günü saat 10:30 (Central East Time-CET)'dur.

Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Uygulamasında gerçekleştirilen işlemler adım adım ilerleyen bölümlerde incelenmektedir.

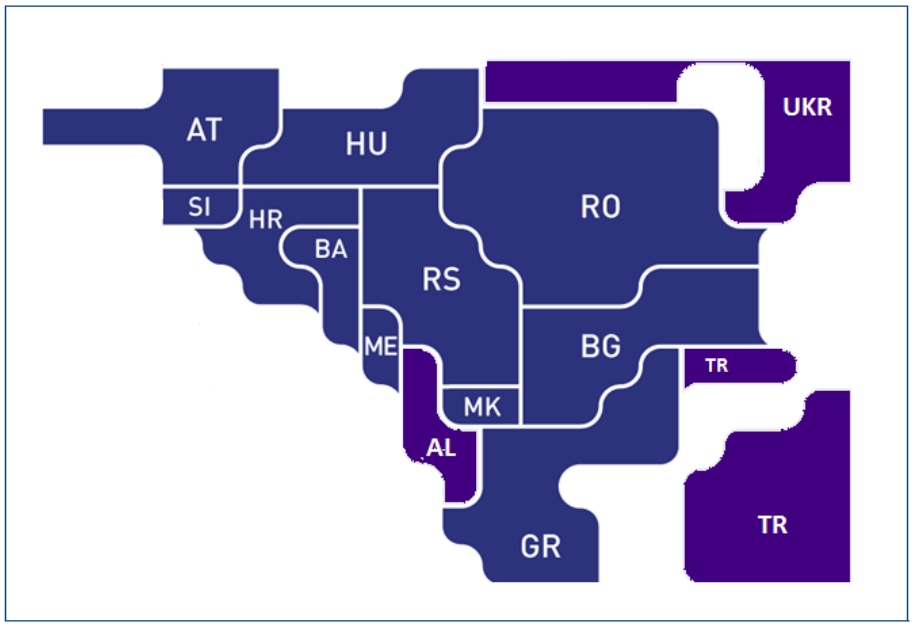
7.2. Temel Durum Enerji Alışverişleri (Base Case Exchanges)

18 Ağustos 2010 saat 10:30 (CET) için sistem modelleri oluşturulmadan önce her bir TSO, komşu TSO'larla gerçekleştireceği enerji alışverişlerini yaklaşık olarak belirler ve kendi aralarında bu miktarlar konusunda uzlaşırlar. Burada alışveriş miktarlarının belirlenmesinde, geçmişte aynı dönemlerde gerçekleşen alışveriş miktarları (sistem topolojisine bağlı olarak değişkenlik gösterir) ve önceden kısa ve uzun dönem için kontrata bağlanmış alışverişler dikkate alınır. Çizelge 7.1'de tez projesi kapsamında gerçekleştirilen uygulama için esas alınan temel durum enerji alışverişleri görülmektedir.

Çizelge 7.1. 18 Ağustos 2010 saat 10:30 (CET) için temel durum enerji alışverişleri

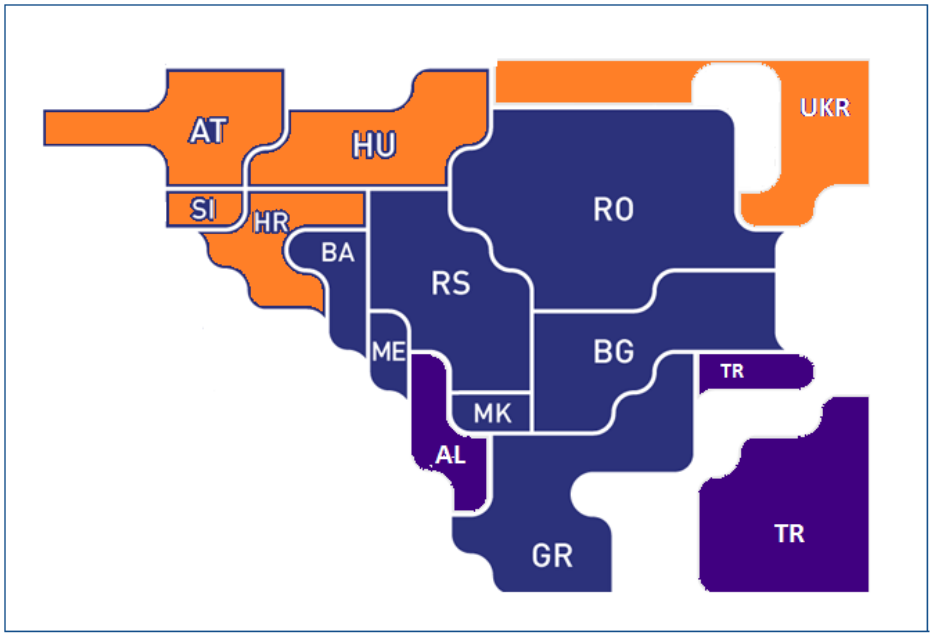
18 Ağustos 2010- saat 10:30 (CET) için Güneydoğu Avrupa (SEE) temel enerji alışverişleri (base case exchanges)																		
from / to	AL	AT	BA	BG	RS	ME	GR	HR	HU	MK	RO	SI	UA	ENTSO-E	Toplam	Açıklama	P	Genel Toplam
AL	*****				150	100	-50								-200			
AT		*****							-200			-400		600	0			
BA			*****		-100	-100		-50							250			
BG				*****	-190		-550				320				420	BG-> MK (110kV hatlar):	50	470
RS	-150		100	190	*****	-360		-50	450	-450	270				0	RS-> ME (110kV hatlar):	0	0
ME	-100		100		360	*****									-360	RS-> ME (110kV hatlar):	0	-360
GR	50			550			*****			200				500	-1300			
HR			50		50			*****	500			50			-650	HR-> SI (110kV hatlar):	0	-650
HU		200			-450			-500	*****		50		370	1130	-800			
MK					450		-200			*****					-250	BG-> MK (110kV hatlar):	-50	-300
RO				-320	-270				-50		*****		240		400			
SI		400						-50				*****		-350	0	HR-> SI (110kV hatlar):	0	0
UA									-370		-240		*****	60	550			
ENTSO-E		-600					-500		-1130			350	-60	*****	*****			
Toplam	-200	0	250	420	0	-360	-1300	-650	-800	-250	400	0	550	*****	*****			

7.3. Modellenen bölge



Şekil 7.1. Güneydoğu Avrupa'da modellenen bölge

Koordineli İhale uygulaması için modellenen bölge, Güneydoğu Avrupa'da Türkiye (TR), Bulgaristan (BG), Yunanistan (GR), Romanya (RO), Ukrayna (UKR), Macaristan (HU), Sırbistan (RS), Karadağ (ME), Makedonya (MK), Arnavutluk (AL), Bosna-Hersek (BA), Avusturya (AT), Hırvatistan (HR) ve Slovenya (SI) olmak üzere 14 adet ülkeyi kapsayan bölgedir (Şekil 7.1).



Şekil 7.2. Interface bölge (turuncu bölge)

Bu ülkeler arasından Avusturya, Slovenya, Hırvatistan, Macaristan ve Ukrayna, koordineli ihale uygulanan ülkelerle diğer bölgelere ara yüz olan interface ülkeler olarak ele alınmıştır (Şekil 7.2).

7.4. Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki Ülkelerin Elektrik Sistemi Modelleri

Elektrik sistemi modelleri Bölüm 6.2 ve Ek-1'de detaylı açıklanan UCTE formatında hazırlanmıştır. Sistem modelleri, temel durum enerji alışverişlerine uygun olarak sistem topolojisini gösteren aslında şebekenin belirli bir an için fotoğrafı (snapshot)dır. Model genel olarak tüm baralardaki üretim- tüketim değerlerini, bara gerilimlerini, sistemdeki hatları, hatların ve trafoların R (omik), X (endüktif reaktans) ve Y (admitans) vb. karakteristiklerini, hatların uzunluklarını, seri ve/veya şönt kompanzasyon elemanlarını (reaktör, kapasitör), trafo kademeleri (tap) vb. birçok bilgiyi içinde barındırmaktadır. Bu nedenle modellerin doğru bir şekilde oluşturulması elektrik sistemlerinin hassas bir şekilde analiz edilmesi, doğru ve güvenilir sonuçlar elde edilebilmesi açısından son derece önemlidir. PTDF matrisleri hesaplanırken sıfır alışveriş (zero exchange) modelleri esas alınır. Modellenen bölge içerisindeki tüm ülkelerin sistem modelleri sırasıyla Ek-2'den itibaren verilmiştir.

Arnavutluk (AL) sistem modeli Ek-2'de, Avusturya (AT) sistem modeli Ek-3'de, Bosna-Hersek (BA) sistem modeli Ek-4'de, Bulgaristan (BG) sistem modeli Ek-5'de, Yunanistan (GR) sistem modeli Ek-6'da, Hırvatistan (HR) sistem modeli Ek-7'de, Macaristan (HU) sistem modeli Ek-8'de, Karadağ (ME) sistem modeli Ek-9'da, Makedonya (MK) sistem modeli Ek-10'da, Romanya (RO) sistem modeli Ek-11'de, Sırbistan (RS) sistem modeli Ek-12'de, Slovenya (SI) sistem modeli Ek-13'de, Türkiye (TR) sistem modeli Ek-14'de ve Ukrayna (UA) sistem modeli Ek-15'de verilmiştir.

Her bir ülkenin sistem modeli esas alınmak suretiyle ve PSS-E yazılımı kullanılarak yük akış analizleri yapılır ve modelin doğruluğu kontrol edilir. Tüm modeller kontrol edildikten sonra Merlin programı aracılığıyla modeller birleştirilir ve tek bir bölge modeli elde edilir.

7.5. Ülkelerarası Sınır Hatları ve Temel Durum Yük Akışları

Sistem modelleri oluşturulduktan ve birleştirildikten sonra PSS-E ile yük akış analizi yapılır ve Çizelge 7.2'de görüldüğü üzere tüm enterkonneksiyon hatlarındaki yük akışları belirlenir. Ayrıca iki ülke/TSO arasında birden fazla enterkonneksiyon hattı varsa her bir hattın yük akışı toplanarak iki ülke arasındaki yük akışları elde edilir.

Çizelge 7.2. Ülkelerarası enterkonneksiyon hatları ve temel durum yük akışları

Sınırlar	Ülkeler	Sınır (enterkonneksiyon) hatları	Gerilim (kV)	Yük akışı (MW)
EMS-TEL	Sırbistan-Romanya	XPF_DJ11	400	1,8
		TOPLAM		1,8
EMS-ESO	Sırbistan-Bulgaristan	XSO_NI11	400	-348,9
		TOPLAM		-348,9
EMS-MEPSO	Sırbistan-Makedonya	XSK_KB11	400	174,7
		TOPLAM		174,7
EMS-ATSO	Sırbistan-Arnavutluk	XFI_PR21	220	-12,9
		TOPLAM		-12,9
EMS-EPCG	Sırbistan-Karadağ	XPL_BB21	220	77,1
		XPL_PO21	220	-2,4
		XRI_KB11	400	31,2
		TOPLAM		105,9
EMS-NOS	Sırbistan-Bosna-Hersek	XUG_SM11	400	266,3
		XVI_VA21	220	-56,9
		TOPLAM		209,4
EPCG-NOS	Karadağ-Bosna-Hersek	XSA_PI21	220	5,6
		XTR_HN51	110	-46,6
		XTR_PE21	220	-87,7
		XTR_PG11	400	-164,8
		TOPLAM		-293,5
EPCG-ATSO	Karadağ-Arnavutluk	XVD_PO21	220	40,2
		TOPLAM		40,2
MEPSO-HTSO	Makedonya-Yunanistan	XFL_BI11	400	-32,2
		XTH_DU11	400	-56,9
		TOPLAM		-89,1
TEL-ESO	Romanya-Bulgaristan	XDO_IS11	400	-165,5
		XKO_TI11	400	601,1
		TOPLAM		435,6
ESO-HTSO	Bulgaristan-Yunanistan	XBG-TH11	400	302,1
		TOPLAM		302,1
HTSO-ATSO	Yunanistan_Arnavutluk	XZE_KA11	400	153,6
		TOPLAM		153,6
TEİAŞ-ESO	Türkiye-Bulgaristan	XMI_HA11	400	-122,2
		XMI_HA12	400	-130,7
		TOPLAM		-252,9
TEİAŞ-HTSO	Türkiye-Yunanistan	XNS_BA11	400	484,2
		TOPLAM		484,2
TEL-UKR	Romanya-Ukrayna	XRO_MU11	400	-393,6
		TOPLAM		-393,6
TEL-MAVIR	Romanya-Macaristan	XSA_AR11	400	88,7
		TOPLAM		88,7
EMS-MAVIR	Sırbistan-Macaristan	XSA_SU11	400	-399,7
		TOPLAM		-399,7
EMS-HEP	Sırbistan-Hırvatistan	XER_SM11	400	223,4
		TOPLAM		223,4
NOS-HEP	Bosna-Hersek-Hırvatistan	XGR_DA21	220	1,3
		XMO_KO11	400	56,4
		XMO_ZA21	220	-1,2
		XPR_ME21	220	-42,8
		XTU_DA21	220	42,2
		XUG_ER11	400	13,6
		TOPLAM		69,5

7.6. PTDF Matrisleri

Bölüm 6.6'da açıklandığı gibi tez çalışması kapsamında her bir TSO için hesaplanan PTDF matrisleri bu bölümde verilmiştir.

7.6.1. EPCG (Karadağ)

Çizelge 7.3, kaynak TSO/ülke olarak EPCG (Karadağ)'den hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.3. EPCG (Karadağ) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
EPCG	EPCG	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	EMS	PTDF %	-20,6	5,9	5,8	-3,0	-51,3	-21,0	39,5	9,2	5,8	-17,9	-7,5	-6,2	4,5	-4,5	-1,3	-1,4	-6,4	-9,4	18,5
	NOS	PTDF %	-2,0	1,5	2,0	-1,3	-29,2	24,2	67,0	3,8	2,0	-6,0	-2,8	-2,5	1,7	-1,7	1,7	2,3	0,4	4,4	-8,8
	MEPSO	PTDF %	8,7	11,2	54,9	-2,2	-61,3	-10,6	20,9	17,8	-45,1	18,3	19,9	-15,6	-9,6	9,6	-4,0	-5,6	2,7	-3,4	10,3
	HTSO	PTDF %	9,9	16,7	42,8	0,2	-58,5	-10,9	21,8	19,7	42,8	20,6	24,6	-19,9	-12,7	12,7	-4,4	-6,3	3,3	-3,5	10,9
	ATSO	PTDF %	4,9	4,0	11,1	27,1	-41,0	-6,0	11,2	47,8	11,1	10,0	9,4	25,1	-4,6	4,6	-2,0	-3,1	1,6	-1,7	5,2
	ESO	PTDF %	16,6	31,8	21,7	-2,4	-57,0	-13,4	28,6	14,4	21,7	34,5	-6,4	-12,0	27,3	-27,3	-7,3	-10,6	6,9	-4,2	15,2
	TEL	PTDF %	27,4	22,2	11,4	-2,8	-53,0	-15,1	35,8	11,2	11,4	-42,0	-11,6	-8,4	8,2	-8,2	-12,3	-18,3	14,0	-4,1	20,7
	TEIAS	PTDF %	14,6	26,8	28,7	-1,8	-57,6	-12,5	26,6	15,8	28,7	30,5	5,2	-14,0	-52,1	-47,9	-6,5	-9,4	5,7	-3,9	14,1
	HEP	PTDF %	0,1	3,9	3,4	-1,8	-33,8	5,4	60,8	5,4	3,4	-10,9	-4,3	-3,6	2,7	-2,7	5,5	5,5	10,9	11,9	66,2
	MAVIR	PTDF %	6,3	9,8	6,7	-2,7	-46,5	-10,3	44,7	8,8	6,7	-22,6	-7,6	-6,1	5,2	-5,2	18,9	10,0	33,9	2,8	34,4
	UKR	PTDF %	9,0	11,8	7,5	-2,7	-47,7	-11,0	43,2	9,1	7,5	-25,7	-8,2	-6,4	5,7	-5,7	31,3	3,4	31,4	1,7	32,2
	ELES	PTDF %	0,6	4,9	4,1	-2,1	-38,4	1,8	55,1	6,5	4,1	-13,4	-5,2	-4,4	3,3	-3,3	7,1	6,9	14,5	14,6	56,9
	APG	PTDF %	2,6	6,7	5,2	-2,3	-41,7	-3,3	51,0	7,3	5,2	-16,9	-6,2	-5,0	4,0	-4,0	10,4	9,1	23,1	9,7	47,7
	ENTSO-E	PTDF %	10,7	13,1	8,0	-2,7	-48,3	-11,6	42,3	9,4	8,0	-27,8	-8,6	-6,7	6,1	-6,1	39,4	-0,9	29,9	0,9	30,7

7.6.2. EMS (Sırbistan)

Çizelge 7.4, kaynak TSO/ülke olarak EMS (Sırbistan)'den hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.4. EMS (Sırbistan) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
EMS	EPCG	PTDF %	20,6	-5,9	-5,8	3,0	51,3	21,0	-39,5	-9,2	-5,8	17,9	7,5	6,2	-4,5	4,5	1,3	1,4	6,4	9,4	-18,5
	EMS	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	NOS	PTDF %	18,6	-4,4	-3,8	1,7	22,1	45,2	27,5	-5,4	-3,8	11,9	4,7	3,7	-2,8	2,8	3,0	3,7	6,8	13,8	-27,3
	MEPSO	PTDF %	29,3	5,3	49,1	0,8	-10,0	10,4	-18,6	8,6	-50,9	36,2	27,4	-9,4	-14,1	14,1	-2,7	-4,2	9,1	6,0	-8,2
	HTSO	PTDF %	30,5	10,8	37,0	3,2	-7,2	10,1	-17,7	10,5	37,0	38,5	32,1	-13,7	-17,2	17,2	-3,1	-4,9	9,7	5,9	-7,6
	ATSO	PTDF %	25,5	-1,9	5,3	30,1	10,3	15,0	-28,3	38,6	5,3	27,9	16,9	31,3	-9,1	9,1	-0,7	-1,7	8,0	7,7	-13,3
	ESO	PTDF %	37,2	25,9	15,9	0,6	-5,7	7,6	-10,9	5,2	15,9	52,4	1,1	-5,8	22,8	-22,8	-6,0	-9,2	13,3	5,2	-3,3
	TEL	PTDF %	48,0	16,3	5,6	0,2	-1,7	5,9	-3,7	2,0	5,6	-24,1	-4,1	-2,2	3,7	-3,7	-11,0	-16,9	20,4	5,3	2,2
	TEIAS	PTDF %	35,2	20,9	22,9	1,2	-6,3	8,5	-12,9	6,6	22,9	48,4	12,7	-7,8	-56,6	-43,4	-5,2	-8,0	12,1	5,5	-4,4
	HEP	PTDF %	20,7	-2,0	-2,4	1,2	17,5	26,4	21,3	-3,8	-2,4	7,0	3,2	2,6	-1,8	1,8	6,8	6,9	17,3	21,3	47,7
	MAVIR	PTDF %	26,9	3,9	0,9	0,3	4,8	10,7	5,2	-0,4	0,9	-4,7	-0,1	0,1	0,7	-0,7	20,2	11,4	40,3	12,2	15,9
	UKR	PTDF %	29,6	5,9	1,7	0,3	3,6	10,0	3,7	-0,1	1,7	-7,8	-0,7	-0,2	1,2	-1,2	32,6	4,8	37,8	11,1	13,7
	ELES	PTDF %	21,2	-1,0	-1,7	0,9	12,9	22,8	15,6	-2,7	-1,7	4,5	2,3	1,8	-1,2	1,2	8,4	8,3	20,9	24,0	38,4
	APG	PTDF %	23,2	0,8	-0,6	0,7	9,6	17,7	11,5	-1,9	-0,6	1,0	1,3	1,2	-0,5	0,5	11,7	10,5	29,5	19,1	29,2
	ENTSO-E	PTDF %	31,3	7,2	2,2	0,3	3,0	9,4	2,8	0,2	2,2	-9,9	-1,1	-0,5	1,6	-1,6	40,7	0,5	36,3	10,3	12,2

7.6.3. NOS (Bosna-Hersek)

Çizelge 7.5, kaynak TSO/ülke olarak NOS (Bosna-Hersek)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.5. NOS (Bosna-Hersek) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
NOS	EPCG	PTDF %	2,0	-1,5	-2,0	1,3	29,2	-24,2	-67,0	-3,8	-2,0	6,0	2,8	2,5	-1,7	1,7	-1,7	-2,3	-0,4	-4,4	8,8
	EMS	PTDF %	-18,6	4,4	3,8	-1,7	-22,1	-45,2	-27,5	5,4	3,8	-11,9	-4,7	-3,7	2,8	-2,8	-3,0	-3,7	-6,8	-13,8	27,3
	NOS	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	35,0	*	*	*	*	*	*	*	*
	MEPSO	PTDF %	10,7	9,7	52,9	-0,9	-32,1	-34,8	-46,1	14,0	-47,1	24,3	22,7	-13,1	-11,3	11,3	-5,7	-7,9	2,3	-7,8	19,1
	HTSO	PTDF %	11,9	15,2	40,8	1,5	-29,3	-35,1	-45,2	15,9	40,8	26,6	27,4	-17,4	-14,4	14,4	-6,1	-8,6	2,9	-7,9	19,7
	ATSO	PTDF %	6,9	2,5	9,1	28,4	-11,8	-30,2	-55,8	44,0	9,1	16,0	12,2	27,6	-6,3	6,3	-3,7	-5,4	1,2	-6,1	14,0
	ESO	PTDF %	18,6	30,3	19,7	-1,1	-27,8	-37,6	-38,4	10,6	19,7	40,5	-3,6	-9,5	25,6	-25,6	-9,0	-12,9	6,5	-8,6	24,0
	TEL	PTDF %	29,4	20,7	9,4	-1,5	-23,8	-39,3	-31,2	7,4	9,4	-36,0	-8,8	-5,9	6,5	-6,5	-14,0	-20,6	13,6	-8,5	29,5
	TEIAS	PTDF %	16,6	25,3	26,7	-0,5	-28,4	-36,7	-40,4	12,0	26,7	36,5	8,0	-11,5	-53,8	-46,2	-8,2	-11,7	5,3	-8,3	22,9
	HEP	PTDF %	2,1	2,4	1,4	-0,5	-4,6	-18,8	-6,2	1,6	1,4	-4,9	-1,5	-1,1	1,0	-1,0	3,8	3,2	10,5	7,5	75,0
	MAVIR	PTDF %	8,3	8,3	4,7	-1,4	-17,3	-34,5	-22,3	5,0	4,7	-16,6	-4,8	-3,6	3,5	-3,5	17,2	7,7	33,5	-1,6	43,2
	UKR	PTDF %	11,0	10,3	5,5	-1,4	-18,5	-35,2	-23,8	5,3	5,5	-19,7	-5,4	-3,9	4,0	-4,0	29,6	1,1	31,0	-2,7	41,0
	ELES	PTDF %	2,6	3,4	2,1	-0,8	-9,2	-22,4	-11,9	2,7	2,1	-7,4	-2,4	-1,9	1,6	-1,6	5,4	4,6	14,1	10,2	65,7
	APG	PTDF %	4,6	5,2	3,2	-1,0	-12,5	-27,5	-16,0	3,5	3,2	-10,9	-3,4	-2,5	2,3	-2,3	8,7	6,8	22,7	5,3	56,5
	ENTSO-E	PTDF %	12,7	11,6	6,0	-1,4	-19,1	-35,8	-24,7	5,6	6,0	-21,8	-5,8	-4,2	4,4	-4,4	37,7	-3,2	29,5	-3,5	39,5

7.6.4. MEPSO (Makedonya)

Çizelge 7.6, kaynak TSO/ülke olarak MEPSO (Makedonya)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.6. MEPSO (Makedonya) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
MEPSO	EPCG	PTDF %	-8,7	-11,2	-54,9	2,2	61,3	10,6	-20,9	-17,8	45,1	-18,3	-19,9	15,6	9,6	-9,6	4,0	5,6	-2,7	3,4	-10,3
	EMS	PTDF %	-29,3	-5,3	-49,1	-0,8	10,0	-10,4	18,6	-8,6	50,9	-36,2	-27,4	9,4	14,1	-14,1	2,7	4,2	-9,1	-6,0	8,2
	NOS	PTDF %	-10,7	-9,7	-52,9	0,9	32,1	34,8	46,1	-14,0	47,1	-24,3	-22,7	13,1	11,3	-11,3	5,7	7,9	-2,3	7,8	-19,1
	MEPSO	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	HTSO	PTDF %	1,2	5,5	-12,1	2,4	2,8	-0,3	0,9	1,9	87,9	2,3	4,7	-4,3	-3,1	3,1	-0,4	-0,7	0,6	-0,1	0,6
	ATSO	PTDF %	-3,8	-7,2	-43,8	29,3	20,3	4,6	-9,7	30,0	56,2	-8,3	-10,5	40,7	5,0	-5,0	2,0	2,5	-1,1	1,7	-5,1
	ESO	PTDF %	7,9	20,6	-33,2	-0,2	4,3	-2,8	7,7	-3,4	66,8	16,2	-26,3	3,6	36,9	-36,9	-3,3	-5,0	4,2	-0,8	4,9
	TEL	PTDF %	18,7	11,0	-43,5	-0,6	8,3	-4,5	14,9	-6,6	56,5	-60,3	-31,5	7,2	17,8	-17,8	-8,3	-12,7	11,3	-0,7	10,4
	TEIAS	PTDF %	5,9	15,6	-26,2	0,4	3,7	-1,9	5,7	-2,0	73,8	12,2	-14,7	1,6	-42,5	-57,5	-2,5	-3,8	3,0	-0,5	3,8
	HEP	PTDF %	-8,6	-7,3	-51,5	0,4	27,5	16,0	39,9	-12,4	48,5	-29,2	-24,2	12,0	12,3	-12,3	9,5	11,1	8,2	15,3	55,9
	MAVIR	PTDF %	-2,4	-1,4	-48,2	-0,5	14,8	0,3	23,8	-9,0	51,8	-40,9	-27,5	9,5	14,8	-14,8	22,9	15,6	31,2	6,2	24,1
	UKR	PTDF %	0,3	0,6	-47,4	-0,5	13,6	-0,4	22,3	-8,7	52,6	-44,0	-28,1	9,2	15,3	-15,3	35,3	9,0	28,7	5,1	21,9
	ELES	PTDF %	-8,1	-6,3	-50,8	0,1	22,9	12,4	34,2	-11,3	49,2	-31,7	-25,1	11,2	12,9	-12,9	11,1	12,5	11,8	18,0	46,6
	APG	PTDF %	-6,1	-4,5	-49,7	-0,1	19,6	7,3	30,1	-10,5	50,3	-35,2	-26,1	10,6	13,6	-13,6	14,4	14,7	20,4	13,1	37,4
	ENTSO-E	PTDF %	2,0	1,9	-46,9	-0,5	13,0	-1,0	21,4	-8,4	53,1	-46,1	-28,5	8,9	15,7	-15,7	43,4	4,7	27,2	4,3	20,4

7.6.5. HTSO (Yunanistan)

Çizelge 7.7, kaynak TSO/ülke olarak HTSO (Yunanistan)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.7. HTSO (Yunanistan) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
HTSO	EPCG	PTDF %	-9,9	-16,7	-42,8	-0,2	58,5	10,9	-21,8	-19,7	-42,8	-20,6	-24,6	19,9	12,7	-12,7	4,4	6,3	-3,3	3,5	-10,9
	EMS	PTDF %	-30,5	-10,8	-37,0	-3,2	7,2	-10,1	17,7	-10,5	-37,0	-38,5	-32,1	13,7	17,2	-17,2	3,1	4,9	-9,7	-5,9	7,6
	NOS	PTDF %	-11,9	-15,2	-40,8	-1,5	29,3	35,1	45,2	-15,9	-40,8	-26,6	-27,4	17,4	14,4	-14,4	6,1	8,6	-2,9	7,9	-19,7
	MEPSO	PTDF %	-1,2	-5,5	12,1	-2,4	-2,8	0,3	-0,9	-1,9	-87,9	-2,3	-4,7	4,3	3,1	-3,1	0,4	0,7	-0,6	0,1	-0,6
	HTSO	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	ATSO	PTDF %	-5,0	-12,7	-31,7	26,9	17,5	4,9	-10,6	28,1	-31,7	-10,6	-15,2	45,0	8,1	-8,1	2,4	3,2	-1,7	1,8	-5,7
	ESO	PTDF %	6,7	15,1	-21,1	-2,6	1,5	-2,5	6,8	-5,3	-21,1	13,9	-31,0	7,9	40,0	-40,0	-2,9	-4,3	3,6	-0,7	4,3
	TEL	PTDF %	17,5	5,5	-31,4	-3,0	5,5	-4,2	14,0	-8,5	-31,4	-62,6	-36,2	11,5	20,9	-20,9	-7,9	-12,0	10,7	-0,6	9,8
	TEIAS	PTDF %	4,7	10,1	-14,1	-2,0	0,9	-1,6	4,8	-3,9	-14,1	9,9	-19,4	5,9	-39,4	-60,6	-2,1	-3,1	2,4	-0,4	3,2
	HEP	PTDF %	-9,8	-12,8	-39,4	-2,0	24,7	16,3	39,0	-14,3	-39,4	-31,5	-28,9	16,3	15,4	-15,4	9,9	11,8	7,6	15,4	55,3
	MAVIR	PTDF %	-3,6	-6,9	-36,1	-2,9	12,0	0,6	22,9	-10,9	-36,1	-43,2	-32,2	13,8	17,9	-17,9	23,3	16,3	30,6	6,3	23,5
	UKR	PTDF %	-0,9	-4,9	-35,3	-2,9	10,8	-0,1	21,4	-10,6	-35,3	-46,3	-32,8	13,5	18,4	-18,4	35,7	9,7	28,1	5,2	21,3
	ELES	PTDF %	-9,3	-11,8	-38,7	-2,3	20,1	12,7	33,3	-13,2	-38,7	-34,0	-29,8	15,5	16,0	-16,0	11,5	13,2	11,2	18,1	46,0
	APG	PTDF %	-7,3	-10,0	-37,6	-2,5	16,8	7,6	29,2	-12,4	-37,6	-37,5	-30,8	14,9	16,7	-16,7	14,8	15,4	19,8	13,2	36,8
	ENTSO-E	PTDF %	0,8	-3,6	-34,8	-2,9	10,2	-0,7	20,5	-10,3	-34,8	-48,4	-33,2	13,2	18,8	-18,8	43,8	5,4	26,6	4,4	19,8

7.6.6. ATSO (Arnavutluk)

Çizelge 7.8, kaynak TSO/ülke olarak ATSO (Arnavutluk)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.8. ATSO (Arnavutluk) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR														INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
ATSO	EPCG	PTDF %	-4,9	-4,0	-11,1	-27,1	41,0	6,0	-11,2	-47,8	-11,1	-10,0	-9,4	-25,1	4,6	-4,6	2,0	3,1	-1,6	1,7	-5,2
	EMS	PTDF %	-25,5	1,9	-5,3	-30,1	-10,3	-15,0	28,3	-38,6	-5,3	-27,9	-16,9	-31,3	9,1	-9,1	0,7	1,7	-8,0	-7,7	13,3
	NOS	PTDF %	-6,9	-2,5	-9,1	-28,4	11,8	30,2	55,8	-44,0	-9,1	-16,0	-12,2	-27,6	6,3	-6,3	3,7	5,4	-1,2	6,1	-14,0
	MEPSO	PTDF %	3,8	7,2	43,8	-29,3	-20,3	-4,6	9,7	-30,0	-56,2	8,3	10,5	-40,7	-5,0	5,0	-2,0	-2,5	1,1	-1,7	5,1
	HTSO	PTDF %	5,0	12,7	31,7	-26,9	-17,5	-4,9	10,6	-28,1	31,7	10,6	15,2	-45,0	-8,1	8,1	-2,4	-3,2	1,7	-1,8	5,7
	ATSO	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	ESO	PTDF %	11,7	27,8	10,6	-29,5	-16,0	-7,4	17,4	-33,4	10,6	24,5	-15,8	-37,1	31,9	-31,9	-5,3	-7,5	5,3	-2,5	10,0
	TEL	PTDF %	22,5	18,2	0,3	-29,9	-12,0	-9,1	24,6	-36,6	0,3	-52,0	-21,0	-33,5	12,8	-12,8	-10,3	-15,2	12,4	-2,4	15,5
	TEIAS	PTDF %	9,7	22,8	17,6	-28,9	-16,6	-6,5	15,4	-32,0	17,6	20,5	-4,2	-39,1	-47,5	-52,5	-4,5	-6,3	4,1	-2,2	8,9
	HEP	PTDF %	-4,8	-0,1	-7,7	-28,9	7,2	11,4	49,6	-42,4	-7,7	-20,9	-13,7	-28,7	7,3	-7,3	7,5	8,6	9,3	13,6	61,0
	MAVIR	PTDF %	1,4	5,8	-4,4	-29,8	-5,5	-4,3	33,5	-39,0	-4,4	-32,6	-17,0	-31,2	9,8	-9,8	20,9	13,1	32,3	4,5	29,2
	UKR	PTDF %	4,1	7,8	-3,6	-29,8	-6,7	-5,0	32,0	-38,7	-3,6	-35,7	-17,6	-31,5	10,3	-10,3	33,3	6,5	29,8	3,4	27,0
	ELES	PTDF %	-4,3	0,9	-7,0	-29,2	2,6	7,8	43,9	-41,3	-7,0	-23,4	-14,6	-29,5	7,9	-7,9	9,1	10,0	12,9	16,3	51,7
	APG	PTDF %	-2,3	2,7	-5,9	-29,4	-0,7	2,7	39,8	-40,5	-5,9	-26,9	-15,6	-30,1	8,6	-8,6	12,4	12,2	21,5	11,4	42,5
	ENTSO-E	PTDF %	5,8	9,1	-3,1	-29,8	-7,3	-5,6	31,1	-38,4	-3,1	-37,8	-18,0	-31,8	10,7	-10,7	41,4	2,2	28,3	2,6	25,5

7.6.7. ESO (Bulgaristan)

Çizelge 7.9, kaynak TSO/ülke olarak ESO (Bulgaristan)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.9. ESO (Bulgaristan) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																
			SINIRLAR													INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
ESO	EPCG	PTDF %	-16,6	-31,8	-21,7	2,4	57,0	13,4	-28,6	-14,4	-21,7	-34,5	6,4	12,0	-27,3	27,3	7,3	10,6	-6,9	4,2	-15,2
	EMS	PTDF %	-37,2	-25,9	-15,9	-0,6	5,7	-7,6	10,9	-5,2	-15,9	-52,4	-1,1	5,8	-22,8	22,8	6,0	9,2	-13,3	-5,2	3,3
	NOS	PTDF %	-18,6	-30,3	-19,7	1,1	27,8	37,6	38,4	-10,6	-19,7	-40,5	3,6	9,5	-25,6	25,6	9,0	12,9	-6,5	8,6	-24,0
	MEPSO	PTDF %	-7,9	-20,6	33,2	0,2	-4,3	2,8	-7,7	3,4	-66,8	-16,2	26,3	-3,6	-36,9	36,9	3,3	5,0	-4,2	0,8	-4,9
	HTSO	PTDF %	-6,7	-15,1	21,1	2,6	-1,5	2,5	-6,8	5,3	21,1	-13,9	31,0	-7,9	-40,0	40,0	2,9	4,3	-3,6	0,7	-4,3
	ATSO	PTDF %	-11,7	-27,8	-10,6	29,5	16,0	7,4	-17,4	33,4	-10,6	-24,5	15,8	37,1	-31,9	31,9	5,3	7,5	-5,3	2,5	-10,0
	ESO	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	TEL	PTDF %	10,8	-9,6	-10,3	-0,4	4,0	-1,7	7,2	-3,2	-10,3	-76,5	-5,2	3,6	-19,1	19,1	-5,0	-7,7	7,1	0,1	5,5
	TEIAS	PTDF %	-2,0	-5,0	7,0	0,6	-0,6	0,9	-2,0	1,4	7,0	-4,0	11,6	-2,0	-79,4	-20,6	0,8	1,2	-1,2	0,3	-1,1
	HEP	PTDF %	-16,5	-27,9	-18,3	0,6	23,2	18,8	32,2	-9,0	-18,3	-45,4	2,1	8,4	-24,6	24,6	12,8	16,1	4,0	16,1	51,0
	MAVIR	PTDF %	-10,3	-22,0	-15,0	-0,3	10,5	3,1	16,1	-5,6	-15,0	-57,1	-1,2	5,9	-22,1	22,1	26,2	20,6	27,0	7,0	19,2
	UKR	PTDF %	-7,6	-20,0	-14,2	-0,3	9,3	2,4	14,6	-5,3	-14,2	-60,2	-1,8	5,6	-21,6	21,6	38,6	14,0	24,5	5,9	17,0
	ELES	PTDF %	-16,0	-26,9	-17,6	0,3	18,6	15,2	26,5	-7,9	-17,6	-47,9	1,2	7,6	-24,0	24,0	14,4	17,5	7,6	18,8	41,7
	APG	PTDF %	-14,0	-25,1	-16,5	0,1	15,3	10,1	22,4	-7,1	-16,5	-51,4	0,2	7,0	-23,3	23,3	17,7	19,7	16,2	13,9	32,5
	ENTSO-E	PTDF %	-5,9	-18,7	-13,7	-0,3	8,7	1,8	13,7	-5,0	-13,7	-62,3	-2,2	5,3	-21,2	21,2	46,7	9,7	23,0	5,1	15,5

7.6.8. TEL (Romanya)

Çizelge 7.10, kaynak TSO/ülke olarak TEL (Romanya)'den hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.10. TEL (Romanya) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																
			SINIRLAR													INTERFACE			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
TEL	EPCG	PTDF %	-27,4	-22,2	-11,4	2,8	53,0	15,1	-35,8	-11,2	-11,4	42,0	11,6	8,4	-8,2	8,2	12,3	18,3	-14,0	4,1	-20,7
	EMS	PTDF %	-48,0	-16,3	-5,6	-0,2	1,7	-5,9	3,7	-2,0	-5,6	24,1	4,1	2,2	-3,7	3,7	11,0	16,9	-20,4	-5,3	-2,2
	NOS	PTDF %	-29,4	-20,7	-9,4	1,5	23,8	39,3	31,2	-7,4	-9,4	36,0	8,8	5,9	-6,5	6,5	14,0	20,6	-13,6	8,5	-29,5
	MEPSO	PTDF %	-18,7	-11,0	43,5	0,6	-8,3	4,5	-14,9	6,6	-56,5	60,3	31,5	-7,2	-17,8	17,8	8,3	12,7	-11,3	0,7	-10,4
	HTSO	PTDF %	-17,5	-5,5	31,4	3,0	-5,5	4,2	-14,0	8,5	31,4	62,6	36,2	-11,5	-20,9	20,9	7,9	12,0	-10,7	0,6	-9,8
	ATSO	PTDF %	-22,5	-18,2	-0,3	29,9	12,0	9,1	-24,6	36,6	-0,3	52,0	21,0	33,5	-12,8	12,8	10,3	15,2	-12,4	2,4	-15,5
	ESO	PTDF %	-10,8	9,6	10,3	0,4	-4,0	1,7	-7,2	3,2	10,3	76,5	5,2	-3,6	19,1	-19,1	5,0	7,7	-7,1	-0,1	-5,5
	TEL	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	TEIAS	PTDF %	-12,8	4,6	17,3	1,0	-4,6	2,6	-9,2	4,6	17,3	72,5	16,8	-5,6	-60,3	-39,7	5,8	8,9	-8,3	0,2	-6,6
	HEP	PTDF %	-27,3	-18,3	-8,0	1,0	19,2	20,5	25,0	-5,8	-8,0	31,1	7,3	4,8	-5,5	5,5	17,8	23,8	-3,1	16,0	45,5
	MAVIR	PTDF %	-21,1	-12,4	-4,7	0,1	6,5	4,8	8,9	-2,4	-4,7	19,4	4,0	2,3	-3,0	3,0	31,2	28,3	19,9	6,9	13,7
	UKR	PTDF %	-18,4	-10,4	-3,9	0,1	5,3	4,1	7,4	-2,1	-3,9	16,3	3,4	2,0	-2,5	2,5	43,6	21,7	17,4	5,8	11,5
	ELES	PTDF %	-26,8	-17,3	-7,3	0,7	14,6	16,9	19,3	-4,7	-7,3	28,6	6,4	4,0	-4,9	4,9	19,4	25,2	0,5	18,7	36,2
	APG	PTDF %	-24,8	-15,5	-6,2	0,5	11,3	11,8	15,2	-3,9	-6,2	25,1	5,4	3,4	-4,2	4,2	22,7	27,4	9,1	13,8	27,0
	ENTSO-E	PTDF %	-16,7	-9,1	-3,4	0,1	4,7	3,5	6,5	-1,8	-3,4	14,2	3,0	1,7	-2,1	2,1	51,7	17,4	15,9	5,0	10,0

7.6.9. TEİAŞ (Türkiye)

Çizelge 7.11, kaynak TSO/ülke olarak TEİAŞ (Türkiye)'dan hedef ülke olan diğer TSO/ülkelere 100 MW güç transfer edildiğinde her bir sınırda fiziksel olarak yük akışının nasıl dağıldığını gösteren yüzdesel (%) değerlerdir.

Çizelge 7.11. TEİAŞ (Türkiye) için PTDF matrisi

			PTDF MATRİSİ																	
			SINIRLAR													INTERFACE				
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
Program	Sınırlar	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
		to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
TEIAS	EPCG	PTDF %	-14,6	-26,8	-28,7	1,8	57,6	12,5	-26,6	-15,8	-28,7	-30,5	-5,2	14,0	52,1	47,9	6,5	9,4	-5,7	3,9	-14,1
	EMS	PTDF %	-35,2	-20,9	-22,9	-1,2	6,3	-8,5	12,9	-6,6	-22,9	-48,4	-12,7	7,8	56,6	43,4	5,2	8,0	-12,1	-5,5	4,4
	NOS	PTDF %	-16,6	-25,3	-26,7	0,5	28,4	36,7	40,4	-12,0	-26,7	-36,5	-8,0	11,5	53,8	46,2	8,2	11,7	-5,3	8,3	-22,9
	MEPSO	PTDF %	-5,9	-15,6	26,2	-0,4	-3,7	1,9	-5,7	2,0	-73,8	-12,2	14,7	-1,6	42,5	57,5	2,5	3,8	-3,0	0,5	-3,8
	HTSO	PTDF %	-4,7	-10,1	14,1	2,0	-0,9	1,6	-4,8	3,9	14,1	-9,9	19,4	-5,9	39,4	60,6	2,1	3,1	-2,4	0,4	-3,2
	ATSO	PTDF %	-9,7	-22,8	-17,6	28,9	16,6	6,5	-15,4	32,0	-17,6	-20,5	4,2	39,1	47,5	52,5	4,5	6,3	-4,1	2,2	-8,9
	ESO	PTDF %	2,0	5,0	-7,0	-0,6	0,6	-0,9	2,0	-1,4	-7,0	4,0	-11,6	2,0	79,4	20,6	-0,8	-1,2	1,2	-0,3	1,1
	TEL	PTDF %	12,8	-4,6	-17,3	-1,0	4,6	-2,6	9,2	-4,6	-17,3	-72,5	-16,8	5,6	60,3	39,7	-5,8	-8,9	8,3	-0,2	6,6
	TEIAS	PTDF %	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
	HEP	PTDF %	-14,5	-22,9	-25,3	0,0	23,8	17,9	34,2	-10,4	-25,3	-41,4	-9,5	10,4	54,8	45,2	12,0	14,9	5,2	15,8	52,1
	MAVIR	PTDF %	-8,3	-17,0	-22,0	-0,9	11,1	2,2	18,1	-7,0	-22,0	-53,1	-12,8	7,9	57,3	42,7	25,4	19,4	28,2	6,7	20,3
	UKR	PTDF %	-5,6	-15,0	-21,2	-0,9	9,9	1,5	16,6	-6,7	-21,2	-56,2	-13,4	7,6	57,8	42,2	37,8	12,8	25,7	5,6	18,1
	ELES	PTDF %	-14,0	-21,9	-24,6	-0,3	19,2	14,3	28,5	-9,3	-24,6	-43,9	-10,4	9,6	55,4	44,6	13,6	16,3	8,8	18,5	42,8
	APG	PTDF %	-12,0	-20,1	-23,5	-0,5	15,9	9,2	24,4	-8,5	-23,5	-47,4	-11,4	9,0	56,1	43,9	16,9	18,5	17,4	13,6	33,6
	ENTSO-E	PTDF %	-3,9	-13,7	-20,7	-0,9	9,3	0,9	15,7	-6,4	-20,7	-58,3	-13,8	7,3	58,2	41,8	45,9	8,5	24,2	4,8	16,6

7.7. Sınır Hattı Kapasitelerinin (BC) Hesaplanması

İki TSO/bölge arasındaki her bir enterkonneksiyon hattındaki fiziksel yük akışlarının toplamı ilgili elektriksel sınır (enterkonneksiyon) için hesaplanan hat kapasitesini (BC) aşmamalıdır.

Bu bölümde ENTSO-E dokümanlarında hat kapasitesini belirleyen tanımlara yer verilmiştir.

7.7.1. Toplam Sınır Hattı Kapasitesi (Total Border Capacity-TBC)

Toplam Sınır Hattı Kapasitesi (Total Border Capacity-TBC), eğer bir sistem için gelecekteki şebeke koşulları, üretim ve tüketim değerleri önceden gerçekten çok iyi biliniyorsa (ki burada güvenirlik marjini sıfır alınır) ilgili sistem ve birbirine bağlı komşu sistemlerdeki uygulanabilir güvenlik standartlarına uygun olarak belirlenen iki bölge/TSO arasındaki maksimum fiziksel yük akışı olarak tanımlanır.

TBC, birleştirilmiş sistem modeli kullanılarak hesaplanmaktadır. Burada en önemli olan husus ise, her bir TSO şebeke kriterlerine ve koruma (röle) ve işletme

felsefelerine uygun güvenlik kriterlerini dikkate alarak sınır kapasitelerini hesaplamaktadırlar. Dolayısıyla merkezi ihale ofisinin veya başka bir otoritenin herhangi bir TSO'nun güvenlik kriterlerini ve uygulamalarını değiştirme hakkı yoktur. Aslında bu durum, hâlihazırda değişik platformlarda tartışılmaktadır. Bunun için tüm ENTSO-E üyesi ülkeler, standart güvenlik kriterlerini ve işletme prensiplerini belirleyecek ortak bir "grid code" (şebeke yönetmeliği) üzerinde çalışmaktadırlar.

İki komşu bölge arasında fiziksel sınır ötesi yük akış limitlerini (TBC) belirlemek için tüm sistemdeki üretim-tüketim dengesi değişmemek şartıyla güç transferinin yapılacağı kaynak bölgedeki üretim belirli bir miktar (örneğin 100 MW) artırılır ve hedef bölgedeki üretim ise aynı miktarda (100 MW) azaltılır. Bu işlem, güç transferinin yapıldığı her iki bölge (kaynak ve/veya hedef bölgeler) veya bunlardan bağımsız olarak modellenen bölge içerisindeki komşu ve/veya komşu olmayan üçüncü bir sistemdeki sınır hat kapasitesindeki yük akışları toplamı güvenlik limitlerine ulaşıncaya kadar kademeli olarak devam eder.

TBC değeri hesaplanırken santrallerin üretimlerinin artırılması ve azaltılması (increase/decrease) iki şekilde yapılır. Birincisi modellenen santrallerin eğer varsa kalan üretim rezervleri;

$$P_{max} - P_{base_case}\ (artırma\ yönlü) \tag{7.1}$$

$$P_{base_case} - P_{min}\ (azaltma\ yönlü) \tag{7.2}$$

formüllerine göre orantılı olarak artırılır (Formül 7.1) veya azaltılır (Formül 7.2). İkincisi ise ilgili TSO tarafından ekonomik yük dağıtımına göre listesi yapılmış "generation shift" yöntemidir. Bu yöntemde merit order olarak "generation shift" listesine dahil olan ve ilgili TSO tarafından sistem modeli ile birlikte verilen listeye göre ilgili santrallerin üretimleri artırılır veya azaltılır.

7.7.1.1. Sınır yönüne bağlı (border-wise) sınır hat kapasitesi

Sınır hat kapasiteleri, TSO'lar arasında sınır yönüne bağlı olarak gerçek elektriksel sınırlar için belirlenir. Elektriksel sınır (electrical border) TSO'lar arasında en az bir enterkonneksiyon hattının varlığı ile oluşan ve X_node olarak sınırı oluşturan komşu iki TSO'nun sistem modellerinde de tanımlanan herhangi bir sınırdır. Örneğin TEİAŞ (Türkiye) - ESO (Bulgaristan) sınırında sınır yönüne bağlı olarak iki farklı sınır

hat kapasitesi (border capacity) hesaplanabilir. Birincisi TEİAŞ (Türkiye) - ESO (Bulgaristan) yönü ve diğeri ise tersi olan ESO (Bulgaristan) – TEİAŞ (Türkiye) yönüdür. Nitekim tez çalışması kapsamında TEİAŞ-ESO yönü için ABC 407 MW, ESO-TEİAŞ yönü için ise 398 MW olarak belirlenmiştir.

7.7.1.2. Güvenlik kriteri

Her bir TSO, kendi elektrik sistemi modeli üzerinde ve komşu sistemlerin kendi sisteminin güvenliğini etkileyen sınır enterkonneksiyon hatları da dahil çok iyi bilinen kısıtlılıklarını analiz etmekle sorumludur. Bölgesel şebeke modeli üzerinde tüm sınır hatları, ilgili TSO tarafından önemli sayılan tüm 220 kV ve 400 kV dahili (internal) hatlar ve oto trafo/trafoların servis harici olmasını kapsayacak şekilde N-1 güvenlik kriteri (yük akış analizi) uygulanır. Daha önceden belirlenen kısıtlılık listesi uygulanabilmesine rağmen her TSO, kendisi için gerekli olabilecek tüm kısıtlılık senaryolarını dikkate alabilir.

Eğer sistem modelinde N-1 kriteri uygulanırsa, bölgeler arasındaki güç alışverişleri önceden belirlenen adımlarda ta ki sınır hat limitlerine erişilinceye kadar (20 MW, 50 MW vb.) artırılarak TBC değeri elde edilebilir. Ayrıca TBC değerinin belirlenmesinde santrallerin bakım/revizyon durumları, üretim planlamasında eğer varsa kısıtlamalar gibi durumlar da TSO tarafından dikkate alınır.

7.7.2. Yük Akışı Güvenirlik Marjini (Flow Reliability Margin-FRM)

Yük Akışı Güvenirlik Marjini, iki bölge/TSO arasındaki hesaplanan toplam sınır kapasitesindeki belirsizlikleri kapsayan güvenlik marjini olarak alınan fiziksel aktif yük akışıdır. Toplam sınır kapasitelerindeki belirsizlikleri belirleyen unsurlar aşağıda verilmiştir.

- İşletmede uygulanan yük-frekans regülasyonu (primer ve sekonder frekans kontrolü) nedeniyle sınır hattındaki fiziksel yük akışlarındaki beklenilmeyen sapmalar,
- Gerçek zamanda acil (emergency) durumlara münhasır olmak üzere beklenmedik yük dengesizliklerini karşılamak üzere TSO'lar arasındaki enerji alış verişlerinden kaynaklanan güç alışverişleri,
- Veri toplama ve ölçümlerdeki hatalar vb.

$$FRM = [k(\%)/100] \times TBC \quad (7.3)$$

FRM, TBC'nin belirli bir yüzdesel (%) oranı olarak uygulanmaktadır. Avrupa'da tüm sınırlar için uygulanan oran ise k = (%) 10'dur.

7.7.3. Doğal Yük Akışları (Natural Flows-NF)

Doğal Yük Akışları (Natural Flow-NF), eğer tüm sistem modellerinin kendi içerisinde üretim-tüketim dengesi sağlanmış ise (zero exchange-yani bölgeler/TSO'lar arasındaki güç alış-verişleri sıfır ise) bölgeler arasındaki sınır hatlarında hesaplanan doğal fiziksel yük akışları NF olarak tanımlanır. Çizelge 7.12'de tez çalışması kapsamında hesaplanan NF'ler verilmektedir.

Çizelge 7.12. Doğal Yük Akışları (NF)

Natural Flows (NF)

	AL	AT	BA	BG	RS	ME	GR	HR	HU	MK	RO	TR	SI	UA
Toplam alış verişler:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
NF	MW	110,5	-178,0	-22,1	-91,9	-69,2	178,3	-50,9	-36,4	-25,9	200,1	-7,4	126,6	-43,2	164,4	-191,3	106,4	-147,5	249,8	127,6

Eğer modellenen bölge içerisindeki herhangi bir sistemde üretim-tüketim dengesi bir şekilde sağlanamaz ise dengesizlik miktarı sanal ikili alış-veriş (virtual bilateral exchange) olarak değerlendirilir ve bu sanal alış-verişler PTDF matrisleri aracılığıyla fiziksel akışlara dönüştürülür. Daha sonra ise hesaplanan bu fiziksel yük akışları, standart temel durum modeller esas alınarak hesaplanan temel durum yük akışlarından (Çizelge 7.2) çıkartılmak suretiyle de NF'ler elde edilebilir.

7.7.3.1. Sıfır alışveriş (zero exchange) yük akışları

Tez çalışması kapsamında bölgeler/TSO'lar arasındaki hesaplanan sıfır alışveriş yük akışları Çizelge 7.13'de verilmektedir.

Çizelge 7.13. Ülkelerarası enterkonneksiyon hatları ve sıfır alışveriş yük akışları

Sınırlar	Ülkeler	Sınır (enterkonneksiyon) hatları	Gerilim (kV)	Yük akışı (MW)
EMS-TEL	Sırbistan-Romanya	XPF_DJ11	400	110,5
		TOPLAM		110,5
EMS-ESO	Sırbistan-Bulgaristan	XSO_NI11	400	-178
		TOPLAM		-178
EMS-MEPSO	Sırbistan-Makedonya	XSK_KB11	400	-22,1
		TOPLAM		-22,1
EMS-ATSO	Sırbistan-Arnavutluk	XFI_PR21	220	-91,9
		TOPLAM		-91,9
EMS-EPCG	Sırbistan-Karadağ	XPL_BB21	220	-17,6
		XPL_PO21	220	-76,3
		XRI_KB11	400	24,7
		TOPLAM		-69,2
EMS-NOS	Sırbistan-Bosna-Hersek	XUG_SM11	400	189,5
		XVI_VA21	220	-11,2
		TOPLAM		178,3
EPCG-NOS	Karadağ-Bosna-Hersek	XSA_PI21	220	99,8
		XTR_HN51	110	-41,7
		XTR_PE21	220	-27,1
		XTR_PG11	400	-81,9
		TOPLAM		-50,9
EPCG-ATSO	Karadağ-Arnavutluk	XVD_PO21	220	-36,4
		TOPLAM		-36,4
MEPSO-HTSO	Makedonya-Yunanistan	XFL_BI11	400	-33,3
		XTH_DU11	400	7,4
		TOPLAM		-25,9
TEL-ESO	Romanya-Bulgaristan	XDO_IS11	400	-149,6
		XKO_TI11	400	349,7
		TOPLAM		200,1
ESO-HTSO	Bulgaristan-Yunanistan	XBG_TH11	400	-7,4
		TOPLAM		-7,4
HTSO-ATSO	Yunanistan_Arnavutluk	XZE_KA11	400	126,6
		TOPLAM		126,6
TEİAŞ-ESO	Türkiye-Bulgaristan	XMI_HA11	400	-21,2
		XMI_HA12	400	-22
		TOPLAM		-43,2
TEİAŞ-HTSO	Türkiye-Yunanistan	XNS_BA11	400	164,4
		TOPLAM		164,4
TEL-UKR	Romanya-Ukrayna	XRO_MU11	400	-191,3
		TOPLAM		-191,3
TEL-MAVIR	Romanya-Macaristan	XSA_AR11	400	106,4
		TOPLAM		106,4
EMS-MAVIR	Sırbistan-Macaristan	XSA_SU11	400	-147,5
		TOPLAM		-147,5
EMS-HEP	Sırbistan-Hırvatistan	XER_SM11	400	249,8
		TOPLAM		249,8
NOS-HEP	Bosna-Hersek-Hırvatistan	XGR_DA21	220	4,9
		XMO_KO11	400	42,4
		XMO_ZA21	220	-28,4
		XPR_ME21	220	-30,9
		XTU_DA21	220	45,7
		XUG_ER11	400	93,9
		TOPLAM		127,6

7.7.4. Belirsiz Harici Yük Akışları (Uncertain Outside Flows-UOF)

Belirsiz Harici Yük Akışları (Uncertain Outside Flow-UOF), yük akışı tabanlı koordineli ihale metodolojisi uygulanan iki bölge/TSO arasındaki sınır hattında; koordineli ihale mekanizmasına katılan ve katılmayan fakat birbirlerine senkron olan bölgeler arasındaki enerji alış-verişlerinden kaynaklanan fiziksel yük akışlarıdır.

UOF setleri, mevsimlere bağlı olarak farklı zaman dilimleri için geçmiş dönemlerdeki verilerden de faydalanarak mekanizmaya katılan tüm TSO'lar tarafından belirlenir.

UOF'lerin belirlenmesinde Şekil-7.2'deki interface ülkeler esas alınır. Bu ülkeler Hırvatistan (HR), Slovenya (SI), Avusturya (AT), Macaristan (HU) ve Ukrayna (UKR)'dir. Interface ülkelerle sınır oluşturan ülkeler ise Sırbistan (SR), Romanya (RO) ve Bosna-Hersek (BA) ve Yunanistan (GR)'dir. Aynı zamanda da Yunanistan ile İtalya arasındaki deniz altı DC kablosu da (modelimizdeki XAR-GA1G) interface oluşturmaktadır.

Çizelge 7.14'deki gibi mevsimsel olarak maksimum, minimum ve ortalama olmak üzere üç farklı alış-veriş senaryosu oluşturulur. Bu senaryolara göre koordineli ihale mekanizmasına katılan bölge ile bu bölge haricinde kalan diğer bölgelerle olan güç alış-verişlerinin bölge içerisindeki sınır hatlarında fiziksel yük akışlarına olan etkisi yönlere de bağlı olarak hesaplanır. Neticede her bir sınır ve yön için hesaplanan minimum ve maksimum yük akışları bulunur ve Net Sınır Kapasitesi (Net Border Capacity-NBC) hesaplamalarında değerlendirilir (Şekil-7.15).

Çizelge 7.14/a UOF için alış-veriş senaryoları

Uncertain Outside Flows (UOF)

	Senaryolar			
	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3	
	Genel	Min.	Max.	
Hırvatistan	**-650**	**-400**	**-700**	
Macaristan	**-800**	**-500**	**-1100**	
Ukrayna	**550**	**350**	**650**	
Slovenya	**0**	**0**	**0**	
Avusturya	**0**	**0**	**0**	
ENTSO-E	-200	-100	-180	
Sırbistan	200	50	250	<-- over interface
Romanya	300	200	400	<-- over interface
Bosna-Hersek	600	400	680	<-- over interface
Yunanistan	*0*	*0*	*0*	<-- over interface (DC kablo)

Çizelge 7.14/b UOF için alış-veriş senaryoları

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
EPCG-HEP:	650	400	700
EPCG-MAVIR:	800	500	1100
EPCG-UKR:	-550	-350	-650
EPCG-ELES:	0	0	0
EPCG-APG:	0	0	0
EPCG-ENTSO-E:	200	100	180
EPCG-EMS:	-200	-50	-250
EPCG-TEL:	-300	-200	-400
EPCG-NOS:	-600	-400	-680
EPCG-HTSO:	0	0	0
Toplam	0	0	0

Çizelge 7.15. UOF'nin fiziksel yük akışlarına dönüştürülmesi

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
Senaryo 1:	MW	-6,1	-22,4	-7,3	-1,7	10,9	-67,9	11,4	-0,5	-7,4	31,9	5,8	2,2	-3,8	3,8	122,9	139,2	197,6	96,9	543,5
Senaryo 2:	MW	-25,4	-17,0	-4,8	-1,7	-0,6	-59,1	-1,6	1,0	-4,9	22,5	3,1	0,7	-2,5	2,5	64,8	87,3	106,7	51,8	339,4
Senaryo 3:	MW	-13,7	-31,8	-10,5	-2,1	13,8	-76,5	15,1	-1,3	-10,6	45,7	8,3	3,3	-5,6	5,6	154,8	185,8	256,2	114,7	618,6
	Min:	-25,4	-31,8	-10,5	-2,1	-0,6	-76,5	-1,6	-1,3	-10,6	22,5	3,1	0,7	-5,6	2,5	64,8	87,3	106,7	51,8	339,4
	Max:	-6,1	-17,0	-4,8	-1,7	13,8	-59,1	15,1	1,0	-4,9	45,7	8,3	3,3	-2,5	5,6	154,8	185,8	256,2	114,7	618,6

⇒ UOF (forward direction) = max

	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	NEK	HTSO	ATSO	ESO	HTSO
UOF forward		-6,1	-17,0	-4,8	-1,7	13,8	-59,1	15,1	1,0	-4,9	45,7	8,3	3,3	-2,5	5,6

⇒ UOF (reverse direction) = (-1)*min

	from	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	TEIAS	TEIAS
	to	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	ESO	HTSO
UOF reverse		25,4	31,8	10,5	2,1	0,6	76,5	1,6	1,3	10,6	-22,5	-3,1	-0,7	5,6	-2,5

7.7.5. Net Sınır Kapasitesi (Net Border Capacity-NBC)

Net Sınır Kapasitesi (Net Border Capacity-NBC), yük akışı tabanlı koordineli ihaleli kapasite tahsis mekanizmasına katılan bölgeler/TSO'lar arasındaki ticari enerji alış-verişlerinden kaynaklanan; her bir sistemde ve birbirine bağlı komşu sistemleri için uygulanabilir güvenlik standartlarına uygun ve şebeke topolojilerindeki teknik

belirsizlikleri de dikkate alarak hesaplanan iki bölge/TSO arasındaki sınır hatlarındaki maksimum fiziksel yük akışlarıdır.

Burada teknik belirsizliklerden kasıt FRM, NF ve UOF'lerdir.

$$NBC = TBC - FRM \mp NF \mp UOF \tag{7.4}$$

Formül 7.4'de $\mp$ işareti; NF ve/veya UOF'nin fiziksel yönleri TBC'nin fiziksel yönünden farklı ise negatif (-), TBC'nin fiziksel yönü ile aynı ise pozitif (+) olarak belirlenir.

Bu haliyle NBC, koordineli ihaleye sunulabilecek fiziksel iletim kapasitesidir. Eğer ihale mekanizması birden fazla tahsis dönemini (yıllık, aylık, haftalık, günlük) içeriyorsa veya uzun dönemli enerji alış-veriş kontratı mevcutsa Bölüm 7.7.6'da açıklandığı üzere Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (Already Allocated Flow-AAF), NBC'den bağımsız olarak hesaplanmalıdır.

NBC değeri komşu iki TSO tarafından ayrı ayrı hesaplandığından dolayı bu iki değerin genellikle birbirlerinden farklı olduğu görülür. Bu durumda her iki değerden küçük olanının esas alınması benimsenmiştir. Mesela tez çalışması kapsamında EMS (Sırbistan)-TEL (Romanya) sınırı için EMS tarafından hesaplanan NBC değeri 344 MW, TEL tarafından hesaplanan NBC değeri ise 562 MW'dır. Dolayısıyla bu sınır için NBC değeri olarak küçük olan 344 MW değeri esas alınır.

7.7.6. Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (Already Allocated Flows-AAF)

Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (Already Allocated Flow-AAF), önceki dönemlerden hali hazırda tahsis edilen kapasitelerden kaynaklanan iki bölge/TSO arasındaki sınır hattındaki aktif fiziksel yük akışıdır.

AAF'ler, hali hazırda tahsis edilen kapasiteler (programlanmış alış-verişler) esas alınarak hesaplanmaktadır.

Tüm kaynak/hedef TSO kombinasyonları için sınır hatlarının her iki yönü için hali hazırda tahsis edilmiş iletim hakları (Already Allocated Transmission Right-AATR) mevcuttur. Eğer bunları bir AATR vektörüne (PTDF matrisindeki satır sayısı ile aynı sayıda) koyarsak sınır hatlarındaki yük akış yönleri temelinde ayrıştırmaya gidebilmek için pozitif ve negatif olmak üzere vektörü ikiye ayırmak gerekir.

AATR vektörünü aynı boyutlu iki vektöre ayırırsak ki birinci vektör ($AATR^+$) sadece pozitif sayıları içerir (negatif sayılar "0"'la yer değiştirir), ikinci vektör ($AATR^-$) ise sadece negatif sayıları içerir (pozitif sayılar "0"'la yer değiştirir).

Aynı şekilde PTDF matrislerini ise $PTDF^+$ and $PTDF^-$ olarak iki matrise bölmek gerekir ki birinci matris ($PTDF^+$) sadece pozitif sayıları içerir, ikinci vektör ($PTDF^-$) ise sadece negatif sayıları içerir.

Sonuç olarak sınır hatlarındaki yük akış yönleri temelinde ayrıştırmaya gidersek AAF,

$$AAF^+ = AATR^+ \times PTDF^+ + AATR^- \times PTDF^- \quad (7.5)$$

$$AAF^- = AATR^+ \times PTDF^- + AATR^- \times PTDF^+ \quad (7.6)$$

olarak iki farklı vektöre ayrıştırılır.

Çizelge 7.16'da tez çalışması kapsamında hesaplanan AAF'ler verilmektedir.

Çizelge 7.16. Halihazırda Tahsis Edilen Akışlar (AAF)

Already Allocated Flows (AAF)

Uzun dönemli anlaşmalar: EMS-EPCG 220 MW
EMS-NOS 100 MW
NOS-EMS 100 MW

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	A	B	C	D	E
	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEIAS	TEIAS	TEL	TEL	EMS	EMS	NOS
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO	UKR	MAVIR	MAVIR	HEP	HEP
AAF+	MW	63,9	4,4	3,8	8,3	135,0	91,4	27,5	5,4	3,8	51,3	21,2	17,3	4,5	12,7	5,9	6,8	20,9	34,5	27,3
AAF-	MW	-18,6	-17,4	-16,6	-1,7	-22,1	-45,2	-114,4	-25,6	-16,6	-11,9	-3,0	-3,7	-12,7	-4,5	-3,0	-3,7	-6,8	-13,8	-68,0
ANF	MW	45,3	-13,0	-12,8	6,6	112,9	46,2	-86,9	-20,2	-12,8	39,4	18,2	13,6	-8,2	8,2	2,9	3,1	14,1	20,7	-40,7

7.7.7. Emreamade Hat Kapasitesi (Available Border Capacity-ABC)

Emreamade Hat Kapasitesi (Available Border Capacity-ABC), NBC'den önceki dönemlerden hali hazırda tahsis edilen kapasitelerden kaynaklanan yük akışları eksiltilerek geriye kalan emre amade kapasitedir.

Aynı zamanda AAF'lerde olduğu gibi NBC'ler de sınır hatlarındaki yük akış yönleri temelinde pozitif yönde (NBC^{+}) ve negatif yönde (NBC^{-}) olmak üzere ayrıştırmaya gidilir.

Sonuçta sınır hatlarındaki her iki yönlü ABC'leri elde edebilmek amacıyla pozitif NBC'lerden AATR'ler nedeniyle oluşan pozitif yük akışları ve negatif NBC'lerden AATR'ler nedeniyle oluşan negatif yük akışları çıkartılır.

$$ABC = NBC - AAF \tag{7.7}$$

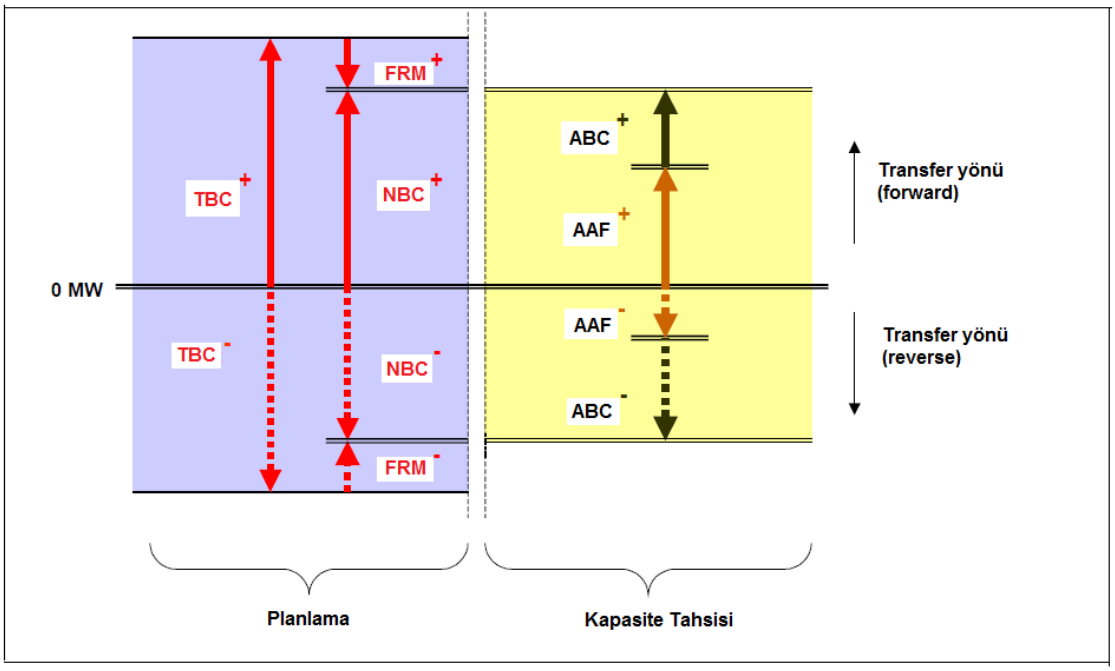
$$ABC^{+} = NBC^{+} - AAF^{+} \tag{7.8}$$

$$ABC^{-} = NBC^{-} - AAF^{-} \tag{7.9}$$

En son olarak aylık koordineli ihaleye sunulan emre amade hat kapasitesi, hesaplanan ABC'nin bir yüzdesel (%) r faktörü ile çarpılması suretiyle elde edilir. Güneydoğu Avrupa bölgesinde uygulanan r faktörü genellikle %70 olarak alınır (r = %70).

$$ABC = \%70 \times ABC(hesaplanan) = \%70 \times (NBC - AAF) \tag{7.10}$$

Şekil 7.3'de hat kapasitelerin hesaplanması şematik olarak görülmektedir.



Şekil 7.3. Hat kapasitelerinin hesaplanması

Çizelge 7.17'de tez çalışması kapsamında hesaplanan ABC'ler yer almaktadır.

Çizelge 7.17. Emre amade sınır hat kapasiteleri (ABC)

Sınır hat kapasiteleri

	Hesaplayan	Yön	Total Border Capacity	Flow Reliability Margin	Natural Flows	Uncertain Outside Flows	Net Border Capacity	NBC (Min. of two values)	NBC harmonized	Already Allocated Flows	Available Border Capacity	70% ABC
			TBC	FRM (10%TBC)	NF	UOF	NBC = TBC - FRM - NF-UOF			AAF	ABC = NBC - AAF	
I	***EMS***	EMS -> TEL	500	50,0	110,5	-6,1	346	346	346			197
	TEL	EMS -> TEL	680	68,0	110,5	-6,1	508			63,9	282	
	EMS	TEL -> EMS	280	28,0	-110,5	25,4	337	337	337			223
	TEL	TEL -> EMS	325	32,5	-110,5	25,4	378			18,6	319	
II	***EMS***	EMS -> ESO EAD	115	11,5	-178,0	-17,0	298	298	298			206
	ESO EAD	EMS -> ESO EAD	150	15,0	-178,0	-17,0	330			4,4	294	
	EMS	ESO EAD -> EMS	325	32,5	178,0	31,8	83	83	83			46
	ESO EAD	ESO EAD -> EMS	420	42,0	178,0	31,8	168			17,4	65	
III	***EMS***	EMS -> MEPSO	530	53,0	-22,1	-4,8	504	504	504			350
	MEPSO	EMS -> MEPSO	590	59,0	-22,1	-4,8	558			3,8	500	
	EMS	MEPSO -> EMS	295	29,5	22,1	10,5	233	233	233			151
	MEPSO	MEPSO -> EMS	320	32,0	22,1	10,5	255			16,6	216	
IV	***EMS***	EMS -> ATSO	35	3,5	-91,9	-1,7	125	125	125			82
	ATSO	EMS -> ATSO	50	5,0	-91,9	-1,7	139			8,3	117	
	EMS	ATSO -> EMS	145	14,5	91,9	2,1	37	5	5			2
	ATSO	ATSO -> EMS	110	11,0	91,9	2,1	5			1,7	3	
V	***EMS***	EMS -> EPCG	240	24,0	-69,2	13,8	271	271	271			95
	EPCG	EMS -> EPCG	320	32,0	-69,2	13,8	343			135,0	136	
	EMS	EPCG -> EMS	300	30,0	69,2	0,6	200	200	200			125
	EPCG	EPCG -> EMS	320	32,0	69,2	0,6	218			22,1	178	
VI	***EMS***	EMS -> NOS	350	35,0	178,3	-59,1	196	137	137			32
	NOS	EMS -> NOS	285	28,5	178,3	-59,1	137			91,4	46	
	EMS	NOS -> EMS	120	12,0	-178,3	76,5	210	210	210			115
	NOS	NOS -> EMS	250	25,0	-178,3	76,5	327			45,2	165	
VII	***EPCG***	EPCG -> NOS	300	30,0	-50,9	15,1	306	261	261			163
	NOS	EPCG -> NOS	250	25,0	-50,9	15,1	261			27,5	233	
	EPCG	NOS -> EPCG	450	45,0	50,9	1,6	353	335	335			154
	NOS	NOS -> EPCG	430	43,0	50,9	1,6	335			114,4	220	
VIII	***EPCG***	EPCG -> ATSO	200	20,0	-36,4	1,0	215	152	152			103
	ATSO	EPCG -> ATSO	130	13,0	-36,4	1,0	152			5,4	147	
	EPCG	ATSO -> EPCG	190	19,0	36,4	1,3	133	52	52			19
	ATSO	ATSO -> EPCG	100	10,0	36,4	1,3	52			25,6	27	
IX	***MEPSO***	MEPSO -> HTSO	420	42,0	-25,9	-4,9	409	409	409			283
	HTSO	MEPSO -> HTSO	420	42,0	-25,9	-4,9	409			3,8	405	
	MEPSO	HTSO -> MEPSO	440	44,0	25,9	10,6	360	360	360			240
	HTSO	HTSO -> MEPSO	440	44,0	25,9	10,6	360			16,6	343	
X	*ESO EAD*	TEL -> ESO EAD	745	74,5	200,1	45,7	425	425	425			261
	TEL	TEL -> ESO EAD	800	80,0	200,1	45,7	474			51,3	373	
	ESO EAD	ESO EAD -> TEL	475	47,5	-200,1	-22,5	650	650	650			447
	TEL	ESO EAD -> TEL	565	56,5	-200,1	-22,5	731			11,9	638	
XI	***HTSO***	ESO EAD -> HTSO	735	73,5	-7,4	8,3	661	661	661			448
	ESO EAD	ESO EAD -> HTSO	740	74,0	-7,4	8,3	665			21,2	639	
	HTSO	HTSO -> ESO EAD	310	31,0	7,4	-3,1	275	252	252			174
	ESO EAD	HTSO -> ESO EAD	285	28,5	7,4	-3,1	252			3,0	249	
XII	***HTSO***	HTSO -> ATSO	320	32,0	126,6	3,3	158	158	158			99
	ATSO	HTSO -> ATSO	320	32,0	126,6	3,3	158			17,3	141	
	HTSO	ATSO -> HTSO	50	5,0	-126,6	-0,7	172	172	172			118
	ATSO	ATSO -> HTSO	50	5,0	-126,6	-0,7	172			3,7	169	
XIII	***TEIAS***	TEIAS -> ESO EAD	600	60,0	-43,2	-2,5	586	586	586			407
	ESO EAD	TEIAS -> ESO EAD	700	70,0	-43,2	-2,5	676			4,5	581	
	TEIAS	ESO EAD -> TEIAS	700	70,0	43,2	5,6	581	581	581			398
	ESO EAD	ESO EAD -> TEIAS	700	70,0	43,2	5,6	581			12,7	569	
XIV	***TEIAS***	TEIAS -> HTSO	600	60,0	164,4	5,6	370	370	370			250
	HTSO	TEIAS -> HTSO	600	60,0	164,4	5,6	370			12,7	357	
	TEIAS	HTSO -> TEIAS	600	60,0	-164,4	-2,5	707	707	707			492
	HTSO	HTSO -> TEIAS	600	60,0	-164,4	-2,5	707			4,5	702	

7.8. İhale İşlemleri

7.8.1. İhale teklifleri

Önceki bölümlerde detaylandırılan tüm teknik hesaplama ve prosedürler tamamlandıktan ve nihai olarak ABC belirlendikten sonra piyasa katılımcılarına TSO'lar ve/veya İhale Ofisi tarafından duyurulur. Ardından ihale tekliflerinin ne zaman alınmaya başlanacağı (gate opening) ve ne zaman sonlandırılacağı (gate closure) katılımcılara önceden bildirilir. İhale teklifleri standart olarak kaynak ülke/TSO (source), hedef ülke/TSO (sink), şirket ismi/kodu, teklif miktarı (MW) ve teklif fiyatından (€/MWh) oluşur. Tez kapsamında belirlenen ihale teklifleri Çizelge 7.18'de verilmektedir.

Çizelge 7.18. İhale teklifleri seti

İHALE TEKLİFLERİ					
No	**Kaynak ülke**	**Hedef ülke**	**Firma**	**Teklif miktarı (MW)**	**Teklif fiyatı (€/MWh)**
1	TEL	HTSO	A	30	14,88
2	TEL	EMS	B	40	12,65
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65
4	MEPSO	HTSO	B	20	12,65
5	ESO	HTSO	B	20	11,16
6	TEL	MEPSO	A	10	11,16
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93
8	EMS	NOS	B	50	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95
10	TEL	HTSO	C	120	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23
15	NOS	ATSO	C	100	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22
17	EMS	HTSO	C	60	0,15
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07
19	TEL	TEIAS	D	150	10,50
20	TEIAS	NOS	E	80	9,00

7.9. Uzlaştırma Prosedürü

Uzlaştırma prosedürü, Bölüm 6.7'de açıklanan matematiksel temellere dayalı olarak yapılır. Bu bölümde tez çalışması kapsamında her bir sınırda her bir ihale teklifi için kapasite ihale hesaplamaları ve Marginal Clearing Price (MCP) hesaplamaları yapılır. Her bir sınır için ileri (forward) ve geri (reverse) olmak üzere iki yönlü (border

wise) hesaplamalar yer almaktadır. Dolayısıyla her bir sınır için "net olmayan (without netting)" yük akışları esas alınır. Eğer "net olan (with netting)" yük akışları esas alınmış olsaydı bu takdirde hesaplamalar border wise olmayacak, aksine her iki yönün neti şeklinde ortaya çıkmış olacaktı.

7.9.1. EMS-TEL

Çizelge 7.19. EMS-TEL (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	TEL	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-17,50	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-48,00	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	29,30	17,58	43,17	17,58	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	1,20	0,24	1054,17	0,24	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-6,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-18,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-18,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	18,60	9,30	40,00	9,30	50,00	0,05	
TEL	MEPSO	10	5,95	-18,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-17,50	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-37,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-6,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	10,70	1,07	34,77	1,07	10,00	0,03	
EMS	EPCG	20	2,23	20,60	4,12	10,83	4,12	20,00	0,05	
NOS	ATSO	100	1,11	6,90	6,90	16,09	6,90	100,00	0,02	
NOS	EPCG	50	0,22	2,00	1,00	11,00	1,00	50,00	0,01	
EMS	HTSO	60	0,15	30,50	18,30	0,49	18,30	60,00	0,08	
EMS	MEPSO	50	0,07	29,30	14,65	0,25	14,65	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-12,80	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-16,60	0,00		0,00	80,00	0,00	
					73,16		**73,16**			
KSK					**197**					

Çizelge 7.20.EMS-TEL (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	TEL	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-17,50	-5,25	85,03	-5,25	30,00	2,45	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-48,00	-19,20	26,35	-19,20	40,00	6,71	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	29,30	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	1,20	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-6,70	-1,34	166,57	-1,34	20,00	0,94	
TEL	MEPSO	10	11,16	-18,70	-1,87	59,68	-1,87	10,00	2,61	
TEL	MEPSO	10	8,93	-18,70	-1,87	47,75	-1,87	10,00	2,61	
EMS	NOS	50	7,44	18,60	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-18,70	-1,87	31,82	-1,87	10,00	2,61	
TEL	HTSO	120	5,35	-17,50	-21,00	30,57	-21,00	120,00	2,45	
ESO	EMS	50	5,20	-37,20	-18,60	13,98	-18,60	50,00	5,20	
ESO	HTSO	20	3,72	-6,70	-1,34	55,52	-1,34	20,00	0,94	
NOS	MEPSO	10	3,72	10,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	20,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	6,90	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	2,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	30,50	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	29,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-12,80	-19,20	82,03	-19,20	150,00	1,79	
TEIAS	NOS	80	9,00	-16,60	-13,28	54,22	-13,28	80,00	2,32	
					-104,82		**-104,82**			
KSK					**223**					
KSK			Kullanılabilir Sınır Kapasitesi							

7.9.2. EMS-ESO

Çizelge 7.21. EMS-ESO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-5,50	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	40	12,65	-16,30	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	60	12,65	5,30	3,18	238,68	3,18	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	5,50	1,10	230,00	1,10	20,00	0,08	
ESO	HTSO	20	11,16	-15,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-11,00	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-11,00	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	-4,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-11,00	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-5,50	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-25,90	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-15,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	9,70	0,97	38,35	0,97	10,00	0,13	
EMS	EPCG	20	2,23	-5,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	2,50	2,50	44,40	2,50	100,00	0,03	
NOS	EPCG	50	0,22	-1,50	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	10,80	6,48	1,39	6,48	60,00	0,15	
EMS	MEPSO	50	0,07	5,30	2,65	1,40	2,65	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	4,60	6,90	228,26	6,90	150,00	0,06	
TEIAS	NOS	80	9,00	-25,30	0,00		0,00	80,00	0,00	
					23,78		**23,78**			
KSK					**206**					

Çizelge 7.22. EMS-ESO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-5,50	-1,65	270,55	-1,65	30,00	1,35	40,65
TEL	EMS	40	12,65	-16,30	-6,52	77,61	-6,52	40,00	4,02	160,63
EMS	MEPSO	60	12,65	5,30	0,00		0,00	60,00	0,00	0,00
MEPSO	HTSO	20	12,65	5,50	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	11,16	-15,10	-3,02	73,91	-3,02	20,00	3,72	74,40
TEL	MEPSO	10	11,16	-11,00	-1,10	101,45	-1,10	10,00	2,71	27,10
TEL	MEPSO	10	8,93	-11,00	-1,10	81,18	-1,10	10,00	2,71	27,10
EMS	NOS	50	7,44	-4,40	-2,20	169,09	-2,20	50,00	1,08	54,20
TEL	MEPSO	10	5,95	-11,00	-1,10	54,09	-1,10	10,00	2,71	27,10
TEL	HTSO	120	5,35	-5,50	-6,60	97,27	-6,60	120,00	1,35	162,60
ESO	EMS	50	5,20	-25,90	-12,95	20,08	0,00	0,00	6,38	0,00
ESO	HTSO	20	3,72	-15,10	-3,02	24,64	-1,29	8,54	3,72	31,78
NOS	MEPSO	10	3,72	9,70	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
EMS	EPCG	20	2,23	-5,90	-1,18	37,80	-1,18	20,00	1,45	29,07
NOS	ATSO	100	1,11	2,50	0,00		0,00	100,00	0,00	0,00
NOS	EPCG	50	0,22	-1,50	-0,75	14,67	0,00	0,00	0,37	0,00
EMS	HTSO	60	0,15	10,80	0,00		0,00	60,00	0,00	0,00
EMS	MEPSO	50	0,07	5,30	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
TEL	TEIAS	150	10,50	4,60	0,00		0,00	150,00	0,00	0,00
TEIAS	NOS	80	9,00	-25,30	-20,24	35,57	-20,24	80,00	6,23	498,63
					-61,43		**-46,00**			**1133,25**
KSK					**46**					

7.9.3. EMS-MEPSO

Çizelge 7.23. EMS-MEPSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MEPSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	31,40	9,42	47,39	9,42	30,00	0,05	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,60	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	49,10	29,46	25,76	29,46	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-12,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	21,10	4,22	52,89	4,22	20,00	0,03	
TEL	MEPSO	10	11,16	43,50	4,35	25,66	4,35	10,00	0,07	
TEL	MEPSO	10	8,93	43,50	4,35	20,53	4,35	10,00	0,07	
EMS	NOS	50	7,44	-3,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	43,50	4,35	13,68	4,35	10,00	0,07	
TEL	HTSO	120	5,35	31,40	37,68	17,04	37,68	120,00	0,05	
ESO	EMS	50	5,20	-15,90	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	21,10	4,22	17,63	4,22	20,00	0,03	
NOS	MEPSO	10	3,72	52,90	5,29	7,03	5,29	10,00	0,08	
EMS	EPCG	20	2,23	-5,80	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	9,10	9,10	12,20	9,10	100,00	0,01	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	37,00	22,20	0,41	22,20	60,00	0,06	
EMS	MEPSO	50	0,07	49,10	24,55	0,15	24,55	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	17,30	25,95	60,69	25,95	150,00	0,03	
TEIAS	NOS	80	9,00	-26,70	0,00		0,00	80,00	0,00	
					185,14		**185,14**			
KSK					**350**					

Çizelge 7.24. EMS-MEPSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MEPSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	31,40	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,60	-2,24	225,89	-2,24	40,00	0,62	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	49,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-12,10	-2,42	104,55	-2,42	20,00	1,33	
ESO	HTSO	20	11,16	21,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	43,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	43,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	-3,80	-1,90	195,79	-1,90	50,00	0,42	
TEL	MEPSO	10	5,95	43,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	31,40	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-15,90	-7,95	32,70	-7,95	50,00	1,75	
ESO	HTSO	20	3,72	21,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	52,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	-5,80	-1,16	38,45	-1,16	20,00	0,64	
NOS	ATSO	100	1,11	9,10	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,00	-1,00	11,00	-1,00	50,00	0,22	
EMS	HTSO	60	0,15	37,00	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	49,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	17,30	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-26,70	-21,36	33,71	-21,36	80,00	2,94	
					-38,03		**-38,03**			
KSK					**151**					

7.9.4. EMS-ATSO

Çizelge 7.25. EMS-ATSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	3,00	0,90	496,00	0,90	30,00	0,12	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-0,20	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	0,80	0,48	1581,25	0,48	60,00	0,03	
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,40	0,48	527,08	0,48	20,00	0,09	
ESO	HTSO	20	11,16	2,60	0,52	429,23	0,52	20,00	0,10	
TEL	MEPSO	10	11,16	0,60	0,06	1860,00	0,06	10,00	0,02	
TEL	MEPSO	10	8,93	0,60	0,06	1488,33	0,06	10,00	0,02	
EMS	NOS	50	7,44	1,70	0,85	437,65	0,85	50,00	0,07	
TEL	MEPSO	10	5,95	0,60	0,06	991,67	0,06	10,00	0,02	
TEL	HTSO	120	5,35	3,00	3,60	178,33	3,60	120,00	0,12	
ESO	EMS	50	5,20	-0,60	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	2,60	0,52	143,08	0,52	20,00	0,10	
NOS	MEPSO	10	3,72	-0,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	3,00	0,60	74,33	0,60	20,00	0,12	
NOS	ATSO	100	1,11	28,40	28,40	3,91	28,40	100,00	1,11	
NOS	EPCG	50	0,22	1,30	0,65	16,92	0,65	50,00	0,05	
EMS	HTSO	60	0,15	3,20	1,92	4,69	1,92	60,00	0,13	
EMS	MEPSO	50	0,07	0,80	0,40	9,25	0,40	50,00	0,03	
TEL	TEIAS	150	10,50	1,00	1,50	1050,00	1,50	150,00	0,04	
TEIAS	NOS	80	9,00	0,50	0,40	1800,00	0,40	80,00	0,02	
					41,40		**41,4**			
KSK					**82**					

Çizelge 7.26. EMS-ATSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	3,00	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-0,20	-0,08	6325,00	-0,08	40,00	0,83	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	0,80	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,40	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	2,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	0,60	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	0,60	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	1,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	0,60	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	3,00	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-0,60	-0,30	866,67	-0,30	50,00	2,48	
ESO	HTSO	20	3,72	2,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-0,90	-0,09	413,33	-0,09	10,00	3,72	
EMS	EPCG	20	2,23	3,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	28,40	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	1,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	3,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	0,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	1,00	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	0,50	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-0,47		**-0,47**			
KSK					**2**					

7.9.5. EMS-EPCG

Çizelge 7.27. EMS-EPCG (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	EPCG	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-5,50	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	1,70	0,68	744,12	0,68	40,00	0,01	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-10,00	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,80	0,56	451,79	0,56	20,00	0,02	
ESO	HTSO	20	11,16	-1,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	22,10	11,05	33,67	11,05	50,00	0,17	
TEL	MEPSO	10	5,95	-8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-5,50	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	5,70	2,85	91,23	2,85	50,00	0,04	
ESO	HTSO	20	3,72	-1,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-32,10	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	51,30	10,26	4,35	10,26	20,00	0,39	
NOS	ATSO	100	1,11	-11,80	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	29,20	14,60	0,75	14,60	50,00	0,22	
EMS	HTSO	60	0,15	-7,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-10,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-4,60	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	28,40	22,72	31,69	22,72	80,00	0,21	
					62,72		**62,72**			
KSK					**95**					

Çizelge 7.28. EMS-EPCG (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	EPCG	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-5,50	-1,65	270,55	-1,65	30,00	0,04	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	1,70	0,00	744,12	0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-10,00	-6,00	126,50	-6,00	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,80	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-1,50	-0,30	744,00	-0,30	20,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	11,16	-8,30	-0,83	134,46	-0,83	10,00	0,06	
TEL	MEPSO	10	8,93	-8,30	-0,83	107,59	-0,83	10,00	0,06	
EMS	NOS	50	7,44	22,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-8,30	-0,83	71,69	-0,83	10,00	0,06	
TEL	HTSO	120	5,35	-5,50	-6,60	97,27	-6,60	120,00	0,04	
ESO	EMS	50	5,20	5,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-1,50	-0,30	248,00	-0,30	20,00	0,01	
NOS	MEPSO	10	3,72	-32,10	-3,21	11,59	-3,21	10,00	0,24	
EMS	EPCG	20	2,23	51,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-11,80	-11,80	9,41	-11,80	100,00	0,09	
NOS	EPCG	50	0,22	29,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-7,20	-4,32	2,08	-4,32	60,00	0,05	
EMS	MEPSO	50	0,07	-10,00	-5,00	0,74	-5,00	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-4,60	-6,90	228,26	-6,90	150,00	0,03	
TEIAS	NOS	80	9,00	28,40	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-48,57		**-48,57**			
KSK					**125**					

7.9.6. EMS-NOS

Çizelge 7.29. EMS-NOS (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	NOS	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	4,20	1,26	354,29	1,26	30,00	1,03	30,90
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,90	0,00		0,00	40,00	0,00	0,00
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	10,40	6,24	121,63	6,24	60,00	2,55	153,02
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,30	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	11,16	2,50	0,50	446,40	0,50	20,00	0,61	12,26
TEL	MEPSO	10	11,16	4,50	0,45	248,00	0,45	10,00	1,10	11,04
TEL	MEPSO	10	8,93	4,50	0,45	198,44	0,45	10,00	1,10	11,04
EMS	NOS	50	7,44	45,20	22,60	16,46	0,00	0,00	11,08	0,00
TEL	MEPSO	10	5,95	4,50	0,45	132,22	0,45	10,00	1,10	11,04
TEL	HTSO	120	5,35	4,20	5,04	127,38	5,04	120,00	1,03	123,60
ESO	EMS	50	5,20	-7,60	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	3,72	2,50	0,50	148,80	0,50	20,00	0,61	12,26
NOS	MEPSO	10	3,72	-34,80	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
EMS	EPCG	20	2,23	21,00	4,20	10,62	0,00	0,00	5,15	0,00
NOS	ATSO	100	1,11	-30,20	0,00		0,00	100,00	0,00	0,00
NOS	EPCG	50	0,22	-24,20	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
EMS	HTSO	60	0,15	10,10	6,06	1,49	0,00	0,00	2,48	0,00
EMS	MEPSO	50	0,07	10,40	5,20	0,71	0,00	0,00	2,55	0,00
TEL	TEIAS	150	10,50	2,60	3,90	403,85	3,90	150,00	0,64	95,64
TEIAS	NOS	80	9,00	36,70	29,36	24,52	13,21	35,99	9,00	323,95
					86,21		**32,00**			**784,74**
KSK					**32**					

Çizelge 7.30. EMS-NOS (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	NOS	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	4,20	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,90	-2,36	214,41	-2,36	40,00	0,05	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	10,40	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,30	-0,06		-0,06	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	2,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	4,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	4,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	45,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	4,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	4,20	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-7,60	-3,80	68,42	-3,80	50,00	0,07	
ESO	HTSO	20	3,72	2,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-34,80	-3,48	10,69	-3,48	10,00	0,32	
EMS	EPCG	20	2,23	21,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-30,20	-30,20	3,68	-30,20	100,00	0,27	
NOS	EPCG	50	0,22	-24,20	-12,10	0,91	-12,10	50,00	0,22	
EMS	HTSO	60	0,15	10,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	10,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	2,60	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	36,70	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-52,00		**-52,00**			
KSK					**115**					

7.9.7. EPCG-NOS

Çizelge 7.31. EPCG-NOS (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EPCG			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	NOS	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-14,00	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	3,70	1,48	341,89	1,48	40,00	0,82	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-18,60	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,90	0,18	1405,56	0,18	20,00	0,20	
ESO	HTSO	20	11,16	-6,80	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-14,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-14,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	27,50	13,75	27,05	13,75	50,00	6,13	
TEL	MEPSO	10	5,95	-14,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-14,00	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	10,90	5,45	47,71	5,45	50,00	2,43	
ESO	HTSO	20	3,72	-6,80	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-46,10	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	-39,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-55,80	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-67,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-17,70	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-18,60	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-9,20	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	40,40	32,32	22,28	32,32	80,00	9,00	
					53,18		**53,18**			
KSK					**163**					

Çizelge 7.32. EPCG-NOS (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EPCG			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	NOS	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-14,00	-4,20	106,29	-4,20	30,00	0,05	1,38
TEL	EMS	**40**	**12,65**	3,70	0,00		0,00	40,00	0,00	0,00
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-18,60	-11,16	68,01	-11,16	60,00	0,06	3,66
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,90	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	11,16	-6,80	-1,36	164,12	-1,36	20,00	0,02	0,45
TEL	MEPSO	10	11,16	-14,90	-1,49	74,90	-1,49	10,00	0,05	0,49
TEL	MEPSO	10	8,93	-14,90	-1,49	59,93	-1,49	10,00	0,05	0,49
EMS	NOS	50	7,44	27,50	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
TEL	MEPSO	10	5,95	-14,90	-1,49	39,93	-1,49	10,00	0,05	0,49
TEL	HTSO	120	5,35	-14,00	-16,80	38,21	-16,80	120,00	0,05	5,52
ESO	EMS	50	5,20	10,90	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	3,72	-6,80	-1,36	54,71	-1,36	20,00	0,02	0,45
NOS	MEPSO	10	3,72	-46,10	-4,61	8,07	-4,61	10,00	0,15	1,51
EMS	EPCG	20	2,23	-39,50	-7,90	5,65	-7,90	20,00	0,13	2,59
NOS	ATSO	100	1,11	-55,80	-55,80	1,99	-55,80	100,00	0,18	18,32
NOS	EPCG	50	0,22	-67,00	-33,50	0,33	-12,62	18,84	0,22	4,14
EMS	HTSO	60	0,15	-17,70	-10,62	0,85	-10,62	60,00	0,06	3,49
EMS	MEPSO	50	0,07	-18,60	-9,30	0,40	-9,30	50,00	0,06	3,05
TEL	TEIAS	150	10,50	-9,20	-13,80	114,13	-13,80	150,00	0,03	4,53
TEIAS	NOS	80	9,00	40,40	0,00		0,00	80,00	0,00	0,00
					-174,88		**-154,00**			**50,57**

7.9.8. EPCG-ATSO

Çizelge 7.33. EPCG-ATSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EPCG			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	8,50	2,55	175,06	2,55	30,00	0,07	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-2,00	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	8,60	5,16	147,09	5,16	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	1,90	0,38	665,79	0,38	20,00	0,02	
ESO	HTSO	20	11,16	5,30	1,06	210,57	1,06	20,00	0,05	
TEL	MEPSO	10	11,16	6,60	0,66	169,09	0,66	10,00	0,06	
TEL	MEPSO	10	8,93	6,60	0,66	135,30	0,66	10,00	0,06	
EMS	NOS	50	7,44	-5,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	6,60	0,66	90,15	0,66	10,00	0,06	
TEL	HTSO	120	5,35	8,50	10,20	62,94	10,20	120,00	0,07	
ESO	EMS	50	5,20	-5,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	5,30	1,06	70,19	1,06	20,00	0,05	
NOS	MEPSO	10	3,72	14,00	1,40	26,57	1,40	10,00	0,12	
EMS	EPCG	20	2,23	-9,20	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	44,00	44,00	2,52	44,00	100,00	0,38	
NOS	EPCG	50	0,22	-3,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	10,50	6,30	1,43	6,30	60,00	0,09	
EMS	MEPSO	50	0,07	8,60	4,30	0,86	4,30	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	4,60	6,90	228,26	6,90	150,00	0,04	
TEIAS	NOS	80	9,00	-12,00	0,00		0,00	80,00	0,00	
					85,29		**85,29**			
KSK					**103**					

Çizelge 7.34. EPCG-ATSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EPCG			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	8,50	0,00		0,00	30,00	0,00	0,00
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-2,00	-0,80	632,50	-0,80	40,00	0,12	4,63
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	8,60	0,00		0,00	60,00	0,00	0,00
MEPSO	HTSO	20	12,65	1,90	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	11,16	5,30	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
TEL	MEPSO	10	11,16	6,60	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
TEL	MEPSO	10	8,93	6,60	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
EMS	NOS	50	7,44	-5,40	-2,70	137,78	-2,70	50,00	0,31	15,63
TEL	MEPSO	10	5,95	6,60	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
TEL	HTSO	120	5,35	8,50	0,00		0,00	120,00	0,00	0,00
ESO	EMS	50	5,20	-5,20	-2,60	100,00	-2,60	50,00	0,30	15,05
ESO	HTSO	20	3,72	5,30	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
NOS	MEPSO	10	3,72	14,00	0,00		0,00	10,00	0,00	0,00
EMS	EPCG	20	2,23	-9,20	-1,84	24,24	-1,84	20,00	0,53	10,65
NOS	ATSO	100	1,11	44,00	0,00		0,00	100,00	0,00	0,00
NOS	EPCG	50	0,22	-3,80	-1,90	5,79	-1,46	38,42	0,22	8,45
EMS	HTSO	60	0,15	10,50	0,00		0,00	60,00	0,00	0,00
EMS	MEPSO	50	0,07	8,60	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
TEL	TEIAS	150	10,50	4,60	0,00		0,00	150,00	0,00	0,00
TEIAS	NOS	80	9,00	-12,00	-9,60	75,00	-9,60	80,00	0,69	55,58
					-19,44		**-19,00**			**110,00**

7.9.9. MEPSO-HTSO

Çizelge 7.35. MEPSO-HTSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	MEPSO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	31,40	9,42	47,39	9,42	30,00	0,13	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,60	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-50,90	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	87,90	17,58	14,39	17,58	20,00	0,36	
ESO	HTSO	20	11,16	21,10	4,22	52,89	4,22	20,00	0,09	
TEL	MEPSO	10	11,16	-56,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-56,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	-3,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-56,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	31,40	37,68	17,04	37,68	120,00	0,13	
ESO	EMS	50	5,20	-15,90	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	21,10	4,22	17,63	4,22	20,00	0,09	
NOS	MEPSO	10	3,72	-47,10	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	-5,80	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	9,10	9,10	12,20	9,10	100,00	0,04	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	37,00	22,20	0,41	22,20	60,00	0,15	
EMS	MEPSO	50	0,07	-50,90	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	17,30	25,95	60,69	25,95	150,00	0,07	
TEIAS	NOS	80	9,00	-26,70	0,00		0,00	80,00	0,00	
					130,37		**130,37**			
KSK					**283**					

Çizelge 7.36. MEPSO-HTSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	MEPSO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	31,40	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,60	-2,24	225,89	-2,24	40,00	0,01	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-50,90	-30,54	24,85	-30,54	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	87,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	21,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-56,50	-5,65	19,75	-5,65	10,00	0,08	
TEL	MEPSO	10	8,93	-56,50	-5,65	15,81	-5,65	10,00	0,08	
EMS	NOS	50	7,44	-3,80	-1,90	195,79	-1,90	50,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	5,95	-56,50	-5,65	10,53	-5,65	10,00	0,08	
TEL	HTSO	120	5,35	31,40	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-15,90	-7,95	32,70	-7,95	50,00	0,02	
ESO	HTSO	20	3,72	21,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-47,10	-4,71	7,90	-4,71	10,00	0,07	
EMS	EPCG	20	2,23	-5,80	-1,16	38,45	-1,16	20,00	0,01	
NOS	ATSO	100	1,11	9,10	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,00	-1,00	11,00	-1,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	37,00	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-50,90	-25,45	0,15	-25,45	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	17,30	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-26,70	-21,36	33,71	-21,36	80,00	0,04	
					-113,26		**-113,26**			
KSK					**240**					

7.9.10. TEL-ESO

Çizelge 7.37. TEL-ESO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	62,60	18,78	23,77	18,78	30,00	5,35	160,50
TEL	EMS	**40**	**12,65**	24,10	9,64	52,49	9,64	40,00	2,06	82,39
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	36,20	21,72	34,94	21,72	60,00	3,09	185,63
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,30	0,46	550,00	0,46	20,00	0,20	3,93
ESO	HTSO	20	11,16	-13,90	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
TEL	MEPSO	10	11,16	60,30	6,03	18,51	6,03	10,00	5,15	51,53
TEL	MEPSO	10	8,93	60,30	6,03	14,81	6,03	10,00	5,15	51,53
EMS	NOS	50	7,44	11,90	5,95	62,52	5,95	50,00	1,02	50,85
TEL	MEPSO	10	5,95	60,30	6,03	9,87	6,03	10,00	5,15	51,53
TEL	HTSO	120	5,35	62,60	75,12	8,55	71,60	114,38	5,35	611,92
ESO	EMS	50	5,20	-52,40	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	3,72	-13,90	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
NOS	MEPSO	10	3,72	24,30	2,43	15,31	2,43	10,00	2,08	20,77
EMS	EPCG	20	2,23	17,90	3,58	12,46	3,58	20,00	1,53	30,60
NOS	ATSO	100	1,11	16,00	16,00	6,94	0,00	0,00	1,37	0,00
NOS	EPCG	50	0,22	6,00	3,00	3,67	0,00	0,00	0,51	0,00
EMS	HTSO	60	0,15	38,50	23,10	0,39	0,00	0,00	3,29	0,00
EMS	MEPSO	50	0,07	36,20	18,10	0,20	0,00	0,00	3,09	0,00
TEL	TEIAS	150	10,50	72,50	108,75	14,48	108,75	150,00	6,20	929,41
TEIAS	NOS	80	9,00	-36,50	0,00		0,00	80,00	0,00	0,00
					324,72		**261,00**			**2230,59**
KSK					**261**					

Çizelge 7.38. TEL-ESO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	62,60	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	24,10	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	36,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	2,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-13,90	-2,78	80,29	-2,78	20,00	1,38	
TEL	MEPSO	10	11,16	60,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	60,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	11,90	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	60,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	62,60	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-52,40	-26,20	9,92	-26,20	50,00	5,20	
ESO	HTSO	20	3,72	-13,90	-2,78	26,76	-2,78	20,00	1,38	
NOS	MEPSO	10	3,72	24,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	17,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	16,00	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	6,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	38,50	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	36,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	72,50	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-36,50	-29,20	24,66	-29,20	80,00	3,62	
					-60,96		**-60,96**			
KSK					**447**					

7.9.11. ESO-HTSO

Çizelge 7.39. ESO-HTSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	ESO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	36,20	10,86	41,10	10,86	30,00	0,10	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	4,10	1,64	308,54	1,64	40,00	0,01	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	27,40	16,44	46,17	16,44	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	4,70	0,94	269,15	0,94	20,00	0,01	
ESO	HTSO	20	11,16	31,00	6,20	36,00	6,20	20,00	0,08	
TEL	MEPSO	10	11,16	31,50	3,15	35,43	3,15	10,00	0,09	
TEL	MEPSO	10	8,93	31,50	3,15	28,35	3,15	10,00	0,09	
EMS	NOS	50	7,44	4,70	2,35	158,30	2,35	50,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	5,95	31,50	3,15	18,89	3,15	10,00	0,09	
TEL	HTSO	120	5,35	36,20	43,44	14,78	43,44	120,00	0,10	
ESO	EMS	50	5,20	-1,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	31,00	6,20	12,00	6,20	20,00	0,08	
NOS	MEPSO	10	3,72	22,70	2,27	16,39	2,27	10,00	0,06	
EMS	EPCG	20	2,23	7,50	1,50	29,73	1,50	20,00	0,02	
NOS	ATSO	100	1,11	12,20	12,20	9,10	12,20	100,00	0,03	
NOS	EPCG	50	0,22	2,80	1,40	7,86	1,40	50,00	0,01	
EMS	HTSO	60	0,15	32,10	19,26	0,47	19,26	60,00	0,09	
EMS	MEPSO	50	0,07	27,40	13,70	0,27	13,70	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	16,80	25,20	62,50	25,20	150,00	0,05	
TEIAS	NOS	80	9,00	-8,00	0,00		0,00	80,00	0,00	
					173,05		**173,05**			
KSK					**448**					

Çizelge 7.40. ESO-HTSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	ESO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	36,20	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	4,10	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	27,40	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	4,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	31,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	31,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	31,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	4,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	31,50	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	36,20	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-1,10	-0,55		-0,55	50,00	1,24	
ESO	HTSO	20	3,72	31,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	22,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	7,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	12,20	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	2,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	32,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	27,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	16,80	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-8,00	-6,40	112,50	-6,40	80,00	9,00	
					-6,95		**-6,95**			
KSK					**174**					

7.9.12. HTSO-ATSO

Çizelge 7.41. HTSO-ATSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	HTSO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-11,50	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	2,20	0,88	575,00	0,88	40,00	0,09	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-9,40	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-4,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-7,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-7,20	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-7,20	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	3,70	1,85	201,08	1,85	50,00	0,15	
TEL	MEPSO	10	5,95	-7,20	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-11,50	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	5,80	2,90	89,66	2,90	50,00	0,23	
ESO	HTSO	20	3,72	-7,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-13,10	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	6,20	1,24	35,97	1,24	20,00	0,25	
NOS	ATSO	100	1,11	27,60	27,60	4,02	27,60	100,00	1,11	
NOS	EPCG	50	0,22	2,50	1,25	8,80	1,25	50,00	0,10	
EMS	HTSO	60	0,15	-13,70	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-9,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-5,60	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	11,50	9,20	78,26	9,20	80,00	0,46	
					44,92		**44,92**			
KSK					**99**					

Çizelge 7.42. HTSO-ATSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	HTSO			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ATSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-11,50	-3,45	129,39	-3,45	30,00	0,09	2,72
TEL	EMS	**40**	**12,65**	2,20	0,00		0,00	40,00	0,00	0,00
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-9,40	-5,64	134,57	-5,64	60,00	0,07	4,44
MEPSO	HTSO	20	12,65	-4,30	-0,86	294,19	-0,86	20,00	0,03	0,68
ESO	HTSO	20	11,16	-7,90	-1,58	141,27	-1,58	20,00	0,06	1,24
TEL	MEPSO	10	11,16	-7,20	-0,72	155,00	-0,72	10,00	0,06	0,57
TEL	MEPSO	10	8,93	-7,20	-0,72	124,03	-0,72	10,00	0,06	0,57
EMS	NOS	50	7,44	3,70	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
TEL	MEPSO	10	5,95	-7,20	-0,72	82,64	-0,72	10,00	0,06	0,57
TEL	HTSO	120	5,35	-11,50	-13,80	46,52	-13,80	120,00	0,09	10,86
ESO	EMS	50	5,20	5,80	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
ESO	HTSO	20	3,72	-7,90	-1,58	47,09	-1,58	20,00	0,06	1,24
NOS	MEPSO	10	3,72	-13,10	-1,31	28,40	-1,31	10,00	0,10	1,03
EMS	EPCG	20	2,23	6,20	0,00		0,00	20,00	0,00	0,00
NOS	ATSO	100	1,11	27,60	0,00		0,00	100,00	0,00	0,00
NOS	EPCG	50	0,22	2,50	0,00		0,00	50,00	0,00	0,00
EMS	HTSO	60	0,15	-13,70	-8,22	1,09	-8,22	60,00	0,11	6,47
EMS	MEPSO	50	0,07	-9,40	-4,70	0,79	-4,70	50,00	0,07	3,70
TEL	TEIAS	150	10,50	-5,60	-8,40	187,50	-8,40	150,00	0,04	6,61
TEIAS	NOS	80	9,00	11,50	0,00		0,00	80,00	0,00	0,00
					-51,70		**-51,70**			
KSK					**118**					

7.9.13. TEİAŞ-ESO

Çizelge 7.43. TEİAŞ-ESO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	TEIAS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akış	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-20,90	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-3,70	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-14,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-3,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-40,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	-2,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-20,90	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-22,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-40,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-11,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	-4,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-6,30	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-1,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-17,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-14,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-60,30	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	53,80	43,04	16,73	43,04	80,00	9,00	
					43,04		**43,04**			
KSK					**407**					

Çizelge 7.44. TEİAŞ-ESO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	TEIAS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	ESO	yük akış	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-20,90	-6,27	71,20	-6,27	30,00	0,11	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-3,70	-1,48	341,89	-1,48	40,00	0,02	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-14,10	-8,46	89,72	-8,46	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-3,10	-0,62	408,06	-0,62	20,00	0,02	
ESO	HTSO	20	11,16	-40,00	-8,00	27,90	-8,00	20,00	0,21	
TEL	MEPSO	10	11,16	-17,80	-1,78	62,70	-1,78	10,00	0,09	
TEL	MEPSO	10	8,93	-17,80	-1,78	50,17	-1,78	10,00	0,09	
EMS	NOS	50	7,44	-2,80	-1,40	265,71	-1,40	50,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	5,95	-17,80	-1,78	33,43	-1,78	10,00	0,09	
TEL	HTSO	120	5,35	-20,90	-25,08	25,60	-25,08	120,00	0,11	
ESO	EMS	50	5,20	-22,80	-11,40	22,81	-11,40	50,00	0,12	
ESO	HTSO	20	3,72	-40,00	-8,00	9,30	-8,00	20,00	0,21	
NOS	MEPSO	10	3,72	-11,30	-1,13	32,92	-1,13	10,00	0,06	
EMS	EPCG	20	2,23	-4,50	-0,90	49,56	-0,90	20,00	0,02	
NOS	ATSO	100	1,11	-6,30	-6,30	17,62	-6,30	100,00	0,03	
NOS	EPCG	50	0,22	-1,70	-0,85	12,94	-0,85	50,00	0,01	
EMS	HTSO	60	0,15	-17,20	-10,32	0,87	-10,32	60,00	0,09	
EMS	MEPSO	50	0,07	-14,10	-7,05	0,52	-7,05	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-60,30	-90,45	17,41	-90,45	150,00	0,32	
TEIAS	NOS	80	9,00	53,80	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-193,05		**-193,05**			
KSK					**398**					

7.9.14. TEİAŞ-HTSO

Çizelge 7.45. TEİAŞ-HTSO (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	TEIAS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	20,90	6,27	71,20	6,27	30,00	0,11	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	3,70	1,48	341,89	1,48	40,00	0,02	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	14,10	8,46	89,72	8,46	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	3,10	0,62	408,06	0,62	20,00	0,02	
ESO	HTSO	20	11,16	40,00	8,00	27,90	8,00	20,00	0,21	
TEL	MEPSO	10	11,16	17,80	1,78	62,70	1,78	10,00	0,09	
TEL	MEPSO	10	8,93	17,80	1,78	50,17	1,78	10,00	0,09	
EMS	NOS	50	7,44	2,80	1,40	265,71	1,40	50,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	5,95	17,80	1,78	33,43	1,78	10,00	0,09	
TEL	HTSO	120	5,35	20,90	25,08	25,60	25,08	120,00	0,11	
ESO	EMS	50	5,20	22,80	11,40	22,81	11,40	50,00	0,12	
ESO	HTSO	20	3,72	40,00	8,00	9,30	8,00	20,00	0,21	
NOS	MEPSO	10	3,72	11,30	1,13	32,92	1,13	10,00	0,06	
EMS	EPCG	20	2,23	4,50	0,90	49,56	0,90	20,00	0,02	
NOS	ATSO	100	1,11	6,30	6,30	17,62	6,30	100,00	0,03	
NOS	EPCG	50	0,22	1,70	0,85	12,94	0,85	50,00	0,01	
EMS	HTSO	60	0,15	17,20	10,32	0,87	10,32	60,00	0,09	
EMS	MEPSO	50	0,07	14,10	7,05	0,52	7,05	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-39,70	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	46,20	36,96	19,48	36,96	80,00	0,24	
					139,56		**139,56**			
KSK					**250**					

Çizelge 7.46. TEİAŞ-HTSO (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	TEIAS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HTSO	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	20,90	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	3,70	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	14,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	3,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	40,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	2,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	17,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	20,90	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	22,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	40,00	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	11,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	4,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	6,30	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	1,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	17,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	14,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-39,70	-59,55	26,45	-59,55	150,00	10,50	
TEIAS	NOS	80	9,00	46,20	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-59,55		**-59,55**			
KSK					**492**					

7.9.15. TEL-UKR

Çizelge 7.47. TEL-UKR (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	UKR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	7,90	2,37	188,35	2,37	30,00	5,35	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	11,00	4,40	115,00	4,40	40,00	7,45	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-2,70	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,40	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	2,90	0,58	384,83	0,58	20,00	1,96	
TEL	MEPSO	10	11,16	8,30	0,83	134,46	0,83	10,00	5,62	
TEL	MEPSO	10	8,93	8,30	0,83	107,59	0,83	10,00	5,62	
EMS	NOS	50	7,44	3,00	1,50	248,00	1,50	50,00	2,03	
TEL	MEPSO	10	5,95	8,30	0,83	71,69	0,83	10,00	5,62	
TEL	HTSO	120	5,35	7,90	9,48	67,72	9,48	120,00	5,35	
ESO	EMS	50	5,20	6,00	3,00	86,67	3,00	50,00	4,06	
ESO	HTSO	20	3,72	2,90	0,58	128,28	0,58	20,00	1,96	
NOS	MEPSO	10	3,72	-5,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	1,30	0,26	171,54	0,26	20,00	0,88	
NOS	ATSO	100	1,11	-3,70	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-1,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-3,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-2,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	5,80	8,70	181,03	8,70	150,00	3,93	
TEIAS	NOS	80	9,00	8,20	6,56	109,76	6,56	80,00	5,55	
					39,92		**39,92**			
KSK										

Çizelge 7.48. TEL-UKR (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	UKR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	7,90	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	11,00	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-2,70	-1,62	468,52	-1,62	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,40	-0,08	3162,50	-0,08	20,00	0,01	
ESO	HTSO	20	11,16	2,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	3,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	8,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	7,90	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	6,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	2,90	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-5,70	-0,57	65,26	-0,57	10,00	0,16	
EMS	EPCG	20	2,23	1,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-3,70	-3,70	30,00	-3,70	100,00	0,10	
NOS	EPCG	50	0,22	-1,70	-0,85	12,94	-0,85	50,00	0,05	
EMS	HTSO	60	0,15	-3,10	-1,86	4,84	-1,86	60,00	0,08	
EMS	MEPSO	50	0,07	-2,70	-1,35	2,74	-1,35	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	5,80	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	8,20	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-10,03		**-10,03**			
KSK										

7.9.16. TEL-MAVIR

Çizelge 7.49. TEL-MAVIR (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MAVIR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	12,00	3,60	124,00	3,60	30,00	5,35	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	16,90	6,76	74,85	6,76	40,00	7,53	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-4,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	4,30	0,86	259,53	0,86	20,00	1,92	
TEL	MEPSO	10	11,16	12,70	1,27	87,87	1,27	10,00	5,66	
TEL	MEPSO	10	8,93	12,70	1,27	70,31	1,27	10,00	5,66	
EMS	NOS	50	7,44	3,70	1,85	201,08	1,85	50,00	1,65	
TEL	MEPSO	10	5,95	12,70	1,27	46,85	1,27	10,00	5,66	
TEL	HTSO	120	5,35	12,00	14,40	44,58	14,40	120,00	5,35	
ESO	EMS	50	5,20	9,20	4,60	56,52	4,60	50,00	4,10	
ESO	HTSO	20	3,72	4,30	0,86	86,51	0,86	20,00	1,92	
NOS	MEPSO	10	3,72	-7,90	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	1,40	0,28	159,29	0,28	20,00	0,62	
NOS	ATSO	100	1,11	-5,40	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-4,90	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-4,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	8,90	13,35	117,98	13,35	150,00	3,97	
TEIAS	NOS	80	9,00	11,70	9,36	76,92	9,36	80,00	5,22	
					59,73		**59,73**			
KSK										

Çizelge 7.50. TEL-MAVIR (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	TEL			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MAVIR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	12,00	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	16,90	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-4,20	-2,52	301,19	-2,52	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,70	-0,14	1807,14	-0,14	20,00	0,01	
ESO	HTSO	20	11,16	4,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	12,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	12,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	3,70	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	12,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	12,00	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	9,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	4,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-7,90	-0,79	47,09	-0,79	10,00	0,14	
EMS	EPCG	20	2,23	1,40	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-5,40	-5,40	20,56	-5,40	100,00	0,10	
NOS	EPCG	50	0,22	-2,30	-1,15	9,57	-1,15	50,00	0,04	
EMS	HTSO	60	0,15	-4,90	-2,94	3,06	-2,94	60,00	0,09	
EMS	MEPSO	50	0,07	-4,20	-2,10	1,76	-2,10	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	8,90	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	11,70	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-15,04		**-15,04**			
KSK										

7.9.17. EMS-MAVIR

Çizelge 7.51. EMS-MAVIR (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MAVIR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-10,70	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	40	12,65	-20,40	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	60	12,65	9,10	5,46	139,01	5,46	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,60	0,12	2108,33	0,12	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-3,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-11,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-11,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	6,80	3,40	109,41	3,40	50,00	0,06	
TEL	MEPSO	10	5,95	-11,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-10,70	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-13,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-3,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	2,30	0,23	161,74	0,23	10,00	0,02	
EMS	EPCG	20	2,23	6,40	1,28	34,84	1,28	20,00	0,05	
NOS	ATSO	100	1,11	1,20	1,20	92,50	1,20	100,00	0,01	
NOS	EPCG	50	0,22	-0,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	9,70	5,82	1,55	5,82	60,00	0,08	
EMS	MEPSO	50	0,07	9,10	4,55	0,81	4,55	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-8,30	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-5,30	0,00		0,00	80,00	0,00	
					22,06		**22,06**			
KSK										

Çizelge 7.52. EMS-MAVIR (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	MAVIR	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-10,70	-3,21	139,07	-3,21	30,00	4,18	
TEL	EMS	40	12,65	-20,40	-8,16	62,01	-8,16	40,00	7,98	
EMS	MEPSO	60	12,65	9,10	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-3,60	-0,72	310,00	-0,72	20,00	1,41	
TEL	MEPSO	10	11,16	-11,30	-1,13	98,76	-1,13	10,00	4,42	
TEL	MEPSO	10	8,93	-11,30	-1,13	79,03	-1,13	10,00	4,42	
EMS	NOS	50	7,44	6,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-11,30	-1,13	52,65	-1,13	10,00	4,42	
TEL	HTSO	120	5,35	-10,70	-12,84	50,00	-12,84	120,00	4,18	
ESO	EMS	50	5,20	-13,30	-6,65	39,10	-6,65	50,00	5,20	
ESO	HTSO	20	3,72	-3,60	-0,72	103,33	-0,72	20,00	1,41	
NOS	MEPSO	10	3,72	2,30	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	6,40	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	1,20	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-0,40	-0,20	55,00	-0,20	50,00	0,16	
EMS	HTSO	60	0,15	9,70	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	9,10	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-8,30	-12,45	126,51	-12,45	150,00	3,25	
TEIAS	NOS	80	9,00	-5,30	-4,24	169,81	-4,24	80,00	2,07	
					-52,58		**-52,58**			
KSK										

7.9.18. EMS-HEP

Çizelge 7.53. EMS-HEP (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HEP	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	0,60	0,18	2480,00	0,18	30,00	0,01	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,30	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	6,00	3,60	210,83	3,60	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,10	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	0,70	0,14	1594,29	0,14	20,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	11,16	0,70	0,07	1594,29	0,07	10,00	0,01	
TEL	MEPSO	10	8,93	0,70	0,07	1275,71	0,07	10,00	0,01	
EMS	NOS	50	7,44	13,80	6,90	53,91	6,90	50,00	0,17	
TEL	MEPSO	10	5,95	0,70	0,07	850,00	0,07	10,00	0,01	
TEL	HTSO	120	5,35	0,60	0,72	891,67	0,72	120,00	0,01	
ESO	EMS	50	5,20	-5,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	0,70	0,14	531,43	0,14	20,00	0,01	
NOS	MEPSO	10	3,72	-7,80	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	9,40	1,88	23,72	1,88	20,00	0,12	
NOS	ATSO	100	1,11	-6,10	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	-4,40	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	5,90	3,54	2,54	3,54	60,00	0,07	
EMS	MEPSO	50	0,07	6,00	3,00	1,23	3,00	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	0,20	0,30	5250,00	0,30	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	8,30	6,64	108,43	6,64	80,00	0,10	
					27,25		**27,25**			
KSK										

Çizelge 7.54. EMS-HEP (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	EMS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HEP	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	0,60	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-5,30	-2,12	238,68	-2,12	40,00	0,27	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	6,00	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	-0,10	-0,02	12650,00	-0,02	20,00	0,01	
ESO	HTSO	20	11,16	0,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	0,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	0,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	13,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	0,70	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	0,60	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	-5,20	-2,60	100,00	-2,60	50,00	0,26	
ESO	HTSO	20	3,72	0,70	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	-7,80	-0,78	47,69	-0,78	10,00	0,39	
EMS	EPCG	20	2,23	9,40	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	-6,10	-6,10	18,20	-6,10	100,00	0,31	
NOS	EPCG	50	0,22	-4,40	-2,20	5,00	-2,20	50,00	0,22	
EMS	HTSO	60	0,15	5,90	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	6,00	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	0,20	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	8,30	0,00		0,00	80,00	0,00	
					-13,82		**-13,82**			
KSK										

7.9.19. NOS-HEP

Çizelge 7.55. NOS-HEP (ileri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

FORWARD		teklif	fiyat	NOS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HEP	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-9,80	0,00		0,00	30,00	0,00	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-2,20	0,00		0,00	40,00	0,00	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-8,20	0,00		0,00	60,00	0,00	
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,60	0,12	2108,33	0,12	20,00	0,02	
ESO	HTSO	20	11,16	-4,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	11,16	-10,40	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	8,93	-10,40	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	NOS	50	7,44	-27,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	MEPSO	10	5,95	-10,40	0,00		0,00	10,00	0,00	
TEL	HTSO	120	5,35	-9,80	0,00		0,00	120,00	0,00	
ESO	EMS	50	5,20	3,30	1,65	157,58	1,65	50,00	0,08	
ESO	HTSO	20	3,72	-4,30	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	MEPSO	10	3,72	19,10	1,91	19,48	1,91	10,00	0,48	
EMS	EPCG	20	2,23	-18,50	0,00		0,00	20,00	0,00	
NOS	ATSO	100	1,11	14,00	14,00	7,93	14,00	100,00	0,35	
NOS	EPCG	50	0,22	8,80	4,40	2,50	4,40	50,00	0,22	
EMS	HTSO	60	0,15	-7,60	0,00		0,00	60,00	0,00	
EMS	MEPSO	50	0,07	-8,20	0,00		0,00	50,00	0,00	
TEL	TEIAS	150	10,50	-6,60	0,00		0,00	150,00	0,00	
TEIAS	NOS	80	9,00	-22,90	0,00		0,00	80,00	0,00	
					22,08		**22,08**			
KSK										

Çizelge 7.56. NOS-HEP (geri) sınırı için uzlaştırma hesaplamaları

REVERSE		teklif	fiyat	NOS			ihale sonrası	ihale sonrası	ödeme	
from	to	MW	€/MW	HEP	yük akışı	p/PTDF	yük akışı	teklif miktarı	MCP(€/MW)	toplam(€/MWh)
TEL	HTSO	30	14,88	-9,80	-2,94	151,84	-2,94	30,00	0,09	
TEL	EMS	**40**	**12,65**	-2,20	-0,88	575,00	-0,88	40,00	0,02	
EMS	MEPSO	**60**	**12,65**	-8,20	-4,92	154,27	-4,92	60,00	0,07	
MEPSO	HTSO	20	12,65	0,60	0,00		0,00	20,00	0,00	
ESO	HTSO	20	11,16	-4,30	-0,86	259,53	-0,86	20,00	0,04	
TEL	MEPSO	10	11,16	-10,40	-1,04	107,31	-1,04	10,00	0,09	
TEL	MEPSO	10	8,93	-10,40	-1,04	85,87	-1,04	10,00	0,09	
EMS	NOS	50	7,44	-27,30	-13,65	27,25	-13,65	50,00	0,25	
TEL	MEPSO	10	5,95	-10,40	-1,04	57,21	-1,04	10,00	0,09	
TEL	HTSO	120	5,35	-9,80	-11,76	54,59	-11,76	120,00	0,09	
ESO	EMS	50	5,20	3,30	0,00		0,00	50,00	0,00	
ESO	HTSO	20	3,72	-4,30	-0,86	86,51	-0,86	20,00	0,04	
NOS	MEPSO	10	3,72	19,10	0,00		0,00	10,00	0,00	
EMS	EPCG	20	2,23	-18,50	-3,70	12,05	-3,70	20,00	0,17	
NOS	ATSO	100	1,11	14,00	0,00		0,00	100,00	0,00	
NOS	EPCG	50	0,22	8,80	0,00		0,00	50,00	0,00	
EMS	HTSO	60	0,15	-7,60	-4,56	1,97	-4,56	60,00	0,07	
EMS	MEPSO	50	0,07	-8,20	-4,10	0,90	-4,10	50,00	0,07	
TEL	TEIAS	150	10,50	-6,60	-9,90	159,09	-9,90	150,00	0,06	
TEIAS	NOS	80	9,00	-22,90	-18,32	39,30	-18,32	80,00	0,21	
					-79,57		**-79,57**			
KSK										

7.10 İhale Sonuçları ve Kapasite Tahsisleri

Bölüm 7.9'da herbir sınır için yapılan uzlaştırma işlemleri sonucunda elde edilen ihale sonuçları ve kapasite tahsisleri Çizelge 7.57'de gösterilmiştir.

Çizelge 7.57. İhale sonuçları ve kapasite tahsisleri

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)	Kabul edilen güç (MW)	Marjinal Clearing fiyatı (€/MW)
1	TEL	HTSO	A	30	14,88	30,00	5,35
2	TEL	EMS	B	40	12,65	40,00	7,98
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65	60,00	3,09
4	MEPSO	HTSO	B	20	12,65	20,00	1,33
5	ESO	HTSO	B	20	11,16	20,00	3,72
6	TEL	MEPSO	A	10	11,16	10,00	5,66
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93	10,00	5,66
8	EMS	NOS	B	50	7,44	0,00	-
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95	10,00	5,66
10	TEL	HTSO	C	120	5,35	114,38	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20	0,00	-
12	ESO	HTSO	C	20	3,72	8,54	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72	10,00	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23	0,00	-
15	NOS	ATSO	C	100	1,11	0,00	-
16	NOS	EPCG	C	50	0,22	0,00	-
17	EMS	HTSO	C	60	0,15	0,00	-
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07	0,00	-
19	TEL	TEIAS	D	150	10,50	150,00	10,50
20	TEIAS	NOS	E	80	9,00	35,99	9,00

İhale sonuçlarından da görüleceği üzere 20 adet şirketin vermiş olduğu toplam 960 MW güç teklifinden 518,91 MW'lık teklif kabul edilmiş ve toplam teklif miktarının yaklaşık %46'sı kapasite tahsis ihalesini kazanamayarak ticaret hakkı elde edememiştir.

İhale sonuçlarına göre Çizelge 7.58'de sınır hatlarındaki yük akışları ve kısıtlılık oluşan sınırlar (kırmızı renkle gösterilmiştir) gösterilmektedir.

Çizelge 7.58. Sınır hatlarındaki yük akışları

	Forward		Reverse	
	Yük akışı	Kapasite	Yük akışı	Kapasite
SINIR	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
EMS_TEL	73,16	197,00	-104,82	-223,00
EMS_ESO	23,78	206,00	**-46,00**	**-46,00**
EMS_MEPSO	185,14	350	-38,03	-151,00
EMS_ATSO	41,40	82,00	-0,47	-2,00
EMS_EPCG	62,72	95,00	-48,57	-125,00
EMS_NOS	**32,00**	**32,00**	-52,00	-115,00
EPCG_NOS	53,18	163,00	**-154,00**	**-154,00**
EPCG_ATSO	85,29	103,00	**-19,00**	**-19,00**
MEPSO_HTSO	130,37	283,00	-113,26	-240,00
TEL_ESO	**261,00**	**261,00**	-60,96	-447,00
ESO_HTSO	173,05	448,00	-6,95	-174,00
HTSO_ATSO	44,92	99,00	-51,70	-118,00
TEIAS_ESO	43,04	407,00	-193,05	-398,00
TEIAS_HTSO	139,56	250,00	-59,55	-492,00

Buna göre kısıtlılık;

EMS-NOS (ileri)

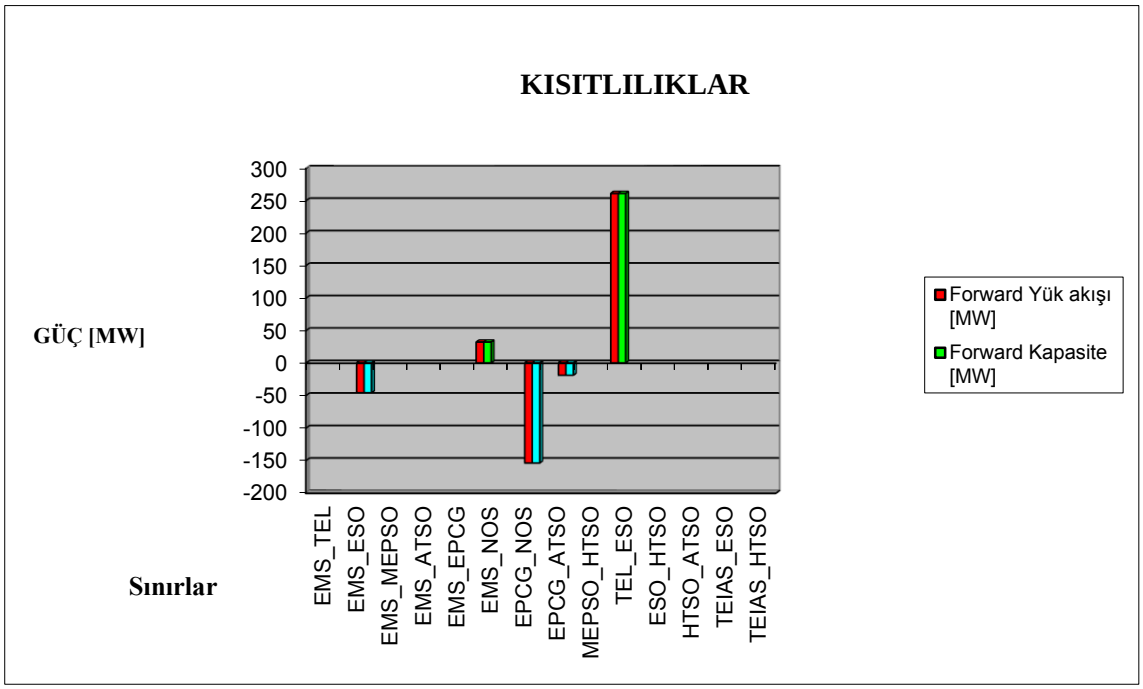
TEL-ESO (ileri)

EMS-ESO (geri)

EPCG-NOS (geri)

EPCG-ATSO (geri)

sınırlarında oluşmaktadır.



Şekil 7.4. İhale sonucunda oluşan kısıtlılıklar

İhale sonucunda TSO'ların elde ettiği gelirler Çizelge 7.59'da gösterilmiştir.

Çizelge 7.59. İhale sonucunda elde edilen TSO gelirleri

GELİRLER			
No	TSO	Ülke	Gelir (€/saat)
1	TEL	Romanya	1115,30
2	NOS	Bosna-Hersek	417,65
3	EMS	Sırbistan	958,99
4	MEPSO	Makedonya	0,00
5	ESO	Bulgaristan	1681,92
6	HTSO	Yunanistan	0,00
7	EPCG	Karadağ	80,28
8	ATSO	Arnavutluk	55,00
9	HEP	Hırvatistan	0,00
10	MAVIR	Macaristan	0,00
11	TEIAS	Türkiye	0,00

Çizelge 7.60. Çifte değer değerleri

No	Sınır kodu	SINIR		Forward Dual Value [€/MW]	Reverse Dual Value [€/MW]
1	EMS_TEL	EMS	TEL	0,00	0,00
2	EMS_ESO	EMS	ESO	0,00	24,63
3	EMS_MEPSO	EMS	MEPSO	0,00	0,00
4	EMS_ATSO	EMS	ATSO	0,00	0,00
5	EMS_EPCG	EMS	EPCG	0,00	0,00
6	EMS_NOS	EMS	NOS	24,52	0,00
7	EPCG_NOS	EPCG	NOS	0,00	0,33
8	EPCG_ATSO	EPCG	ATSO	0,00	5,79
9	MEPSO_HTSO	MEPSO	HTSO	0,00	0,00
10	TEL_ESO	TEL	ESO	8,55	0,00
11	ESO_HTSO	ESO	HTSO	0,00	0,00
12	HTSO_ATSO	HTSO	ATSO	0,00	0,00
13	TEIAS_ESO	TEIAS	ESO	0,00	0,00
14	TEIAS_HTSO	TEIAS	HTSO	0,00	0,00

Çizelge 7.60'dan görüleceği üzere örneğin kısıtlılığa uğramış sınırlardan birisi olan EMS-ESO (geri) sınırında kapasitenin 1 MW artması durumunda gelir 24,63 € artmaktadır.

8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu bölümde Bölüm 6 ve 7'de ayrıntılı bir şekilde açıklanan Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi kullanılarak Türkiye elektrik sisteminin modellenmediği ve ve modellendiği iki adet örnek uygulama (case) üzerinde Türkiye elektrik sisteminin bölgedeki kısıtlar üzerindeki etkisi karşılaştırmalı olarak açıklanacaktır. Ayrıca Türkiye'den Yunanistan ve Bulgaristan'a (ihracat) ve Yunanistan ve Bulgaristan'dan Türkiye'ye (ithalat) kısıt olmaksızın yapılabilecek maksimum enerji transferi miktarları da farklı örnek uygulamalar üzerinde incelenmiştir.

8.1. Örnek Uygulama-1: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modellenmediği Durum

Birinci uygulamada, Güneydoğu Avrupa bölgesinde TEİAŞ (Türkiye) elektrik sisteminin modellenmediği durum ele alınacaktır. Çizelge 8.1'de bu durum için ihale teklif setleri yer almaktadır.

Çizelge 8.1. Örnek uygulama-1 için ihale teklifleri

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)
1	TEL	HTSO	A	90	14,88
2	TEL	EMS	B	40	12,65
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65
4	MEPSO	HTSO	B	40	12,65
5	ESO	HTSO	B	20	11,16
6	TEL	MEPSO	A	20	11,16
7	TEL	MEPSO	A	20	8,93
8	EMS	NOS	B	50	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95
10	TEL	HTSO	C	120	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23
15	NOS	ATSO	C	100	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22
17	EMS	HTSO	C	100	0,15
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07

Elde edilen sonuçlar aşağıda yer almaktadır.

8.1.1. Temel durum yük akışları

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durumda elde edilen temel durum yük akışları Çizelge 8.2'de verilmektedir.

Çizelge 8.2. Örnek uygulama-1 için temel durum yük akışları

SEE	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO
	MW	**-29,3**	**-401,1**	**356,2**	**0,4**	**70,5**	**220,4**	**-371,4**	**82,6**	**92,5**	**470,7**	**548,5**	**98,4**

8.1.2. İhale Sonuçları

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durum için elde edilen temel durum yük akışları Çizelge 8.3'de verilmektedir.

Çizelge 8.3. Örnek uygulama-1 için ihale sonuçları

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)	Kabul edilen güç (MW)	Marjinal Clearing fiyatı (€/MW)
1	TEL	HTSO	A	90	14,88	90	7,66
2	TEL	EMS	B	40	12,65	40	7,84
3	EMS	MEPSO	B	60	12,65	60	4,25
4	MEPSO	HTSO	B	40	12,65	40	1,63
5	ESO	HTSO	B	20	11,16	0	-
6	TEL	MEPSO	A	20	11,16	3,13	11,16
7	TEL	MEPSO	A	20	8,93	0	-
8	EMS	NOS	B	50	7,44	19,7	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95	0	-
10	TEL	HTSO	C	120	5,35	0	-
11	ESO	EMS	A	50	5,20	0	-
12	ESO	HTSO	C	20	3,72	0	-
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72	0	-
14	EMS	EPCG	A	20	2,23	0	-
15	NOS	ATSO	C	100	1,11	100	2,58
16	NOS	EPCG	C	50	0,22	0	-
17	EMS	HTSO	C	100	0,15	0	-
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07	0	-

8.1. 3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durum için elde edilen sınır hat kapasiteleri ve yük akışları Çizelge 8.4'de verilmektedir.

Çizelge 8.4. Örnek uygulama-1 için yük akışları ve sınır hat kapasiteleri

SINIR	Forward		Reverse	
	Yük Akışı [MW]	Kapasite [MW]	Yük Akışı [MW]	Kapasite [MW]
EMS_TEL	60,97	211,00	-75,81	-220,00
EMS_ESO	12,12	210,00	-19,00	-19,00
EMS_MEPSO	192,03	307	-11,49	-207,00
EMS_ATSO	43,66	49,00	-0,45	-5,00
EMS_EPCG	39,25	69,00	-40,80	-113,00
EMS_NOS	29,00	29,00	-49,81	-105,00
EPCG_NOS	18,24	184,00	-134,00	-134,00
EPCG_ATSO	91,00	91,00	-8,75	-29,00
MEPSO_HTSO	127,65	240,00	-77,11	-296,00
TEL_ESO	245,00	245,00	-35,39	-479,00
ESO_HTSO	255,80	396,00	0,00	-230,00
HTSO_ATSO	33,55	114,00	-42,00	-42,00

8.1.4. Kısıtlar

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durumda oluşan kısıtlılıklar Çizelge 8.5'de verilmektedir.

Çizelge 8.5. Örnek uygulama-1 için oluşan kısıtlılıklar

SINIR	Forward		Reverse	
	Yük Akışı [MW]	Kapasite [MW]	Yük Akışı [MW]	Kapasite [MW]
EMS_TEL				
EMS_ESO			-19,00	-19,00
EMS_MEPSO				
EMS_ATSO				
EMS_EPCG				
EMS_NOS	29,00	29,00		
EPCG_NOS			-134,00	-134,00
EPCG_ATSO	91,00	91,00		
MEPSO_HTSO				
TEL_ESO	245,00	245,00		
ESO_HTSO				
HTSO_ATSO			-42,00	-42,00

8.1.5. İhale Gelirleri

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durumda TSO'ların kısıtlılık gelirleri Çizelge 8.6'da verilmektedir.

Çizelge 8.6 Örnek uygulama-1 için TSO'ların kısıtlılık gelirleri

GELİRLER			
No	**TSO**	**Ülke**	**Gelir (€/saat)**
1	TEL	Romanya	30,94
2	NOS	Bosna-Hersek	305,92
3	EMS	Sırbistan	952,54
4	MEPSO	Makedonya	0,00
5	ESO	Bulgaristan	737,74
6	HTSO	Yunanistan	826,10
7	EPCG	Karadağ	121,12
8	ATSO	Arnavutluk	887,04
9	HEP	Hırvatistan	0,00
10	MAVIR	Macaristan	0,00

8.1.6. Çifte Değer (Dual Value)

TEİAŞ sisteminin modellenmediği durum için çifte değerler, Çizelge 8.7'de verilmektedir.

Çizelge 8.7. Örnek uygulama-1 için çifte değerler

No	Sınır Kodu	SINIR		Forward Dual Value [€/MW]	Reverse Dual Value [€/MW]
1	EMS_TEL	EMS	TEL	0,00	0,00
2	EMS_ESO	EMS	ESO	0,00	74,40
3	EMS_MEPSO	EMS	MEPSO	0,00	0,00
4	EMS_ATSO	EMS	ATSO	0,00	0,00
5	EMS_EPCG	EMS	EPCG	0,00	0,00
6	EMS_NOS	EMS	NOS	16,95	0,00
7	EPCG_NOS	EPCG	NOS	0,00	0,90
8	EPCG_ATSO	EPCG	ATSO	1,33	0,00
9	MEPSO_HTSO	MEPSO	HTSO	0,00	0,00
10	TEL_ESO	TEL	ESO	0,25	0,00
11	ESO_HTSO	ESO	HTSO	0,00	0,00
12	HTSO_ATSO	HTSO	ATSO	0,00	39,33

8.2. Örnek Uygulama-2: Türkiye Elektrik Sisteminin (TEİAŞ) Modellendiği Durum

İkinci örnek uygulamada, Güneydoğu Avrupa bölgesindeki ülkelere ilave olarak TEİAŞ (Türkiye) elektrik sisteminin de modellendiği durum ele alınacaktır. Çizelge 8.8'de bu durum için ihale teklif setleri yer almaktadır. Burada 1. örnek uygulamadaki tekliflerden (Çizelge 8.1) farklı olarak son iki ihale teklifinin (TEİAŞ-HTSO ve TEİAŞ-

MEPSO) ilave edilmesi ile Türkiye'den (TEİAŞ) Yunanistan'a (HTSO) 150 MW ve Türkiye'den (TEİAŞ) Makedonya'ya (MEPSO) ise 80 MW elektrik enerjisi transferinin (ihracat) gerçekleşmesidir. Burada Çizelge 8.1'deki (1. Örnek uygulama) Yunanistan'a (HTSO) diğer ülkelerden yapılan 390 MW'lık elektrik enerjisi transferinden (ihracat) 150 MW'ı Türkiye'den yapılacağı için diğer ülkelerden yapılacak ihracat miktarı 240 MW'a düşürülmüştür. Yine aynı şekilde Makedonya'ya (MEPSO) diğer ülkelerden yapılan 170 MW'lık elektrik enerjisi transferinden (ihracat) 80 MW'ı Türkiye'den yapılacağı için diğer ülkelerden yapılacak ihracat miktarı 90 MW'a düşürülmüştür. Diğer teklifler ise Çizelge 8.1 ile aynıdır.

Çizelge 8.8. Örnek uygulama-2 için ihale teklifleri

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)
1	TEL	HTSO	A	30	14,88
2	TEL	EMS	B	40	12,65
3	EMS	MEPSO	B	5	12,65
4	MEPSO	HTSO	B	30	12,65
5	ESO	HTSO	B	20	11,16
6	TEL	MEPSO	A	5	11,16
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93
8	EMS	NOS	B	50	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95
10	TEL	HTSO	C	80	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20
12	ESO	HTSO	C	20	3,72
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23
15	NOS	ATSO	C	100	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22
17	EMS	HTSO	C	60	0,15
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07
19	TEIAS	HTSO	D	150	10,50
20	TEIAS	MEPSO	E	80	9,00

8.2.1. Temel durum yük akışları

Örnek uygulama-2 için elde edilen temel durum yük akışları Çizelge 8.9'da verilmektedir.

Çizelge 8.9. Örnek uygulama-2 için temel durum yük akışları

SEE+TR	from	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EMS	EPCG	EPCG	MEPSO	TEL	ESO	HTSO	TEİAŞ	TEİAŞ
	to	TEL	ESO	MEPSO	ATSO	EPCG	NOS	NOS	ATSO	HTSO	ESO	HTSO	ATSO	ESO	HTSO
	MW	1,8	-348,9	174,7	-12,9	105,9	209,4	-293,5	40,2	-89,1	435,6	302,1	153,6	-252,9	484,2

8.2.2. İhale Sonuçları

Çizelge 8.10. Örnek uygulama-2 için ihale sonuçları

No	Kaynak	Hedef	Firma	Teklif miktarı (MW)	Teklif fiyatı (€/MWh)	Kabul edilen güç (MW)	Marjinal Clearing fiyatı (€/MW)
1	TEL	HTSO	A	30	14,88	30,00	5,35
2	TEL	EMS	B	40	12,65	40,00	9,40
3	EMS	MEPSO	B	5	12,65	5,00	1,71
4	MEPSO	HTSO	B	30	12,65	30,00	1,33
5	ESO	HTSO	B	20	11,16	20,00	8,71
6	TEL	MEPSO	A	5	11,16	5,00	6,35
7	TEL	MEPSO	A	10	8,93	10,00	6,35
8	EMS	NOS	B	50	7,44	46,05	7,44
9	TEL	MEPSO	A	10	5,95	0,00	-
10	TEL	HTSO	C	80	5,35	80,00	5,35
11	ESO	EMS	A	50	5,20	0,00	-
12	ESO	HTSO	C	20	3,72	0,00	-
13	NOS	MEPSO	A	10	3,72	10,00	3,72
14	EMS	EPCG	A	20	2,23	0,00	-
15	NOS	ATSO	C	100	1,11	100,00	1,11
16	NOS	EPCG	C	50	0,22	0,00	-
17	EMS	HTSO	C	60	0,15	0,00	-
18	EMS	MEPSO	C	50	0,07	0,00	-
19	TEL	TEIAS	D	150	10,50	150,00	8,34
20	TEIAS	NOS	E	80	9,00	73,14	9,00

Örnek uygulama-2 için elde edilen ihale sonuçları Çizelge 8.10'da verilmektedir.

8.2. 3. Yük Akışları ve Sınır Hat Kapasiteleri

Örnek uygulama-2 için elde edilen yük akışları ve sınır hat kapasiteleri Çizelge 8.11'de ve Şekil 8.1'de verilmektedir.

Çizelge 8.11. Örnek uygulama-2 için sınır hat kapasiteleri ve yük akışları

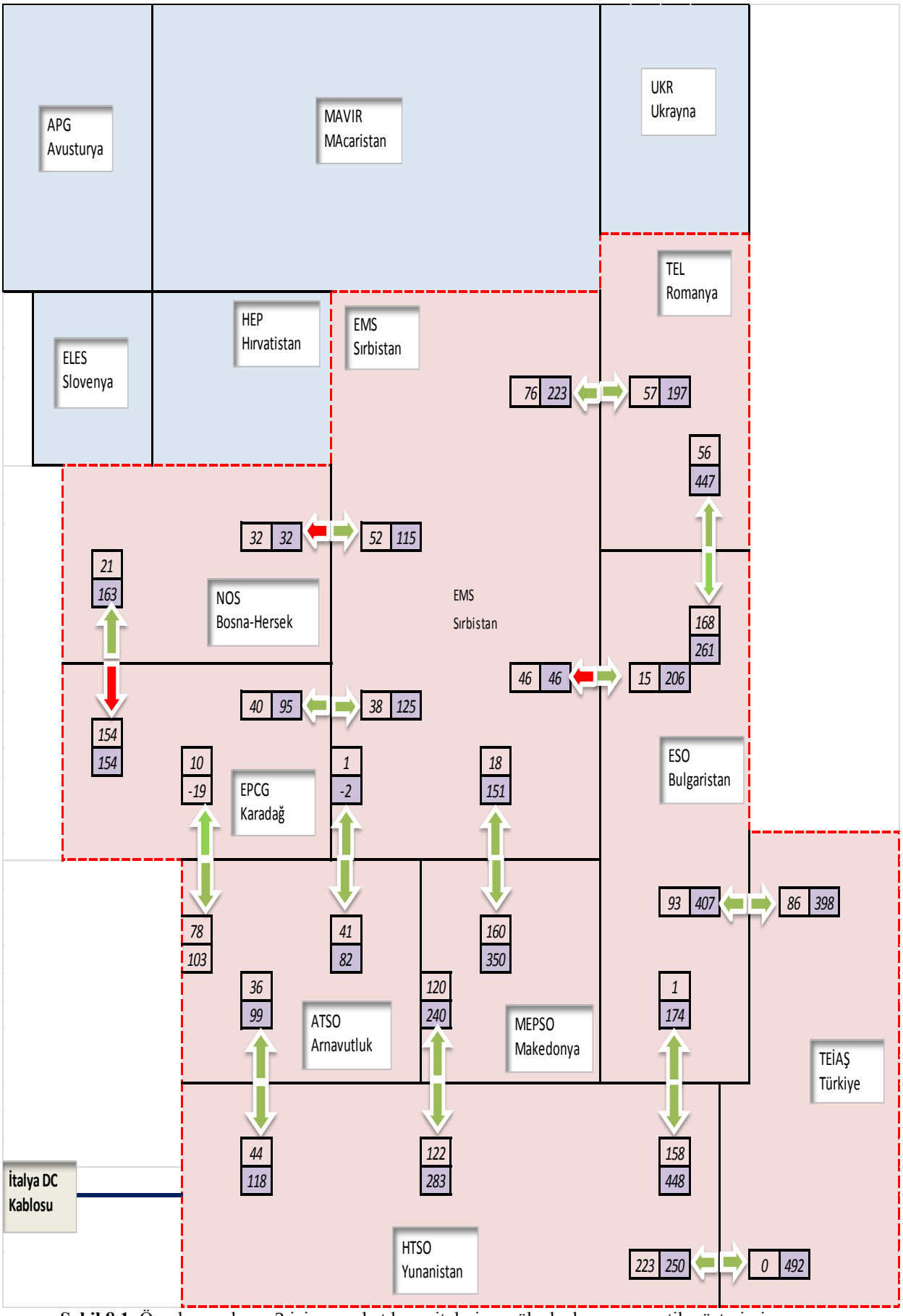
	Forward		Reverse	
	Yük akışı	Kapasite	Yük akışı	Kapasite
SINIR	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
EMS_TEL	57,17	197,00	-76,18	-223,00
EMS_ESO	14,52	206,00	**-46,00**	**-46,00**
EMS_MEPSO	159,56	350,00	-17,88	-151,00
EMS_ATSO	41,07	82,00	-0,79	-2,00
EMS_EPCG	40,28	95,00	-37,87	-125,00
EMS_NOS	**32,00**	**32,00**	-52,03	-115,00
EPCG_NOS	20,95	163,00	**-154,00**	**-154,00**
EPCG_ATSO	77,57	103,00	-9,84	-19,00
MEPSO_HTSO	121,80	283,00	-120,12	-240,00
TEL_ESO	168,24	261,00	-56,37	-447,00
ESO_HTSO	158,06	448,00	-0,55	-174,00
HTSO_ATSO	35,72	99,00	-43,73	-118,00
TEIAS_ESO	93,10	407,00	-85,91	-398,00
TEIAS_HTSO	222,81	250,00	0,00	-492,00

8.2.4. Kısıtlar

Örnek uygulama-2 için oluşan kısıtlılıklar Çizelge 8.12'de verilmektedir.

Çizelge 8.12. Örnek uygulama-2 için oluşan kısıtlılıklar

SINIR	Forward		Reverse	
	Yük akışı [MW]	Kapasite [MW]	Yük akışı [MW]	Kapasite [MW]
EMS_TEL				
EMS_ESO			-46,00	-46,00
EMS_MEPSO				
EMS_ATSO				
EMS_EPCG				
EMS_NOS	32,00	32,00		
EPCG_NOS			-154,00	-154,00
EPCG_ATSO				
MEPSO_HTSO				
TEL_ESO				
ESO_HTSO				
HTSO_ATSO				
TEIAS_ESO				
TEIAS_HTSO				



Şekil 8.1. Örnek uygulama-2 için sınır hat kapasiteleri ve yük akışlarının şematik gösterimi

8.2.5. İhale Gelirleri

Örnek uygulama-2 için TSO gelirleri Çizelge 8.13'de verilmektedir.

Çizelge 8.13. Örnek uygulama-2 için TSO gelirleri

GELİRLER			
No	**TSO**	**Ülke**	**Gelir (€/saat)**
1	TEL	Romanya	0
2	NOS	Bosna-Hersek	297,04
3	EMS	Sırbistan	1627,36
4	MEPSO	Makedonya	0
5	ESO	Bulgaristan	1355,76
6	HTSO	Yunanistan	0
7	EPCG	Karadağ	25,44
8	ATSO	Arnavutluk	0
9	HEP	Hırvatistan	0
10	MAVIR	Macaristan	0
11	TEIAS	Türkiye	0

8.2.6. Çifte Değer

Örnek uygulama-2 için çifte değerler Çizelge 8.14'de verilmektedir.

Çizelge 8.14. Örnek uygulama-2 için çifte değerler

				İleri	Geri
No	**Sınır Kodu**	**SINIR**		**Dual Value [€/MW]**	**Dual Value [€/MW]**
1	EMS_TEL	EMS	TEL	0,00	0,00
2	EMS_ESO	EMS	ESO	0,00	57,69
3	EMS_MEPSO	EMS	MEPSO	0,00	0,00
4	EMS_ATSO	EMS	ATSO	0,00	0,00
5	EMS_EPCG	EMS	EPCG	0,00	0,00
6	EMS_NOS	EMS	NOS	16,46	0,00
7	EPCG_NOS	EPCG	NOS	0,00	0,32
8	EPCG_ATSO	EPCG	ATSO	0,00	0,00
9	MEPSO_HTSO	MEPSO	HTSO	0,00	0,00
10	TEL_ESO	TEL	ESO	0,00	0,00
11	ESO_HTSO	ESO	HTSO	0,00	0,00
12	HTSO_ATSO	HTSO	ATSO	0,00	0,00
13	TEİAŞ_ESO	TEİAŞ	ESO	0,00	0,00
14	TEİAŞ_HTSO	TEİAŞ	HTSO	0,00	0,00

8.3. Örnek Uygulama-1 ve Örnek Uygulama-2'nin karşılaştırılması

Örnek uygulama-1 ve örnek uygulama-2 arasındaki temel durum yük akışları karşılaştırıldığında, Çizelge 8.15'den de görüleceği üzere Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile Romanya-Bulgaristan (TEL-ESO), Bulgaristan-Yunanistan (ESO-HTSO), Karadağ-Bosna-Hersek (EPCG-NOS), Karadağ-Arnavutluk (EPCG-ATSO), Sırbistan-Makedonya (EMS-MEPSO) ve Sırbistan-Bulgaristan (EMS-ESO) arasındaki yük akışlarının belirgin derecede azalmış olduğu görülmektedir. Fakat Sırbistan-Karadağ (EMS-EPCG) ve Yunanistan-Arnavutluk (HTSO-ATSO) sınırlarındaki yük akışları ise artmıştır. Ayrıca Makedonya-Yunanistan (MEPSO-HTSO) sınır hattındaki yük akışı tersine dönmüş olup elektrik enerjisi Türkiye-Yunanistan (TEİAŞ-HTSO) hattı üzerinden Yunanistan, Makedonya ve Arnavutluk yönüne doğru iletilmektedir. Sonuç olarak Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki kuzey-güney eksenli hat yüklenmeleri ve kısıtlılıkların Türkiye-Bulgaristan (TEİAŞ-ESO) ve Türkiye-Yunanistan (TEİAŞ-HTSO) enerji iletim hatlarının Net Transfer Kapasiteleri ölçüsünde büyük oranda azaldığı tespit edilmiştir.

Çizelge 8.15 Temel durum (ihalesiz) yük akışları karşılaştırması (Örnek uygulama 1- Örnek uygulama 2)

SINIR	**Örnek uygulama 1**	**Örnek uygulama 2**	**Değişim (%)**
Bulgaristan (ESO)-Yunanistan (HTSO)	548,5	302,1	-45
Sırbistan (EMS)-Bulgaristan (ESO)	-401,1	-348,9	-14
Sırbistan (EMS)-Makedonya (MEPSO)	356,2	174,7	-51
Karadağ (EPCG)-Bosna-Hersek (NOS)	-371,4	-293,5	-21
Karadağ (EPCG)-Arnavutluk (ATSO)	82,6	40,2	-52
Romanya (TEL)-Bulgaristan (ESO)	470,7	435,6	-7,5
Makedonya (MEPSO)-Yunanistan (HTSO)	92,5	-89,1	-200
Sırbistan (EMS)-Karadağ (EPCG)	70,5	105,9	50
Yunanistan (HTSO)-Arnavutluk (ATSO)	98,4	153,6	56

Çizelge 8.16'da ise örnek uygulama-1 ile örnek uygulama-2 arasında ihale sonrası net yük akışlarının karşılaştırılması yapılmıştır. Bu sonuçlara göre Romanya-Bulgaristan (TEL-ESO), Bulgaristan-Yunanistan (ESO-HTSO), Karadağ-Arnavutluk (EPCG-ATSO), Sırbistan-Makedonya (EMS-MEPSO), Yunanistan-Arnavutluk (HTSO-ATSO) arasındaki yük akışlarının belirgin derecede azalmış olduğu görülmektedir. Ayrıca Makedonya-Yunanistan (MEPSO-HTSO) sınır hattındaki yük akışı tersine

dönmüş olup elektrik enerjisi Türkiye-Yunanistan (TEİAŞ-HTSO) hattı üzerinden Yunanistan, Makedonya ve Arnavutluk yönüne doğru iletilmektedir.

Çizelge 8.16 İhale sonrası NET yük akışları karşılaştırması (Örnek uygulama 1- Örnek uygulama 2)

SINIR	**Örnek uygulama 1**	**Örnek uygulama 2**	**Değişim (%)**
Bulgaristan (ESO)-Yunanistan (HTSO)	255,8	157,5	-38
Sırbistan (EMS)-Makedonya (MEPSO)	229,3	141,6	-38
Karadağ (EPCG)-Arnavutluk (ATSO)	82,2	67,7	-18
Romanya (TEL)-Bulgaristan (ESO)	211,6	111,8	-48
Makedonya (MEPSO)-Yunanistan (HTSO)	99,3	1,6	-98
Sırbistan (EMS)-Karadağ (EPCG)	-8,8	2,4	-127
Yunanistan (HTSO)-Arnavutluk (ATSO)	-34,9	-8	-77

Ayrıca Çizelge 8.17'de ihale sonrası genel bir karşılaştırma yapılmıştır. Burada ise Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron paralel bağlantısı ile kısıtlı hat sayısında % 50'lık bir azalma sağlanmış ve buna bağlı olarak da Güneydoğu Avrupa Bölgesindeki TSO'ların gelirlerinde %15'lük bir azalma meydana gelmiştir. Buna karşılık ise ihale sonrası kabul edilen güç 353 MW'dan 599,2 MW'a çıkarak ticaret hacmi %70 artmıştır.

Çizelge 8.17 Örnek uygulama 1- Örnek uygulama 2 karşılaştırması

	Örnek uygulama 1	**Örnek uygulama 2**	**Değişim (%)**
Kısıtlı hat sayısı	6	3	-50
Toplam TSO gelirleri (€)	3861,4	3305,6	-15
İhale teklifleri toplam güç (MW)	870	870	-
İhale sonrası kabul edilen güç (MW)	353	599,2	70

8.4. Örnek Uygulama-3: Türkiye'den Yunanistan ve Bulgaristan'a maksimum enerji transferi (ihracat)

Örnek uygulama 2'deki ihale teklifleri referans alınarak TEİAŞ-HTSO ve TEİAŞ-ESO sınır hatlarını kısıtlılığa uğratacak transfer (Türkiye'den ihracat) miktarları iki farklı alternatif durum için Çizelge 8.18 ve Çizelge 8.19'da verilmiştir.

Çizelgelerdeki 1. duruma göre eğer örnek uygulama 2'deki tekliflerden 19.teklif değiştirilerek TEİAŞ (TR)'dan HTSO (GR)'ya maksimum 271 MW elektrik enerjisi transferi (Türkiye'den Yunanistan'a ihracat) yapılması durumunda (TEİAŞ-ESO teklifi "0" kabul edilecek) Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyon sınır hattı (TEİAŞ-HTSO) kısıtlılığa uğrayacaktır.

Aynı şekilde örnek uygulama-2'deki tekliflerden 20.teklif değiştirilerek TEİAŞ (TR)'dan ESO (BG)'ya maksimum 513 MW elektrik enerjisi transferi (Türkiye'den Bulgaristan'a ihracat) yapılması durumunda (TEİAŞ-HTSO teklifi "0" kabul edilecek) Türkiye-Bulgaristan enterkonneksiyon sınır hattı (TEİAŞ-ESO) kısıtlılığa uğrayacaktır.

Çizelge 8.18. TEİAŞ-HTSO sınırını kısıtlılığa uğratmaksızın yapılabilecek transfer miktarları (ihracat)

	TEİAŞ-HTSO sınırı (ABC=250 MW)	
	Alternatif-1	**Alternatif-2**
İhale teklifi	**Transfer miktarı (MW)**	**Transfer miktarı (MW)**
TEİAŞ-HTSO	271	237
TEİAŞ-ESO	0	100

Çizelge 8.19. TEİAŞ-ESO sınırını kısıtlılığa uğratmaksızın yapılabilecek transfer miktarları (ihracat)

	TEİAŞ-ESO sınırı (ABC=407 MW)	
	Alternatif-1	**Alternatif-2**
İhale teklifi	**Transfer miktarı (MW)**	**Transfer miktarı (MW)**
TEİAŞ-HTSO	0	100
TEİAŞ-ESO	513	463

8.5. Örnek Uygulama-4: Yunanistan ve Bulgaristan'dan Türkiye'ye maksimum enerji transferi (ithalat)

Örnek uygulama-2'deki ihale teklifleri referans alınarak TEİAŞ-HTSO ve TEİAŞ-ESO sınır hatlarını kısıtlılığa uğratacak transfer miktarları (Türkiye'ye ithalat) iki farklı alternatif durum için Çizelge 8.20 ve Çizelge 8.21'de verilmiştir.

Çizelgelerdeki 1. duruma göre eğer örnek uygulama-2'deki tekliflerden 19.teklif değiştirilerek HTSO (GR)'dan TEİAŞ (TR)'a maksimum 792 MW elektrik enerjisi transferi (Yunanistan'dan Türkiye'ye ithalat) yapılması durumunda (ESO-TEİAŞ teklifi "0" kabul edilecek) Yunanistan-Türkiye enterkonneksiyon sınır hattı (HTSO-TEİAŞ) kısıtlılığa uğrayacaktır.

Aynı şekilde örnek uygulama-2'deki tekliflerden 20. teklif değiştirilerek ESO (BG)'dan TEİAŞ (TR)'a maksimum 393 MW elektrik enerjisi transferi (Bulgaristan'dan Türkiye'ye ithalat) yapılması durumunda (HTSO-TEİAŞ teklifi "0" kabul edilecek) Bulgaristan-Türkiye enterkonneksiyon sınır hattı (ESO-TEİAŞ) kısıtlılığa uğrayacaktır.

Çizelge 8.20. TEİAŞ-HTSO sınırını kısıtlılığa uğratmaksızın yapılabilecek transfer miktarları (ithalat)

	HTSO-TEİAŞ sınırı (ABC=492 MW)	
	Örnek uygulama-1	**Örnek uygulama-2**
İhale teklifi	**Transfer miktarı (MW)**	**Transfer miktarı (MW)**
HTSO-TEİAŞ	792	-
ESO- TEİAŞ	0	-

Çizelge 8.21. TEİAŞ-ESO sınırını kısıtlılığa uğratmaksızın yapılabilecek transfer miktarları (ithalat)

	ESO-TEİAŞ sınırı (ABC=398 MW)	
	Örnek uygulama-1	**Örnek uygulama-2**
İhale teklifi	**Transfer miktarı (MW)**	**Transfer miktarı (MW)**
HTSO-TEİAŞ	0	100
ESO- TEİAŞ	393	344

8.6. Öneriler

Şebeke kısıtlılıklarının belirlenmesinde şimdiye kadar sınır hat kapasiteleri (Border Capacity) referans alınmıştır. Fakat bu yöntemde hesaplamalarda sınır hat kapasitelerinin esas alınması ile bazı sınır hatlarında çok küçük ve hatta negatif kapasitelerin oluşması, belirlenen kapasitelerin temel durum yük enerji alış-verişlerine tamamen bağımlı olması, şebeke kullanımının (network utilisation) oldukça düşük oranlarda olması ve yöntemin tam olarak şeffaf bir yapıda olmaması gibi bazı dezavantajları vardır.

Bu problemlerin üstesinden gelmek üzere Avrupa'da yeni bir yöntem üzerinde çalışılmaktadır. Maksimum Flow (MF) olarak isimlendirilen yöntem, hesaplamalarda konsept olarak sınır hat kapasitelerini sınır yönüne değil herbir hattın iletim kapasitesini (line-wise) esas almaktadır.

Maksimum Flow (MF) yöntemi, hat kapasite tahsislerinde kısıtlılıkları gösteren herhangi bir şebeke elemanındaki maksimum izin verilen yük akışını dikkate almaktadır. Yöntem kısıtlılığa potansiyel kritik bir elektrik şebekesindeki herhangi bir iletim hattının veya transformatörün TSO'lar tarafından belirlenmesini sağlar. Bu kritik eleman herhangi bir ülkenin kendi şebekesindeki herhangi bir hat veya trafo olabileceği gibi iki bölge/TSO arasındaki enterkonneksiyon hattı da olabilir. Ayrıca Maksimum Flow yöntemi, herbir kritik hat ve/veya trafo için buna bağlı olarak oluşabilecek potansiyel kritik arızaları (hat açmaları ve/veya trafoların servis harici olması vb..) da dikkate alır.

Maksimum Flow (MF) yönteminin temel özellikleri şunlardır.

1. Herbir şebeke elemanının kendine özgü teknik limitleri dikkate alınması sebebiyle şebeke kısıtlılıklarının daha net ve objektif bir şekilde gösterilmesi,
2. Pratik olarak temel durum yük akış modelinde ele alınan temel durum enerji alışverişleri öngörülerinden bağımsız olması,
3. Spesifik kritik hat/trafo ile ilgili birçok kritik açma ihtimallerini dikkate alması,
4. Kapasite tahsislerinin sonuçlarının şeffaf olarak tahsis edilen iletim kapasitelerini limitleyen şebeke kısıtlılıklarını göstermesi,

Böylece Türkiye'nin Avrupa elektrik sistemine senkron paralel bağlantısı ile,

Elektrik enerjisi arzı bağlamında Avrupa için hem yedek kapasite oluşturacak hem de elektrik enerjisi fazlası bulunan kuzey ülkelerinden (Rusya-Ukrayna-Romanya vb..), fazla olan bu enerjinin ihtiyaç bulunan güney ülkelere (Yunanistan-İtalya-Arnavutluk vb..) doğru iletilirken zayıf olan iletim sistemlerinden kaynaklı kısıtlılıkların giderilmesi açısından Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine bağlantısı, Avrupa elektrik sisteminin arz güvenliği ve sistem güvenliği açısından da çok büyük ve stratejik bir öneme sahip olacaktır.

Ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklara dayalı kurulu gücün her geçen gün arttığı ülkemizde enerji maliyetlerinin ucuzlaması ile enerjinin nispeten daha pahalı olduğu Avrupa ülkelerine elektrik enerjisi ticareti hacmimiz artacak ve böylece ekonomimize büyük bir girdi sağlanmış olacaktır.

En önemli avantajlardan bir tanesi de Türkiye'deki büyük sistem arızalarında Türkiye elektrik sisteminin Avrupa elektrik sistemine bağlı kalması halinde Avrupa elektrik sisteminden beslenmesi olacaktır. Özellikle Türkiye'nin ekonomi ve sanayisinin can damarı olan İstanbul'un Avrupa yakası ve Trakya bölgesinin ve ötesinde 400 kV İstanbul Boğazı geçiş hatları aracılığıyla İstanbul Anadolu yakası, Sakarya ve Kocaeli gibi sanayi üslerinin enerjisiz kalmaması açısından son derece önemlidir.

Türkiye'deki enerji piyasasının hızla gelişmesi, büyümesi ve yatırımların artmasına paralel olarak elektrik sistemimizin sınır ötesi elektrik enerjisi ticaret hacmini artıracak şebeke yatırımlarının yapılmasına da ihtiyaç vardır. Bu bağlamda Türkiye ile Bulgaristan ve Yunanistan enterkonneksiyon hatlarının kapasitelerinin ilave hat yapılarak artırılması gerekmektedir. Fakat bu tek başına yeterli değildir. Buna paralel olarak özellikle Türkiye, Yunanistan ve Bulgaristan iç şebekelerinin güçlendirilmesi halinde enterkonneksiyon hat kapasitelerinin artırılması anlam kazanacaktır. Bu bağlamda Türkiye'deki 400 kV Adapazarı-Tepeören-Ümraniye ana iletim koridorunun

güçlendirilmesi ve özellikle Çanakkale boğaz geçişi kablosu yatırımları hem sistem güvenliği açısından hem de Avrupa ile yapılacak elektrik enerjisi ticaret hacminin artırılması açısından son derece önem arz etmektedir. Halihazırda fizibilite aşamasında olan Karadeniz'den geçmesi düşünülen Türkiye-Romanya kablosunun da bir an önce işletmeye alınmasında fayda vardır.

KAYNAKLAR

Aguado, J., Quintana, V. and Madrigal, M., 2001, Optimization based auction mechanism for inter -ISO congestion management, *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting*, vol.3, 15-19.

Aktaş, K., 2010, Power System Simulator for Engineering (PSS/E) Çalışmaları, *Yük Tevzi Tekamül Eğitimi Ders Notları*, TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı.

Androcec, I., Wangensteen, I., 2006, Different methods for congestion management and risk management, *9th International Conference On Probabilistic Methods Applied to Power Systems-KTH*, Stockholm-Sweden, 1-6.

Androcec, I., Wangensteen, I. and Krajcar, S.,2009, Impact of cross-border electricity trading on market participants, *International Conference On Power Engineering (POWERENG'09), Lisbon-Portugal*, 249-254.

Anonymous, 1997, Defining interconnected operation services under open access, *North American Electric Reliability Council* (*NERC) Interconnected Operation Services Working Group (IOSWG)-Final Report.*

Anonymous, 1999, Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission, *Florence Regulator Meeting*, 12.

Anonymous, 2001, Coordinated Auctioning: A Market based Method for Transmission Capacity Allocation in Meshed Networks, *European Transmission System Operator –ETSO report*,

Anonymous, 2004, Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market,*CONSENTEC and Frontier Economics Ltd.*, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2004_06_congestion_management_methods.pdf, [Ziyaret Tarihi: 15 Kasım 2010], 101 pages.

Anonymous, 2005, Coordinated auctions in SEE Region activity report, *European Transmission System Operator –ETSO report.*

Anonymous, 2007, Regional flow-based allocations-state of play, *European Transmission System Operator –ETSO report*, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/ETSO _flow-based allocation_final12Mar2007.pdf, [Ziyaret Tarihi: 25 Mart 2011],1-15.

Anonymous, 2007, Dry-run 2007 Coordinated Auctions in SEE Region, *European Transmission System Operator*.

Anonymous, 2007, Allocation of cross-border capacities in South East Europe dry-run study for the coordinated auction in SEE region,*Energy Community- Information Paper*, http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/95821.PDF, [Ziyaret Tarihi: 12 Mart 2011], 1-4.

Anonymous, 2007, UCTE data exchange format for load flow and three phase short circuit studies, UCTE Subgroup "Network models and Forecast Tools".

Anonim, 2009, Elektrik enerjisi piyasası ve arz güvenliği strateji belgesi, *T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı* ve http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Arz_Guvenligi_Strateji_Belgesi.pdf, [Ziyaret Tarihi: 28Şubat 2012].

Anonymous, 2010, Electric power annual 2010, http://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/table1.2.pdf, [Ziyaret Tarihi: 27 Şubat 2012].

Anonim, 2011, Enerji yatırımcısı el kitabı, *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ve*http://www.epdk.org.tr/web/guest/yatirimci_el_kitabi,1-42.[Ziyaret Tarihi: 15 Ocak 2012].

Anonim, 2011, Türkiye Elektrik enerjisi 10 yıllık üretim kapasite projeksiyonu (2011-2020), http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/KapasiteProjeksiyonu2011.doc.

Anonymous, 2011, Electricity Coordinating Center- Our Tools-MERLIN, http://www.ekc-ltd.com/pages_e/services/tools_merlin.php, [Ziyaret Tarihi: 25 Mart 2012].

Anonymous, 2012, Nord pool power system data, http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/ALL1/Hourly1/ ve http://www.nordpoolspot.com/Global/Download-Center/TSO/Nordic-production-split_2004-2010.pdf, [Ziyaret Tarihi: 27 Şubat 2012].

Anonim, 2012, Elektrik piyasası dengeleme ve uzlaştırma yönetmeliği, http://www.epdk.org.tr/web/elektrik-piyasasi-dairesi/26, [Ziyaret Tarihi: 01 Mart 2012].

Anonim, 2013, TEİAŞ Türkiye Elektrik enerjisi 5 yıllık üretim kapasite projeksiyonu (2013-2017), http://www.teias.gov.tr/YayinRapor\APK\projeksiyon\index.htm, [Ziyaret Tarihi: 01 Haziran 2014].

Audouin, R., Chaniotis, D., Tsamasphyrou, P. and Coulondre, J-M., 2002, Coordinated Auctioning of cros-border capacity: an implementation, *5th International Conference on Power System Management and Control*, 25-30.

Bakonyi, A. and Grabner, P., 2008, Difficulties in the integration of electricity markets in Central Eastern Europe, *5th Int. Conf. On the European Electricity Market EEM 2008*,1-5.

Bekaert, D., Meeus, L., Hertem, D.V., Delarue, E., Delvaux, B. and Küpper, G., 2009, How to increase cross border transmission capacity?A case study: Belgium, *6th Int. Conf. On the European Energy Market EEM 2009*, 1-5.

Bialek, J.W., Germond, A. and Cherkaoui, R., 2000, Improving NERC transmission loading relief procedures, *Electricity Journal*, vol.13, 11-19.

Chao, H.P., Peck, C., Oren, S. and Wilson, R., 2000, How based transmission right and congestion management, *Electricity Journal*, 38-58.

De Vries, L.J., 2001, Capacity allocation in a restructured electricity market: Technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors, *IEEE Power Tech. Conference*, Portugal.

Genesi, C., Granelli, G., Marannino, P., Montagna, M., and Zanellini, F., 2007, Opening a larger window on network flows to enhance the cross border capacity allocation in bulk interconnected systems, *Bulk Power System Dynamics and Control- VII. Revitalizing Operational Reliability IREP Symposium*, 1-9.

Genesi, C., Marannino, P., Montagna, M., Rossi, S., Siviero, I. and Zanellini, F., 2008, Cross border transmission capacity allocation by multilateral market coupling, *14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON 2008)*, 744-749.

Genesi, C., Marannino, P., Montagna, M., Rossi, S., Siviero, I. and Zanellini, F., 2008, A multilateral market coupling approach forthe allocation of cross border transmission capacity,*43rd International Universities Power Engineering Conference UPEC 2008*, 1-5.

Harris, C., Electricity markets: Pricing, Structures and Economics, 2006, *IEEE-John Wiley&Sons, Ltd.*, England, 496 pages.

He, H., Xu, Z. and Cheng, G.H., 2004, Impacts of transmission congestion on market power in electricity market, *Power Sysytems Conference and Exposition IEEE PES*, 190-195.

Hogan, W.W., 1992, Contract networks for electric power transmission, *Journal of Regulatory Economics*, vol.4, 211-242.

Huang, T., Bompard, E. and Yan, Z., 2011, Congestion management impacts on bilateral electricity markets under strategic negotiation, *Electric Power System Research*, vol.81, 1161-1170.

Hunt, S., 2002, Making competition work in electricity, *John Wiley&Sons, Inc.*, New York.

İleri, F., 2008, Elektrik enerjisi sektöründe spot piyasa uygulamaları ve Türkiye örneği, Uzmanlık tezi, *T.C. Hazine Müsteşarlığı*,1-30.

Kim, Y.C., Kwak, J-W., Lyu, J-K., Heo, J-H. and Park, J-K., 2009, Transmision usage allocation method for the flow-based capacity allocation, *Transmission&Distribution Conference&Exposition:Asia and Pasific*,1-4.

Kölmek, F., 2009, Serbest elektrik piyasalarında kısıt yönetimi, Uzmanlık tezi, *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu*, Ankara, 1-77.

Krause, T., 2005, Congestion management in liberalized electricity markets-Theoratical concepts and international application, *EEE Power Systems Laboratory & Eidgenössische Technische Hochschule Zürich,* Zürih.

Kumar, A., Srivastava, S.C. and Singh, S.N., 2003, A zonal congestion management approach and impact of phase angle regulator, *Proceedings of ISAP*, Greece.

Kumar, A., Srivastava, S.C. and Singh, S.N., 2004, A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling, *IEEE Transactions on Power System*, 554-562.

Kumar, A., Srivastava, S.C. and Singh, S.N., 2005, Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey, *Electric Power System Research*, vol.76, 153-164.

Marannino, P., Zanellini, F., Bresesti, P. and Vailati, R., 2006, Application of a coordinated auctioning method for the allocation of cross border transmission capacities in the European system, *Power Engineering Society General Meeting IEEE.*

Niimura, T. and Niu, Y., 2002, Transmision congestion relief by economic load management, *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting*, vol.3, 1645-1649.

Oksanen, M., Karjalainen, R., Viljainen, S. and Kuleshov, D., 2009, Electricity markets in Russia, the US, and Europe, *6th Int. Conf. On the European Energy Market EEM 2009*, 1-7.

Özata, H. ve Akkaya, R., 2006, Türkiye ve Avrupa elektrik piyasalarının entegrasyonu sürecinde teknik ve ekonomik çözüm yaklaşımları, *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEK TMK) Türkiye 10. Enerji Kongresi*, İstanbul.

Papalexopoulos, A., 1997, Congestion management in a competitive environment, *PICA 1997 Conference Tutorial on Future Needs and Trends in Power System Computing*, Columbus.

Perekhodtsev, D., 2008, Measuring market concentration in European power exchanges "coupled" over a meshed cross-border network, *5th Int. Conf. On the European Electricity Market EEM 2008*, 1-7.

Pils, M., 2009, Development of coordinated cross-border congestion management in the SEE region, *Power&Energy Society General Meeting IEEE PES'09*, 1-3.

Purchala, K., Meeus, L. and Belmans R., 2003, Implementation aspects of coordinated auctioning for congestion management, *Power Tech Conference Proceedings IEEE*,vol.4, Bologna.

Rios, R., Karacsonyi, J. and Tinoco, 2004, M., Allocation of transmission capacity in the Central America Electricity Market, *Power Engineering Society General Meeting*, vol.2, 1286-1291.

Rothwell, G. and Gomez, T., 2003, Electricity Economics: Regulation and Deregulation, *IEEE-John Wiley&Sons, Inc.*, New York, 260 pages.

Seeley, K., Lawarree, J. and Liu, C-C., 1999, *Coupling market clearing with congestion management to prevent strategic bidding*, Proceedings of IEEE PES Summer Meeting, 688-691.

Shahidehpour, M., Yamin, H. and Li, Z., Market Operations in Electric power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management, 2002, *IEEE-John Wiley&Sons, Inc.*, New York,507 pages.

Sohtaoğlu, N.H. ve Papur, D., 2009, Avrupa ortak enerji politikasında elektrik enterkoneksiyonlarının önemi ve Türkiye'nin konumu, *TMMOB Türkiye VII. Enerji Sempozyumu*, Ankara.

Solc, P., 2005, Coordinated auction Project in Central Europe, *CIGRE/IEEE PES Symposium*, New Orleans-USA, 164-173.

Stoft, S., 2002, Power system economics: Designing markets for electricity, *IEEE Press*, USA.

Tor, O.B. and Shahidehpour, M., 2006, Transmission management and planning:the aftermath of Turkish electricity restructuring, *38th North American Power Symposium NAPS 2006*, 83-87.

Ürkmez, A. and Çetinkaya, N., 2010, Determining spot price and economic dispatch in deregulated power systems, *Mathematical and Computational Applications*, vol.15, 25-33.

Valentin, J-G., Coulondre, J. Perez and Chaniotis, D., 2005, Managing cross-border congestion in a European market enviroment: the French case, *CIGRE/IEEE PES Symposium*, New Orleans-USA, 231-238.

Vlachogiannis, J.G., 2000, Accurate model for contribution of generation to transmission system effect on charges and congestion management,*IEE Proceedings Generating, Transmission and Distribution*, vol.147, 342-348.

Vukasovic, M. and Skuletic, S., 2007, Implementation of different methods for PTDF matrix calculation in flow-based coordinated auction, *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, POWERENG 2007*, 791-795.

Vukasovic, M. and Apostolovic, M.R., 2009, A line-wise ("maximal flow") method fort he allocation of physical transmission rights and its influence on physical and financial firmness, *6th Int. Conf. On the European Energy Market EEM 2009*, 1-7.

Vukasovic, M. and Apostolovic, M.R. and Todem, C., 2008, Implementation aspects of partial netting in flow-based auction clearing mechanism, *5th Int. Conf. On the European Electricity Market EEM 2008*, 1-6.

Waniek, D., Rehtanz, C. and Handschin, E., 2010, Flow-based evaluation of congestions in the electric power transmission system, *7th Int. Conf. On the European Energy Market EEM 2010*, 1-6.

Xiao, Y., Wang, B. and Goel, L., 2009,Congestion management in hybrid power markets,*Electric Power System Research*, vol.79, 1416-1423.

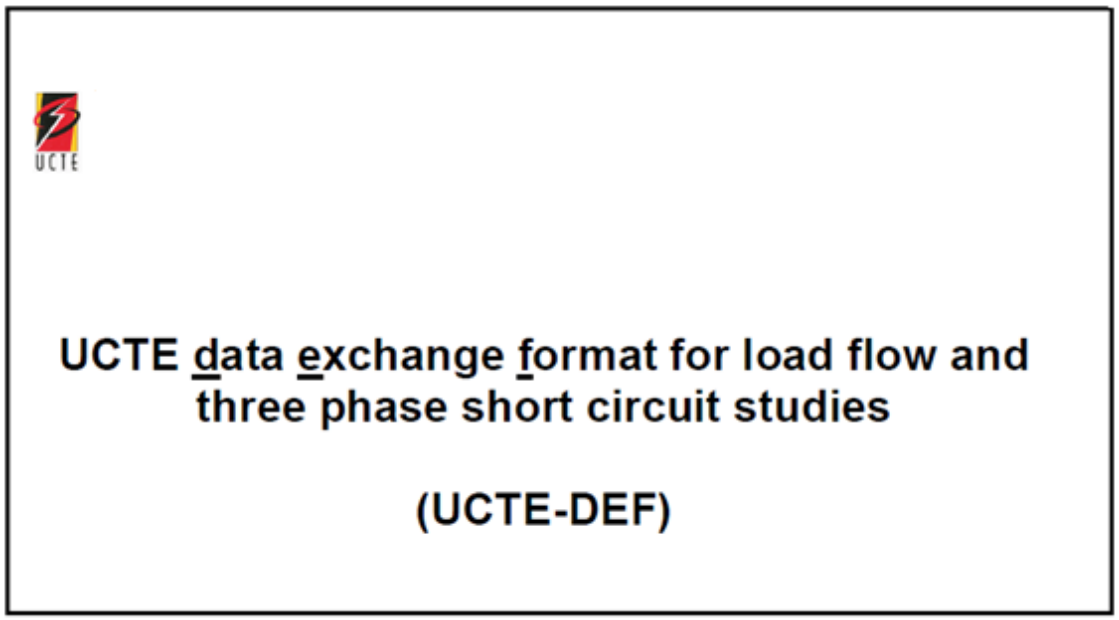
Yu, C-N. and Ilic, M., 1999, Congestion clusters-based markets for transmission management, *Proceedings of IEEE PES Winter Meeting*, New York, vol.2, 821-832.

Zobi C., 2005, Elektrik enerji piyasalarında iletim hat parametrelerinin tıkanıklık üzerine etkileri, Doktora tezi, *İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul, 3-10.

EKLER

EK-1 UCTE FORMATI

Detayları aşağıda verilen UCTE data exchange formatı, UCTE (mülga) bünyesinde yer alan "Network Models and Forecast Tools" çalışma grubu tarafından hazırlanmıştır (Anonim, 2007).



This document describes the UCTE format adopted for data exchange and provides all the necessary instructions about its use. The data refer to load flow and three phase short circuit studies and describe the interconnected extra high voltage network. Equivalent network elements should be avoided as much as possible. Appendix 1 contains instructions and explanations about how to use this format.

The data are contained in an unformatted standard US ASCII file without any control characters moreover it is strictly forbidden to use diacritic signs. Only the current published version of the UCTE format is to be used. It is not allowed to add non-defined information into the described sections of the file. The file is divided into blocks in which determined data are put successively in a defined manner:

The following blocks are defined:

- COMMENTS (C)
- NODES (N)
- LINES (L)
- 2 WINDINGS TRANSFORMERS (T)

- 2 WINDINGS TRANSFORMERS REGULATION (R)
- 2 WINDINGS TRANSFORMERS SPECIAL DESCRIPTION (optional) (TT)
- EXCHANGE POWERS (optional) (E)

Each block is introduced by a key line consisting of the two characters "##" and of the character given above in brackets. The end of a block is given by the next key line or the end of the file. No "end command" is to be used. The sequence of the blocks in the file is recommended as above.

The information of the above defined blocks is written in lines and the contents are separated by a blank. This blank (empty space) has to be respected strictly.

The comment block "##C" at the top of data should describe at least the provider of the file and the reference point of the data. Additional comment blocks introduced by „##C" and containing comment lines may be given at any place of the file.

Each description of a regulated 2 windings transformer (##T) needs a description of a 2 windings transformer regulation (##R). Three winding transformers, which are described with help of three independent two winding transformers can have the regulation on only one of them.

Format version identification

Inside the file it is necessary to have an identification of the used format version in order to ensure an automatic processing of the data. The key line of the comment block "##C" is extended with a supplementary information as follows:

##C YYYY.MM.DD

The date is the format version identification and has to be identical to the last date given in the title page (coming into force: YYYY.MM.DD).

For the format used before 01.09.2003 no date is to be given in the key line of the comment block (only ##C).

File name convention

The file name convention is:

<yyyymmdd>_<HHMM>_<TY><w>_<cc><v>.uct withyyyymmdd: year, month and day,

HHMM: hour and minute,

TY= File type;

FO = Forecast,

SN = Snapshot,

RE = Reference,

LR = Long Term Reference,

w: day of the week, starting with 1 for Monday,

cc: the ISO country-code for national datasets UC for UCTE-wide merged datasets without X nodes and “UX” for UCTE-wide merged datasets with X nodes,

v: version number starting with “0”.

Node code structure

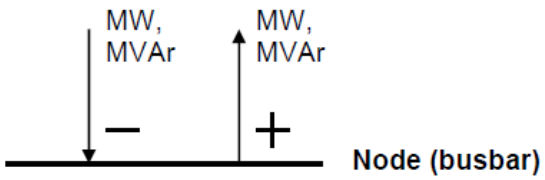
Within the „NODES“ block ”##N”, key lines consisting of the three characters „##Z“ and the ISO country identification (2 characters) must be introduced. Those key lines assign all following nodes to that country (e.g. ##ZAT for Austria).

The following 8-character alphanumeric code is used for identifying network nodes unequivocally.

1st character:	UCTE country code
2nd- 6th character:	short description of the geographical spot
7th character:	voltage level
8th character:	letter or figure for differentiating bus bars (optional)

It is recommended to choose an appropriate node name and to keep it for all the UCTE data exchanges.

Sign definition of nodes



Voltage level codes (7th character of the node)

0	750 kV
1	380 kV
2	220 kV

3	150 kV
4	120 kV
5	110 kV
6	70 kV
7	27 kV
8	330 kV
9	500 kV

X-nodes on tie lines

Fictitious nodes are located at the electric middle of each tie line. The defined X-nodes are binding for all users. Appendix 2 describes all the X-nodes connecting the UCTE control blocks/areas. The Appendix 2 has its own version number because the X-nodes change more often and have to be updated independently of the UCTE format. X nodes may neither be PU nodes nor slack nodes. The X-nodes block starts with record ##ZXX.

UCTE country codes currently used and soon-to-be-used

Country code nodes (1st character of the node)

ISO code (to be used in the ##N section for ##Z.. and in the ##E section)

#	**country**	**Name**	**country code nodes**	**country code**
1	A	Österreich (Austria)	O	AT
2	AL	Shqiperia (Albania)	A	AL
3	B	Belgique (Belgium)	B	BE
4	BG	Bulgarija (Bulgaria)	V	BG
5	BiH	Bosna i Hercegovina (Bosnia and Herzegovina)	W	BA
6	BY	Belorussija (Belarus)	3	BY
7	CH	Schweiz (Switzerland)	S	CH
8	CZ	Ceska Republika (Czech Republic)	C	CZ
9	D	Deutschland (Germany)	D	DE
10	DK	Danmark (Denmark)	K	DK
11	E	Espana (Spain)	E	ES
12	F	France (France)	F	FR
13	GB	Great Britain (Great Britain)	5	GB
14	GR	Hellas (Greece)	G	GR
15	H	Magyarorszag (Hungary)	M	HU
16	HR	Hrvatska (Croatia)	H	HR
17	I	Italia (Italy)	I	IT
18	L	Luxembourg (Luxemburg)	1	LU
19	LT	Lietuva (Lithuania)	6	LT
20	MA	Maroc (Morocco)	2	MA
21	MD	Moldava (Moldavia)	7	MD
22	MK	Makedonija (FYROM)	Y	MK
23	N	Norge (Norway)	9	NO
24	NL	Nederland (Netherlands)	N	NL
25	P	Portugal (Portugal)	P	PT
26	PL	Polska (Poland)	Z	PL
27	RO	Romania (Romania)	R	RO
28	RUS	Rossija (Russia)	4	RU
29	S	Sverige (Sweden)	8	SE
30	SK	Slovensko (Slovakia)	Q	SK
31	SLO	Slovenija (Slovenia)	L	SI
32	TR	Türkiye (Turkey)	T	TR
33	UA	Ukraina (Ukraine)	U	UA
34	MNE	Crna Gora (Montenegro)	0	ME
35	SRB	Srbija (Serbia)	J	RS
36	--	Fictitious border node	X	XX

B element-specific record structure

##N (NODES)

columns	Type	length	contents
1-8	character	8	Node (code)
9	character	1	
10-21	character	12	Node (geographical name)
22	character	1	
23	İnteger	1	Status: 0 = real, 1 = equivalent
24	character	1	
25	İnteger	1	Node type code (0 = P and Q constant (PQ node); 1 = Q and θ constant, 2 = P and U constant (PU node), 3 = U and θ constant (global slack node, only one in the whole
26	character	1	
27-32	Real	6	Voltage (reference value, 0 not allowed) (kV)
33	character	1	
34-40	Real	7	Active load (MW)
41	character	1	
42-48	Real	7	Reactive load (MVar)
49	character	1	
50-56	Real	7	Active power generation (MW)
57	character	1	
58-64	Real	7	Reactive power generation (MVar)
65	character	1	
66-72	Real	7	Minimum permissible generation (MW) *
73	character	1	
74-80	Real	7	Maximum permissible generation (MW) *
81	character	1	
82-88	Real	7	Minimum permissible generation (MVar) *
89	character	1	
90-96	Real	7	Maximum permissible generation (MVar) *
97	character	1	
98-102	Real	5	Static of primary control (%) *
103	character	1	
104-110	Real	7	Nominal power for primary control (MW) *
111	character	1	
112-118	Real	7	Three phase short circuit power (MVA) **
119	character	1	
120-126	Real	7	X/R ratio () **
127	character	1	
128	character	1	Power plant type * (H: hydro, N: nuclear, L: lignite, C: hard coal, G: gas, O: oil, W: wind, F:
129	character	1	

* optional ** only on demand

##L (LINES)

columns	Type	length	contents
1-8	character	8	Node 1 (code)
9	character	1	
10-17	character	8	Node 2 (code)
18	character	1	
19	character	1	Order code (1, 2, 3 ... 9, A, B, C ... Z)
20	character	1	
21	İnteger	1	Status (0, 1, 2 or 7, 8, 9) *
22	character	1	
23-28	Real	6	Resistance R (Ω)
29	character	1	
30-35	Real	6	Reactance X (Ω) **
36	character	1	
37-44	Real	8	Susceptance B (µS)
45	character	1	
46-51	İnteger	6	Current limit I (A)
52	character	1	
53-64	character	12	Element name (optional) ***
65	character	1	

*) 0: real element in operation (R, X only positive values permitted)
8: real element out of operation (R, X only positive values permitted)

1: equivalent element in operation 9:
equivalent element out of operation

2: busbar coupler in operation (definition: R=0, X=0, B=0)
7: busbar coupler out of operation (definition: R=0, X=0, B=0)

**) the absolute value of the reactance for lines has to be greater than or equal to 0.050 Ω (to avoid division by values near to zero in load flow calculation)

***) in case of tie line the element name has to be the same as used in Appendix 2

Remarks:

1. All nodes of the “LINES” description must be defined in the “NODES” block indifferently whether the line is declared out of operation or not.

2. All lines must be defined in the “LINES” block, indifferently whether the line is declared out of operation or not. In the “LINES” block, the tie lines are to be given grouped together in a section.

##T (2 WINDINGS TRANSFORMERS)

columns	Type	length	contents
1-8	character	8	Node 1 (code) (non-regulated winding)
9	character	1	
10-17	character	8	Node 2 (code) (regulated winding)
18	character	1	
19	character	1	Order code (1, 2, 3 ... 9, A,B,C ... Z)
20	character	1	
21	İnteger	1	Status (0, 1 or 8, 9) **
22	character	1	
23-27	Real	5	Rated voltage 1: non-regulated winding (kV)
28	character	1	
29-33	Real	5	Rated voltage 2: regulated winding (kV)
34	character	1	
35-39	Real	5	Nominal power (MVA)
40	character	1	
41-46	Real	6	Resistance R (Ω) *
47	character	1	
48-53	Real	6	Reactance X (Ω) * ***
54	character	1	
55-62	Real	8	Susceptance B (µS) *
63	character	1	
64-69	Real	6	Conductance G (µS) *
70	character	1	
71-76	İnteger	6	Current limit I (A) *
77	character	1	
78-89	character	12	Element name (optional)
90	character	1	

*) pertaining to the rated voltage of the non-regulated winding 1 of the transformer

**) 0: real element in operation (R, X only positive values permitted)
8: real element out of operation (R, X only positive values permitted)

1: equivalent element in operation 9:
equivalent element out of operation

***) the absolute value of the reactance for transformers has to be greater than or equal to 0.050 Ω (to avoid division by values near to zero in load flow calculation)

Remarks:
1. All nodes of the “TRANSFORMERS” description must be defined in the “NODES” block indifferently whether the transformer is declared out of operation or not.

##R (2 WINDINGS TRANSFORMERS REGULATION)

columns	type	length	contents
1-8	Character	8	Node 1 (code) (non-regulated winding)
9	Character	1	
10-17	Character	8	Node 2 (code) (regulated winding)
18	Character	1	
19	Integer	1	Order code (1, 2, 3 ... 9, A,B,C ... Z)
20	Character	1	
21-25	Real	5	δu (%)
26	Character	1	
27-28	Integer	2	n
29	Character	1	Phase regulation
30-32	Integer	3	n'
33	Character	1	
34-38	Real	5	U (kV) (optional)
39	Character	1	
40-44	Real	5	δu (%)
45	Character	1	
46-50	Real	5	Θ (°)
51	Character	1	Angle regulation
52-53	Integer	2	n
54	Character	1	
55-57	Integer	3	n'
58	Character	1	
59-63	Real	5	P (MW) (optional)
64	Character	1	
65-68	Character	4	Type (ASYM: asymmetrical, SYMM: symmetrical)
69	Character	1	

U (kV) (optional): On load tap changer voltage target for node 2 (V_2 or U_L). P (MW) (optional): On load tap changer active power flow target.

Remarks:

1. For each transformer, columns 1 to 19 have to be the same in the ##R card as in the ##T card.

2. n = number of taps, counted the following way: it is the difference between the intermediate position (neutral) and the positive or negative ultimate position (e.g. a transformer with total 27 taps (+13,neutral,-13) is given as n = 13 in the UCTE format).

##TT (2 WINDINGS TRANSFORMERS WITH SPECIFIED PARAMETERS DEPENDING ON THE TAP POSITION) optional

columns	Type	length	contents
1-8	Character	8	Node 1 (code) (non-regulated winding)
9	Character	1	
10-17	Character	8	Node 2 (code) (regulated winding)
18	Character	1	
19	Character	1	Order code (1, 2, 3 ... 9, A,B,C ... Z)
20	Character	1	
21	Integer	1	Status (0, 1 or 8, 9)
22	character	1	
23-25	Integer	3	Tap position (n')
26	Character	1	
27-32	Real	6	Resistance R at tap n' (Ω)*
33	Character	1	
34-39	Real	6	Reactance X at tap n' (Ω)*
40	Character	1	
41-45	Real	5	Δu at tap n' (%)
46	Character	1	
47-51	Real	5	Phase shift angle α at tap n' (°) (0° for phase regulation)
52	Character	1	

*) pertaining to the rated voltage of the non-regulated winding 1 of the transformer

Remarks:

1. For each transformer, columns 1 to 21 have to be the same in the ##TT card as in the ##T card.

2. The parameters of all transformers given in this section (accurate modelling) are ALREADY defined in the ##T and ##R sections (simplified modelling).

- In the simplified modelling, R and X do not depend on the tap position, and the additional voltage Au is implicitly given by the formula Au = n' 8u.
- In the accurate modelling, R and X depend on the tap position and the additional voltage Au is given explicitly for each tap position.

3. One line per tap position is needed in the ##TT section.

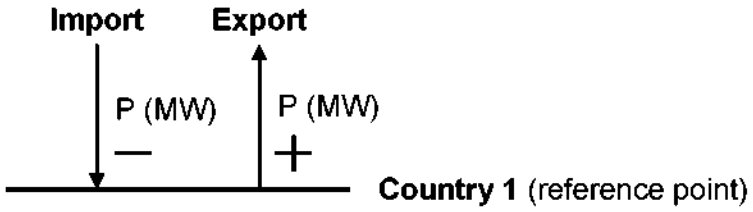
##E (EXCHANGE POWERS) optional

columns	Type	length	contents
1-2	Character	2	Country 1 * (ISO code)
3	Character	1	
4-5	Character	2	Country 2 ** (ISO code)
6	Character	1	
7-13	Real	7	P (MW) scheduled active power exchange ***
14	Character	1	
15-26	Character	12	Comments (optional)

*) Country 1 is provider of the data and the reference point for sign definition of P (MW)

) one line for each bilateral scheduled active power exchange *)

Sign definition of Export / Import



EK-2 ARNAVUTLUK (ALBANIA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: ALBANIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZAL
AFIERZ2  HPP FIERZA   0 2 234.3  25.0    12.0    -109.4  -9.3    -65.0   -120.0  -10.0   -60.0   0.0
AKOMAN2  HPP KOMAN    0 2 235.3  0.0     0.0     -279.0  -74.4   -170.0  -300.0  100.0   -160.0  0.0
AVDEJA2  HPP V DEJES  0 3 232.9  40.0    20.0    -66.6   -12.2   -40.0   -100.0  -14.0   -60.0   0.0
ATIRAN2  TIRANA 220   0 0        170.0   80.0    0.0     0.0     0.0     0.0
AELBS12  ELBASAN 1    0 0        70.0    30.0    0.0     0.0     0.0     0.0
AELBS22  ELBASAN 2    0 0        0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
AELBS21  ELBASAN 2    0 0        0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
AFIER 2  FIER 220     0 0        80.0    15.0    0.0     0.0     0.0     0.0
ASHARR2  SHARRE       0 0        60.0    28.0    0.0     0.0     0.0     0.0
ABURRE2  BURREL       0 0        15.0    7.0     0.0     0.0     0.0     0.0
ARRAZH2  RRASHBULL    0 0        90.0    35.0    0.0     0.0     0.0     0.0
ABABIC2  BABIC        0 0        35.0    15.0    0.0     0.0     0.0     0.0
AZEMLA1  ZEMLAK       0 0        40.0    20.0    0.0     0.0     0.0     0.0
ABISTR3  BISTRRIC     0 0 150.0  0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
##ZX
XZE_KA11 Zemlak_GR    1 0        -60.0   -1.8    0.0     0.0     0.0     0.0
XFI_PR21 Fierza_YU    1 0        -70.0   10.0    0.0     0.0     0.0     0.0
XVD_PO21 Vau Dejes_YU 1 0        -70.0   10.0    0.0     0.0     0.0     0.0
XBI_MO31 BISTRIC_GR   1 0        0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
##L
AFIERZ2  AKOMAN2  1 0 2.32   11.954 80.556   854
AFIERZ2  ABURRE2  1 0 7.544  38.872 261.946  854
ABURRE2  AELBS12  1 0 6.588  25.703 165.59   707
AFIERZ2  ATIRAN2  1 0 9.648  49.713 355.002  854
AKOMAN2  ASHARR2  1 0 6.935  43.377 300.00   974
AKOMAN2  AELBS22  1 0 9.425  58.947 407.959  974
AKOMAN2  AVDEJA2  1 0 1.68   8.657  58.334   854
ASHARR2  AELBS22  1 0 2.489  15.570 107.959  974
AVDEJA2  ATIRAN2  1 0 6.144  31.729 212.227  854
AVDEJA2  ATIRAN2  2 0 6.144  31.729 212.227  854
ATIRAN2  AELBS12  1 0 3.064  15.823 105.837  854
ATIRAN2  AELBS12  2 0 3.064  15.823 105.837  854
ATIRAN2  ARRAZH2  1 0 3.237  12.739 82.90    707
ARRAZH2  AFIER 2  1 0 8.532  33.213 216.00   707
AELBS12  AFIER 2  1 0 7.398  28.799 187.425  707
AELBS12  AELBS22  1 0 0.260  1.623  11.299   974
AELBS12  AELBS22  2 0 0.218  1.498  10.500   974
AFIER 2  ABABIC2  1 0 2.808  10.931 71.100   707
AZEMLA1  AELBS21  1 0 3.273  31.9   363      720
XZE_KA11 AZEMLA1  1 0 1.44   15.68  159.5    720
XFI_PR21 AFIERZ2  1 0 2.100  10.840 73.100   810
XVD_PO21 AVDEJA2  1 0 2.712  14.780 88.140   810
XBI_MO31 ABISTR3  1 8 2.6572 6.23   55.0     254
##T
AELBS21  AELBS22  1 0 410   220   300   1.509  129.81          422.5
AELBS21  AELBS22  2 0 410   220   300   1.509  129.81          422.5
##R
AELBS21  AELBS22  1 1.25  9  2
AELBS21  AELBS22  2 1.25  9  2
```

EK-3 AVUSTURYA (AUSTRIA) MODELİ

```
##C 2003.09.01
COUNTRY: AUSTRIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZAT
OANDRE2          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OASCHA2          0 0      0.00000 0.00000 -212.87 -28.288
OBISAM1          0 0      250.000 55.1400 0.00000 0.00000
OBISAM2          0 2 233.90 76.0400 28.9640 -217.52 -7.5160  0.0    -250.0  35.0000 -110.00
ODUERN1          0 0      0.00000 0.00000 -273.32 2.29700
ODUERN2          0 0      28.6000 44.3570 -248.56 -11.643
OERNST11         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OERNST12         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OERNST2          0 0      77.6520 145.596 0.00000 0.00000
OETZER1          0 0      82.4600 34.7130 0.00000 0.00000
OFEIST2          0 0      0.00000 0.00000 -73.789 -8.2130
OHAUSR2          0 0      193.460 77.9460 0.00000 0.00000
OHAUSR2X         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OHESSE2          0 0      138.370 57.3150 0.00000 0.00000
OJOCHE2          0 0      0.00000 0.00000 -108.73 -29.183
OKAINA1          0 0      182.590 143.150 0.00000 0.00000
OKAPRU2          0 3 238.10 -90.000 28.3950 -156.70 5.89500  0.0    -200.0  45.0000 -175.00
OKLEDE2          0 0      19.6940 1.12400 0.00000 0.00000
OLIENZ1          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OLIENZ21         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OLIENZ22         0 0      -29.230 -3.2690 0.00000 0.00000
OMALTA21         0 2 230.50 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000  0.0    -500.0  110.000 -380.00
OMALTA22         0 0      -1.0060 12.1340 -238.43 21.6500
ONEUSI2          0 0      99.9750 7.69800 0.00000 0.00000
OOBERS1          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OOBERS21         0 0      42.1590 102.370 -36.841 -17.132
OOBERS22         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OPETER2          0 0      -29.120 14.6610 0.00000 0.00000
OPYHRN2          0 0      14.4840 3.99000 0.00000 0.00000
OROSEG2          0 0      0.00000 0.00000 -38.569 -12.030
OSALZA2          0 0      270.350 75.5430 0.00000 0.00000
OSATTL2          0 0      -8.7450 38.6100 0.00000 0.00000
OSCHAE2          0 0      0.00000 0.00000 -154.89 -6.1680
OSUEDB1          0 0      89.0990 -.77400 0.00000 0.00000
OTAUER1          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OTAUER2          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OTERNI2          0 0      230.702 20.6320 0.00000 0.00000
OWALLS2          0 0      0.00000 0.00000 -177.32 -30.686
OWEISS2          0 0      9.55400 1.84900 0.00000 0.00000
OWESTT1          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OWESTT2          0 0      8.12000 -.52200 0.00000 0.00000
OWIEN 1          0 0      176.150 139.870 0.00000 0.00000
OWIEN 21         0 0      90.3370 20.6230 0.00000 0.00000
OWIEN 22         0 0      183.700 62.0080 0.00000 0.00000
OYBBSF2          0 2 237.00 31.9250 2.16000 -141.08 -25.840  0.0    -200.0  30.0000 -140.00
OZELL 1          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
OZELL 2          0 2 226.90 7.34100 -46.860 -270.66 26.6400  0.0    -500.0  100.000 -360.00
OZELTW2          0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
##ZXX
XBI_SO21         0 0      0.00000 0.00000 -44.000 14.7700
XBI_SO22         0 0      0.00000 0.00000 -44.250 14.7700
XDU_SL11         0 0      0.00000 0.00000 -569.82 -7.5650
XKA_MA11         0 0      0.00000 0.00000 6.48300 -18.403
XKA_MA12         0 0      0.00000 0.00000 3.78300 -18.903
XLI_LI21         0 0      0.00000 0.00000 7.34500 5.62000
XLI_SO21         0 0      0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
XNE_GY21         0 0      0.00000 0.00000 -76.460 39.7900
XOB_PO21         0 0      0.00000 0.00000 135.500 -13.202
XPE_AH21         0 0      0.00000 0.00000 45.7700 30.9000
XPE_PI21         0 0      0.00000 0.00000 58.7700 30.7000
XPE_PT21         0 0      0.00000 0.00000 24.0000 10.0000
XPE_SI21         0 0      0.00000 0.00000 68.0400 35.9200
XWE_BR12         0 0      0.00000 0.00000 61.6000 -68.033
XWE_BR21         0 0      0.00000 0.00000 186.700 -74.397
XWE_LE11         0 0      0.00000 0.00000 -327.11 -24.192
XWE_ME21         0 0      0.00000 0.00000 83.6900 6.79900
XWE_PR11         0 0      0.00000 0.00000 165.300 -34.033
```

```
XWE_PR12          0 0       0.00000 0.00000 157.300 -45.787
XWE_PR27          0 0       0.00000 0.00000 -12.090 -5.3730
XWE_PR28          0 0       0.00000 0.00000 -10.089 -6.3700
XWE_SI23          0 0       0.00000 0.00000 -124.12 46.3200
XWE_SI24          0 0       0.00000 0.00000 -120.12 44.3500
XWE_SI2E          0 0       0.00000 0.00000 -108.11 46.3500
XWE_WE21          0 0       0.00000 0.00000 105.900 78.3900
XWI_GY11          0 0       0.00000 0.00000 -196.42 -92.986
XWI_GY21          0 0       0.00000 0.00000 -40.271 42.2800
XZE_ST23          0 0       0.00000 0.00000 280.800 38.2200
XZE_ST24          0 0       0.00000 0.00000 276.800 25.4600
##L
OANDRE2  OHESSE2  1 0 7.1740 35.280 239.1694  800
OANDRE2  OOBERS22 1 0 1.5930 7.8340 53.12433  800
OBISAM2  ODUERN2  1 0 1.1080 12.760 167.6668 2080
OBISAM2  ODUERN2  2 0 1.1080 12.760 167.6668 2080
OBISAM2  OKLEDE2    0 2.2880 11.790 136.3137 1210
OBISAM2  OWIEN 21   0 2.3730 12.230 141.4345 1210
OBISAM2  OYBBSF2  1 0 9.6530 47.460 322.0132  800
OBISAM2  OYBBSF2  2 0 9.6530 47.460 322.0132  800
ODUERN1  OERNST11   0 2.5460 36.830 430.3982 2300
ODUERN1  OETZER1    0 0.3030 4.3690 51.05088 2300
OETZER1  OERNST12   0 2.2540 32.530 380.1327 2300
ODUERN1  OWIEN 1  1 0 2.7740 38.660 481.6062 2300
ODUERN1  OWIEN 1  2 0 2.7740 38.660 481.6062 2300
ODUERN1  OBISAM1    0 1.1150 15.541 193.5535 2300
OBISAM1  OWIEN 1    0 1.6590 23.129 288.0526 2300
OSUEDB1  OWIEN 1  1 0 2.4980 31.620 426.3141 2300
OSUEDB1  OWIEN 1  2 8 2.4980 31.620 426.3141 2300
OERNST2  OPETER2  1 0 2.4360 35.190 412.1770 2300
OERNST2  OPETER2  2 0 2.4360 35.190 412.1770 2300
OERNST2  OHAUSR2    0 3.8210 18.220 132.4496  800
OASCHA2  OHAUSR2    0 4.5240 21.550 150.4823  800
OASCHA2  OPETER2    0 7.2050 34.060 241.6199  800
OERNST2  OPETER2  3 0 9.4400 44.420 323.5840  800
OPETER2  OHAUSR2X   0 5.5780 26.248 191.1973  800
OHAUSR2X OSATTL2    0 0.9750 4.5890 33.42654  800
OSATTL2  OERNST2    0 2.8720 13.513 98.42609  800
OERNST2  OPYHRN2    0 5.6790 27.660 189.5637  800
OERNST2  OWALLS2    0 1.9120 9.2050 62.89469  800
OERNST2  OWEISS2    0 7.1300 34.670 237.1274  800
OERNST2  OYBBSF2    0 3.7640 18.120 123.8416  800
OFEIST2  OLIENZ22   0 3.1520 36.480 476.8938 2080
OFEIST2  OOBERS21   0 1.2260 14.190 185.5110 2080
OHESSE2  OTERNI2  1 0 8.0260 39.460 267.5695  800
OHESSE2  OTERNI2  2 0 8.0260 39.460 267.5695  800
OHESSE2  OWEISS2  1 0 5.9940 29.470 199.8367  800
OHESSE2  OWEISS2  2 0 5.9940 29.470 199.8367  800
OHESSE2  OZELTW2    0 3.6330 17.870 121.1398  800
OJOCHE2  OPETER2    0 5.1990 24.055 178.7252  800
OJOCHE2  OSCHAE2    0 2.0840 9.6450 71.65974  800
OKAINA1  OOBERS1  1 0 1.5640 22.630 264.4907 2300
OKAINA1  OOBERS1  2 0 1.5640 22.630 264.4907 2300
OKAPRU2  OTAUER2  1 0 0.0480 0.6740 8.300089 2300
OKAPRU2  OTAUER2  2 0 0.0600 0.4600 13.20003 2300
OKLEDE2  OWIEN 21   0 0.1280 0.6620 7.665486 1280
OLIENZ1  OTAUER1  1 0 1.8460 26.760 311.6146 2300
OLIENZ1  OTAUER1  2 0 1.8460 26.760 311.6146 2300
OLIENZ21 OMALTA21   8 1.2520 14.490 189.5323 2080
OLIENZ22 OMALTA22   0 1.2520 14.490 189.5323 2080
OLIENZ22 OROSEG2    0 2.8230 32.670 426.9424 2080
OWIEN 22 ONEUSI2    0 3.6930 18.970 126.2606  800
OOBERS21 OROSEG2    0 1.5190 17.590 229.8389 2080
OOBERS22 OZELTW2    0 5.8420 28.730 194.7787  800
OPETER2  OSALZA2  1 0 4.4440 21.840 148.1261  800
OPETER2  OSALZA2  2 0 4.4440 21.840 148.1261  800
OPETER2  OSCHAE2    0 3.1150 14.410 107.0655  800
OPYHRN2  OWEISS2    0 1.4840 7.1490 48.85177  800
OSALZA2  OTAUER2  1 0 9.0040 43.350 297.9801  800
OSALZA2  OTAUER2  2 0 9.0040 43.350 297.9801  800
OTAUER2  OWEISS2  1 0 10.420 51.230 347.4601  760
OTAUER2  OWEISS2  2 0 10.420 51.230 347.4601  760
OTAUER1  OZELL 1  1 0 0.7770 20.670 266.9003 3700
OTAUER1  OZELL 1  2 0 0.7770 20.670 266.9003 3700
OTERNI2  OWIEN 22 1 0 5.1710 25.410 172.2850  800
OTERNI2  OWIEN 22 2 0 5.1710 25.410 172.2850  800
```

```
OWALLS2  OYBBSF2    0 2.5350 12.200 83.37787  800
OWESTT2  OZELL 2  1 0 2.6600 30.800 402.1239 2080
OWESTT2  OZELL 2  2 0 2.6600 30.800 402.1239 2080
OLIENZ21 OLIENZ22   8 0.0000 0.0010 0.000000
OMALTA21 OMALTA22   8 0.0000 0.0010 0.000000
OBISAM2  XBI_SO21   0 5.3950 26.535 179.5514  710
OBISAM2  XBI_SO22   0 5.3950 26.535 179.5514  710
ODUERN1  XDU_SL11   0 1.0230 15.015 176.8497 2000
OKAINA1  XKA_MA11   0 0.7200 9.0000 106.5000 1920
OKAINA1  XKA_MA12   0 0.7200 9.0000 106.5000 1920
OLIENZ21 XLI_SO21   8 3.4900 19.180 126.7004  686
ONEUSI2  XNE_GY21   0 3.3240 17.105 114.3508  650
OOBERS21 XOB_PO21   0 1.9990 13.495 91.95128  920
OPETER2  XPE_AH21   0 3.2490 15.740 117.6495  790
OPETER2  XPE_PI21   0 1.2290 6.2690 85.69950 1200
OPETER2  XPE_PT21   0 1.4050 7.1830 97.35168 1200
OPETER2  XPE_SI21   0 0.3770 2.1410 19.99938  790
OWESTT1  XWE_LE11   0 1.2190 10.691 175.3009 1520
OWESTT1  XWE_PR11   0 0.8570 11.949 129.3017 1200
OWESTT1  XWE_PR12   0 0.8570 11.949 129.3017 1200
OWESTT2  XWE_ME21   0 1.6720 14.389 277.4498 1990
OWIEN 1  XWI_GY11   0 1.0250 14.410 337.6992 1920
OWIEN 22 XWI_GY21   0 4.9910 25.645 170.7519  650
OWESTT2  XWE_BR21   0 0.9975 14.365 170.1172 2300
OWESTT1  XWE_BR12   0 0.9910 14.305 168.7035 2300
OWESTT2  XWE_SI23   0 0.0995 1.1480 15.20531 2299
OWESTT2  XWE_SI24   0 0.0995 1.1480 15.20531 2299
OWESTT2  XWE_SI2E   0 0.0995 1.2345 14.57699 2099
OWESTT2  XWE_PR27   0 0.7765 4.2020 51.45929 1330
OWESTT2  XWE_PR28   0 0.7765 4.2020 51.45929 1330
OWESTT2  XWE_WE21   0 0.0000 0.0010 0.000314  522
OZELL 2  XZE_ST23   0 0.7850 3.7810 25.82389  800
OZELL 2  XZE_ST24   0 0.7850 3.7810 25.82389  800
OLIENZ22 XLI_LI21   0 0.0000 0.0010 0.000314  630
##T
ODUERN2  ODUERN1  1 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
ODUERN2  ODUERN1  2 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OERNST2  OERNST11   0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OERNST2  OERNST12   0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OLIENZ22 OLIENZ1  1 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OLIENZ22 OLIENZ1  2 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OOBERS21 OOBERS1    0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OOBERS22 OOBERS1    0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OTAUER2  OTAUER1  1 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OTAUER2  OTAUER1  2 0 230.0 400.0 600.0 0.1860 15.516 -11.7936 5.1040   1506
OWIEN 22 OWIEN 1  1 0 230.0 400.0 600.0 0.2210 16.309 -11.7936 5.1040   1506
OWIEN 22 OWIEN 1  2 0 230.0 400.0 600.0 0.2210 16.309 -11.7936 5.1040   1506
OWESTT1  OWESTT2    0 400.0 231.0 1000. 0.2568 23.999 -7.00420 1.2000   1443
OZELL 1  OZELL 2    0 400.0 231.0 1200. 0.2320 19.999 -8.50324 1.2000   1732
##R
ODUERN2  ODUERN1  1                 1.254 60.00 13   5
ODUERN2  ODUERN1  2                 1.254 60.00 13   5
OERNST2  OERNST11   1.254 13  -2
OERNST2  OERNST12   1.254 13  -2
OLIENZ22 OLIENZ1  1                1.254 60.00 13  -5
OLIENZ22 OLIENZ1  2                1.254 60.00 13  -5
OOBERS21 OOBERS1                   1.254 60.00 13  -1
OOBERS22 OOBERS1                   1.254 60.00 13  -1
OTAUER2  OTAUER1  1                1.254 60.00 13  -6
OTAUER2  OTAUER1  2                1.254 60.00 13  -6
OWIEN 22 OWIEN 1  1 1.254 13  -3
OWIEN 22 OWIEN 1  2 1.254 13  -3
OWESTT1  OWESTT2    1.389  9   2
OZELL 1  OZELL 2    1.250  6   6
```

EK-4 BOSNA-HERSEK (BOSNIA&HERZEGOVINA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: BOSNIA-HERZEGOVINA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZXX
XGR_DA21          1 0        -20.2   -16.0     0.0     0.0
XMO_KO11          1 0        134.1   -51.3     0.0     0.0
XMO_ZA21          1 0        -21.2    16.9     0.0     0.0
XPR_ME21          1 0         46.1   -21.9     0.0     0.0
XSA_PI21          1 0        -77.5     2.3     0.0     0.0
XTR_HN51          1 0         59.8    11.8     0.0     0.0
XTR_PE21          1 0        128.1    62.9     0.0     0.0
XTR_PG11          1 0        133.0   114.9     0.0     0.0
XTU_DA21          1 0         20.3     7.0     0.0     0.0
XUG_ER11          1 0        123.4     5.3     0.0     0.0
XUG_SM11          1 0       -283.4    61.1     0.0     0.0
XVI_VA21          1 0          7.5    51.3     0.0     0.0
##ZBA
WBIHAC2           0 0         30.4    17.8     0.0     0.0
WBLUKA1           0 0        154.6    32.9     0.0     0.0
WEALMO2           0 0        217.0    75.0     0.0     0.0
WGACKO1           0 2 399.97    0.0     0.0  -219.9     0.0  -195.0  -269.0     0.0  -179.0
WGRABO2           0 2 234.43    0.0     0.0   -39.9   -14.3   -30.0  -114.0     0.0   -56.0
WGRADC2           0 0         77.6    49.8     0.0     0.0
WHECAP2           0 2 232.65    0.0     0.0     0.0     0.0  -140.0  -420.0   252.0  -252.0
WHEDUB2           0 2 230.54    0.0     0.0   -99.6   -31.1   -54.0  -105.0     0.0   -52.0
WHETRE2           0 2 231.85    0.0     0.0   -79.8   -52.5   -26.0  -180.0     0.0   -93.0
WHEVIS1           0 2 409.85    0.0     0.0  -140.0     0.0   -60.0  -315.0     0.0  -150.0
WHRAMA2           0 2 234.53    0.0     0.0   -64.8   -26.1   -55.0  -160.0     0.0   -76.0
WJAJCE2           0 0         13.9    36.9     0.0     0.0
WKAKA52           0 2 232.13    0.0     0.0  -189.0   -43.1   -11.0  -208.0     0.0  -142.0
WMOST32           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WMOST41           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WMOST42           0 0         77.7    68.2     0.0     0.0
WPRIJE2           0 0         32.7    51.2     0.0     0.0
WRPJAB2           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WRPKAK2           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WSALAK2           0 2 233.17    0.0     0.0   -44.9   -14.8   -27.0  -210.0     0.0   -99.0
WSAR101           0 0         82.2    11.7     0.0     0.0
WSAR201           0 0         79.2     7.4     0.0     0.0
WSAR202           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WTEKAK2           0 0         39.0    41.9     0.0     0.0
WTETUZ2           0 3 233.42   48.8    36.0  -154.3   -49.5  -130.0  -364.0     0.0  -248.0
WTREBI1           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WTREBI2           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WTREBI5           0 0          4.3    36.7     0.0     0.0
WTSTUZ2           0 0         95.0    65.5     0.0     0.0
WTSVSG1           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WTSVSG2           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WTUZL62           0 2 234.06    0.0     0.0  -179.4   -42.0  -133.0  -198.0     0.0  -133.0
WTUZLA1           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
WUGLJE1           0 2 409.45   94.5    20.8  -219.8     0.0  -195.0  -269.0     0.0  -179.0
WZENIC2           0 0        123.0    82.3     0.0     0.0
##L
WBIHAC2  WPRIJE2  1 0  5.566 29.093  189.545    790
WTUZLA1  WBLUKA1  1 0  4.303 43.522  484.044   1919
WEALMO2  WMOST32  1 0  0.073  0.571    6.364   1580
WMOST42  WEALMO2  1 8  0.223  1.767   19.463   1580
WGACKO1  WMOST41  1 0  2.209 22.238  245.381   1919
WTREBI1  WGACKO1  1 0  2.050 20.736  228.338   1919
WGRABO2  WRPJAB2  1 0  0.731  3.828   24.731    790
WTETUZ2  WGRADC2  1 0  3.833 19.849  131.322    790
WGRADC2  XGR_DA21 1 0  1.757  9.172   59.711    790
WHECAP2  WMOST42  1 0  1.428 11.238  123.967   1580
WHECAP2  WMOST42  2 0  1.408 11.108  122.562   1580
WTREBI2  WHEDUB2  1 0  0.745  3.882   44.917   1289
WHETRE2  WTREBI2  1 0  1.278  7.502   44.773    790
WTSVSG1  WHEVIS1  1 0  0.159  1.574   18.158   1919
WHRAMA2  WRPJAB2  1 0  1.045  5.445   35.413    790
WHRAMA2  WRPJAB2  2 0  1.045  5.445   35.413    790
WJAJCE2  WPRIJE2  1 0  5.493 28.779  325.888    790
WRPJAB2  WJAJCE2  1 0  7.362 38.488  251.612    790
```

```
WRPKAK2  WKAKA52  1 0  0.407  2.798   24.483    790
WKAKA52  WZENIC2  1 0  1.297  7.362   53.595    790
WMOST42  WMOST32  1 0  0.281  1.467    9.587    790
WMOST42  WMOST32  2 0  0.145  1.099   13.347   1580
WRPJAB2  WMOST32  1 0  3.659 19.099  124.607    790
WMOST32  WSALAK2  1 0  1.767  9.215   59.959    790
WTREBI2  WMOST32  1 0  6.771 35.400  231.653    790
WTREBI2  WMOST32  2 0  6.737 35.245  230.248    790
WMOST41  WSAR101  1 0  3.061 30.902  341.503   1919
WMOST41  XMO_KO11 1 0  1.791 18.166  200.651   1919
XMO_ZA21 WMOST42  1 0  3.814 19.946  130.909    790
WPRIJE2  WRPKAK2  1 0 10.309 54.339  633.471   1289
WPRIJE2  XPR_ME21 1 0  2.488 12.966   84.421    790
WRPJAB2  WRPKAK2  1 0  4.859 25.362  165.826    790
WSALAK2  WRPKAK2  1 0  7.057 36.905  241.302    790
WTEKAK2  WRPKAK2  1 0  0.552  2.889   18.802    790
WTSTUZ2  WRPKAK2  1 0  5.702 29.805  194.959    790
WSAR201  WSAR101  1 0  0.953  9.747  107.569   1919
WSAR101  WTUZLA1  1 0  2.772 28.014  309.010   1919
WSAR202  XSA_PI21 1 0  1.820 15.638  132.996    790
WTSTUZ2  WTETUZ2  1 0  0.436  2.260   14.731    790
WTSTUZ2  WTETUZ2  2 0  0.392  2.052   13.347    790
WTETUZ2  XTU_DA21 1 0  3.533 18.469  120.620    790
XTR_PG11 WTREBI1  1 0  1.285 13.097  144.294   1919
XTR_PE21 WTREBI2  1 0  2.507 13.092   85.227    790
XTR_HN51 WTREBI5  1 0  2.977  6.464   42.231    467
WTSTUZ2  WTUZL62  1 0  0.305  2.130   13.450    790
WTSTUZ2  WZENIC2  1 0  5.339 27.878  181.591    790
WTSVSG1  WTUZLA1  1 0  3.855 38.396  447.285   1919
XVI_VA21 WTSVSG2  1 0  0.731  3.857   23.347    790
WUGLJE1  WTUZLA1  1 0  1.314 13.213  145.609   1919
WUGLJE1  XUG_ER11 1 0  1.574 15.812  155.990   1919
WUGLJE1  XUG_SM11 1 0  1.199 12.014  132.922   1919
##T
WMOST42  WMOST41  1 0   231   400   400 0.2134 17.529  0.00000   0.00    997
WMOST42  WMOST41  2 8   231   400   400 0.2134 17.529  0.00000   0.00    997
WSAR202  WSAR201  1 0   231   400   400 0.2134 17.428  0.00000   0.00    997
WTREBI2  WTREBI1  1 0   231   400   400 0.2134 17.428  0.00000   0.00    997
WTREBI5  WTREBI2  1 0   115   220   150 0.2513 11.022  0.00000   0.00    787
WTSTUZ2  WTUZLA1  1 8   231   400   400 0.2134 17.529  0.00000   0.00    997
WTSTUZ2  WTUZLA1  2 0   231   400   400 0.2134 17.529  0.00000   0.00    997
WTSVSG2  WTSVSG1  1 0   231   400   400 0.2134 17.428  0.00000   0.00    997
##R
WMOST42  WMOST41  1 5.000  1  -1
WMOST42  WMOST41  2 5.000  1  -1
WSAR202  WSAR201  1 5.000  1   0
WTREBI2  WTREBI1  1 5.000  1   0
WTREBI5  WTREBI2  1 1.250 12   0
WTSTUZ2  WTUZLA1  1 5.000  1   0
WTSTUZ2  WTUZLA1  2 5.000  1   0
WTSVSG2  WTSVSG1  1 5.000  1   0
```

EK-5 BULGARİSTAN (BULGARIA) MODELİ

##C 2007.05.01
COUNTRY: BULGARIA
Forecast 2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZBG
VBELME21 HPP BELMEKEN 0 2 233.20 0.00 0.00 -75.0 -18.9 -26.0 -375.0 5.0 -150.0
VKAZIC21 KAZICHANE 0 0 230.94 108.61 53.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VSOFJG21 SOFIA JUG 0 0 230.32 130.33 50.96 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTECSO21 TPP SOFIA 0 0 231.37 55.33 17.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VMETAL11 METALURGICHN 0 0 407.94 64.48 9.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VSOFIZ51 SOFIAZAPAD40 0 0 119.29 169.09 56.80 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTBDOL51 TPPBOBOVDOL 0 2 117.04 135.36 53.76 -152.0 -27.7 -132.0 -161.0 26.0 -94.0
VBLAGO51 BLAGOEVGRAD4 0 0 117.15 28.64 36.75 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VSTOLN51 STOLNIK 110 0 0 120.04 63.38 3.20 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VSTOMA21 STOMANA 0 0 232.83 2.29 -17.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTBDOL21 TPPBOBOVDOL 0 2 231.17 0.00 0.00 0.0 0.0 -132.0 -322.0 14.0 -186.0
VSTOLN21 STOLNIK 220 0 0 232.61 29.72 11.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VHSES221 HPP SESTRIMO 0 2 235.44 0.00 0.00 -70.0 -8.8 -30.0 -240.0 4.0 -100.0
VSTOLN11 STOLNIK 400 0 0 407.44 102.44 28.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VSOFIZ11 SOFIAZAPAD11 0 0 409.67 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VCMOGL11 CMOGILA 110 0 0 410.16 46.65 16.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBLAGO11 BLAGOEVGRAD1 0 0 410.14 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VCHAI111 HPPCHAIRA400 0 3 411.02 0.00 0.00 -0.0 -0.0 360.0 -422.0 176.0 -166.0
VCHHA211 HPPCHAIRA400 0 2 411.01 0.00 0.00 0.0 0.0 360.0 -422.0 176.0 -166.0
VBOIC221 BOICHINOVTSI 0 0 235.76 66.31 38.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VAEC2221 NPP 220 0 2 238.81 65.17 15.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VAEC4011 NPP 400 0 2 412.48 0.00 0.00 -940.0 -32.9 -940.0 -940.0 140.0 -320.0
VCAREV51 CAREVEC 110 0 0 116.45 32.01 16.52 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VGORIA51 GORIAHOVITSA 0 0 114.68 114.65 34.60 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VKARTA51 KARTALA 0 0 115.51 7.68 6.16 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VCLIVA51 C LIVADA 0 0 115.96 1.14 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VDRIAN51 DRIANOVO 0 0 116.09 10.70 4.54 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VGABRO51 GABROVO 0 0 115.86 16.05 6.82 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBALKA51 BALKAN 110 0 0 113.29 41.16 17.50 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBALKA52 BALKAN 110 0 0 113.31 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VGORIA21 GORIAHOVITSA 0 0 223.75 77.74 12.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBALKA21 BALKAN 220 0 0 222.20 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VCAREV11 CAREVEC 400 0 0 405.75 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VDOBR151 DOBRUDJA 110 0 0 115.17 154.13 62.60 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTVAR151 TPPVARNA 110 0 2 116.69 265.02 106.98 -557.0 -100.8 -144.0 -537.0 117.0 -273.0
VHIMKO51 HIMKOMBINAT 0 0 115.99 -3.13 8.04 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBELOS51 BELOSLAV 0 0 116.17 8.23 8.32 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VDOBR221 DOBRUDJA 220 0 0 224.92 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VMADAR21 MADARA 220 0 0 221.91 140.32 70.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTVAR221 TPPVARNA 220 0 2 224.72 0.00 0.00 0.0 0.0 -144.0 -522.0 33.0 -97.0
VVARNA21 VARNA 220 0 2 226.06 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VVARNA11 VARNA 400 0 0 405.17 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VDOBRU11 DOBRUDJA 400 0 0 405.09 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTMI2_51 TPPMI2 110 0 2 118.36 -10.78 -4.60 -133.0 15.0 -88.0 -113.0 15.0 -65.0
VMI_SS51 MI 110 0 2 114.40 82.31 55.28 -106.0 7.0 -42.0 -168.0 24.0 -96.0
VBURGA51 BURGAS 110 0 0 120.12 165.36 26.88 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTMI2221 TPPMI2 220 0 2 226.51 87.80 36.80 -499.0 -59.6 -94.0 -764.0 81.0 -237.0
VMI_2221 MI 220 0 0 225.51 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VMI3_221 TPPMI3 220 0 2 226.60 52.59 28.80 -577.0 10.1 -121.0 -752.0 60.0 -270.0
VKARN221 KARNOBAT 0 0 224.16 60.73 16.96 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTVAR121 TVARDICA 0 0 222.24 59.27 42.56 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VBURGA11 BURGAS 400 0 0 408.09 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTMI3411 TPPMI3 400 0 0 410.48 0.00 40.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTMI2411 TPPMI2 400 0 2 413.12 0.00 0.00 -346.0 -90.5 -131.0 -376.0 172.0 -184.0
VALEKO21 ALEKO 220 0 0 229.04 71.57 13.10 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VPESHT21 HPPPESHTERA2 0 2 232.40 0.00 0.00 -50.0 -98.0 -5.0 -134.0 0.0 -98.0
VANTON21 HPPANTON 220 0 2 229.14 0.00 0.00 0.0 0.0 -30.0 -160.0 0.0 -108.0
VDEVIN21 DEVIN 220 0 0 229.03 7.52 4.32 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VTESHE21 HPPTESHEL220 0 2 229.05 0.00 0.00 0.0 0.0 -28.0 -60.0 0.0 -32.0
VPLOVD21 PLOVDIV 220 0 0 223.81 126.76 55.20 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VCHUD221 CHUDOMIR 0 0 222.59 26.52 26.40 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VXXXXX21 8204 0 0 229.04 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VPLOVD11 PLOVDIV 400 0 0 408.25 125.85 111.36 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VVETRE11 VETREN 400 0 0 410.98 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VPLEVE51 PLEVEN 110 0 0 116.72 113.18 77.50 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VMIZIA21 MIZIA 220 0 0 236.41 112.04 23.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
VPLEV121 PLEVEN 220 0 0 232.47 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

```
VPLEV221 PLEVEN 220   0 0 230.24    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VPLEV321 9204         0 0 230.59    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VMIZIA11 MIZIZA 400   0 0 410.82    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VSOFIZ5Q FICTIOUSNODE 0 0 110.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VBLAGO5Q FICTIOUSNODE 0 0 110.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VSTOLN2Q FICTIOUSNODE 0 0 220.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VSOFIZ1Q FICTIOUSNODE 0 0 400.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VAEC222Q FICTIOUSNODE 0 0 220.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VCAREV5Q FICTIOUSNODE 0 0 110.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VVARNA1Q FICTIOUSNODE 0 0 400.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VBURGA5Q FICTIOUSNODE 0 0 114.79    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VMI3_22Q FICTIOUSNODE 0 0 220.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VMIZIA2Q FICTIOUSNODE 0 0 220.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
VPLOVD1Q FICTIOUSNODE 0 0 400.00    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
##ZXX
XSO_NI11 X-NODE       0 0 384.03  100.93  113.64     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XKO_TI11 X-NODE       0 0 392.14 -308.92   41.24     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XKO_TI12 X-NODE       0 0 404.80    0.00    0.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XDO_IS11 X-NODE       0 0 385.99   20.68   20.41     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XBG_TH11 X-NODE       0 0 391.18  607.30  -88.20     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XMI_HA11 X-NODE       0 0 383.85     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XMI_HA12 X-NODE       0 0 383.40     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
##L
VTMI3411 XMI_HA11 1 0  1.450 17.440   237.00   1888
VTMI3411 XMI_HA12 1 0  1.900 19.680   216.00   1888
VSOFIZ11 XSO_NI11 1 0   1.87  20.53      202   1888
VAEC4011 XKO_TI11 1 0   1.90  16.74      214   1888
VAEC4011 XKO_TI12 1 8   1.90  16.74      214   1888
VDOBRU11 XDO_IS11 1 0   2.82  34.00      445   1104
VBLAGO11 XBG_TH11 1 0   2.73  29.30      288   1819
VBELME21 VKAZIC21 1 0   4.27  25.82      185    945
VBELME21 VKAZIC21 2 0   4.27  25.82      185    945
VKAZIC21 VSOFJG21 1 0   1.04   6.48       42    945
VKAZIC21 VSOFJG21 2 0   1.04   6.48       42    945
VKAZIC21 VALEKO21 1 0   5.89  35.52      254    600
VKAZIC21 VALEKO21 2 0   5.89  35.52      254    600
VSOFJG21 VTBDOL21 1 0   3.71  22.56      160    945
VSOFJG21 VTBDOL21 2 0   3.71  22.56      160    945
VTECSO21 VTBDOL21 1 0   5.64  34.52      216    945
VTECSO21 VSTOLN21 1 0   2.37  14.50       81    945
VMETAL11 VSTOLN11 1 0   0.33   3.36       36   1888
VMETAL11 VSOFIZ11 1 0   1.10  11.07      109   1888
VSTOMA21 VTBDOL21 1 0   2.67  16.28      115    600
VSTOMA21 VSTOLN21 1 0   5.00  30.54      211    600
VSTOLN21 VKAZIC21 1 0   1.60   9.85       67    945
VSTOLN21 VKAZIC21 2 0   1.60   9.85       67    945
VSTOLN21 VHSES221 1 0   4.46  27.32      192    799
VSTOLN11 VMIZIA11 1 0   3.18  32.24      330   1888
VSOFIZ11 VCMOGL11 1 0   1.35  13.61      166   1000
VSOFIZ11 VCMOGL11 2 0   1.35  13.61      166   1000
VSOFIZ11 VAEC4011 1 0   2.80  37.84      485   1998
VSOFIZ11 VAEC4011 2 0   3.88  39.45      478   1888
VSOFIZ11 VAEC4011 3 0   3.88  39.45      478   1888
VCMOGL11 VBLAGO11 1 0   2.30  22.81      275    999
VCMOGL11 VBLAGO11 2 0   2.30  22.81      275    999
VCMOGL11 VVETRE11 1 8   1.83  26.96      343   1000
VCHAI111 VVETRE11 1 0   0.38   4.07       47    999
VCHHA211 VVETRE11 1 0   0.34   3.63       42    999
VAEC2221 VBOIC221 1 0   3.31  20.96      139    945
VAEC2221 VMIZIA21 1 0   2.22  20.70      231   1200
VAEC2221 VMIZIA21 2 0   2.22  20.70      231   1200
VAEC4011 VMIZIA11 1 0   2.18  22.62      241   1889
VAEC4011 VMIZIA11 2 0   1.50  20.22      261   2000
VAEC4011 VMIZIA11 3 0   2.19  22.62      241   1889
VCAREV51 VGORIA51 1 0   1.02   5.43       41    800
VCAREV51 VKARTA51 1 0   0.49   2.63       20    800
VCAREV51 VDRIAN51 1 0   1.18   6.10       47    800
VCAREV51 VDRIAN51 2 0   1.18   6.10       47    800
VKARTA51 VGORIA51 1 0   0.52   2.80       21    800
VCLIVA51 VGABRO51 1 0   0.47   2.49       74    800
VDRIAN51 VCLIVA51 1 0   0.72   3.82       28    800
VDRIAN51 VGABRO51 1 0   1.19   6.31      102    800
VBALKA51 VGABRO51 1 8   0.54   2.56       20    800
VBALKA51 VGABRO51 2 8   0.54   2.56       20    800
VBALKA52 VBALKA51 1 0   0.00   0.10        0    800
VGORIA21 VBALKA21 1 0   4.70  19.20      118    600
```

```
VGORIA21 VMADAR21 1 0   7.64  46.55     329    600
VGORIA21 VTMI2221 1 0   6.84  42.87     304    600
VGORIA21 VTVAR121 1 0   3.52  21.64     151    600
VBALKA21 VCHUD221 1 0   2.53  10.45      65    600
VCAREV11 VVARNA11 1 0   5.81  58.55     569   1890
VDOBR151 VHIMKO51 1 0   1.42   6.67      52    800
VDOBR151 VBELOS51 1 0   1.74   8.21      65    800
VTVAR151 VHIMKO51 1 0   0.71   3.34      26    825
VBELOS51 VTVAR151 1 0   0.48   2.24      18    825
VDOBR221 VKARN221 1 0   5.68  36.36     246    600
VDOBR221 VVARNA21 1 0   0.31   3.12      32   1890
VMADAR21 VDOBR221 1 0   3.00  18.32     128    945
VMADAR21 VDOBR221 2 0   2.98  18.16     128    945
VTVAR221 VDOBR221 1 0   0.70   6.54      79   1890
VTVAR221 VDOBR221 2 0   0.70   6.54      79   1890
VVARNA11 VBURGA11 1 0   2.91  29.35     289   1000
VDOBRU11 VVARNA11 1 0   0.24   2.42      25   1890
VTMI2221 VMI3_221 1 0   1.04   9.75     115   1890
VTMI2221 VKARN221 1 0   5.60  35.64     236    945
VTMI2221 VTVAR121 1 0   3.17  20.47     142    945
VMI_2221 VTMI2221 1 8   2.51  16.28     108    945
VMI_2221 VTMI2221 2 8   2.52  15.99     107    945
VMI_2221 VMI3_221 1 0   0.41   3.83      44   1890
VTMI2411 VBURGA11 1 0   2.70  39.94     400   1000
VTMI2411 VTMI3411 1 0   0.87  12.81     130   1000
VALEKO21 VPESHT21 1 0   1.33   7.19      46    500
VALEKO21 VANTON21 1 0   1.76  10.70      75    600
VALEKO21 VPLOVD21 1 0   3.67  16.30      99    600
VALEKO21 VCHUD221 1 0  10.71  43.66     275    600
VANTON21 VXXXXX21 1 0   2.32  11.69      79    800
VDEVIN21 VXXXXX21 1 0   0.06   0.31       2    300
VTESHE21 VXXXXX21 1 0   1.18   4.52      29    300
VPLOVD21 VMI_2221 1 0   9.75  39.74     251    599
VPLOVD21 VMI_2221 2 0   6.01  37.31     252    599
VPLOVD11 VTMI3411 1 0   3.40  34.22     387   1000
VPLOVD11 VVETRE11 1 0   2.62  27.28     309   1000
VMIZIA21 VBOIC221 1 0   4.77  30.48     207    600
VMIZIA21 VPLEV121 1 0   2.76  16.80     118    600
VPLEV221 VPLEV321 1 0   0.28   1.72      12    600
VPLEV321 VGORIA21 1 0   6.07  36.67     261    600
VPLEV321 VMIZIA21 1 0   2.39  14.78     104    945
VMIZIA11 VCAREV11 1 0   4.18  42.10     441   1888
VSOFIZ51 VSOFIZ5Q 1 8   0.00   0.05   -2718    173
VSOFIZ51 VSOFIZ5Q 2 8   0.00   0.05   -2718    173
VBLAGO51 VBLAGO5Q 1 8   0.00   0.05   -2718    173
VBLAGO51 VBLAGO5Q 2 8   0.00   0.05   -2718    173
VSTOLN21 VSTOLN2Q 1 8   0.00   0.05    -937    119
VSTOLN21 VSTOLN2Q 2 8   0.00   0.05    -843    107
VSTOLN21 VSTOLN2Q 3 8   0.00   0.05    -746     95
VSOFIZ11 VSOFIZ1Q 1 8   0.00   0.05   -1134    262
VAEC2221 VAEC222Q 1 8   0.00   0.05    -768     98
VAEC2221 VAEC222Q 2 8   0.00   0.05    -768     98
VAEC2221 VAEC222Q 3 8   0.00   0.05    -768     98
VCAREV51 VCAREV5Q 1 8   0.00   0.05   -2800    178
VCAREV51 VCAREV5Q 2 8   0.00   0.05   -3551    226
VVARNA11 VVARNA1Q 1 8   0.00   0.05   -1134    262
VBURGA51 VBURGA5Q 1 8   0.00   0.05   -3074    210
VBURGA51 VBURGA5Q 2 8   0.00   0.05   -3074    210
VBURGA51 VBURGA5Q 3 8   0.00   0.05    3415    217
VBURGA51 VBURGA5Q 4 8   0.00   0.05    3415    217
VBURGA51 VBURGA5Q 5 8   0.00   0.05    3415    217
VBURGA51 VBURGA5Q 6 8   0.00   0.05    3415    217
VMI3_221 VMI3_22Q 1 8   0.00   0.05    -843    107
VMI3_221 VMI3_22Q 2 8   0.00   0.05    -843    107
VMIZIA21 VMIZIA2Q 1 8   0.00   0.05    -768     98
VMIZIA21 VMIZIA2Q 2 8   0.00   0.05    -768     98
VMIZIA21 VMIZIA2Q 3 8   0.00   0.05    -768     98
VPLOVD11 VPLOVD1Q 1 8   0.00   0.05    -284     72
##T
VTBDOL21 VTBDOL51 1 0 230.0 121.0   200   0.55  35.76   -14.37   2.30    502
VSTOLN21 VSTOLN51 1 0 230.0 121.0   200   0.55  28.30   -13.23   2.30    502
VSTOLN11 VSTOLN51 1 0 400.0 121.0   250   1.52  83.20    -2.97   0.80    361
VSTOLN11 VSTOLN21 1 0 400.0 231.0   630   0.61  25.40    -4.25   1.50    909
VSOFIZ11 VSOFIZ51 1 0 400.0 121.0   250   1.85 114.56    -2.97   0.00    361
VSOFIZ11 VSOFIZ51 2 0 400.0 121.0   250   1.85 115.20    -2.97   0.00    361
VBLAGO11 VBLAGO51 1 0 400.0 121.0   250   1.85 115.20    -2.97   0.00    361
```

VBLAGO11 VBLAGO51 2 8 400.0 121.0 250 1.85 115.20 -2.97 0.00 361
VAEC4011 VAEC2221 1 0 380.0 231.0 800 0.34 23.46 -38.78 1.80 1216
VGORIA21 VGORIA51 1 8 230.0 121.0 200 0.57 26.98 -12.10 2.50 502
VGORIA21 VGORIA51 2 0 230.0 121.0 200 0.57 26.37 -18.90 2.20 502
VBALKA21 VBALKA52 1 0 230.0 121.0 200 0.57 28.04 -8.32 2.30 502
VBALKA21 VBALKA51 1 8 230.0 121.0 200 0.60 26.71 -14.74 2.60 502
VCAREV11 VCAREV51 1 0 400.0 121.0 250 1.85 114.56 -2.97 0.00 361
VCAREV11 VCAREV51 2 0 400.0 121.0 250 1.85 114.56 -2.97 0.00 361
VDOBR221 VDOBR151 1 8 230.0 121.0 200 0.57 26.45 -12.85 2.40 502
VDOBR221 VDOBR151 2 0 230.0 121.0 200 0.57 27.24 -14.74 2.60 502
VTVAR221 VTVAR151 1 0 230.0 121.0 200 0.57 29.09 -15.12 2.30 502
VDOBRU11 VDOBR151 1 0 400.0 121.0 250 1.79 114.56 -9.38 0.80 361
VVARNA21 VVARNA11 1 0 218.6 400.0 630 0.16 19.58 -46.14 3.33 1664
VTMI2221 VTMI2_51 1 0 230.0 121.0 200 0.61 26.71 -12.48 1.90 502
VMI_2221 VMI_SS51 1 8 230.0 121.0 200 0.62 28.04 -12.85 2.30 502
VMI_2221 VMI_SS51 2 0 230.0 121.0 200 0.57 28.04 -18.90 2.30 502
VBURGA11 VBURGA51 1 0 400.0 121.0 250 1.85 113.92 -2.97 0.00 361
VBURGA11 VBURGA51 2 0 400.0 121.0 250 1.85 115.20 -2.97 0.00 361
VTMI3411 VMI3_221 1 0 400.0 231.0 800 0.48 20.00 -5.40 1.90 1155
VPLEV121 VPLEVE51 1 0 230.0 121.0 200 0.56 26.98 -18.90 2.30 502
VPLEV221 VPLEVE51 1 0 230.0 121.0 200 0.56 27.24 -18.90 2.30 502
VMIZIA11 VMIZIA21 1 0 380.0 231.0 800 0.34 27.65 -38.78 1.80 1216
##R
VTBDOL21 VTBDOL51 1 2.00 6 -1
VSTOLN21 VSTOLN51 1 2.00 6 -1
VSTOLN11 VSTOLN51 1 1.12 8 -2
VSTOLN11 VSTOLN21 1 1.34 13 0
VSOFIZ11 VSOFIZ51 1 1.50 9 -1
VSOFIZ11 VSOFIZ51 2 1.50 9 -1
VBLAGO11 VBLAGO51 1 1.50 9 -2
VBLAGO11 VBLAGO51 2 1.50 9 -2
VAEC4011 VAEC2221 1 1.28 60 11 -6
VGORIA21 VGORIA51 1 2.00 6 -2
VGORIA21 VGORIA51 2 2.00 6 -2
VBALKA21 VBALKA52 1 2.00 6 -1
VBALKA21 VBALKA51 1 2.00 6 -1
VCAREV11 VCAREV51 1 1.50 9 -1
VCAREV11 VCAREV51 2 1.50 9 -1
VDOBR221 VDOBR151 1 2.00 6 -1
VDOBR221 VDOBR151 2 2.00 6 -1
VTVAR221 VTVAR151 1 2.00 6 0
VDOBRU11 VDOBR151 1 1.50 9 -1
VVARNA21 VVARNA11 1 0.39 16 -13
VTMI2221 VTMI2_51 1 2.00 6 0
VMI_2221 VMI_SS51 1 2.00 6 0
VMI_2221 VMI_SS51 2 2.00 6 0
VBURGA11 VBURGA51 1 1.50 9 -1
VBURGA11 VBURGA51 2 1.50 9 -1
VTMI3411 VMI3_221 1 1.28 60 11 -6
VPLEV121 VPLEVE51 1 2.00 6 -1
VPLEV221 VPLEVE51 1 2.00 6 -1
VMIZIA11 VMIZIA21 1 1.28 60 11 -6

EK-6 YUNANİSTAN (GREECE) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: GREECE
Forecast  2010.08.18 10:30 CET

##N
##ZGR
G1ARGO31        0 0  151.4   40.3   16.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1ARGO32        0 0  153.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1CHAL31        0 0  149.0   52.5   14.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1IOAN31        0 0  154.9   86.4   27.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1KERK31        0 0  152.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1KERK61        0 0   68.0   20.8    7.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1LARI31        0 0  156.2   45.1   15.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1LARI32        0 0  154.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1MEGA31        0 2  157.0   61.8   10.3 -495.8   -0.8 -178.3 -528.3  357.2 -279.1          0.000
G1MEGA34        0 0  156.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1MEGA36        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1MEGA37        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1PATR31        0 0  152.0   49.0    2.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR31        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR32        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR33        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR34        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR35        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR36        0 0  159.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR37        0 0  159.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR38        0 0  159.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1POUR39        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1STRA31        0 2  154.9   14.4    4.6 -132.4    0.0  -40.0 -155.0  146.9  -93.7          0.000
G1STRA32        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1TRIK31        0 0  158.3   17.9    3.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1VOLO31        0 0  153.2   45.5   19.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G1VOLO32        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2ARGO31        0 0  153.2   31.1    4.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2ARGO32        0 0  153.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2CHAL31        0 0  148.8   36.5   15.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2IOAN31        0 0  155.3   45.6   16.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2KERK31        0 0  152.8   46.0   18.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2LARI31        0 0  154.4   58.1   18.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2MEGA31        0 2  157.2   11.0    4.9 -300.0   27.7 -252.7 -333.9  256.1  -98.9          0.000
G2MEGA32        0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2PATR31        0 0  152.1   38.0   14.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2TRIK31        0 0  157.9   49.6   13.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G2VOLO31        0 0  153.2  106.1   23.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G3LARI31        0 0  154.7   40.7   10.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G3PATR31        0 0  152.1   69.3    7.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G3THES31        0 0  149.8   64.1   23.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G3THES32        0 0  152.1   40.2   17.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
G4LARI31        0 0  156.2   25.3    4.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHAR11        0 0  395.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHAR31        0 0  157.5  186.8    4.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHAR32        0 0  154.5  179.4    9.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHAR33        0 0  154.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHEL11        0 0  414.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHEL31        0 0  154.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHEL32        0 0  157.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GACHLA31        0 0  150.8   33.1    6.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAEDIP31        0 0  150.0   11.3    3.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAEGIO31        0 0  150.3   40.6    8.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAETOL31        0 0  155.7   28.6   -1.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGCHI31        0 0  149.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGCHI32        0 0  149.1   39.2   13.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGDIM11        0 2  407.9    0.0    0.0 -991.0   47.4 -620.0 -1215.0  771.1 -320.0          0.000
GAGDIM12        0 0  380.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGDIM18        0 0  380.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGDIM31        0 0  154.5   21.7   10.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAGRAS31        0 2  151.4    0.0    0.0  -18.6   -9.8    0.0  -25.0   19.9   -9.8          0.000
GAHLAD31        0 0  154.6    0.0    0.0  -38.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAIOLE31        0 0  158.9    0.0    0.0  -50.0    0.4    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GAISAG31        0 2  155.8   37.9    3.8 -138.1  -79.3  -91.5 -147.9   92.7  -79.3          0.000
```

GAISAG32 0 0 155.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAISAG33 0 2 155.8 177.0 24.8 -175.6 -58.3 -67.8 -187.8 65.2 -92.4 0.000
GAISAG34 0 0 155.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAISAG35 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAKTIO31 0 0 161.2 17.9 4.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GALEXL31 0 0 153.5 47.9 0.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GALIVE31 0 2 155.8 42.1 8.5 -275.0 20.3 -145.5 -276.3 138.4 -135.2 0.000
GALOUM31 0 0 154.7 439.7 140.8 -350.0 -75.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMALI31 0 0 156.2 -1.9 1.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMALI32 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMFKL31 0 0 146.7 12.6 1.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMFLO31 0 0 157.5 16.6 5.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMFPO31 0 0 152.9 24.7 7.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMFPO32 0 0 155.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMFSA31 0 0 152.9 23.3 6.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMIDE11 0 2 408.2 0.0 0.0 -456.1 19.2 -256.9 -570.6 276.7 -271.1 0.000
GAMIDE13 0 0 380.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMIDE31 0 0 154.5 7.6 -6.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMIDE32 0 0 153.7 5.0 3.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAMIDE33 0 0 153.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GANDRO31 0 0 162.7 3.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GAOOS_31 0 2 158.3 0.0 1.1 -159.8 10.3 -25.0 -230.0 209.0 -142.9 0.000
GAOOS_32 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GARACH11 0 0 413.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GARACH31 0 2 159.4 56.5 16.3 -10.0 11.2 0.0 -16.0 11.2 -8.8 0.000
GARGIR31 0 0 157.0 1.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GARGST31 0 0 168.4 30.7 8.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GARIST33 0 0 154.0 211.1 -11.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GASOMA31 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GASOMA32 0 0 151.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GASOMA33 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GASOMA34 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GASPRO31 0 0 153.4 205.9 64.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GATALA31 0 0 152.7 24.4 11.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GBOTSA31 0 0 152.2 54.6 13.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GBOTSA32 0 0 152.6 14.6 -1.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GCHADR32 0 0 153.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GCHATH32 0 0 154.3 21.0 -2.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GCHORE31 0 0 157.1 27.6 4.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDIDIM31 0 0 152.8 17.9 5.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDIDYM31 0 0 150.6 0.0 0.0 -3.0 -1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDISTO11 0 0 401.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDISTO31 0 0 156.2 4.7 0.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDOMOK31 0 0 152.7 21.6 1.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDOXA_31 0 0 152.2 103.3 8.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GDRAMA31 0 0 154.0 64.3 16.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GEAV__32 0 0 149.4 18.8 5.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GEDESS31 0 0 151.5 -8.5 2.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GEKO__32 0 0 150.2 27.0 8.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELASS31 0 0 152.9 13.8 6.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELCHA31 0 0 155.4 8.9 -10.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELDA_31 0 0 155.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELDA_32 0 0 154.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELDA_34 0 0 153.9 33.1 10.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELEFS31 0 0 153.4 85.2 18.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELFTH34 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELLIN31 0 0 155.5 75.7 -5.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELLIN32 0 0 155.4 27.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GELVAL31 0 0 149.6 39.4 -2.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GENTHE11 0 2 403.6 0.0 0.0 -349.9 -158.0 -260.0 -390.0 228.5 -224.9 0.000
GEORDE31 0 0 154.7 31.4 9.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GERETR31 0 0 150.7 21.7 8.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GEVOSM31 0 0 150.3 123.6 45.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GEVOSM32 0 0 150.3 23.9 3.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GFALDE31 0 0 155.1 197.2 4.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GFARSA31 0 0 155.0 12.6 5.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GFILIP11 0 0 399.3 0.0 0.0 0.0 0.0
GFILIP12 0 0 399.3 0.0 0.0 0.0 0.0
GFILIP31 0 0 154.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GFLORI31 0 0 153.2 14.0 6.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GFOSFO31 0 0 154.1 4.0 -10.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GGEFIR31 0 0 149.7 23.3 -0.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GGIONA31 0 2 152.9 0.0 0.0 -5.9 -3.5 0.0 -8.0 11.0 -9.0 0.000
GGREVE31 0 0 154.8 30.6 10.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GIASMO31 0 0 154.3 10.8 2.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GIGOUM31 0 0 156.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000

GIGOUM61	0 0	69.0	15.8	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GILIKI31	0 0	151.3	14.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GILIOL31	0 0	158.7	1.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GINOFI31	0 0	149.6	76.9	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GIRON_31	0 2	155.8	0.0	0.0	-60.0	3.8	0.0	-109.0	59.7	-95.4	0.000
GIRON_32	0 2	155.8	0.0	0.0	-49.9	9.9	0.0	-55.0	34.4	-50.5	0.000
GKALAB31	0 0	156.1	35.4	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKALLI31	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKALMO31	0 0	155.9	15.5	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKALST31	0 0	154.5	16.9	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKALST32	0 0	154.5	26.5	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKALTA31	0 0	150.7	67.0	23.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKANAL31	0 0	157.6	13.7	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI11	0 2	408.4	0.0	0.0	-750.0	-63.3	-472.3	-789.1	651.6	-441.4	0.000
GKARDI15	0 0	380.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI17	0 0	408.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI18	0 0	380.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI31	0 0	156.1	21.2	9.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI32	0 0	157.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARDI33	0 0	154.5	18.1	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARIS31	0 0	160.1	17.9	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARPE31	0 0	153.0	2.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKARTS31	0 0	150.7	43.5	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKASIA31	0 0	152.9	27.4	12.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKASTR31	0 2	157.3	19.4	3.9	-69.3	11.4	0.0	-79.0	73.9	-48.4	0.000
GKASTR32	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKASTR33	0 2	157.6	0.0	0.0	-193.9	-15.3	-30.0	-239.1	191.2	-112.9	0.000
GKATER31	0 0	151.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKATER32	0 0	150.5	71.2	17.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKAVAL31	0 0	154.2	66.7	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKECHR31	0 0	157.2	0.0	0.0	-30.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKERAM31	0 0	153.2	21.6	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKERVE31	0 0	157.2	0.0	0.0	-38.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKILKI31	0 0	149.7	93.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKILLI31	0 0	166.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKIPAR31	0 0	153.0	21.5	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOMOT31	0 0	154.3	49.7	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOPAI31	0 0	144.2	18.5	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKORIN31	0 0	152.8	88.1	14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKORYD31	0 0	153.9	47.9	-4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKORYD32	0 0	155.0	26.5	-0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO11	0 0	395.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO13	0 0	380.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO31	0 0	155.3	0.0	-5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO32	0 0	154.6	69.7	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO33	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOUMO34	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKOZAN31	0 0	153.8	48.9	23.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKRANI31	0 0	150.1	22.9	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKRANI32	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKREMA31	0 3	155.0	7.4	-0.6	-366.7	17.6	-60.0	-372.0	433.6	-158.9	0.000
GKREMA32	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKTIT_32	0 0	150.7	37.0	16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GKVOUR31	0 0	151.5	9.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLADON31	0 2	157.3	4.1	1.5	-56.4	17.6	2.9	-66.0	60.9	-32.5	0.000
GLAGAD31	0 0	152.7	43.2	22.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLAMIA31	0 0	151.2	59.7	18.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLAPPA31	0 0	152.7	22.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARIS11	0 0	403.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARIS31	0 0	156.5	30.0	-3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARIS33	0 0	156.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARKO31	0 0	152.1	89.9	27.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARKO32	0 0	152.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARKO33	0 0	151.8	54.3	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARMN31	0 0	152.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARMN32	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARYM11	0 0	399.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLARYM31	0 0	154.1	5.4	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLAVRI11	0 2	400.8	0.0	0.0	-250.0	-6.0	-118.8	-288.8	239.6	-165.4	0.000
GLAVRI12	0 2	401.2	0.0	0.0	-748.9	-237.1	-214.5	-784.5	770.9	-644.5	0.000
GLAVRI14	0 0	400.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLAVRI31	0 2	157.2	41.2	5.4	-382.6	-51.8	-58.3	-433.3	301.0	-282.7	0.000
GLAVRI32	0 0	150.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLECHE31	0 0	155.2	11.3	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLECHE32	0 0	166.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000
GLEFKA31	0 0	163.9	8.8	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000

GLEODA31 0 0 151.3 -0.4 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GLIVAD31 0 0 144.2 35.4 15.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GLIVDI31 0 0 161.4 6.0 2.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GLOURO31 0 2 158.1 0.0 0.0 -8.6 -2.6 -1.0 -10.0 12.5 -7.5 0.000
GMADOU31 0 0 149.5 6.5 4.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMAGIK31 0 0 153.3 27.2 2.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMAKRO31 0 0 151.3 0.0 0.0 -10.0 -0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMARKO31 0 0 155.3 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMARKO32 0 0 155.3 101.4 -0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMAROU31 0 0 155.5 117.3 6.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMAROU32 0 0 156.0 40.2 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMEGAR31 0 0 152.4 35.5 11.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMEL__31 0 0 149.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMEL__32 0 0 149.1 1.2 -1.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMELIT11 0 2 407.8 0.0 0.0 -263.5 100.4 -103.1 -282.1 190.8 -132.7 0.000
GMELIT31 0 0 152.3 19.9 9.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMELIT32 0 0 152.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMESHO31 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMESHO32 0 0 159.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMESOG31 0 0 154.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMETHA31 0 0 150.1 23.4 6.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMIRTI31 0 0 157.6 1.8 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMKRYX31 0 0 153.9 0.7 2.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMOUDA31 0 0 148.7 76.2 -1.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMOURT31 0 0 156.7 5.3 0.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMOURT32 0 0 156.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMTOIL31 0 0 153.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GMTOIL32 0 0 153.2 8.2 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNAFKT31 0 0 153.3 23.9 4.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNAFPI31 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNAFPI32 0 0 155.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNALEX31 0 0 149.8 31.0 8.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNALEX32 0 0 150.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNAOUS31 0 0 150.6 42.4 10.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNCHAL31 0 0 154.2 245.6 20.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNELVE31 0 0 151.3 107.7 17.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNELVE32 0 0 152.6 40.1 9.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNELVE33 0 0 152.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GNPELL31 0 0 148.7 73.5 13.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOLHOR31 0 0 155.0 2.0 -0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOLHOR32 0 0 155.0 1.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOR_6T31 0 0 156.0 8.9 4.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOR_AM31 0 0 154.2 13.1 19.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOR_AM32 0 0 153.6 8.3 7.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOR_PT32 0 0 154.6 20.8 22.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOREST31 0 0 153.9 28.1 3.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GORKAR31 0 0 155.8 18.5 12.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GOSE1331 0 0 155.8 3.8 1.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPAGRA32 0 0 154.0 154.7 25.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPALLI11 0 0 396.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPALLI31 0 0 155.1 81.9 4.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPALLI32 0 0 156.2 222.4 18.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPANAH31 0 0 153.0 0.0 0.0 -20.0 -0.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPARAN31 0 0 154.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPATRI31 0 0 157.4 0.0 0.0 -40.8 -0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPILOS31 0 0 151.3 13.7 3.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPKOMO31 0 2 155.2 54.3 19.0 -440.0 -6.5 -349.1 -467.1 352.5 -238.2 0.000
GPLAST31 0 2 151.2 11.2 2.0 -118.2 6.4 0.0 -123.0 132.8 -82.3 0.000
GPLAST32 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPLAST33 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPLAST34 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPLATA31 0 0 152.5 13.3 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPLAVR31 0 2 157.7 0.0 0.0 -93.1 36.3 -2.0 -120.0 154.5 -66.0 0.000
GPOLIC31 0 0 152.3 98.9 27.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPOLPO31 0 0 158.5 1.8 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPOLYF31 0 0 154.1 0.6 4.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPOLYF32 0 2 157.6 11.5 1.2 -304.6 27.7 -25.0 -354.0 316.0 -185.7 0.000
GPOLYF33 0 0 157.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPOLYF34 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPOLYF35 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPROVA31 0 0 152.0 19.1 12.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPSACH31 0 0 149.7 35.2 12.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPTIT_32 0 0 151.3 12.0 2.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000
GPTOLE31 0 2 155.9 0.0 0.0 -71.2 -38.6 -46.3 -76.3 47.1 -38.6 0.000
GPTOLE32 0 2 155.9 11.2 9.9 -108.1 -39.7 -71.7 -116.7 101.1 -67.7 0.000
GPTOLE33 0 0 150.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.000

```
GPTOLE36          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GPTOLE38          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GPTOLE39          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GPYRGO31          0 0  157.3   56.3   -6.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GROUF_31          0 0  153.3  328.3   14.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GROUF_32          0 0  154.8  196.6   16.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GROUF_33          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSALAM32          0 0  155.4   35.5   -3.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSAPKA31          0 0  157.3    0.0    0.0  -57.7   -1.7    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSCHIM31          0 0  149.3   83.1    3.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSCHOL31          0 0  150.8   43.6   -0.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSCHOL32          0 0  148.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSERRE31          0 0  150.3  113.2   23.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSERVI31          0 0  156.1    2.0    0.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSFIKI31          0 2  153.9    0.0    0.0 -200.0  -29.8  -75.0 -315.0  283.9 -160.7          0.000
GSFIKI33          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSFIKI34          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSIDEN31          0 0  154.4   19.1  -20.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSIDEN32          0 0  150.2   10.3   -0.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSINDO31          0 0  150.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSINDO32          0 0  149.1  154.7   26.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSKYDR31          0 0  150.7   31.0   -9.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSMIRN35          0 0  155.6  120.6  -20.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSPATA31          0 0  155.9   65.2   -5.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSPERH31          0 0  151.9    5.3   -0.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTAGI31          0 0  149.3   16.8    8.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTEFA11          0 0  396.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTEFA31          0 0  157.6  107.3  -23.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTEFA32          0 0  156.2   75.7   13.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTEVK31          0 0  154.9   11.2    5.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTIT_32          0 0  153.2    8.5    0.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTIT_34          0 0  153.2    8.3    0.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GSTYLI31          0 0  150.7   19.9    6.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GT_PAT31          0 0  157.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTFOSF31          0 0  154.1    1.9   10.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHEOD31          0 0  152.8   39.5    6.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHEOD34          0 0  152.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHESS11          0 0  403.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHESS31          0 0  153.5  111.3   33.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHESS33          0 0  151.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHESS34          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHISA31          0 2  157.8    0.0    0.0 -300.0  -50.9  -60.0 -372.0  412.2 -227.7          0.000
GTHISA32          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTHIVA31          0 0  145.3   79.6   26.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTKORY31          0 0  153.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTKORY32          0 0  155.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTMOUD31          0 0  152.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTRICH31          0 0  155.8   34.6   15.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTRIKA11          0 0  408.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTRIKA31          0 0  159.7   21.2    4.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTRIKA32          0 0  150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTRIPO31          0 0  154.3   42.5    3.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTSCHA32          0 0  148.8   46.1    7.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTVOLO31          0 0  153.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GTVRIL31          0 0  156.1   26.8   -2.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVARI_31          0 0  155.5   83.8   13.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVAVDO31          0 0  148.4   23.9    3.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVELO_31          0 0  152.5   21.2    1.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVELO_32          0 0  152.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVERIA31          0 0  151.3   47.3   20.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVOUNE31          0 0  152.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVPPRE31          0 0  157.9   18.5    6.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVPVOL31          0 0  152.6   58.1   11.4    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVPVOL32          0 0  153.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVRILI31          0 0  156.1   40.2    1.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVRILI32          0 0  156.1   33.0   -3.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GVZPAT31          0 0  151.7   49.6    4.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GXANTH31          0 0  152.0   72.3   18.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GXILOK31          0 0  152.0   11.5    2.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GZAKIN31          0 0  167.0   28.0    7.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GZARKA31          0 0  153.8   12.5    5.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GALOUM32          0 0  153.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
GNSANT11          0 0  405.9    0.0    0.0    0.0    0.0
##ZXX
XAR_GA1G          1 0  413.1 -500.0  -55.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
XBG_TH11          1 0  404.6 -550.0   24.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0          0.000
```

```
XFL_BI11          1 0  408.0  -150.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0           0.000
XTH_DU11          1 0  400.7   -50.0   68.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0           0.000
XZE_KA11          1 0  409.9   -50.0  -17.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0           0.000
XBI_MO31          1 0  150.0     0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0           0.000
XNS_BA11          1 0  403.5     0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0           0.000
##L
GNSANT11 XNS_BA11 1 0  1.328 17.552  266.781   1344
GFILIP11 GTHESS11 1 0  2.704 36.640  527.719    960
GFILIP11 GFILIP12 1 2   0.00  0.000    0.000
GFILIP11 GNSANT11 1 0  4.640 43.920  492.444    960
GFILIP12 GNSANT11 1 0  4.640 43.920  492.444   1200
XAR_GA1G GARACH11 1 0 0.0144 0.1444 0.000000   1437
XBG_TH11 GTHESS11 1 0 2.6569 29.385 294.9792   1504
XFL_BI11 GMELIT11 1 0 0.5776 6.0792 65.72022   1312
XTH_DU11 GTHESS11 1 0 1.8338 18.901 200.4293   1312
XZE_KA11 GKARDI11 1 0 1.4440 16.100 156.3019    719
G1ARGO31 G2ARGO31 1 0 2.8530 6.5947 42.35555    447
G1ARGO31 GDIDYM31 1 0 7.2472 17.637 102.1777  99997
G1ARGO32 G2ARGO32 1 0 1.3635 3.3210 19.24444  99997
G1CHAL31 GERETR31 1 0 1.5322 6.6352 43.06666    510
G1CHAL31 GPSACH31 1 0 2.3580 5.7420 33.24444    447
G1CHAL31 GTSCHA32 1 0 0.3060 1.3252 8.577777    650
G1IOAN31 G2IOAN31 1 0 2.2702 5.5192 32.04444    650
G1IOAN31 GIGOUM31 1 0 10.644 25.904 150.0888    447
G1IOAN31 GLOURO31 1 0 4.6552 11.324 65.68888    447
G1KERK31 G2KERK31 1 0 0.0720 0.1755 1.022222  99997
G1KERK61 GIGOUM61 1 0 9.9352 16.218 2230.816    266
G1LARI31 G4LARI31 1 0 1.6784 4.0927 23.73333    447
G1LARI31 GLARIS31 1 0 3.1274 7.2450 46.35555    447
G1LARI31 GSERVI31 1 0 13.385 32.573 188.7111    364
G1LARI31 GTRIKA31 1 0 8.5229 20.821 120.9777    447
G1LARI32 G2LARI31 1 0 0.7312 3.1635 20.53333    600
G1MEGA31 G1MEGA34 1 0 0.9067 2.1330 13.24444    775
G1MEGA31 G2ARGO31 1 0 6.9209 27.945 208.4444    650
G1MEGA31 G2MEGA31 1 0 0.3645 1.4669 10.93333    775
G1MEGA31 GAHLAD31 1 0 4.9139 19.840 148.0000    578
G1MEGA31 GCHORE31 1 0 0.4275 1.7235 12.84444    650
G1MEGA31 GKALTA31 1 0 8.5342 21.285 125.4666    447
G1MEGA31 GKORIN31 1 0 9.8999 39.969 298.0888    650
G1MEGA31 GKORIN31 2 0 9.8999 39.969 298.0888    650
G1MEGA31 GLADON31 1 0 8.9752 21.840 126.5333    447
G1MEGA34 GTRIPO31 1 0 4.7610 11.589 67.15555  99997
G1PATR31 G2PATR31 1 0 0.2902 1.1699 8.711111    600
G1PATR31 G2PATR31 2 0 0.2902 1.1699 8.711111    600
G1PATR31 G3PATR31 1 0 0.9157 2.1510 13.37777    447
G1PATR31 GPTIT_32 1 0 2.2995 5.5979 32.44444    447
G1POUR36 GARACH31 1 0 0.5017 2.0880 14.66666    600
G1POUR37 GARACH31 1 0 0.5399 2.1802 16.26666    628
G1POUR38 GARACH31 1 0 0.5399 2.1802 16.26666    628
G1STRA31 GACHEL31 1 0 0.9517 3.8407 28.66666    600
G1STRA31 GACHEL31 2 0 0.9517 3.8407 28.66666    600
G1TRIK31 G2TRIK31 1 0 0.5895 2.5402 16.71111    650
G1TRIK31 GKALAB31 1 0 2.6842 11.596 75.64444    650
G1TRIK31 GTRIKA31 1 0 0.9292 3.7552 28.00000    628
G1VOLO31 G2VOLO31 1 0 1.6987 4.1062 24.13333    447
G1VOLO31 GTVOLO31 1 0 0.8977 2.1847 12.66666    529
G2ARGO31 G2ARGO32 1 0 1.4760 3.2625 22.84444    447
G2ARGO31 GAHLAD31 1 0 2.0114 8.1225 60.57777    650
G2ARGO31 GKORIN31 1 0 3.8407 15.506 115.6444    650
G2ARGO31 GKORIN31 2 0 7.3912 17.640 106.3555    447
G2ARGO31 GKORIN31 3 0 3.8407 15.506 115.6444    650
G2ARGO32 GTRIPO31 1 0 6.4350 14.224 99.55555  99997
G2CHAL31 GSCHIM31 1 0 0.8707 3.7597 24.48888    538
G2CHAL31 GTSCHA32 1 0 0.1170 0.5040 3.377777  99997
G2IOAN31 GAOOS_31 1 0 3.7282 16.141 104.7555    650
G2KERK31 GMESOG31 1 0 1.6087 6.9547 45.24444  99997
G2LARI31 G3LARI31 1 0 0.7267 2.9384 21.91111    600
G2LARI31 GLARIS31 1 0 2.6819 10.829 80.75555    600
G2LARI31 GMKRYX31 1 0 1.2060 5.2267 33.91111    650
G2MEGA31 GCHORE31 1 0 0.3262 1.3185 9.822222    650
G2MEGA31 GPYRGO31 1 0 6.7522 27.260 203.3333    650
G2MEGA31 GPYRGO31 2 0 6.7522 27.260 203.3333    650
G2PATR31 GPANAH31 1 0 1.0035 4.0477 30.17777    600
G2PATR31 GPYRGO31 1 0 12.147 29.726 172.8888    447
G2PATR31 GVZPAT31 1 0 4.0702 9.9764 59.55555    447
G2VOLO31 GCHATH32 1 0 1.6717 6.7522 50.35555    650
```

G2VOLO31 GSTEVK31 1 0 2.7629 11.157 83.20000 650
G3LARI31 GLARIS31 1 0 1.9552 7.8929 58.88888 600
G3PATR31 GTRICH31 1 0 5.8094 22.522 687.9555 419
G3THES31 GEVOSM31 1 0 0.6907 1.5457 515.0222 510
G3THES32 GDOXA_31 1 0 0.3870 0.8640 288.0444 510
G4LARI31 GLARIS31 1 0 1.3972 3.5077 20.75555 447
GACHAR11 GKOUMO11 1 0 0.4620 4.4186 49.48060 1588
GACHAR11 GKOUMO11 2 0 0.4620 4.4186 49.48060 1588
GACHAR11 GLARYM11 1 0 2.4547 23.205 260.0761 1588
GACHAR11 GLARYM11 2 0 2.4547 23.205 260.0761 1588
GACHAR11 GSTEFA11 1 0 0.3610 3.4655 38.98891 1588
GACHAR11 GSTEFA11 2 0 0.3610 3.4655 38.98891 1588
GACHAR32 GACHAR33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GACHAR32 GINOFI31 1 0 3.3727 14.503 95.46666 628
GACHAR32 GNCHAL31 1 0 1.3365 5.6857 38.22222 650
GACHAR32 GOLHOR32 1 0 0.3555 1.4355 13.59999 650
GACHEL11 GARACH11 1 0 1.5017 20.288 292.2922 1437
GACHEL11 GDISTO11 1 0 4.8374 45.774 513.2963 1588
GACHEL31 GKREMA31 1 0 2.1487 9.3015 60.35555 628
GACHEL31 GKREMA31 2 0 2.1442 8.6602 64.57777 628
GACHEL31 GKREMA31 3 0 2.1442 8.6602 64.57777 628
GACHEL31 GNAFKT31 1 0 5.7285 23.125 172.4888 600
GACHEL31 GALOUM32 1 0 14.118 57.001 425.1555 600
GACHEL32 GAMFLO31 1 0 4.8825 12.933 79.68888 447
GACHEL32 GARACH31 1 0 6.8152 27.517 205.2444 650
GACHEL32 GARACH31 2 0 6.8152 27.517 205.2444 650
GACHEL32 GKASTR31 1 0 0.5377 2.1735 16.22222 650
GACHEL32 GKASTR31 2 0 0.5175 2.2364 14.53333 650
GACHEL32 GKASTR31 3 0 0.5377 2.1735 16.22222 650
GACHLA31 GAEDIP31 1 0 3.9847 9.4477 418.9777 447
GACHLA31 GSTYLI31 1 0 2.0429 8.7952 57.82222 600
GACHLA31 GVPVOL31 9 0 6.3832 29.047 0.000000 99997
GAEDIP31 GMADOU31 1 0 6.9052 16.803 97.33333 447
GAEGIO31 GPTIT_32 1 0 4.8014 11.686 67.68888 447
GAEGIO31 GXILOK31 1 0 9.9022 24.099 139.5999 447
GAETOL31 GKASTR33 1 0 3.7530 15.504 110.6222 650
GAETOL31 GPANAH31 1 0 4.8667 20.432 677.6444 650
GAGCHI31 GAGCHI32 1 0 0.2497 1.0080 7.511111 99997
GAGCHI31 GGEFIR31 1 0 0.6210 2.5087 18.71111 99997
GAGCHI31 GMEL__31 1 0 1.2532 3.0487 17.64444 99997
GAGDIM11 GKARDI17 1 0 0.5054 4.8951 54.81994 1588
GAGDIM11 GLARIS11 1 0 4.2886 40.634 455.6371 1588
GAGDIM11 GLARIS11 2 0 4.2886 40.634 455.6371 1588
GAGDIM11 GTHESS11 1 0 3.6966 34.988 392.3545 1588
GAGDIM11 GTHESS11 2 0 3.6966 34.988 392.3545 1588
GAGDIM31 GORKAR31 1 0 2.0699 8.3542 62.31111 600
GAGDIM31 GSFIKI31 1 0 2.3287 9.4004 70.13333 650
GAGRAS31 GAMIDE32 1 0 3.8857 15.687 117.0222 600
GAGRAS31 GEDESS31 1 0 0.8257 2.0070 11.64444 108
GAGRAS31 GNAOUS31 1 0 4.1804 10.172 58.93333 447
GAGRAS31 GSKYDR31 1 0 1.0687 4.3177 32.22222 650
GAIOLE31 GILIOL31 1 0 0.1957 0.8437 5.466666 765
GAIOLE31 GKARIS31 1 0 1.7527 7.5937 49.28888 638
GAISAG31 GAISAG32 1 0 0.0540 0.2272 254.9777 500
GAISAG31 GAISAG33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 1200
GAISAG31 GKOUMO32 1 0 0.7312 2.9565 22.04444 600
GAISAG32 GSALAM32 1 0 0.2092 0.8460 6.311111 538
GAISAG33 GAISAG34 1 0 0.0540 0.2272 254.9777 500
GAISAG34 GKOUMO31 1 0 0.7312 2.9565 22.04444 538
GAISAG35 GKALLI31 1 8 0.4230 1.4017 1044.000 769
GAKTIO31 GKASTR31 1 0 11.731 28.552 165.4222 447
GAKTIO31 GLEFKA31 1 0 4.7969 11.673 67.64444 447
GALEXL31 GKOMOT31 1 0 5.3347 21.536 160.6222 99997
GALEXL31 GPKOMO31 1 0 4.4707 18.047 134.6222 650
GALEXL31 GPROVA31 1 0 8.2889 20.171 116.8444 99997
GALIVE31 GARGIR31 1 0 1.2082 5.2312 33.95555 775
GALIVE31 GERETR31 1 0 3.2377 14.024 91.02222 650
GALIVE31 GKALMO31 1 0 2.3917 7.8772 700.0000 459
GALIVE31 GPSACH31 1 0 4.9770 21.071 143.1999 650
GALIVE31 GSTEFA31 1 0 4.3492 15.772 758.8888 459
GALOUM31 GAMFSA31 1 0 3.1139 12.566 93.73333 650
GALOUM31 GDISTO31 1 0 1.0147 4.0950 30.53333 650
GALOUM31 GDISTO31 2 0 1.0147 4.0950 30.53333 650
GALOUM31 GNAFKT31 1 0 8.3902 33.873 252.6666 650
GAMALI31 GLECHE31 1 0 1.5232 6.1470 45.82222 650
GAMALI31 GPYRGO31 1 0 1.6379 6.6082 49.28888 600

GAMFKL31 GLAMIA31 1 0 4.1422 17.932 116.4000 600
GAMFKL31 GLIVAD31 1 0 3.2490 14.071 91.33333 99997
GAMFLO31 GARACH31 1 0 9.4004 22.756 133.2888 447
GAMFPO31 GFILIP31 1 0 2.5222 10.179 75.91111 679
GAMFPO31 GSTAGI31 1 0 8.6265 20.994 121.6444 447
GAMFPO31 GTHESS31 1 0 9.7312 39.282 292.9777 600
GAMFPO32 GFILIP31 1 0 10.374 27.524 168.9777 397
GAMFSA31 GLAMIA31 1 0 5.1840 20.925 156.0888 600
GAMIDE11 GKARDI11 1 0 1.6606 15.725 176.3781 1105
GAMIDE11 GMELIT11 1 0 0.9097 8.7073 97.67313 1383
GAMIDE11 GMELIT11 2 0 0.9097 8.7073 97.67313 1383
GAMIDE11 GTHESS11 1 0 3.7977 35.984 403.4141 1588
GAMIDE11 GTHESS11 2 0 3.7977 35.984 403.4141 1588
GAMIDE11 GTRIKA11 1 0 5.4438 51.579 578.3379 1588
GAMIDE31 GFLORI31 1 0 6.9390 16.688 100.7111 447
GAMIDE31 GOR_AM31 1 0 0.5332 2.1510 16.04444 650
GAMIDE31 GPTOLE32 1 0 2.7629 6.9615 41.33333 447
GAMIDE32 GAMIDE33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GAMIDE32 GMELIT31 1 0 5.1457 13.043 82.57777 447
GAMIDE32 GOR_AM32 1 0 0.5332 2.1510 16.04444 650
GAMIDE32 GPTOLE31 1 0 1.6222 6.9974 45.82222 600
GANDRO31 GLIVDI31 1 0 3.3682 11.439 1454.444 424
GAOOS_31 GARACH31 1 0 7.4812 32.343 210.5777 650
GARACH11 GTRIKA11 1 0 2.1371 29.111 419.2105 1437
GARACH31 GKANAL31 1 0 4.7430 19.147 142.8000 650
GARACH31 GLOURO31 1 0 2.2387 5.7397 34.44444 447
GARACH31 GMESHO32 1 0 4.1624 17.820 118.4000 600
GARACH31 GVPPRE31 1 0 4.2029 16.967 126.5333 700
GARGIR31 GMIRTI31 1 0 0.6322 2.7427 17.77777 765
GARGST31 GLEFKA31 1 0 12.708 29.384 1578.222 650
GARGST31 GZAKIN31 1 0 16.980 29.697 2342.755 447
GARIST33 GPALLI31 9 0 0.9337 6.2212 0.000000 99997
GASOMA32 GVERIA31 1 0 0.4680 2.0317 13.20000 538
GASPRO31 GKOUMO31 1 0 0.9900 4.0004 29.82222 650
GASPRO31 GKOUMO32 1 0 0.9900 4.0004 29.82222 650
GASPRO31 GMTOIL31 1 0 1.9394 7.8299 58.40000 650
GASPRO31 GTHEOD31 1 0 5.5529 22.416 167.1999 650
GATALA31 GLAMIA31 1 0 7.0942 28.642 213.6444 650
GATALA31 GLARYM31 1 0 2.2342 9.0157 67.24444 650
GBOTSA31 GDOXA_31 1 0 0.1642 0.4455 281.6444 447
GBOTSA32 GNELVE32 1 0 0.1395 0.3757 238.3111 484
GCHADR32 GDRAMA31 1 0 0.3307 1.3365 9.955555 99997
GCHADR32 GSERRE31 1 0 9.4927 23.499 137.7777 447
GCHATH32 GLARIS31 1 0 2.9362 11.857 88.44444 650
GDIDIM31 GOREST31 1 0 4.0207 9.7874 56.71111 447
GDIDIM31 GPROVA31 1 0 7.3485 18.917 111.2444 447
GDIDYM31 GKRANI31 1 0 2.5649 6.2392 36.13333 99997
GDISTO11 GKOUMO11 1 0 3.5811 34.006 381.1703 1588
GDISTO11 GKOUMO11 2 0 3.5811 34.006 381.1703 1588
GDISTO11 GLARYM11 1 0 1.5450 14.642 164.1135 1394
GDISTO11 GLARYM11 2 0 1.5450 14.642 164.1135 1394
GDISTO11 GTRIKA11 1 0 5.0828 48.244 540.9141 1437
GDISTO11 GTRIKA11 2 0 5.0973 48.431 542.9986 1578
GDISTO31 GIRON_31 1 0 6.1357 24.774 184.7555 650
GDISTO31 GKOUMO31 1 0 10.098 40.770 304.0888 650
GDOMOK31 GFARSA31 1 0 4.7565 11.576 67.06666 99997
GDOMOK31 GLAMIA31 1 0 4.2682 10.385 60.17777 447
GDOXA_31 GPOLIC31 1 0 0.6254 2.5222 18.80000 600
GDOXA_31 GSTIT_32 1 0 0.9314 3.7574 28.04444 600
GDOXA_31 GTHESS31 1 0 1.6087 3.8655 22.97777 447
GDRAMA31 GFILIP31 1 0 1.3995 5.6452 42.08888 650
GDRAMA31 GFILIP31 2 0 1.3995 5.6452 42.08888 650
GEAV__32 GKTIT_32 1 0 2.2702 9.1687 68.39999 99997
GEAV__32 GSCHIM31 1 0 0.3240 1.3072 9.733333 600
GEKO__32 GEVOSM31 1 0 0.2767 1.1182 8.355555 600
GEKO__32 GSINDO31 1 0 0.5062 2.0452 15.24444 99997
GELASS31 GPTOLE31 1 0 10.115 40.835 304.5777 600
GELASS31 GVOUNE31 1 0 4.3020 17.367 129.5111 628
GELCHA31 GELDA_31 1 0 0.2610 0.6322 3.688888 99997
GELDA_31 GKOUMO31 1 0 0.0742 0.2970 2.222222 600
GELDA_32 GELDA_34 1 0 0.2205 0.4905 3.377777 99997
GELDA_32 GELEFS31 1 0 0.6772 2.9362 19.06666 447
GELDA_32 GKOUMO31 1 0 0.9922 4.0049 29.86666 650
GELEFS31 GKORIN31 1 0 5.5080 22.236 165.8666 650
GELEFS31 GKOUMO32 1 0 1.6740 6.9615 49.06666 650
GELEFS31 GMEGAR31 1 0 1.8607 6.9119 51.24444 447

GELFTH34 GKALLI31 1 8 0.2002 0.6615 492.0000 99997
GELLIN31 GFALDE31 9 0 1.2892 4.8307 0.000000 99997
GELLIN31 GLAVRI31 9 0 4.5135 37.037 0.000000 99997
GELLIN31 GPALLI32 9 0 1.7190 13.580 0.000000 99997
GELLIN31 GSMIRN35 9 0 0.8032 3.0194 0.000000 99997
GELLIN32 GVARI_31 1 0 0.7537 3.1657 353.1111 610
GELVAL31 GROUF_31 1 0 4.5225 18.258 136.1777 650
GELVAL31 GSCHIM31 1 0 0.5332 2.1577 16.08888 600
GENTHE11 GTHESS11 1 0 0.2310 0.9241 214.3074 661
GEORDE31 GKASIA31 1 0 5.9310 14.429 83.64444 99997
GEORDE31 GPTOLE32 1 0 1.7752 4.3807 25.68888 447
GEVOSM31 GEVOSM32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GEVOSM31 GSINDO32 1 0 0.7830 3.1612 23.59999 600
GEVOSM31 GTHESS33 1 0 0.5512 1.3432 7.777777 775
GEVOSM31 GTHESS33 2 0 0.6480 1.5277 9.422222 679
GEVOSM32 GSIDEN32 9 0 1.3477 3.8137 0.000000 99997
GFALDE31 GLAVRI31 9 0 6.5272 53.491 0.000000 99997
GFALDE31 GPALLI32 9 0 2.4862 19.615 0.000000 99997
GFALDE31 GSMIRN35 9 0 1.1587 4.3627 0.000000 99997
GFARSA31 GLARIS31 1 0 3.6202 14.613 109.0222 650
GFARSA31 GLARIS31 2 0 3.6202 14.616 109.0222 650
GFILIP31 GKAVAL31 1 0 3.6404 8.8582 51.33333 650
GFILIP31 GKAVAL31 2 0 3.6067 8.1832 54.53333 447
GFILIP31 GKAVAL31 3 0 3.6067 8.1832 54.53333 447
GFILIP31 GPARAN31 1 0 3.0397 13.151 85.51111 650
GFILIP31 GPLAVR31 1 0 4.3627 17.617 131.4222 650
GFILIP31 GSERRE31 1 0 6.1222 26.502 172.0444 600
GFILIP31 GTHESS31 1 0 12.581 50.793 378.8444 650
GFILIP31 GTHISA31 1 0 4.3627 17.617 131.4222 650
GFILIP31 GTHISA31 2 0 4.3627 17.617 131.4222 650
GFILIP31 GTHISA31 3 0 4.3627 17.617 131.4222 650
GFLORI31 GKASIA31 1 0 9.5175 23.159 134.1777 99997
GFOSFO31 GTFOSF31 1 0 0.2362 0.5737 3.333333 99997
GGEFIR31 GTHESS33 1 0 2.0317 8.2012 61.15555 650
GGIONA31 GLAMIA31 1 0 4.9139 19.838 147.9555 600
GGIONA31 GALOUM32 1 0 3.3817 13.655 101.8666 650
GGREVE31 GKALAB31 1 0 4.6215 19.982 130.0888 600
GGREVE31 GPTOLE32 1 0 5.7240 24.776 160.9777 600
GIASMO31 GKERVE31 1 0 6.1807 26.644 174.4888 650
GIASMO31 GKOMOT31 1 0 1.9394 7.8344 58.44444 600
GIASMO31 GMAGIK31 1 0 3.1905 13.817 89.64444 650
GIASMO31 GPARAN31 1 0 6.1717 26.725 173.4222 650
GIASMO31 GPKOMO31 1 0 2.7157 10.961 81.77777 650
GIASMO31 GPKOMO31 2 0 2.7157 10.961 81.77777 650
GIASMO31 GPKOMO31 3 0 2.8304 11.427 85.24444 650
GIASMO31 GXANTH31 1 0 3.4110 12.168 89.86666 628
GIASMO31 GZARKA31 1 0 4.4932 18.137 135.2888 650
GIGOUM31 GMOURT32 1 0 2.1937 4.8689 33.82222 628
XBI_MO31 GMOURT32 1 8 2.657 6.2300 38.88900 240
GILIKI31 GLARYM31 1 0 2.3782 10.066 68.44444 650
GILIKI31 GSCHIM31 1 0 2.3984 10.381 67.37777 600
GILIOL31 GPOLPO31 1 0 0.2430 1.0552 6.844444 765
GINOFI31 GSCHIM31 1 0 0.6840 2.9609 19.19999 600
GIRON_31 GIRON_32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 650
GIRON_32 GKALST32 1 0 3.7102 14.971 296.9333 650
GKALMO31 GSTEFA32 1 0 1.9552 7.8975 58.88888 650
GKALST31 GKALST32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 650
GKALST31 GKOUMO32 1 0 0.5782 2.3287 202.6666 650
GKALTA31 GPILOS31 1 0 5.8049 14.129 81.86666 397
GKANAL31 GMOURT31 1 0 2.5830 10.426 77.77777 650
GKARDI11 GKARDI17 1 0 0.0144 0.1444 0.000000 99997
GKARDI11 GKARDI17 2 0 0.0144 0.1444 0.000000 829
GKARDI11 GLARIS11 1 0 4.4042 41.630 466.7036 1588
GKARDI11 GTRIKA11 1 0 3.7977 35.854 402.1052 1529
GKARDI15 GKARDI18 1 8 0.0144 0.1444 0.000000 479
GKARDI17 GLARIS11 1 0 4.4042 41.630 466.7036 1588
GKARDI31 GORKAR31 1 0 0.2677 1.0799 8.044444 650
GKARDI31 GPOLYF32 9 0 2.0137 8.1832 0.000000 99997
GKARDI31 GPTOLE31 1 0 1.0214 4.1219 30.75555 600
GKARDI31 GPTOLE31 2 0 1.0260 4.1377 30.84444 600
GKARDI32 GPTOLE32 1 0 1.0214 4.1219 30.75555 600
GKARDI33 GPOLYF31 1 0 3.5055 14.152 105.5555 650
GKARDI33 GPOLYF31 2 0 3.4897 14.089 105.0666 650
GKARDI33 GSFIKI31 1 0 4.4707 18.047 134.6222 650
GKARIS31 GLIVDI31 1 0 1.4624 6.3270 41.06666 638
GKARPE31 GKREMA31 1 0 3.2984 13.315 99.28888 583

GKARPE31 GLAMIA31 1 0 5.4517 22.007 164.1333 600
GKARTS31 GLAMIA31 1 0 6.4417 26.009 194.0000 600
GKARTS31 GPLAST31 1 0 0.8685 3.5032 26.13333 600
GKASTR33 GTRICH31 1 0 4.8262 11.571 69.11111 600
GKASTR33 GTRICH31 2 0 2.5649 11.103 72.04444 600
GKATER31 GKATER32 1 0 1.6470 4.0072 23.19999 99997
GKATER31 GPLATA31 1 0 2.7675 11.965 77.91111 99997
GKATER31 GSFIKI31 1 0 3.2850 14.138 92.84444 650
GKATER32 GNALEX32 1 0 7.7557 18.877 109.3777 550
GKAVAL31 GTFOSF31 1 0 0.4635 1.8719 13.95555 447
GKAVAL31 GXANTH31 1 0 5.8904 25.506 165.5111 600
GKAVAL31 GZARKA31 1 0 2.1014 8.4847 63.28888 600
GKECHR31 GSAPKA31 1 0 0.4522 1.9574 12.71111 650
GKECHR31 GT_PAT31 1 0 0.1777 0.7717 5.022222 650
GKERAM31 GMAGIK31 1 0 2.5785 11.166 72.48888 650
GKERAM31 GTFOSF31 9 0 2.7090 10.662 0.000000 99997
GKERVE31 GSAPKA31 1 0 0.3892 1.6829 10.93333 583
GKILKI31 GSERRE31 1 0 10.635 25.884 149.9555 447
GKILKI31 GTHESS31 1 0 6.6374 16.150 93.55555 447
GKILLI31 GLECHE32 1 0 1.7729 7.2967 52.39999 550
GKILLI31 GPYRGO31 1 0 3.9689 16.809 114.1333 600
GKILLI31 GZAKIN31 1 0 3.5347 1.6357 2503.422 600
GKIPAR31 GPILOS31 1 0 7.9717 19.397 112.3999 397
GKIPAR31 GPYRGO31 1 0 10.125 24.639 142.7555 447
GKOMOT31 GPKOMO31 1 0 1.2374 5.3572 34.75555 447
GKOPAI31 GLIVAD31 1 0 1.4580 6.3157 40.97777 99997
GKOPAI31 GTHIVA31 1 0 2.6797 11.601 75.28888 600
GKORIN31 GKOUMO31 1 0 6.9502 28.062 209.2888 650
GKORIN31 GKOUMO32 1 0 6.9502 28.062 209.2888 650
GKORIN31 GMEGAR31 1 0 7.8367 18.996 110.9333 650
GKORIN31 GMETHA31 1 0 12.507 30.438 176.3555 447
GKORIN31 GTHEOD31 1 0 1.2307 4.9634 37.02222 650
GKORIN31 GTHEOD31 2 0 1.2307 4.9634 37.02222 650
GKORIN31 GVELO_31 1 0 1.7775 7.1797 53.55555 650
GKORIN31 GVELO_32 1 0 1.7752 7.1639 53.42222 447
GKORYD31 GTKORY31 1 0 0.0832 0.3375 100.3555 1200
GKORYD32 GTKORY32 1 0 0.0832 0.3375 100.3555 1200
GKOUMO31 GROUF_32 1 0 0.9855 3.9780 29.68888 600
GKOUMO31 GROUF_32 2 0 0.8505 3.4380 25.64444 628
GKOUMO31 GTKORY32 1 0 0.4522 1.8292 13.64444 600
GKOUMO32 GNAFPI32 1 0 0.3037 1.2284 9.155555 600
GKOUMO32 GROUF_31 1 0 0.9855 3.9780 29.68888 600
GKOUMO32 GROUF_31 2 0 0.8505 3.4380 25.64444 628
GKOUMO32 GTKORY31 1 0 0.4522 1.8292 13.64444 679
GKOZAN31 GLAMIA31 1 0 19.010 76.745 572.3999 513
GKOZAN31 GPTOLE32 1 0 2.2185 8.9572 66.79999 600
GKRANI31 GMETHA31 1 0 4.3267 10.527 60.97777 447
GKREMA31 GSPERH31 1 0 6.1177 24.700 184.2222 583
GKTIT_32 GROUF_31 1 0 2.1712 8.7660 65.37777 600
GKVOUR31 GLAMIA31 1 0 3.5437 14.305 106.7111 650
GKVOUR31 GLARMN31 1 0 5.5259 22.310 166.4000 477
GLADON31 GPYRGO31 1 0 7.4272 18.074 104.7111 447
GLAGAD31 GSERRE31 1 0 12.271 29.864 173.0222 447
GLAGAD31 GTHESS31 1 0 0.8910 2.6662 17.51111 447
GLAMIA31 GLEODA31 1 0 3.8317 15.466 115.3333 600
GLAMIA31 GSPERH31 1 0 2.6302 10.622 79.20000 600
GLAMIA31 GSTYLI31 1 0 1.4760 6.3944 41.51111 650
GLAMIA31 GVOUNE31 1 0 6.9502 28.055 209.2444 600
GLAPPA31 GLECHE31 1 0 5.7149 13.700 81.86666 447
GLAPPA31 GVZPAT31 1 0 3.8227 9.0022 55.73333 99997
GLARIS11 GLARYM11 1 0 5.3139 50.308 564.0927 1588
GLARIS11 GLARYM11 2 0 5.3139 50.308 564.0927 1588
GLARIS11 GLARYM11 3 0 5.3572 50.843 570.0554 1588
GLARIS11 GLARYM11 4 0 5.3572 50.843 570.0554 1588
GLARIS31 GLARIS33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GLARIS31 GSTEVK31 1 0 1.8427 7.4384 55.46666 650
GLARIS31 GTVOLO31 1 0 3.5684 14.406 107.4666 447
GLARIS31 GVPVOL31 9 0 3.7845 14.881 0.000000 99997
GLARKO31 GLARMN31 1 0 0.0900 0.3690 2.666666 99997
GLARKO32 GLARKO33 1 0 0.3847 1.6492 10.97777 99997
GLARKO32 GLARYM31 1 0 1.3410 5.4337 40.22222 650
GLARKO32 GSCHIM31 1 0 4.4347 19.203 124.6222 600
GLARMN31 GLARYM31 1 0 1.3139 5.4584 38.53333 650
GLARYM11 GSTEFA11 1 0 2.7002 25.616 287.2091 1588
GLARYM11 GSTEFA11 2 0 2.7002 25.616 287.2091 1588
GLAVRI11 GLAVRI14 1 0 0.0144 0.1155 1.253462 719

GLAVRI12 GPALLI11 1 0 1.2129 11.580 128.6565 1588
GLAVRI12 GPALLI11 2 0 1.2129 11.580 128.6565 1588
GLAVRI31 GMARKO32 1 0 2.0632 8.3317 62.13333 650
GLAVRI31 GPALLI31 9 0 4.1490 16.753 0.000000 99997
GLAVRI31 GPALLI32 9 0 -2.000 147.55 0.000000 99997
GLAVRI31 GSMIRN35 9 0 4.0387 33.446 0.000000 99997
GLAVRI31 GVARI_31 1 0 3.2625 13.173 98.26666 650
GLEODA31 GPLAST31 1 0 3.5392 14.287 106.5777 600
GMADOU31 GPSACH31 1 0 6.5700 15.988 92.62222 447
GMAKRO31 GSINDO31 1 0 4.9995 20.180 150.5333 503
GMAKRO31 GVERIA31 1 0 0.6817 2.7517 20.53333 628
GMARKO31 GMARKO32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 650
GMARKO31 GPALLI31 1 0 1.3972 5.6384 42.04444 650
GMAROU31 GSTEFA32 1 0 0.7672 3.0892 409.7333 650
GMAROU32 GVRILI31 1 0 0.2385 0.9494 283.2888 1200
GMEL__31 GMEL__32 1 0 0.1125 0.2745 1.600000 99997
GMEL__31 GNPELL31 1 0 3.5415 8.6197 49.95555 99997
GMELIT31 GMELIT32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GMESOG31 GMOURT32 1 0 4.6957 15.367 1341.866 628
GMIRTI31 GPOLPO31 1 0 0.8774 3.7979 24.62222 765
GMKRYX31 GPLATA31 1 0 3.7395 16.190 105.0666 628
GMOUDA31 GTMOUD31 1 0 4.3492 18.836 122.2222 650
GMOUDA31 GVAVDO31 1 0 4.1332 10.057 58.26666 447
GMOURT31 GMOURT32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GMOURT32 GVPPRE31 1 0 6.9974 28.251 210.7111 650
GMTOIL31 GMTOIL32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 650
GMTOIL31 GTHEOD31 1 0 5.5529 22.416 167.1999 650
GNAFPI32 GSALAM32 1 0 0.2182 0.8797 6.577777 99997
GNALEX31 GSINDO32 1 0 3.1995 12.919 96.35555 99997
GNALEX31 GVERIA31 1 0 2.4795 10.014 74.71111 600
GNAOUS31 GVERIA31 1 0 3.0352 7.3867 42.79999 447
GNCHAL31 GSTEFA31 1 0 1.7212 6.9457 51.82222 775
GNELVE31 GTHESS31 1 0 1.8855 7.5510 179.2444 650
GNELVE32 GNELVE33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GNELVE32 GSTIT_32 9 0 3.7552 14.843 0.000000 99997
GNELVE32 GSTIT_34 9 0 3.9239 15.349 0.000000 99997
GNELVE32 GTHESS31 9 0 14.264 56.207 0.000000 99997
GNPELL31 GSKYDR31 1 0 2.8664 11.576 86.35555 99997
GOLHOR31 GOLHOR32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 650
GOLHOR31 GSTEFA32 1 0 0.8437 3.3997 131.2444 650
GOR_6T31 GPTOLE32 1 0 0.8730 3.7574 24.71111 447
GOR_6T31 GSERVI31 1 0 9.4792 23.539 137.6000 99997
GOR_PT32 GPTOLE31 1 0 1.7864 7.2112 53.77777 600
GOREST31 GT_PAT31 1 0 5.4742 23.701 153.8222 553
GOSE1331 GSPATA31 1 0 1.3950 5.6362 42.04444 650
GPAGRA32 GPALLI31 1 0 0.7492 2.6819 607.1111 700
GPALLI11 GSTEFA11 1 0 0.5920 5.5305 62.15373 1588
GPALLI11 GSTEFA11 2 0 0.5920 5.5305 62.15373 1588
GPALLI11 GSTEFA11 3 0 0.5776 5.5016 61.68975 1588
GPALLI11 GSTEFA11 4 0 0.5776 5.5016 61.68975 1588
GPALLI32 GSMIRN35 9 0 1.5389 12.264 0.000000 99997
GPALLI32 GSPATA31 1 0 0.9697 3.9149 29.20000 650
GPALLI32 GTVRIL31 1 0 0.3240 1.3072 9.733333 650
GPALLI32 GVARI_31 1 0 1.7752 7.1684 53.46666 650
GPALLI32 GVRILI31 1 0 0.4747 1.9012 566.6222 700
GPATRI31 GT_PAT31 1 0 0.7762 3.3614 21.82222 99997
GPLAVR31 GTHISA31 1 0 0.0967 0.3915 2.933333 650
GPOLIC31 GTHESS31 1 0 0.8370 3.3817 25.24444 650
GPOLYF31 GSFIKI31 1 0 1.4917 6.3787 42.48888 650
GPOLYF32 GPOLYF33 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GPSACH31 GSCHIM31 1 0 3.3052 13.128 155.6888 600
GPTOLE31 GPTOLE32 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GROUF_31 GTKORY31 1 0 0.4005 1.6132 12.04444 600
GROUF_32 GTKORY32 1 0 0.4005 1.6132 12.04444 600
GSCHIM31 GTHIVA31 1 0 2.3827 10.318 66.97777 600
GSCHOL31 GTMOUD31 1 0 4.4550 10.311 66.40000 99997
GSCHOL32 GVAVDO31 1 0 5.6362 13.185 82.71111 447
GSFIKI31 GVERIA31 1 0 1.3815 5.5800 41.60000 773
GSIDEN31 GTHESS31 1 0 2.3129 8.1607 57.91111 600
GSTAGI31 GVAVDO31 1 0 6.8557 16.681 96.66666 447
GSTEFA32 GTVRIL31 9 0 2.4232 10.768 0.000000 99997
GSTIT_32 GSTIT_34 9 0 0.3960 0.9494 0.000000 99997
GSTIT_32 GTHESS31 9 0 0.2182 0.7762 0.000000 99997
GSTIT_34 GTHESS31 9 0 1.4984 3.5932 0.000000 99997
GTHEOD31 GTHEOD34 1 0 0.0022 0.0225 0.000000 99997
GTHESS31 GTMOUD31 1 0 1.6964 5.4517 111.2444 769

```
GTVOLO31 GVPVOL32 1 0 0.3285 0.7267 5.066666    447
GTVRIL31 GVRILI32 1 0 0.1642 0.6525 194.7555   1200
GVELO_32 GXILOK31 1 0 1.1744 4.7430 35.37777  99997
##C
##T
GFILIP12 GFILIP32 1 0   400   160   100 1.5040 115.23  0.00000   0.00   404
G1KERK61 G1KERK31 1 0   66.  148.   50. 0.0000 6.9697 0.000000 0.0000   411
GACHAR11 GACHAR31 1 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GACHAR11 GACHAR31 2 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GACHAR11 GACHAR32 1 0  400.  160.  280. 1.4873 116.66 0.000000 0.0000   404
GACHEL11 GACHEL31 1 0  400.  148.  280. 2.2815 117.12 0.000000 0.0000   404
GACHEL11 GACHEL32 1 0  400.  148.  280. 2.2815 117.12 0.000000 0.0000   404
GACHEL11 GACHEL32 2 0  400.  148.  280. 2.2815 117.12 0.000000 0.0000   404
GARACH11 GARACH31 1 0  400.  160.  280. 1.4873 116.67 0.000000 0.0000   404
GARACH11 GARACH31 2 0  400.  160.  280. 1.5161 116.57 0.000000 0.0000   404
GDISTO11 GDISTO31 1 0  400.  162.  280. 2.0071 129.78 0.000000 0.0000   404
GDISTO11 GDISTO31 2 0  400.  162.  280. 1.2418 129.13 0.000000 0.0000   404
GFILIP11 GFILIP31 1 0  400.  160.  280. 1.5017 115.95 0.000000 0.0000   404
GFILIP11 GFILIP31 2 0  400.  160.  280. 1.5017 115.23 0.000000 0.0000   404
GIGOUM61 GIGOUM31 1 0   66.  150.   25. 0.0000 23.295 0.000000 0.0000   206
GIGOUM61 GIGOUM31 2 0   66.  150.   25. 0.0000 23.295 0.000000 0.0000   206
GKARDI11 GKARDI33 1 0  400.  152.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GKARDI17 GKARDI31 1 0  400.  160.  280. 2.0071 129.78 0.000000 0.0000   404
GKARDI17 GKARDI32 1 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GKOUMO11 GKOUMO31 1 0  400.  165.  280. 2.0071 129.78 0.000000 0.0000   404
GKOUMO11 GKOUMO31 2 0  400.  165.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GKOUMO11 GKOUMO32 1 0  400.  165.  280. 2.0071 129.78 0.000000 0.0000   404
GKOUMO11 GKOUMO32 2 0  400.  165.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GLARIS11 GLARIS31 1 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GLARIS11 GLARIS31 2 0  400.  160.  280. 1.5161 113.42 0.000000 0.0000   404
GLARIS11 GLARIS31 3 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GLARIS11 GLARIS31 4 0  400.  160.  280. 1.2707 128.02 0.000000 0.0000   404
GLARYM11 GLARYM31 1 0  400.  160.  280. 2.0071 129.74 0.000000 0.0000   404
GLARYM11 GLARYM31 2 0  400.  160.  280. 2.0071 129.74 0.000000 0.0000   404
GLARYM11 GLARYM31 3 0  400.  160.  280. 1.2707 130.39 0.000000 0.0000   404
GLAVRI11 GLAVRI31 1 0  400.  155.  280. 2.0071 129.78 0.000000 0.0000   404
GPALLI11 GPALLI31 1 0  400.  160.  280. 1.2418 130.78 0.000000 0.0000   404
GPALLI11 GPALLI31 2 0  400.  160.  280. 1.2418 127.99 0.000000 0.0000   404
GPALLI11 GPALLI32 1 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GPALLI11 GPALLI32 2 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GPALLI11 GPALLI32 3 0  400.  160.  280. 1.5017 111.99 0.000000 0.0000   404
GSTEFA11 GSTEFA31 1 0  400.  162.  280. 1.6461 117.22 0.000000 0.0000   404
GSTEFA11 GSTEFA31 2 0  400.  162.  280. 1.2418 127.99 0.000000 0.0000   404
GSTEFA11 GSTEFA32 1 0  400.  162.  280. 1.6606 116.57 0.000000 0.0000   404
GSTEFA11 GSTEFA32 2 0  400.  162.  280. 1.2418 127.76 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS31 1 0  400.  160.  280. 1.5161 116.40 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS31 2 0  400.  160.  280. 2.2815 117.15 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS31 3 0  400.  160.  280. 1.2707 126.94 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS31 4 0  400.  160.  280. 2.0071 129.81 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS33 1 0  400.  160.  280. 1.5161 113.74 0.000000 0.0000   404
GTHESS11 GTHESS33 2 0  400.  160.  280. 2.0071 129.81 0.000000 0.0000   404
GTRIKA11 GTRIKA31 1 0  400.  160.  280. 1.4873 112.90 0.000000 0.0000   404
GTRIKA11 GTRIKA31 2 0  400.  160.  280. 1.2418 126.43 0.000000 0.0000   404
##C
##R
G1KERK61 G1KERK31 1 1.031 13   0
GACHAR11 GACHAR31 1 1.539  9   0
GACHAR11 GACHAR31 2 1.539  9   0
GACHAR11 GACHAR32 1 1.539  9   0
GACHEL11 GACHEL31 1 1.539  9   0
GACHEL11 GACHEL32 1 1.539  9   0
GACHEL11 GACHEL32 2 1.539  9   0
GARACH11 GARACH31 1 1.539  9   0
GARACH11 GARACH31 2 1.539  9   0
GDISTO11 GDISTO31 1 1.539  9   0
GDISTO11 GDISTO31 2 1.539  9   0
GFILIP11 GFILIP31 1 1.540  9   0
GFILIP11 GFILIP31 2 1.540  9   0
GFILIP12 GFILIP32 1 1.540  9   0
GIGOUM61 GIGOUM31 1 1.250  9   0
GIGOUM61 GIGOUM31 2 1.250  9   0
GKARDI11 GKARDI33 1 1.540  9   0
GKARDI17 GKARDI31 1 1.540  9   0
GKARDI17 GKARDI32 1 1.540  9   0
GKOUMO11 GKOUMO31 1 1.539  9   0
GKOUMO11 GKOUMO31 2 1.539  9   0
```

GKOUMO11 GKOUMO32 1 1.539 9 0
GKOUMO11 GKOUMO32 2 1.539 9 0
GLARIS11 GLARIS31 1 1.540 9 0
GLARIS11 GLARIS31 2 1.540 9 0
GLARIS11 GLARIS31 3 1.540 9 0
GLARIS11 GLARIS31 4 1.540 9 0
GLARYM11 GLARYM31 1 1.539 9 0
GLARYM11 GLARYM31 2 1.539 9 0
GLARYM11 GLARYM31 3 1.539 9 0
GLAVRI11 GLAVRI31 1 1.539 9 0
GPALLI11 GPALLI31 1 1.539 9 0
GPALLI11 GPALLI31 2 1.539 9 0
GPALLI11 GPALLI32 1 1.539 9 0
GPALLI11 GPALLI32 2 1.539 9 0
GPALLI11 GPALLI32 3 1.539 9 0
GSTEFA11 GSTEFA31 1 1.539 9 0
GSTEFA11 GSTEFA31 2 1.539 9 0
GSTEFA11 GSTEFA32 1 1.539 9 0
GSTEFA11 GSTEFA32 2 1.539 9 0
GTHESS11 GTHESS31 1 1.540 9 0
GTHESS11 GTHESS31 2 1.540 9 0
GTHESS11 GTHESS31 3 1.540 9 0
GTHESS11 GTHESS31 4 1.540 9 0
GTHESS11 GTHESS33 1 1.540 9 0
GTHESS11 GTHESS33 2 1.540 9 0
GTRIKA11 GTRIKA31 1 1.539 9 0
GTRIKA11 GTRIKA31 2 1.539 9 0
##C

EK-7 HIRVATİSTAN (CROATIA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: CROATIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZHR
HBILIC2  TS Bilice    0 0        39.0   -30.4     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HBRINJ2  Brinje      0 0        -0.9    -2.3     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HDAKOV2  Dakovo      0 0        43.6    71.9     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HERNES1  Ernestinovo  0 0       247.7    17.2     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HKONJS1  TS Konjsko   0 0         0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HKONJS2  TS Konjsko   0 0       122.3    69.1     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HMEDUR2  Meduric      0 0        -3.3    -6.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HMELIN1  Melina       0 0         0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HMELIN2  Melina       0 0        78.2     0.5     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HMRACL2  Mraclin      0 0        39.3    22.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HORLOV2  HE Orlovac   0 3  233.3   0.0     0.0  -110.1     4.8   -50.0  -240.0    75.0   -90.0   4.0
HPEHLI2  Pehlin      0 0        72.4     3.2     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HPLOMI2  TE Plomin    0 2  232.3   89.8    39.5  -194.1   -11.0  -130.0  -200.0    50.0  -100.0   5.0
HRIJEK2  TE Rijeka    0 2  233.0    0.0     0.0  -280.6    23.1   -90.0  -320.0    50.0  -200.0   6.0
HSENJ 2  HE Senj      0 0         7.5     5.1     0.0     0.0   -33.0   -80.0    35.0   -35.0   5.0
HSISAK2  TE Sisak     0 0       -28.4    26.1     0.0     0.0   -90.0  -210.0    22.5  -140.0   2.0
HTUMBR1  Tumbri       0 0       258.0   111.4     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HVELEB1  RHE Velebit  0 0        65.3    24.8     0.0     0.0   -80.0  -276.0   140.0   -90.0   5.0
HZAKUC2  HE Zakucac   0 0        30.0    12.4     0.0     0.0   -50.0  -243.0   120.0  -140.0   5.0
HZERJA1  Zerjavinec   0 0       176.1    53.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
HZERJA2  Zerjavinec   0 0         0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  0.0
##ZXX
XER_SM11 TS Mladost   0 0      -170.9    66.1     0.0     0.0     0.0     0.0
XGR_DA21 TS Gradacac  0 0        -4.8   -19.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XME_DI11 Divaca       0 0        20.5    69.2     0.0     0.0     0.0     0.0
XMO_KO11 TS Mostar    0 0        65.2    41.8     0.0     0.0     0.0     0.0
XMO_ZA21 TS Mostar    0 0        22.5    21.7     0.0     0.0     0.0     0.0
XPE_DI21 Divaca       0 0        81.2    12.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XPR_ME21 TS Prijedor  0 0        90.1     8.4     0.0     0.0     0.0     0.0
XTU_DA21 TS Tuzla     0 0       -39.0   -44.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XTU_KR11 NE Krsko     0 0      -164.9    21.2     0.0     0.0     0.0     0.0
XTU_KR12 NE Krsko     0 0      -164.9    21.2     0.0     0.0     0.0     0.0
XUG_ER11 TS Ugljevik  0 0        -4.0    45.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XZE_CI21 Cirkovce     0 0        14.7    32.8     0.0     0.0     0.0     0.0
XZE_HE11 Heviz        0 0      -192.4    11.0     0.0     0.0     0.0     0.0
XZE_HE12 Heviz        0 0      -204.3    11.7     0.0     0.0     0.0     0.0
##L
HBILIC2  HKONJS2  1 0   4.30  22.09   143.90    780
HBILIC2  HKONJS2  2 0   4.30  22.09   143.90    780
HBILIC2  HZAKUC2  1 0   6.23  30.75   202.50    780
HBRINJ2  HKONJS2  1 0  16.82  85.33   567.81    780
HDAKOV2  XGR_DA21 1 0   1.75   9.55    56.95    780
HDAKOV2  XTU_DA21 1 0   3.53  19.20   114.65    780
HERNES1  XER_SM11 1 0   1.31  15.25   150.79   1900
HERNES1  XUG_ER11 1 0   1.45  16.83   166.36   1900
HKONJS1  XMO_KO11 1 0   1.67  19.30   190.80   1900
HKONJS2  HORLOV2  1 0   2.34  12.02    78.32    780
HKONJS2  HORLOV2  2 0   2.34  12.02    78.32    780
HKONJS2  HZAKUC2  1 0   1.98  10.17    67.21    780
HMEDUR2  XPR_ME21 1 0   4.30  23.42   139.50    780
HMELIN1  HTUMBR1  1 0   3.95  40.96   448.80   1900
HMELIN1  HVELEB1  1 0   5.72  58.83   629.38   1900
HMELIN1  XME_DI11 1 0   1.02  10.85   111.90   1600
HMELIN2  HPLOMI2  1 0   3.85  26.96   173.98    950
HMELIN2  HSENJ 2  1 0   4.42  22.63   150.14    780
HMRACL2  HBRINJ2  1 0   7.07  37.70   414.66   1210
HMRACL2  HZERJA2  1 0   2.00  10.25    69.50    780
HPEHLI2  HMELIN2  1 0   1.10   5.75    36.99    780
HPEHLI2  HMELIN2  2 0   1.07   7.16    48.51    950
HPEHLI2  XPE_DI21 1 0   1.58  11.03    73.10    950
HPLOMI2  HPEHLI2  1 0   2.76  18.49   124.20    950
HRIJEK2  HMELIN2  1 0   0.25   1.97    21.70   1300
HRIJEK2  HMELIN2  2 0   0.24   1.90    21.00   1300
HSENJ 2  HBRINJ2  1 0   1.29   6.35    42.01    780
HSISAK2  HMEDUR2  1 0   3.65  18.45   122.85    780
HSISAK2  HMRACL2  1 0   3.56  18.44   120.12    780
HTUMBR1  HZERJA1  1 0   1.83  19.03   211.06   1900
```

```
HTUMBR1  XTU_KR11 1 0   0.72   7.57    87.00   1600
HTUMBR1  XTU_KR12 1 0   0.72   7.57    87.00   1600
HVELEB1  HKONJS1  1 0   3.22  33.03   354.46   1900
HZAKUC2  XMO_ZA21 1 0   3.82  20.80   124.00    780
HZERJA1  HERNES1  1 0   6.63  68.95   764.66   1900
HZERJA1  XZE_HE11 1 0   2.53  26.26   305.05   1900
HZERJA1  XZE_HE12 2 0   2.73  28.39   338.84   1900
HZERJA2  XZE_CI21 1 0   2.83  14.59    96.40    950
##T
HKONJS2  HKONJS1  1 0  231.  400.  400.  0.177   14.2    -9.76     0.   1000
HKONJS2  HKONJS1  2 0  231.  400.  400.  0.177   14.1    -9.76     0.   1000
HMELIN2  HMELIN1  1 8  231.  400.  400.  0.178   14.0    -9.76     0.   1000
HMELIN2  HMELIN1  2 0  231.  400.  400.  0.178   14.0    -9.76     0.   1000
HZERJA2  HZERJA1  1 0  231.  400.  400.  0.188   15.1    -9.76     0.   1000
##R
HKONJS2  HKONJS1  1 -5.00  1   1
HKONJS2  HKONJS1  2 -5.00  1   1
HMELIN2  HMELIN1  1  0.00  1   0
HMELIN2  HMELIN1  2 -5.00  1   1
HZERJA2  HZERJA1  1                  0.25 60.00 13   2       ASYM
##TT
HKONJS2  HKONJS1  1 0   0  0.000    0.0  0.00  0.00
HKONJS2  HKONJS1  2 0   0  0.000    0.0  0.00  0.00
HMELIN2  HMELIN1  1 8   0  0.000    0.0  0.00  0.00
HMELIN2  HMELIN1  2 0   0  0.000    0.0  0.00  0.00
HZERJA2  HZERJA1  1 0   0  0.188   12.5  0.00  0.00
HZERJA2  HZERJA1  1 0   1  0.188   12.5  0.00  0.00
HZERJA2  HZERJA1  1 0   2  0.185   12.4  0.25  0.48
HZERJA2  HZERJA1  1 0   3  0.183   12.3  0.75  0.97
HZERJA2  HZERJA1  1 0   4  0.180   12.3  1.25  1.49
HZERJA2  HZERJA1  1 0   5  0.178   12.2  1.75  2.02
HZERJA2  HZERJA1  1 0   6  0.175   12.1  2.00  2.56
HZERJA2  HZERJA1  1 0   7  0.173   12.1  2.50  3.12
HZERJA2  HZERJA1  1 0   8  0.170   12.0  2.75  3.69
HZERJA2  HZERJA1  1 0   9  0.168   11.9  3.00  4.28
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -1  0.188   12.5  0.00  0.00
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -2  0.190   12.7 -0.50 -0.46
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -3  0.193   12.9 -1.00 -0.91
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -4  0.195   13.1 -1.50 -1.34
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -5  0.198   13.3 -2.00 -1.75
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -6  0.200   13.5 -2.75 -2.15
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -7  0.203   13.7 -3.25 -2.53
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -8  0.205   13.9 -3.75 -2.89
HZERJA2  HZERJA1  1 0  -9  0.208   14.1 -4.25 -3.24
HZERJA2  HZERJA1  1 0  10  0.165   11.8  3.25  4.89
HZERJA2  HZERJA1  1 0  11  0.163   11.8  3.50  5.51
HZERJA2  HZERJA1  1 0  12  0.160   11.7  3.75  6.14
HZERJA2  HZERJA1  1 0  13  0.158   11.6  4.00  6.78
HZERJA2  HZERJA1  1 0 -10  0.210   14.3 -4.75 -3.58
HZERJA2  HZERJA1  1 0 -11  0.213   14.6 -5.25 -3.90
HZERJA2  HZERJA1  1 0 -12  0.215   14.8 -5.75 -4.20
HZERJA2  HZERJA1  1 0 -13  0.218   15.0 -6.25 -4.49
```

EK-8 MACARİSTAN (HUNGARY) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: HUNGARY
Forecast  2010.08.18 10:30 CET

##N
##ZHU
MAISA 01 AISA B       0 0 702.23      .0   528.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MAISA 11 AISA B       0 0 407.39      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MALBF 21 ALBF 1       0 0 227.58    44.9    32.1      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MALBF 22 ALBF 2       0 0 227.57    45.4    32.4      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MBEKO 11 BEKO B       0 0 403.18   208.1    96.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDEBR 21 DEBR p1      0 0 223.12    82.2    16.8      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDEBR 22 DEBR p2      0 0 223.89    88.4    22.8      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDETK 21 DETK B       0 0 225.88    14.0    -8.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDUJV 21 DUJV p2t     0 0 224.78    63.8    34.7      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDUJV 22 DUJV p1t     0 0 224.75    64.2    35.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MDUME 21 DUME B1      0 2 228.41      .0      .0  -161.9   -81.4   -70.0  -210.0    50.0  -100.0
MFZSO 11 FZSO B       0 0 410.48   162.5    83.3      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MGOD  11 GOD  B       0 0 406.87   404.2   196.9      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MGYOR 11 GYOR B       0 0 410.58      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MGYOR 21 GYOR B       0 0 223.61      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MGYOR 41 GYOR B       0 0 127.30   268.4    67.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MHEVI 11 HEVI B       0 0 410.62   133.7    51.6      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MKISV 21 KISV 1       0 0 225.15   118.1    50.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MLITR 11 LITR B       0 0 408.85   238.3    87.6      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MMART 11 MART B       0 0 406.79      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MMART 21 MART p2      0 0 229.72      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MMART 22 MART p1      0 0 229.75      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MMATRE21 MATREp3      0 2 226.12      .0      .0  -195.5    -9.6   -80.0  -195.5    35.0  -100.0
MMATRE22 MATREp5      0 2 226.01      .0      .0  -213.6     6.8  -160.0  -380.0    70.0  -200.0
MMATRE23 MATREp4      0 3 226.00      .0      .0  -206.3    10.2  -160.0  -380.0    70.0  -200.0
MOCSA 21 OCSA 1       0 0 225.90    45.3    37.3      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MOROE 21 OROE p1      0 0 223.81    61.6    33.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MPAKS 11 PAKS B1      0 0 411.75   234.1    77.7      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MPAKS 12 PAKS p34     0 2 411.76      .0      .0  -432.3   -23.9  -230.0  -476.0    80.0  -100.0
MPAKS 13 PAKS p12     0 2 411.76      .0      .0  -429.2   -23.9  -230.0  -476.0    80.0  -100.0
MPAKS 14 PAKS p78     0 2 411.76      .0      .0  -461.9   -23.9  -230.0  -476.0    80.0  -100.0
MPECSO11 PECSOB       0 0 410.98   175.5    53.1      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSAFA 11 SAFA B       0 0 404.89      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSAFA 41 SAFA B       0 0 125.84   104.1    18.3      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSAJI 11 SAJI B       0 0 409.34   108.1    46.8      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSAJO 11 SAJO B       0 0 411.76      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSAJO 21 SAJO B       0 0 226.83   152.8    86.7      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSZEG 21 SZEG p4      0 0 220.04      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSZEG 41 SZEG B       0 0 125.80    56.5    16.3      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSZHO 11 SZHO B       0 0 410.34   138.5    24.9      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MSZOL 21 SZOL B       0 0 220.59   150.8    55.8      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MTISZE11 TISZEp34     0 2 414.07      .0      .0  -368.5  -235.4  -140.0  -420.0   100.0  -235.4
MTISZE21 TISZEp1      0 2 226.81      .0      .0  -185.4    31.5   -70.0  -210.0    50.0  -100.0
MTISZE22 TISZEp2      0 2 226.84      .0      .0  -186.8    26.2   -70.0  -210.0    50.0  -100.0
MTLOK 21 TLOK p1t     0 0 227.01   106.9     1.9      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MTOPN 11 TOPN B       0 0 408.61    35.4    51.5      .0      .0      .0      .0      .0      .0
MZUGL 21 ZUGL B       0 0 219.44   304.8   114.0      .0      .0      .0      .0      .0      .0
##ZXX
XAL_ZA01 XAL_ZA01     1 0 728.71      .0      .0  -412.0   -18.4      .0      .0      .0      .0
XGO_LE11 XGO_LE11     1 0 409.02      .0      .0  -172.0   -35.2      .0      .0      .0      .0
XGY_GA11 XGY_GA11     1 0 413.00      .0      .0  -466.3  -103.5      .0      .0      .0      .0
XWI_GY11 XWI_GY11     1 0 406.47    69.6   138.6      .0      .0      .0      .0      .0      .0
XNE_GY21 XNE_GY21     1 0 224.64      .0      .0   -41.5    -3.0      .0      .0      .0      .0
XWI_GY21 XWI_GY21     1 0 225.57      .0      .0   -66.4    -1.3      .0      .0      .0      .0
XZE_HE12 XZE_HE12     1 0 411.05   100.2     8.7      .0      .0      .0      .0      .0      .0
XZE_HE11 XZE_HE11     1 0 411.37    92.7     8.1      .0      .0      .0      .0      .0      .0
XKI_MU21 XKI_MU21     1 0 227.99      .0      .0   -68.7   -41.7      .0      .0      .0      .0
XSA_SU11 XSA_SU11     1 0 403.84   341.9    25.9      .0      .0      .0      .0      .0      .0
XSA_AR11 XSA_AR11     1 0 404.54      .0      .0  -192.4    39.1      .0      .0      .0      .0
XSA_MU11 XSA_MU11     1 0 412.98    28.7    -3.4      .0      .0      .0      .0      .0      .0
XTI_MU21 XTI_MU21     1 0 229.35   -13.8   -13.6      .0      .0      .0      .0      .0      .0
##L
MAISA 11 MGOD  11 2 0  1.470  18.18   264.52   2000
MAISA 11 MGOD  11 1 0  1.460  18.13   263.89   2000
MAISA 11 MBEKO 11 1 0  6.650  53.83   545.38   2000
MAISA 11 MMART 11 1 0   .960  14.28   360.03   2000
```

MALBF 21 MDUME 21 1 0 .600 5.31 66.62 1199
MALBF 22 MDUME 21 2 0 .600 5.31 66.62 1199
MBEKO 11 MSAFA 11 1 0 2.690 31.79 318.56 1599
MDEBR 21 MSAJO 21 1 0 5.240 27.95 175.93 600
MDEBR 22 MSAJO 21 2 0 2.160 24.47 221.17 600
MDETK 21 MMATRE21 3 0 .210 1.45 10.09 900
MDETK 21 MZUGL 21 2 0 7.100 30.92 221.17 640
MDETK 21 MZUGL 21 1 0 6.740 35.08 228.08 640
MDETK 21 MMATRE23 4 0 .210 1.45 10.09 900
MDETK 21 MSZOL 21 1 0 3.690 27.09 172.79 900
MDETK 21 MSAJO 21 2 0 6.040 26.86 254.47 600
MDETK 21 MSAJO 21 1 0 5.650 29.44 191.01 600
MDETK 21 MMATRE22 5 0 .190 1.42 9.46 900
MDUJV 21 MDUME 21 2 0 2.810 19.93 136.34 900
MDUJV 22 MDUME 21 1 0 2.810 19.93 136.34 900
MDUME 21 MMART 22 1 0 .420 3.03 20.11 1120
MDUME 21 MOCSA 21 2 0 1.690 8.78 104.31 1138
MDUME 21 MOCSA 21 1 0 1.690 8.78 104.31 1138
MDUME 21 MOROE 21 1 0 4.860 25.20 167.13 640
MDUME 21 MMART 21 2 0 .420 3.03 20.11 1120
MFZSO 11 MSAJI 11 1 0 .820 9.72 96.76 799
MFZSO 11 MSAJO 11 1 0 .720 8.45 84.19 799
MFZSO 11 MSAJO 11 2 0 .720 8.44 84.19 799
MGOD 11 MSAJO 11 1 0 4.060 42.24 551.66 799
MGYOR 11 MSZHO 11 1 0 3.114 35.20 433.54 2238
MGYOR 11 MLITR 11 1 0 2.130 24.63 252.58 1600
MGYOR 21 MOROE 21 1 0 3.870 20.53 128.81 600
MHEVI 11 MTOPN 11 1 0 3.230 33.13 361.91 1600
MHEVI 11 MLITR 11 1 0 2.810 28.74 314.16 1600
MKISV 21 MSAJO 21 1 0 7.160 40.57 258.87 600
MLITR 11 MMART 11 1 0 2.030 24.03 236.24 1600
MLITR 11 MPAKS 11 1 0 4.720 32.89 318.56 2000
MMART 11 MPAKS 11 1 0 1.800 28.79 349.97 2000
MOCSA 21 MZUGL 21 1 0 2.990 15.63 185.98 1138
MPAKS 11 MSAFA 11 1 0 3.210 37.99 373.22 1600
MPAKS 11 MPECSO11 1 0 2.290 27.06 271.43 2240
MPAKS 11 MPECSO11 2 0 2.290 27.06 271.43 2240
MPAKS 11 MPAKS 13 1 1 .000 .20 .00 1443
MPAKS 11 MPAKS 14 1 1 .000 .20 .00 1443
MPAKS 11 MPAKS 12 1 1 .000 .20 .00 1443
MSAFA 41 MSZEG 41 2 0 .141 1.20 15.68 630
MSAFA 41 MSZEG 41 1 0 .110 1.24 14.41 630
MSAFA 41 MSZEG 41 3 0 .210 .74 19.50 630
MSAJO 11 MTISZE11 1 0 .340 3.50 37.69 799
MSAJO 21 MSZOL 21 1 0 9.420 50.09 296.57 600
MSAJO 21 MTISZE22 2 0 .220 1.46 40.86 1199
MSAJO 21 MTLOK 21 1 0 2.370 12.57 79.79 600
MSAJO 21 MTISZE21 1 0 .220 1.46 40.86 1199
MSZEG 21 MSZOL 21 1 0 6.520 47.92 305.36 600
MPAKS 11 MTOPN 11 1 8 2.630 30.79 308.50 1600
MAISA 01 XAL_ZA01 1 0 3.995 68.26 943.73 2000
MGOD 11 XGO_LE11 1 0 1.255 14.10 154.57 2000
MGYOR 11 XGY_GA11 1 0 .575 6.88 81.68 2000
MGYOR 11 XWI_GY11 1 0 1.025 14.41 337.72 1600
MGYOR 21 XNE_GY21 1 0 3.300 17.15 109.96 600
MGYOR 21 XWI_GY21 1 0 4.955 25.64 165.25 600
MHEVI 11 XZE_HE12 2 0 2.525 26.26 305.05 2000
MHEVI 11 XZE_HE11 1 0 2.725 28.39 338.04 2000
MKISV 21 XKI_MU21 1 0 2.165 11.54 70.69 640
MSAFA 11 XSA_SU11 1 0 .715 8.15 81.05 1600
MSAFA 11 XSA_AR11 1 0 1.695 17.91 183.47 1600
MSAJO 11 XSA_MU11 1 0 1.930 21.24 268.92 1000
MTLOK 21 XTI_MU21 1 0 4.990 26.16 164.62 640
##T
MAISA 11 MAISA 01 2 0 417.5 750.0 1100. .293 18.73 -12.64 .00 1521
MGYOR 11 MGYOR 41 4 0 400.0 132.0 250. 1.910 96.76 -3.12 .00 360
MGYOR 41 MGYOR 21 2 0 126.0 220.0 160. .253 9.90 -20.12 .00 733
MGYOR 41 MGYOR 21 1 0 126.0 220.0 160. .257 9.98 -20.12 .00 733
MMART 22 MMART 11 1 0 231.0 400.0 500. .213 13.04 -1.81 .00 1249
MMART 21 MMART 11 2 0 231.0 400.0 500. .224 13.32 -18.72 .00 1249
MSAFA 11 MSAFA 41 2 0 400.0 132.0 250. 1.900 94.13 -3.12 .00 360
MSAJO 21 MSAJO 11 3 0 231.0 400.0 500. .251 12.81 -18.72 .00 1249
MSZEG 41 MSZEG 21 4 0 126.0 220.0 160. .262 10.03 -20.12 .00 733
MAISA 11 MAISA 01 1 8 417.5 750.0 1100. .285 18.56 -12.64 .00 1521
MGYOR 11 MGYOR 41 3 8 400.0 132.0 250. 1.818 94.58 -3.12 .00 360
MSAFA 11 MSAFA 41 1 8 400.0 132.0 250. 1.843 95.98 -3.12 .00 360

```
##R
MAISA 11 MAISA 01 2  .545 11  -6
MGYOR 11 MGYOR 41 4 1.194  9  -2
MGYOR 41 MGYOR 21 2 1.090 11   0
MGYOR 41 MGYOR 21 1 1.090 11   0
MSAFA 11 MSAFA 41 2 1.194  9  -3
MSZEG 41 MSZEG 21 4 1.090 11   0
MAISA 11 MAISA 01 1  .545 11  -6
MGYOR 11 MGYOR 41 3 1.194  9  -2
MSAFA 11 MSAFA 41 1 1.194  9  -3
##C
```

EK-9 KARADAĞ (MONTENEGRO) MODELİ

```
##C 2003.09.01
COUNTRY: MONTENEGRO
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZX
XPL_BB21 Plje-BBasta  1 0        -130.0    45.4     0.0     0.0
XPL_PO21 Plje-Pozega  1 0          20.0    37.0     0.0     0.0
XRI_KB11 Rib-Kosovo   1 0        -120.0     5.5     0.0     0.0
XSA_PI21 Saraj-Piva   1 0          20.0     2.8     0.0     0.0
XTR_HN51 Treb-HNovi   1 0         -50.0    -7.5     0.0     0.0
XTR_PE21 Treb-Peruci  1 0         -50.0   -17.0     0.0     0.0
XTR_PG11 Treb-Podgor  1 0        -100.0  -129.0     0.0     0.0
XVD_PO21 VDejes-Podg  1 0          50.0    33.2     0.0     0.0
##ZME
0HPIVA2  HPP Piva     0 2 232.57     0.0     0.0  -100.0   -20.0     0.0  -342.0    10.0  -150.0
0TPLJE2  TPP Pljevlja 0 2 231.30     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0  -190.0    10.0   -30.0
0HPERU5  HPP Perucica 0 3 114.73     0.0     0.0   -66.9   -12.2   -10.4  -180.4    10.0   -30.0
0ANDRI5  Andrijevica  0 0           4.0     2.0     0.0     0.0
0ANDRT5  Andrijev KT  0 0           0.0     0.0     0.0     0.0
0BERAN5  Berane       0 0          14.0     8.0     0.0     0.0
0MOJKO2  Mojkovac VN  0 0           0.0     0.0     0.0     0.0
0MOJKO5  Mojkovac     0 0           6.0     3.0     0.0     0.0
0MOJKT2  Mojkovac KT  0 0           0.0     0.0     0.0     0.0
0PLJEV5  Pljevlja 1   0 0          14.0     7.0     0.0     0.0
0RPRIB5  Bijelo Polje 0 0          12.0     5.0     0.0     0.0
0TPLJE1  Pljevlja 400 0 0           0.0     0.0     0.0     0.0
0TPLJE5  Pljevlja 110 0 0           0.0     0.0     0.0     0.0
0TREBJ5  Trebjesica   0 0          1.0     0.5     0.0     0.0
0DANIL5  Danilovgrad  0 0          7.0     4.0     0.0     0.0
0HPERU2  Perucica 220 0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0KAPPG5  KAP PG       0 0        217.0    89.0     0.0     0.0
0NIKSI5  Niksic 1     0 0         34.0    23.0     0.0     0.0
0NIKSI51 Zeljezara    0 0         18.0     3.0     0.0     0.0
0PODG12  Podgorica220 0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0PODG15  Podgoric1110 0 0         30.0    17.0     0.0     0.0
0PODG21  Podgorica400 0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0PODG25  Podgoric2110 0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0PODG35  Podgoric3110 0 0         18.0     5.0     0.0     0.0
0PODG45  Podgoric4110 0 0         16.0     7.0     0.0     0.0
0RPRIB1  Ribarevin400 0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0VILUS5  Vilusi       0 0          1.0    -2.0     0.0     0.0
0VILUT5  Vilusi KT    0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
0BAR 5   Bar         0 0         24.0    12.0     0.0     0.0
0BUDVA5  Budva       0 0         29.0    12.0     0.0     0.0
0CETIN5  Cetinje     0 0         11.0     6.0     0.0     0.0
0HNOVI5  Herceg Novi  0 0        24.0    13.0     0.0     0.0
0TIVAT5  Tivat       0 0         22.0    10.0     0.0     0.0
0ULCIN5  Ulcinj      0 0         15.0     7.0     0.0     0.0
0PL_ZA51 Plje-Zamrs   1 0          0.0     0.0     0.0     0.0
##L
0ANDRI5  0ANDRT5  1 0  0.307  0.667    4.380    240
0BERAN5  0ANDRT5  1 0  3.130  6.797   44.298    240
0ANDRT5  0TREBJ5  1 0  5.606 12.175   79.421    240
0BUDVA5  0BAR 5   1 8  6.411 13.930   90.826    470
0BAR 5   0PODG25  1 0  8.809 19.141  124.876    470
0ULCIN5  0BAR 5   1 0  4.550  9.882   64.463    240
0RPRIB5  0BERAN5  1 0  4.051  8.799   57.355    360
0CETIN5  0BUDVA5  1 0  2.207  4.795   31.157    450
0BUDVA5  0PODG25  1 0  8.010 17.390  113.388    470
0TIVAT5  0BUDVA5  1 0  3.190  6.920   45.124    470
0CETIN5  0PODG25  1 0  3.834 12.712   89.669    640
0HPERU5  0DANIL5  1 0  3.283  7.131   46.529    360
0DANIL5  0PODG15  1 0  3.380  7.131   46.529    360
0HNOVI5  0TIVAT5  1 0  3.970  8.630   56.281    360
XTR_HN51 0HNOVI5  2 0  2.975  6.464   42.149    470
0HPERU2  0PODG12  1 0  2.768 14.322   92.603    700
XTR_PE21 0HPERU2  1 0  1.970 10.745   64.091    790
0NIKSI5  0HPERU5  1 8  1.549  5.133   36.446    470
0NIKSI5  0HPERU5  2 0  1.549  5.133   36.446    470
0NIKSI51 0HPERU5  3 0  1.634  5.414   38.512    470
0HPERU5  0PODG15  1 0  3.945 13.073   92.893    470
0HPERU5  0PODG15  2 0  3.945 13.073   92.893    470
```

```
0TPLJE2  0HPIVA2  1 0  2.938 21.175  132.955   1000
0TPLJE2  0HPIVA2  2 0  2.938 21.175  132.955   1000
0HPIVA2  XSA_PI21 1 0  1.563 15.328  133.698   1000
0KAPPG5  0PODG25  1 0  0.484  2.560   29.587   1570
0PODG25  0KAPPG5  2 0  0.484  2.528   29.174   1570
0MOJKO2  0MOJKT2  1 0  0.179  1.002    5.971    720
0MOJKO5  0RPRIB5  1 0  2.687  5.838   38.099    360
0PODG12  0MOJKT2  1 0  5.919 31.078  186.901    700
0MOJKT2  0TPLJE2  1 0  5.760 30.240  157.913    720
0VILUT5  0NIKSI5  1 0  5.796 16.306  104.711    360
0PLJEV5  0TPLJE5  1 0  0.538  1.168    7.603    360
0PLJEV5  0PL_ZA51 1 0  3.485  7.569   49.339    360
0PODG12  XVD_PO21 1 0  2.710 14.781   88.141    720
0PODG25  0PODG15  1 0  0.353  1.842   21.240   1290
0PODG25  0PODG15  2 0  0.357  1.861   21.488   1290
0PODG35  0PODG15  1 0  0.472  1.565   11.074    640
0TREBJ5  0PODG15  1 0  6.931 15.054   98.182    240
0PODG21  0RPRIB1  1 0  2.527 29.227  288.892   2020
XTR_PG11 0PODG21  2 0  1.199 13.891  137.368   2020
0PODG45  0PODG25  1 0  0.424  1.404   10.000    640
0RPRIB1  0TPLJE1  1 0  1.632 18.685  184.730   2020
0RPRIB1  XRI_KB11 1 0  1.848 21.544  207.382   2020
0TPLJE2  XPL_BB21 1 0  3.896 20.604  126.467    720
0TPLJE2  XPL_PO21 1 0  3.683 20.067  119.897   1000
0VILUS5  0VILUT5  1 0  0.096  0.209    1.322     90
##T
0HPERU5  0HPERU2  1 0   115   220   125 0.2505 10.686  0.00000   0.00    656 TR_PERUC
0MOJKO5  0MOJKO2  1 0   115   220   150 0.1997 9.2831  0.00000   0.00    682 MOJK_TR
0PODG15  0PODG12  1 0   115   220   150 0.2517 9.0109  0.00000   0.00    735 TR1_PG1
0PODG15  0PODG12  2 0   115   220   150 0.2408 10.139  0.00000   0.00    735 TR2_PG1
0PODG25  0PODG21  1 0   115   400   300 0.0908 5.4002  0.00000   0.00   1506 TOL2_TR1
0PODG25  0PODG21  2 0   115   400   300 0.0895 5.3555  0.00000   0.00   1506 TOL2_TR2
0TPLJE2  0TPLJE1  1 0   231   400   400 0.1984 15.778  0.00000   0.00   1000 TR2_PLJ2
0TPLJE2  0TPLJE1  2 0   231   400   400 0.2033 15.972  0.00000   0.00   1000 TR1_PLJ2
0TPLJE5  0TPLJE2  1 0   115   220   125 0.2505 11.120  0.00000   0.00    656 TR3_PLJ2
##R
0HPERU5  0HPERU2  1 2.000   6   0
0MOJKO5  0MOJKO2  1 1.250  12   1
0PODG15  0PODG12  1 1.250  12  -4
0PODG15  0PODG12  2 1.250  12  -4
0PODG25  0PODG21  1 2.500   2  -2
0PODG25  0PODG21  2 2.500   2  -2
0TPLJE2  0TPLJE1  1 5.000   1  -1
0TPLJE2  0TPLJE1  2 5.000   1  -1
0TPLJE5  0TPLJE2  1 2.000   6   3
```

EK-10 MAKEDONYA (MACEDONIA) MODELİ

```
##C 2003.09.01
COUNTRY: MACEDONIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZX
XFL_BI11          1 0        120.0   -30.0     0.0     0.0
XPE_SU51          1 0        -25.0   -10.0     0.0     0.0
XSK_KA21          1 0          0.0     0.0     0.0     0.0
XSK_KA22          1 0          0.0     0.0     0.0     0.0
XSK_KB11          1 0       -400.0    38.0     0.0     0.0
XSK_KP51          1 0        -25.0   -10.0     0.0     0.0
XTH_DU11          1 0         80.0   -95.0     0.0     0.0
##ZMK
YAEROD5           0 0         19.8     9.9     0.0     0.0
YBEROV5           0 0          3.3     1.7     0.0     0.0
YBITOL1           0 3 384.00     0.0     0.0  -199.0   -46.4     0.0  -450.0     0.0  -156.0
YBITOL5           0 0         11.9     6.0     0.0     0.0
YBITOL52          0 2 109.67     0.0     0.0  -200.0   -39.2     0.0  -225.0     0.0   -70.0
YBITOL53          0 0         14.3     7.2     0.0     0.0
YBITOL54          0 0          9.5     4.8     0.0     0.0
YBUCIM5           0 0         12.2     4.0     0.0     0.0
YDELCE5           0 0          3.6     1.8     0.0     0.0
YDUBRO1           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YDUBRO5           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YFENI 5         0 0        125.0    45.0     0.0     0.0
YG.BAB5           0 0         21.6    10.9     0.0     0.0
YG.PET5         0 0         21.6    10.9     0.0     0.0
YGEVGE5           0 0         13.1     6.6     0.0     0.0
YGLOBO5           0 2 105.93     0.0     0.0   -20.0    -6.0     0.0   -41.6     0.0    -6.0
YGOSTI5         0 0         24.0    12.1     0.0     0.0
YISTOK5         0 0          7.8     3.9     0.0     0.0
YJUGNO5           0 0         19.8     9.9     0.0     0.0
YJUGOH5           0 0         45.0    10.0     0.0     0.0
YKAVAD5           0 0          2.0     1.0     0.0     0.0
YKAVAD52          0 0         10.3     5.2     0.0     0.0
YKICEV5         0 0          9.1     4.6     0.0     0.0
YKOCAN5           0 0         14.9     7.5     0.0     0.0
YKOZJA5           0 2 102.78     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   -80.0     0.0   -30.0
YKOZLE5           0 0         21.6    10.9     0.0     0.0
YKPALA5           0 0          6.7     3.3     0.0     0.0
YKRATO5           0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YKUMAN51          0 0         26.4    13.3     0.0     0.0
YKUMAN52          0 0         12.0     6.0     0.0     0.0
YMKAME5           0 0          5.1     2.6     0.0     0.0
YNEGOT5           0 0          8.1     4.1     0.0     0.0
YOHRID51          0 0         16.7     8.4     0.0     0.0
YOHRID52          0 0          6.0     3.0     0.0     0.0
YOPOLE5           0 0          5.4     2.7     0.0     0.0
YOSLOM5           0 2 102.94     2.3     1.2     0.0     0.0     0.0  -120.0     0.0   -40.0
YPOLOG5           0 0          2.4     1.2     0.0     0.0
YPRILE51        0 0         10.1     5.1     0.0     0.0
YPRILE52        0 0         11.3     5.7     0.0     0.0
YPRILE53        0 0          5.7     2.9     0.0     0.0
YPROBI5         0 0          8.6     4.3     0.0     0.0
YRADOV5           0 0          5.4     2.7     0.0     0.0
YRAFIN5         0 0          1.8     0.9     0.0     0.0
YRESEN5         0 0          6.0     3.0     0.0     0.0
YSAMOK5           0 0          2.0     1.0     0.0     0.0
YSK  12         0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YSK  15         0 0         22.8    11.5     0.0     0.0
YSK  25         0 0         34.1    17.2     0.0     0.0
YSK  35         0 0          3.1     1.5     0.0     0.0
YSK  41         0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YSK  45         0 0          0.4     0.2     0.0     0.0
YSK  51         0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YSOPOT5           0 0          3.4     1.7     0.0     0.0
YSPILJ5         0 2 106.15     5.4     2.7   -39.9   -12.2     0.0   -81.3     0.0   -15.0
YSTIP151        0 0          9.5     4.8     0.0     0.0
YSTIP152        0 0          0.0     0.0     0.0     0.0
YSTIP252        0 0          6.6     3.3     0.0     0.0
YSTRUG5           0 0         16.7     8.4     0.0     0.0
YSTRUM51          0 0         11.9     6.0     0.0     0.0
```

YSTRUM52 0 0 6.2 3.1 0.0 0.0
YSUSIC5 0 0 3.5 1.8 0.0 0.0
YSUVOD5 0 0 10.4 5.3 0.0 0.0
YTETOV51 0 0 29.9 15.1 0.0 0.0
YTETOV52 0 0 7.8 3.9 0.0 0.0
YTIKVE5 0 2 105.12 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 -93.6 0.0 -5.0
YTOPIL5 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YTPPNE5 0 2 106.70 0.0 0.0 -90.0 -42.5 0.0 -210.0 0.0 -70.0
YTSTIH5 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YUSJE 5 0 0 9.0 3.0 0.0 0.0
YV.GLA5 0 0 29.3 14.8 0.0 0.0
YVALAN5 0 0 3.6 1.8 0.0 0.0
YVELEC5 0 0 15.5 7.8 0.0 0.0
YVELES5 0 0 4.4 2.2 0.0 0.0
YVELES52 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YVRUTO2 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YVRUTO5 0 2 103.40 1.0 0.5 -70.0 -5.3 0.0 -159.6 0.0 -25.0
YZAPAD5 0 0 20.4 10.3 0.0 0.0
YZGROP5 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YZLZJU5 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0
YZLZSV5 0 0 100.0 40.0 0.0 0.0
##L
YISTOK5 YAEROD5 1 8 0.120 0.595 4.132 824
YSK 45 YAEROD5 1 0 0.560 2.779 19.835 824
YDELCE5 YBEROV5 1 0 3.987 13.702 92.562 646
YRADOV5 YBEROV5 1 0 4.558 15.665 105.785 646
YBITOL52 YBITOL5 1 0 1.548 4.407 43.802 646
YBITOL52 YBITOL5 2 0 1.548 4.407 43.802 646
YBITOL54 YBITOL5 1 0 0.738 2.536 17.355 646
YPRILE51 YBITOL5 1 0 4.010 13.783 93.388 646
YSOPOT5 YBITOL5 1 0 5.956 13.017 81.818 488
YBITOL52 YBITOL53 1 0 1.452 4.990 33.884 646
YBITOL52 YSUVOD5 1 0 0.369 1.051 10.744 646
YBITOL52 YSUVOD5 2 0 0.369 1.051 10.744 646
YBITOL1 YDUBRO1 1 0 2.496 28.352 271.875 1758
YBITOL1 YSK 41 1 0 3.408 36.320 392.688 1758
YBITOL1 XFL_BI11 1 0 0.544 5.760 62.281 2050
YRESEN5 YBITOL54 1 0 3.118 10.716 72.727 646
YDUBRO5 YBUCIM5 1 0 3.808 13.089 88.430 646
YRADOV5 YBUCIM5 1 0 1.250 4.294 28.926 646
YSTIP252 YBUCIM5 1 0 2.594 8.916 60.331 646
YGEVGE5 YVALAN5 1 0 2.284 7.853 52.893 646
YDUBRO5 YVALAN5 1 0 4.677 16.074 109.091 646
YSTRUM52 YVALAN5 1 0 3.026 6.614 41.322 488
YG.BAB5 YV.GLA5 1 8 0.319 1.588 11.570 824
YSK 15 YV.GLA5 1 0 0.152 0.754 5.785 824
YVELEC5 YVELES5 1 0 0.582 1.272 8.264 488
YVELES5 YOPOLE5 1 0 3.428 8.736 57.025 488
YVELES5 YSK 45 1 0 4.450 15.297 103.306 646
YTOPIL5 YVELES5 1 0 0.273 0.940 6.612 646
YTOPIL5 YVELES5 2 0 0.286 0.981 6.612 646
YVELES52 YVELES5 1 0 0.119 0.409 2.479 646
YVELEC5 YVELES52 1 0 0.238 0.818 5.785 646
YGOSTI5 YVRUTO5 1 0 0.975 3.354 22.314 646
YJUGOH5 YVRUTO5 1 0 5.164 17.751 119.835 646
YSPILJ5 YVRUTO5 1 0 5.427 18.651 126.446 646
YSK 12 YVRUTO2 1 0 5.218 27.385 176.033 824
YSK 15 YG.BAB5 1 0 0.392 1.946 14.050 824
YSPILJ5 YGLOBO5 1 0 1.607 5.521 37.190 646
YSTRUG5 YGLOBO5 1 0 3.855 13.252 90.083 646
YGOSTI5 YOSLOM5 1 0 4.403 15.133 102.479 646
YPOLOG5 YGOSTI5 1 0 1.047 3.600 23.967 646
XTH_DU11 YDUBRO1 1 0 1.648 18.592 178.312 1240
YMKAME5 YDELCE5 1 0 2.201 7.566 51.240 646
YKAVAD5 YDUBRO5 1 0 1.583 5.440 37.190 646
YTPPNE5 YDUBRO5 1 0 0.202 0.696 4.959 646
YTPPNE5 YDUBRO5 2 0 0.051 0.474 6.612 2052
YNEGOT5 YDUBRO5 1 0 0.630 2.167 14.876 646
YSTIP151 YDUBRO5 1 0 1.200 12.801 138.017 2052
YFENI 5 YDUBRO5 1 0 0.764 5.348 79.339 1648
YFENI 5 YDUBRO5 2 0 0.764 5.348 79.339 1648
YSK 41 YDUBRO1 1 0 2.480 28.016 268.625 1758
YSK 15 YG.PET5 1 0 1.321 4.540 30.579 646
YSK 35 YG.PET5 1 0 2.476 8.508 57.851 646
YZAPAD5 YKOZLE5 1 8 0.339 1.520 10.744 646
YZAPAD5 YSK 35 1 0 0.108 0.368 2.479 646

```
YSK  15  YZLZSV5  1 0  0.166  0.901    9.917   1023
YSK  15  YZLZSV5  2 0  0.166  0.901    9.917   1023
YSK  15  YZLZSV5  3 0  0.171  0.934    9.917   1023
YSK  15  YZLZSV5  4 0  0.171  0.934    9.917   1023
YZLZJU5  YZLZSV5  1 0  0.238  0.818    5.785    520
YZLZJU5  YZLZSV5  2 0  0.238  0.818    5.785    520
YKAVAD5  YZGROP5  1 0  3.118 10.716   72.727    646
YZGROP5  YVELES52 1 0  1.548  5.317   36.364    646
YSK  45  YISTOK5  1 0  0.576  2.858   20.661    824
YSK  45  YJUGNO5  1 0  0.832  2.863   19.008    646
YSK  35  YJUGOH5  1 0  4.938 16.974  114.876    646
YJUGOH5  YTSTIH5  1 8  0.059  0.204    1.653    646
YKAVAD52 YKAVAD5  1 0  0.214  0.736    4.959    646
YPRILE51 YKAVAD5  1 0  5.236 17.996  121.488    646
YTIKVE5  YKAVAD5  1 0  0.964  3.313   22.314    646
YOSLOM5  YKICEV5  1 0  2.505  6.285   40.496    488
YSOPOT5  YKICEV5  1 0  6.460 14.119   89.256    488
YSK  35  YKOZLE5  1 0  0.232  1.151    8.264    824
YMKAME5  YKOCAN5  1 0  2.464  8.466   57.025    646
YSTIP152 YKOCAN5  1 0  5.393 11.787   74.380    488
YSK  12  XSK_KA21 1 8  1.520  7.981   51.240    824
XSK_KA21 XSK_KA22 1 8   0.00  0.050    0.000  99999
XSK_KB11 YSK  51  1 0  0.688  7.712   74.000   1758
YKRATO5  YKPALA5  1 0  2.415  8.303   56.198    646
YKUMAN51 YKRATO5  1 8  6.499 14.204   89.256    488
YPROBI5  YKRATO5  1 0  3.395  7.420   47.107    488
XSK_KP51 YKPALA5  1 0  1.523  5.236   35.537    646
YKUMAN52 YKUMAN51 1 0  0.536  1.840   12.397    646
YSK  15  YKUMAN51 1 0  4.985 10.897   68.595    488
YRAFIN5  YKUMAN52 1 0  2.023  6.953   47.107    646
YSTIP151 YOPOLE5  1 0  3.204  7.536   47.934    488
YSAMOK5  YOSLOM5  1 0  2.082  7.157   48.760    646
YOHRID52 YOHRID51 1 0  0.416  1.431    9.917    646
YSTRUG5  YOHRID51 1 0  3.130 10.757   72.727    646
YRESEN5  YOHRID52 1 0  4.189 14.397   97.521    646
XPE_SU51 YSUSIC5  1 0  1.321  4.540   30.579    646
YPOLOG5  YTETOV51 1 0  2.213  7.607   51.240    646
YPRILE52 YPRILE51 1 0  0.214  0.736    4.959    646
YPRILE53 YPRILE51 1 0  0.655  2.249   14.876    646
YSTIP152 YPROBI5  1 0  4.888 10.684   66.942    488
YSTRUM51 YRADOV5  1 0  3.547 12.188   82.645    646
YSK  45  YRAFIN5  1 0  2.309  7.935   53.719    646
YKOZJA5  YSAMOK5  1 0  2.213  7.607   51.240    646
YSK  45  YSK  15  1 0  0.999  4.962   35.537    824
YSK  45  YSK  15  2 0  2.023  6.953   47.107    646
YSK  15  YTSTIH5  1 0  4.107 14.112   95.785    646
YSK  12  XSK_KA22 2 8  1.520  7.981   51.240    824
YSK  45  YSK  25  1 0  0.512  1.758   11.570    646
YSK  45  YSK  25  2 0  0.240  1.191    8.264    824
YUSJE 5  YSK  25  1 0  0.350  0.764    4.959    488
YSK  45  YSK  35  1 0  1.856  6.380   42.975    646
YSK  35  YKOZJA5  1 0  3.689 12.680   85.950    646
YSK  41  YSK  51  1 0  0.608  6.800   65.188   1758
YSTIP252 YSTIP151 1 0  0.643  2.208    7.438    646
YSTIP151 YSTIP152 1 8   0.00  0.050    0.000  99999
YSTRUM52 YSTRUM51 1 0  0.226  0.777    4.959    646
YSUSIC5  YSTRUM51 1 0  2.011  6.912   47.107    646
YTETOV52 YTETOV51 1 0  0.298  1.022    6.612    646
YTSTIH5  YTETOV51 1 0  2.022  6.951   47.190    646
YFENI 5  YTIKVE5  1 0  0.512  1.758   11.570    646
##T
YBITOL52 YBITOL1  1 0   120   418   300 0.1321 5.2854    0.000   0.00   1575 BT 2
YBITOL52 YBITOL1  2 8   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 BT 2
YVRUTO5  YVRUTO2  1 0   120   230   150 0.2643 9.6459    0.000   0.00    787 VRUTOK
YDUBRO5  YDUBRO1  1 8   120   418   300 0.1321 5.2854    0.000   0.00   1575 DUBROVO
YDUBRO5  YDUBRO1  2 0   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 DUBROVO
YSK  15  YSK  12  1 0   120   230   150 0.2643 8.9852    0.000   0.00    787 SK 1
YSK  15  YSK  12  2 0   120   230   150 0.2643 8.9852    0.000   0.00    787 SK 1
YSK  15  YSK  51  1 0   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 SK 5
YSK  15  YSK  51  2 0   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 SK 5
YSK  45  YSK  41  1 0   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 SK 4
YSK  45  YSK  41  2 0   120   418   300 0.1321 5.4175    0.000   0.00   1575 SK 4
##R
YBITOL52 YBITOL1  1
YBITOL52 YBITOL1  2
YVRUTO5  YVRUTO2  1
```

YDUBRO5 YDUBRO1 1
YDUBRO5 YDUBRO1 2
YSK 15 YSK 12 1
YSK 15 YSK 12 2
YSK 15 YSK 51 1
YSK 15 YSK 51 2
YSK 45 YSK 41 1
YSK 45 YSK 41 2

EK-11 ROMANYA (ROMANIA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: ROMANIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZRO
RARAD41   ARAD4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAS41   BRAS4      0 0 400.00  113.2   42.1   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBUCU41   BUCU4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAD41   BRAD4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAI41   BRAI4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAZ41   BRAZ4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCONS411  CONS41     0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCL.ES1   CL.EST 4   0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCERN41   CERN4      0 2 406.81   71.6   54.2  -700.0   15.2  -700.0  -700.0  130.8  -110.2  0.05   700.0
RCERN41q             1 0 406.81    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RDOMN41   DOMN4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDRGO 1   DRGO       0 0 400.00   24.4   26.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDIRS41   DIRS4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDIRS41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RGUTI41   GUTI4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RGUTI41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RGIAL411  GIAL41     0 0 400.00   84.3   29.8   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RGADA41   GADA4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RGADA41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RIERN41   IERN4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RISAC41   ISAC4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RISAC41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RLACS411  LACS41     0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RMINT41   MINT4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RMINT41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RMEDG41   MEDG4      0 0 400.00   67.1    9.4   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RORAD41   ORAD4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RPDFE41   PDFE4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RPELI41   PELI4      0 0 400.00   64.5   17.4   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RROSI41   ROSI4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RROSI41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RROVI316  ROVI3456   0 3 412.13   75.4   63.3  -869.8  -137.3  -240.0  -900.0  145.9  -480.6  0.05   869.8
RSIBI41   SIBI4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RSLAT41   SLAT4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RSMIR411  SMIR41     0 0 400.00   66.4   18.1   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RSMIR41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RTINT41A  TINT4 A    0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RTINT41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RTINT41B  TINT4 B    0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RTINT41s             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RTURC11   TURC1234   0 2 411.55   47.2   39.0  -540.0   -49.6  -240.0  -600.0  106.0  -392.0  0.05   540.0
RTURC518  TURC5678   0 2 411.33   47.2   39.0  -540.0    4.8   -240.0  -600.0  106.0  -392.0  0.05   540.0
RTULC41   TULC4      0 0 400.00  128.6   61.4   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RUREC41   UREC4      0 0 400.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RUREC41q             1 0 400.00    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0
RARAD22   ARAD2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RAREF22   AREF2      0 0 220.00   40.1   15.8   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RAIUL22   AIUL2      0 0 220.00   89.4   32.4   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBUCU22   BUCU2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAD22   BRAD2      0 0 220.00   64.1   30.6   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBAMA22   BAMA2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBARB22   BARB2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBRAI22   BRAI2      0 2 235.00   11.1    9.1  -100.0   -55.4   -0.0  -200.0   32.0  -123.0  0.05   100.0
RBRAZ221  BRAZ21     0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBARU22   BARU2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RBACS22   BACS2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCTRZ22   CTRZ2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCJFL22   CJFL2      0 0 220.00   72.8    5.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCRAI221  CRAI21     0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCRAI22   CRAI22     0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCETA22   CETA2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RCALF22   CALF2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDROB221  DROB21     0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDUMB22   DUMB2      0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDROB22   DROB22     0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
RDOIC228  DOIC2 8    0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0  -140.0   -0.0   -0.0
RDOIC227  DOIC2 7    0 0 220.00   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0   -0.0
```

RDMOS22 DMOS2 0 0 220.00 25.4 6.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RFUND221 FUND21 0 0 220.00 107.4 17.7 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RFILE22 FILE2 0 0 220.00 10.9 17.2 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RFINT22 FINT2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RFUND22 FUND22 0 0 220.00 116.7 -25.1 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RFCSV22 FCSV2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RGUTI22 GUTI22 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -190.0 -0.0 -0.0
RGUTI221 GUTI21 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RGHIZ22 GHIZ2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RGHEO22 GHEO2 0 0 220.00 41.2 12.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RGRAD22 GRAD2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RGILC22 GILC2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -60.0 -0.0 -0.0
RHASD22 HASD2 0 0 220.00 3.7 10.3 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RIASI22 IASI2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RISAL22B ISAL2B 0 2 230.00 23.6 20.3 -250.0 21.6 -240.0 -270.0 21.5 -170.0 0.05 250.0
RISAL22A ISAL2A 0 2 231.00 23.6 20.3 -250.0 -169.8 -0.0 -270.0 21.5 -170.0 0.05 250.0
RIAZ 22 IAZ 22 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RIERN22 IERN2 0 2 233.87 21.3 19.2 -380.0 -27.1 -160.0 -480.0 59.0 -212.0 0.05 380.0
RLACS221 LACS21 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RLOTR22 LOTR2 0 2 236.95 2.7 2.2 -180.0 36.1 -0.0 -400.0 98.0 -135.2 0.05 180.0
RMINT22 MINT22 0 2 234.47 18.2 15.1 -150.0 -3.8 -90.0 -170.0 28.9 -120.0 0.05 150.0
RMARI22 MARI2 0 2 233.14 2.0 1.2 -140.0 8.3 0.0 -140.0 65.0 -48.8 0.05 140.0
RMINT221 MINT21 0 2 234.60 36.4 30.2 -300.0 -31.5 -150.0 -340.0 25.0 -240.0 0.05 300.0
RMUNV22 MUNV2 0 0 220.00 75.3 4.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RPDFE221 PDFE21 0 2 236.33 3.8 3.2 -280.0 -45.7 -200.0 -320.0 173.0 -84.8 0.05 280.0
RPDFE22 PDFE22 0 2 236.32 5.4 4.8 -420.0 -46.8 -300.0 -480.0 173.0 -127.2 0.05 420.0
RPDFE22q 1 0 236.32 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
RPARO22 PARO2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RPITS22 PITS2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RPEST22 PEST2 0 0 220.00 18.9 -4.8 -2.6 -1.5 -2.6 -2.6 -0.0 -0.0 0.05 2.6
RROSI22 ROSI2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RROMN22 ROMN2 0 0 220.00 -15.3 10.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RRESI22 RESI2 0 0 220.00 20.5 19.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RROVI 2 ROVI 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RRIUR22 RIUR2 0 0 220.00 52.8 28.9 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RRETE22 RETE2 0 2 236.70 1.9 1.4 -100.0 -22.0 -100.0 -100.0 6.2 -56.2 0.05 100.0
RSIBI22 SIBI2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSLAT22 SLAT2 0 0 220.00 454.3 221.2 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSLAT22q 1 0 220.00 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
RSARD22 SARD2 0 0 220.00 30.3 41.7 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSTUP22 STUP2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSACA22 SACA2 0 0 220.00 72.0 32.5 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSTEJ22 STEJ2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSUCE22 SUCE2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSTLP22 STLP2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSALJ22 SALJ2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RSUGA22 SUGA2 0 2 233.93 1.8 1.2 -120.0 3.3 -0.0 -120.0 9.4 -72.2 0.05 120.0
RTMAG22 TMAG2 0 0 220.00 61.8 3.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTIRG22B TIRG2B 0 0 220.00 105.3 35.2 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTIRG22A TIRG2A 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTIMI22 TIMI2 0 0 220.00 100.5 39.1 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTIHA22 TIHA2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTHARG2 THARGES 0 2 235.00 1.1 1.0 -80.0 -40.8 -0.0 -150.0 32.4 -40.8 0.05 80.0
RTRGJ22 TRGJ2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RTELE22 TELE2 0 0 220.00 31.2 12.8 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RUREC22 UREC2 0 0 220.00 75.9 39.6 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RUNGH221 UNGH21 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RVETI22 VETI2 0 0 220.00 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RARAD 5 ARAD 1 0 0 110.00 60.0 14.5 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBAMA 52 BAMA 2 0 0 110.00 60.2 10.7 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBRAS 52 BRAS 2 0 0 110.00 64.3 7.1 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBORZ 5 BORZ 0 0 110.00 28.4 12.6 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBUCU 5 BUCU 1 0 0 110.00 99.8 2.5 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBUCU 52 BUCU 2 0 0 110.00 130.8 8.9 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBAMA 5 BAMA 1 0 0 110.00 53.0 2.7 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBARB 5B BARB 0 0 110.00 101.8 48.3 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBRAZ 5A BRAZ A 0 0 110.00 22.2 0.6 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBARU 5 BARU 0 0 110.00 -9.2 16.5 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBUJO 52 BUJO 2 0 0 110.00 24.8 -5.7 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBUJO 5 BUJO 1 0 2 120.00 80.8 8.6 -80.0 -53.1 -80.0 -80.0 30.5 -88.8 0.05 80.0
RBRAZ 5B BRAZ B 0 0 110.00 27.8 2.6 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBEIU 5 BEIU 0 0 110.00 10.6 1.9 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0 -0.0
RBRDS 52 BRDS 2 0 2 120.00 0.7 0.6 -50.0 6.1 -50.0 -50.0 6.1 -15.7 0.05 50.0
RBACS 5 BACS 0 2 121.00 18.3 28.9 -39.0 -20.8 -39.0 -39.0 -3.1 -20.8 0.05 39.0
RCTCR 5B CTCR 1B 0 0 110.00 14.1 6.4 -0.0 -0.0 -0.0 -120.0 -0.0 -0.0
RCTCR 52 CTCR 1A2 0 2 120.00 69.4 39.9 -120.0 -35.8 0.0 -120.0 -0.0 -40.0 0.05 120.0

```
RCJFL 5   CJFL 1      0 0 110.00    33.7     6.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCRAI 52  CRAI 2      0 0 110.00    26.3    10.1    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCONS 5   CONS 1      0 0 110.00    64.8    -1.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCICR 5   CICR        0 0 110.00    10.7     6.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCARD 5   CARD 1      0 0 110.00    25.5    12.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCARD 52  CARD 2      0 2 120.00    12.7    11.2   -45.0     0.0   -45.0   -45.0    25.8   -33.8  0.05    45.0
RCETB 5B  CETB B      0 2 120.00    55.5    16.4   -80.0   -14.9   -80.0   -80.0     4.3   -66.6  0.05    80.0
RCPAL 54  CPAL 4      0 2 120.20   104.6    23.0   -40.0     6.0   -40.0   -40.0    24.1   -35.6  0.05    40.0
RCETG 5   CETG        0 0 110.00     8.4     2.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCTSV 5   CTSV        0 0 110.00    12.0     5.5    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCPRG 5B  CPRG B      0 2 120.00     9.5     6.4   -50.0   -36.0   -50.0   -50.0    -2.2   -36.0  0.05    50.0
RCPRG 5A  CPRG A      0 0 110.00    55.8    -5.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCETA 5   CETA 1      0 0 110.00     3.3     0.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCLES 5   CLES        0 0 110.00    92.6     7.9    -1.0    -0.6    -1.0    -1.0    -0.0    -0.0  0.05     1.0
RCALF 5   CALF        0 0 110.00     4.5     0.4    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCEBV 5   CEBV        0 0 110.00    -7.3    -9.4    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RCETB 5A  CETB A      0 0 110.00    71.5    32.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RDROB 5B  DROB        0 0 110.00    27.8    12.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RDRAG 52  DRAG 2      0 2 120.00    17.5     3.3   -37.1   -20.8   -37.1   -37.1     5.1   -20.8  0.05    37.1
RDOMN 5B  DOMN B      0 0 110.00    41.6     5.5    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RDOMN 5s              1 0 110.00     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0
RDOMN 5A  DOMN A      0 0 110.00    44.2     9.8    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RDUMB 5B  DUMB        0 2 120.00    52.5    12.4   -17.6   -14.6   -17.6   -17.6    -6.1   -17.5  0.05    17.6
RDIRS 5   DIRS        0 0 110.00    77.5    11.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RDROB 55  Drob 5      0 2 120.00    20.4    14.3   -40.0     1.0   -40.0   -40.0     0.9   -15.5  0.05    40.0
RDROB 54  Drob 4      0 2 120.00    20.4    14.3   -40.0     1.0   -40.0   -40.0     0.9   -15.5  0.05    40.0
RDROB 5   Drob 1      0 2 121.00    16.1    10.1   -40.0   -13.3   -40.0   -40.0     0.9   -15.5  0.05    40.0
RDROB 52  Drob 2      0 2 120.00    43.0    26.7   -40.0   -15.5   -40.0   -40.0     0.9   -15.5  0.05    40.0
RFINT 5   FINT        0 0 110.00    88.8     8.5    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RFOCS 5   FOCS V      0 0 110.00    72.3    20.4    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RGHIZ 5B  GHIZ B      0 0 110.00    45.9    22.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RGUTI 5   GUTI        0 0 110.00    29.4    12.3    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RGRAD 5   GRAD        0 0 110.00    97.9    57.6    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RGODI 5   GODI        0 2 120.00    29.2    17.2   -32.6   -20.1   -32.6   -32.6    -0.8   -38.8  0.05    32.6
RGROZ 5   GROZ        0 2 120.00   105.5   -15.2   -40.0    -3.7   -40.0   -40.0    -3.8   -26.1  0.05    40.0
RGOVO 5   GOVO        0 2 120.00   135.1    72.0   -80.0   -63.7   -80.0   -80.0   -11.5   -63.7  0.05    80.0
RHOLB 5B  HOLB        0 0 110.00    24.3    10.5    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RIERN 5   IERN 1      0 0 110.00    29.8     6.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RISAL 52  ISAL 2      0 0 110.00    52.1    18.3    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RIASI 5   IASI 1      0 0 110.00    43.9    13.7    -4.2    -2.4    -4.2    -4.2    -0.0    -0.0  0.05     4.2
RIERN 52  IERN 2      0 0 110.00    12.2     0.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RIAZU 52  IAZU 2      0 2 121.00    39.5    14.5   -60.0   -14.0   -60.0   -60.0    31.7   -14.0  0.05    60.0
RIASS 5   IASS        0 2 120.00    34.0    14.0   -23.0   -27.0   -23.0   -23.0     2.6   -26.9  0.05    23.0
RLACS 5   LACS 1      0 0 110.00    72.2    16.1   -13.1    -7.5   -13.1   -13.1    -0.0    -0.0  0.05    13.1
RLOTR 5   LOTR        0 0 110.00    -5.2    -4.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RMEDG 52  MEDG 2      0 0 110.00    16.2     3.7    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RMINT 5   MINT        0 0 110.00    41.4    15.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RMEDI 5   MEDI        0 0 110.00     5.0    10.7    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RORAD 5   ORAD        0 0 110.00    56.3    18.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RORDV 5   ORDV        0 2 120.00    87.6    38.2   -25.0   -20.0   -25.0   -25.0    -1.0   -20.0  0.05    25.0
ROSTR 5B  OSTR B      0 2 121.00     3.3     2.9  -112.5    13.6  -112.5  -112.5    89.2   -78.7  0.05   112.5
ROSTR 5A  OSTR A      0 0 110.00   -18.0     0.8    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RPARO 5   PARO        0 2 120.00    95.7    33.9  -120.0    -9.9  -120.0  -120.0    69.9   -72.6  0.05   120.0
RPITS 5   PITS        0 2 120.00    59.6    23.1   -12.0     0.1   -12.0   -12.0     0.1   -32.0  0.05    12.0
RRESI 52  RESI 2      0 0 110.00    60.9    14.8   -10.5    -6.0   -10.5   -10.5    -0.0    -0.0  0.05    10.5
RREME 5   REME        0 2 120.00    -4.9     1.4   -34.9     2.6   -34.9   -70.0     2.8   -10.1  0.05    34.9
RSIBI 5   SIBI 1      0 0 110.00   105.5     2.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RSUCE 5   SUCE 1      0 0 110.00   116.2    11.3    -5.2    -3.0    -5.2    -5.2    -0.0    -0.0  0.05     5.2
RSTUP 5   STUP        0 2 120.00    30.8    27.7   -77.0   -36.6   -77.0   -77.0     6.8   -36.5  0.05    77.0
RSMIR 5   SMIR 1      0 2 121.00   177.2    94.7   -80.0   -76.0   -80.0   -80.0    -8.1   -93.4  0.05    80.0
RSTEJ 5   STEJ        0 2 119.00    61.0     4.7  -150.0     8.4   -80.0  -150.0    13.0   -63.6  0.05   150.0
RSTLP 5   STLP        0 0 110.00    66.4     4.1    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RSALJ 5   SALJ        0 0 110.00    45.8    10.7    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RTIHA 5A  TIHA        0 0 110.00    30.1     7.1    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RTARN 5   TARN        0 2 120.00     3.0     1.2   -18.0     3.0   -18.0   -18.0    24.7   -19.8  0.05    18.0
RUNGH 5   UNGH 1      0 0 110.00    60.7    16.8    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RUNGH 52  UNGH 2      0 0 110.00    30.3     8.3    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
RVETI15   VETI1       0 0 110.00    57.9    12.1    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
##ZXX
XKO_TI11  XKO_TI11    0 0 400.00   685.4  -105.1    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XKO_TI12  XKO_TI12    0 0 400.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XSA_AR11  XSA_AR11    0 0 400.00    99.0   -43.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XRO_MU11  XRO_MU11    0 0 400.00  -277.3     0.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XPF_DJ11  XPF_DJ11    0 0 400.00     6.0    13.2    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XDO_IS11  XDO_IS11    0 0 400.00  -113.1    -7.5    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XVA_IS11  XVA_IS11    0 0 400.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
```

```
##L
RARAD41  RMINT41  1 0  4.900 46.200   459.00   1700
RARAD41  RORAD41  1 8  1.850 17.500   174.00   1700
RBRAS41  RBRAD41  1 0  5.400 50.600   500.00   1440
RBRAS41  RDIRS41  1 0  0.460  4.390    44.00   1440
RBRAS41  RGUTI41  1 0  4.400 41.300   410.00   1600
RBRAS41  RSIBI41  1 0  4.500 42.300   421.00   1600
RBUCU41  RDOMN41  1 8  1.210 11.400   113.00   1440
RBUCU41  RGIAL411 1 0  4.990 47.100   468.20   1440
RBUCU41  RPELI41  1 8  3.830 36.250   446.00   1440
RBUCU41  RSLAT41  1 0  6.140 58.000   576.00   1600
RBRAD41  RTINT41A 1 0  7.000 66.500   661.00   1606
RBRAI41  RLACS411 1 8  0.670  3.990    26.00    800
RBRAZ41  RDOMN41  1 0  2.270 21.460   213.00    960
RBRAZ41  RDIRS41  1 0  4.050 38.240   380.00    960
RCONS411 RCERN41  1 0  2.380 22.380   251.90   1440
RCONS411 RTULC41  1 0  4.300 45.000   426.00   1000
RCL.ES1  RGADA41  1 0  0.690  6.500    65.00   1600
RCERN41  RCERN41q 1 8  92.00   92.0  -625.00    300
RCERN41  RCERN41q 2 0  92.00   92.0  -625.00    300
RCERN41  RGIAL411 1 0  2.260 20.800   246.10   1440
RCERN41  RGIAL411 2 0  2.140 20.060   227.30   1440
RCERN41  RMEDG41  1 0  0.710  6.230    80.50    687
RCERN41  RPELI41  1 0  3.230 30.200   344.90   1440
RDOMN41  RPELI41  1 0  5.040 47.650   559.00   1440
RDOMN41  RUREC41  1 0  9.350 88.250   877.00   1606
RDRGO 1  RSLAT41  1 0  1.100 10.320   130.30   1700
RDIRS41  RDIRS41q 1 8  60.00   60.0  -625.00    300
RGUTI41  RGUTI41q 1 8  60.00   60.0  -625.00    300
RGUTI41  RSMIR411 1 0  4.770 45.040   448.00   1440
RGIAL411 RLACS411 1 0  2.380 23.700   233.00   1440
RGADA41  RGADA41q 1 0 120.00  120.0  -625.00    300
RGADA41  RIERN41  1 0  1.800 16.950   168.00   1700
RGADA41  RROSI41  1 0  4.200 39.700   395.00   1700
RIERN41  RSIBI41  1 0  2.980 28.140   280.00   1700
RISAC41  RISAC41q 1 0  96.00   96.0  -586.85    282
RISAC41  RISAC41q 2 8  96.00   96.0  -586.85    282
RISAC41  RLACS411 1 0  2.380 22.490   223.50   1200
RISAC41  RSMIR411 1 8  2.000 18.100   197.00   1700
RISAC41  RSMIR411 2 8  2.000 18.100   197.00   1700
RISAC41  RTULC41  1 0  1.000  9.570    95.00   1440
RLACS411 RSMIR411 1 0  1.200 11.360   113.00   1440
RMINT41  RMINT41q 1 0  92.00   92.0  -625.00    300
RMINT41  RSIBI41  1 0  4.000 43.400   431.00   1700
RORAD41  RROSI41  1 0  4.710 44.240   442.00   1750
RPDFE41  RSLAT41  1 0  5.600 52.800   526.00   1440
RPDFE41  RUREC41  1 0  3.030 28.400   282.00   1440
RROSI41  RROSI41q 1 8  92.00   92.0  -625.00    300
RROVI316 RUREC41  1 0  0.500  4.750    47.00   1800
RROVI316 RUREC41  2 0  0.500  4.750    47.00   1800
RSIBI41  RTINT41B 1 0  9.230 87.100   866.00   1160
RSLAT41  RTINT41B 1 0  2.980 28.140   280.00   1800
RSMIR411 RSMIR41q 1 8  60.00   60.0  -625.00    300
RTINT41A RTINT41q 1 8  60.00   60.0  -625.00    300
RTINT41A RTINT41B 1 2  0.000  0.000     0.00   1600
RTINT41A RTURC11  1 0  0.350  3.400    33.00   1800
RTINT41A RTURC11  2 0  0.350  3.400    33.00   1800
RTINT41A RUREC41  1 0  2.500 23.300   232.00   1700
RTINT41B RTINT41s 1 0  60.00   60.0  -625.00    300
RTINT41B RTURC518 1 0  0.350  3.400    33.00   1800
RTINT41B RTURC518 2 8  0.350  3.400    33.00   1800
RUREC41  RUREC41q 1 0  60.00   60.0  -625.00    300
RARAD22  RSACA22  1 0  3.900 23.170   149.00    875
RARAD22  RTIMI22  1 0  3.800 22.600   145.00    875
RAREF22  RBRAD22  1 0  5.300 31.200   200.00    875
RAREF22  RRIUR22  1 0  3.300 19.800   127.00    800
RAREF22  RTHARG2  1 0  0.200  1.200    30.00    875
RAIUL22  RCJFL22  1 0  7.200 40.400   260.00    800
RAIUL22  RGILC22  1 0  4.100 24.400   157.00    800
RAIUL22  RMINT221 1 0  6.400 35.800   230.00    800
RAIUL22  RSUGA22  1 0  3.340 19.740   127.00    875
RBUCU22  RDMOS22  1 0  0.350  2.050    13.00    755
RBUCU22  RFUND221 1 0  1.800 10.500    67.60    800
RBUCU22  RFUND22  1 0  1.800 10.500    67.60    800
RBUCU22  RGHIZ22  1 0  5.140 30.400   196.00    800
RBRAD22  RPITS22  1 0  0.450  2.700    17.00    800
```

```
RBRAD22  RRIUR22  1 0  5.900 34.800   224.00    800
RBRAD22  RSTUP22  1 8  5.000 29.700   191.00    875
RBRAD22  RTIRG22B 1 0  3.800 22.500   144.00    875
RBRAD22  RTIRG22A 1 0  3.800 22.500   144.00    875
RBAMA22  RIERN22  1 0 10.800 63.800   410.00    800
RBAMA22  RROSI22  1 0  2.350 13.900    89.00    800
RBAMA22  RROSI22  2 0  2.350 13.900    89.00    800
RBAMA22  RTIHA22  1 0  4.100 24.200   155.00    875
RBARB22  RFILE22  1 0  0.500  2.800    18.00    800
RBARB22  RFCSV22  1 0  6.430 36.360   254.00    800
RBRAI22  RLACS221 1 0  0.660  3.960    25.30    800
RBRAI22  RLACS221 2 8  0.660  3.960    25.30    800
RBRAI22  RLACS221 3 8  0.660  3.960    25.30    800
RBRAZ221 RFUND221 1 0  4.770 28.270   182.00    875
RBRAZ221 RFUND22  1 0  4.770 28.270   182.00    875
RBRAZ221 RTIRG22B 1 0  3.600 21.200   136.00    875
RBRAZ221 RTIRG22A 1 0  3.600 21.200   136.00    875
RBRAZ221 RTELE22  1 0  1.300 12.400   123.00    800
RBARU22  RHASD22  1 0  2.940 17.420   112.00    800
RBARU22  RPARO22  1 0  1.600  8.500    55.00    800
RBACS22  RGUTI22  1 8  2.000 18.520   184.00   1380
RBACS22  RROMN22  1 8  2.060 19.440   193.00    960
RCTRZ22  RCJFL22  1 0  3.800 22.200   143.00    800
RCTRZ22  RIERN22  1 0  4.800 26.900   173.00    800
RCJFL22  RMARI22  1 0  1.800 10.700    69.00    875
RCJFL22  RTIHA22  1 0  4.700 28.000   180.00    875
RCRAI221 RCRAI22  1 2  0.000  0.000     0.00    800
RCRAI221 RISAL22A 1 0  0.770  4.000    26.00    800
RCRAI221 RSARD22  1 0  5.400 29.350   188.00    800
RCRAI22  RGHIZ22  1 8 14.380 85.140   547.00    800
RCRAI22  RISAL22B 1 0  0.680  3.840    26.00    750
RCRAI22  RSLAT22  1 0  1.960 10.320   266.00   1600
RCRAI22  RTMAG22  1 0  8.550 50.600   325.00    875
RCETA22  RPDFE22  1 0  6.560 38.840   250.00    720
RCALF22  RPDFE221 1 0  9.100 53.630   345.00    720
RDROB221 RPDFE221 1 0  0.920  5.450    35.00    800
RDUMB22  RGUTI22  1 0  6.430 38.100   245.00    800
RDUMB22  RSTEJ22  1 0  2.400 14.200    91.00    720
RDROB22  RPDFE22  1 0  0.920  5.450    35.00    800
RDOIC228 RTIRG22A 1 0  1.170  6.930    44.50    875
RDOIC227 RTIRG22B 1 0  1.100  6.400    41.00    875
RDMOS22  RGHIZ22  1 0  4.790 28.390   182.50    800
RFUND221 RFUND22  1 7  0.000  0.000     0.00    800
RFILE22  RLACS221 1 0  2.100 12.200    78.00    800
RFINT22  RGHEO22  1 0  6.200 32.700   210.00    800
RFINT22  RUNGH221 1 0  2.000 11.300    73.00    800
RFCSV22  RGUTI22  1 0  6.170 35.000   244.00    800
RGUTI22  RGUTI221 1 7  0.000  0.000     0.00    800
RGUTI22  RIASI22  1 0 13.500 79.800   513.00    578
RGUTI221 RMUNV22  1 0  8.300 49.100   316.00    875
RGHIZ22  RTMAG22  1 0  5.830 34.540   222.00    800
RGHEO22  RSTEJ22  1 0  5.300 27.900   180.00    720
RGRAD22  RISAL22B 1 0  2.130 12.600   324.00    875
RGRAD22  RSLAT22  1 0  0.830  4.900   126.00    800
RHASD22  RMINT221 1 0  1.830 10.820    70.00    800
RHASD22  RPEST22  1 0  1.200  6.800    44.00    800
RHASD22  RRETE22  1 0  0.980 13.800   137.00   1700
RIASI22  RMUNV22  1 0  5.280 31.200   200.00    875
RIASI22  RSUCE22  1 0  8.230 48.750   313.00    875
RISAL22B RISAL22A 1 2  0.000  0.000     0.00    800
RIAZ 22  RRESI22  1 8  2.180 12.910    80.00    867
RIERN22  RUNGH221 1 0  2.280 12.310    79.00    636
RIERN22  RUNGH221 2 0  1.130 10.000    97.00    800
RLOTR22  RSIBI22  1 0  6.250 36.960   237.00    875
RLOTR22  RSIBI22  2 0  6.250 36.960   237.00    875
RMINT22  RMINT221 1 7  0.000  0.000     0.00    800
RMINT22  RPEST22  1 0  1.330  7.840    50.00    800
RMINT22  RTIMI22  1 8  9.200 54.700   352.00    875
RMINT221 RPEST22  1 0  1.330  7.840    50.00    800
RPDFE221 RPDFE22  1 2  0.000  0.000     0.00    800
RPDFE221 RRESI22  1 0  8.300 49.140   316.00    720
RPDFE22  RPDFE22q 1 0  48.00   48.0  -843.88    223
RPDFE22  RPDFE22q 2 8  48.00   48.0  -843.88    223
RPDFE22  RRESI22  1 0  8.300 49.140   316.00    720
RPARO22  RTRGJ22  1 0  3.000 15.830   102.00    720
RROSI22  RVETI22  1 0  2.450 14.700    94.00    900
```

RROMN22 RSUCE22 1 0 3.530 33.340 331.00 960
RRESI22 RTIMI22 1 0 5.200 30.700 197.00 875
RRESI22 RTIMI22 2 0 5.200 30.700 197.00 875
RROVI 2 RUREC22 1 8 0.500 3.150 80.00 1600
RRIUR22 RSTUP22 1 8 0.900 5.100 33.00 800
RSLAT22 RSLAT22q 1 8 48.00 48.0 -909.09 240
RSARD22 RUREC22 1 0 5.140 28.340 182.00 750
RSACA22 RTIMI22 1 0 1.700 10.300 66.00 875
RSTLP22 RTELE22 1 0 1.900 17.900 178.00 710
RSALJ22 RTIHA22 1 0 1.920 11.340 73.00 875
RTRGJ22 RUREC22 1 0 1.350 7.570 49.00 800
RARAD 5 RCARD 5 1 0 0.800 2.600 19.00 500
RARAD 5 RCARD 5 2 1 1.397 3.747 0.00 9999
RARAD 5 RCARD 52 1 0 0.800 2.600 19.00 500
RBAMA 52 RBAMA 5 1 7 0.000 0.000 0.00 500
RBAMA 52 RBAMA 5 2 1 2.951 7.924 0.00 9999
RBAMA 52 RVETI15 1 1 18.214 46.537 0.00 9999
RBRAS 52 RCEBV 5 1 0 2.050 4.240 26.00 580
RBRAS 52 RCEBV 5 2 1 3.625 11.597 0.00 9999
RBRAS 52 RDIRS 5 1 1 27.337 56.045 0.00 9999
RBRAS 52 RFINT 5 1 1 27.285 54.104 0.00 9999
RBRAS 52 RSIBI 5 1 1 42.203 109.54 0.00 9999
RBORZ 5 RGUTI 5 1 0 0.430 1.200 7.00 575
RBORZ 5 RGUTI 5 2 0 0.430 1.200 7.00 575
RBUCU 5 RBUCU 52 1 7 0.000 0.000 0.00 500
RBUCU 5 RBUCU 52 2 1 4.950 16.817 0.00 9999
RBUCU 5 RCPRG 5B 1 1 1.179 4.122 0.00 9999
RBUCU 52 RCPRG 5B 1 1 1.190 4.430 0.00 9999
RBAMA 5 RCLES 5 1 1 19.437 66.682 0.00 9999
RBAMA 5 RVETI15 1 1 14.118 35.932 0.00 9999
RBARB 5B RSMIR 5 1 8 0.710 2.860 17.87 500
RBRAZ 5A RBRAZ 5B 1 1 2.378 13.037 0.00 9999
RBRAZ 5A RCETB 5B 1 1 8.152 24.454 0.00 9999
RBRAZ 5A RCETB 5A 1 0 0.390 1.290 9.30 485
RBRAZ 5A RCETB 5A 2 1 4.515 14.260 0.00 9999
RBRAZ 5A RSTLP 5 1 1 29.477 94.567 0.00 9999
RBARU 5 RPARO 5 1 8 3.760 8.000 50.00 420
RBUJO 52 RBUJO 5 1 7 0.000 0.000 0.00 600
RBUJO 52 RDOMN 5A 1 0 0.160 0.850 6.00 870
RBUJO 52 RGROZ 5 1 1 0.668 1.751 0.00 9999
RBUJO 5 RDOMN 5B 1 0 0.160 0.960 6.00 870
RBUJO 5 RDOMN 5B 2 1 6.484 23.592 0.00 9999
RBUJO 5 RDOMN 5A 1 1 6.484 23.592 0.00 9999
RBUJO 5 RGROZ 5 1 1 0.698 1.702 0.00 9999
RBRAZ 5B RCETB 5B 1 0 0.390 1.290 9.30 485
RBRAZ 5B RCETB 5B 2 1 8.495 26.001 0.00 9999
RBRAZ 5B RCETB 5A 1 1 4.742 15.379 0.00 9999
RBRAZ 5B RSTLP 5 1 1 29.990 97.376 0.00 9999
RBEIU 5 RORAD 5 1 0 4.410 9.030 56.00 420
RBEIU 5 RORAD 5 2 1 19.036 38.700 0.00 9999
RBRDS 52 RLOTR 5 1 0 2.120 6.890 44.19 575
RBRDS 52 RLOTR 5 2 0 2.180 7.110 42.81 575
RBACS 5 RGUTI 5 1 1 2.047 7.516 0.00 9999
RCTCR 5B RCRAI 52 1 0 0.420 1.370 9.00 485
RCTCR 5B RCRAI 52 2 0 0.420 1.370 9.00 485
RCTCR 5B RISAL 52 1 1 3.026 7.644 0.00 9999
RCTCR 52 RCRAI 52 1 1 0.730 2.396 0.00 9999
RCTCR 52 RISAL 52 1 1 2.387 6.304 0.00 9999
RCJFL 5 RCLES 5 1 1 1.378 3.633 0.00 9999
RCJFL 5 RIERN 5 1 1 5.800 15.776 0.00 9999
RCJFL 5 RTARN 5 1 1 6.575 19.192 0.00 9999
RCRAI 52 RDROB 52 1 1 25.299 70.809 0.00 9999
RCRAI 52 RISAL 52 1 1 5.008 13.085 0.00 9999
RCONS 5 RCPAL 54 1 0 1.800 4.400 27.00 485
RCONS 5 RCPAL 54 2 0 1.800 4.400 27.00 485
RCONS 5 RCPAL 54 3 1 16.890 43.417 0.00 9999
RCONS 5 RMEDG 52 1 1 9.860 29.740 0.00 9999
RCONS 5 RMEDI 5 1 1 2.291 7.750 0.00 9999
RCICR 5 RCARD 52 1 0 6.040 15.270 95.40 485
RCICR 5 RORDV 5 1 0 12.620 31.560 197.25 485
RCETB 5B RCETB 5A 1 1 5.034 13.187 0.00 9999
RCETB 5B RSTLP 5 1 1 20.145 49.281 0.00 9999
RCPAL 54 RMEDG 52 1 1 5.304 13.385 0.00 9999
RCPAL 54 RMEDI 5 1 1 7.552 18.934 0.00 9999
RCETG 5 RCPRG 5A 1 1 21.167 59.982 0.00 9999
RCETG 5 RGHIZ 5B 1 0 1.760 4.760 30.00 440

```
RCETG 5  RGHIZ 5B 2 8  1.760  4.760    30.00    440
RCETG 5  RGHIZ 5B 3 1  1.764  5.823     0.00   9999
RCTSV 5  RSUCE 5  1 0  1.050  2.600    16.00    500
RCTSV 5  RSUCE 5  2 0  1.050  2.600    16.00    500
RCTSV 5  RSUCE 5  3 1  1.336  3.200     0.00   9999
RCPRG 5B RCPRG 5A 1 7  0.000  0.000     0.00    600
RCPRG 5A RDOMN 5B 1 1  3.042  9.346     0.00   9999
RCPRG 5A RDOMN 5A 1 1  2.805 11.451     0.00   9999
RCPRG 5A RGHIZ 5B 1 1  7.707 20.539     0.00   9999
RCETA 5  RCALF 5  1 0  3.140 12.200    76.00    500
RCETA 5  RCALF 5  2 1  5.059 10.999     0.00   9999
RCETA 5  ROSTR 5B 1 0  5.150 20.600   128.70    665
RCETA 5  ROSTR 5B 2 0  5.150 20.600   128.70    665
RCLES 5  RIERN 5  1 1  8.949 32.210     0.00   9999
RCLES 5  RTARN 5  1 1  5.773 13.345     0.00   9999
RCEBV 5  RDIRS 5  1 0  0.650  2.120    15.00    575
RCEBV 5  RDIRS 5  2 1  0.470  1.554     0.00   9999
RCEBV 5  RFINT 5  1 1 35.158 79.123     0.00   9999
RDROB 5B RDROB 55 1 0  0.950  2.230    24.00    665
RDROB 5B RDROB 54 1 0  0.950  2.230    24.00    665
RDROB 5B RDROB 5  1 1  0.780  2.740     0.00   9999
RDRAG 52 RGRAD 5  1 1  2.949  9.302     0.00   9999
RDOMN 5B RDOMN 5s 1 0   1.60    1.6 -8264.46   1091
RDOMN 5B RDOMN 5A 1 7  0.000  0.000     0.00    500
RDOMN 5B RDOMN 5A 2 1  4.569 21.915     0.00   9999
RDOMN 5A RGHIZ 5B 1 1 10.806 29.159     0.00   9999
RDUMB 5B RSTEJ 5  1 8  7.000 14.000    87.00    440
RDROB 52 RGODI 5  1 1 11.925 33.713     0.00   9999
RDROB 52 RISAL 52 1 1 25.144 70.458     0.00   9999
RDROB 52 ROSTR 5A 1 1  9.946 27.259     0.00   9999
RFINT 5  RIERN 52 1 1  5.728 12.286     0.00   9999
RFINT 5  RSIBI 5  1 1 11.399 31.284     0.00   9999
RFINT 5  RUNGH 5  1 1  8.162 18.231     0.00   9999
RFINT 5  RUNGH 52 1 1  8.162 18.231     0.00   9999
RFOCS 5  RGUTI 5  1 1  7.258 15.359     0.00   9999
RFOCS 5  RSTLP 5  1 1 16.284 41.251     0.00   9999
RGOVO 5  RPITS 5  1 1 36.780 97.002     0.00   9999
RGOVO 5  RSTUP 5  1 0  0.760  1.900    11.90    485
RGOVO 5  RSTUP 5  2 0  0.760  1.900    11.90    485
RGOVO 5  RSTUP 5  3 1  2.360  6.736     0.00   9999
RHOLB 5B RIASI 5  1 1  3.953 10.071     0.00   9999
RHOLB 5B RIASS 5  1 0  0.660  2.080    13.00    440
RHOLB 5B RIASS 5  2 0  0.660  2.080    13.00    440
RIERN 5  RIERN 52 1 7  0.000  0.000     0.00    600
RISAL 52 ROSTR 5A 1 1 16.186 40.593     0.00   9999
RIASI 5  RIASS 5  1 0  5.780 14.450    90.33    485
RIASI 5  RIASS 5  2 1 12.690 29.902     0.00   9999
RIERN 52 RUNGH 5  1 1  2.288  7.404     0.00   9999
RIAZU 52 RRESI 52 1 0  5.700 12.200    76.00    440
RIAZU 52 RRESI 52 2 1  6.216 14.092     0.00   9999
RLACS 5  RSTLP 5  1 1 17.066 45.618     0.00   9999
RMEDG 52 RMEDI 5  1 1  3.322  8.063     0.00   9999
RORAD 5  RORDV 5  1 0  1.780  4.460    27.00    440
RORAD 5  RORDV 5  2 0  1.780  4.460    27.00    440
RORAD 5  RORDV 5  3 1 29.354 76.343     0.00   9999
RORAD 5  RREME 5  1 1  6.029 15.020     0.00   9999
RORDV 5  RREME 5  1 1 26.539 68.307     0.00   9999
RORDV 5  RSALJ 5  1 1 29.283 76.570     0.00   9999
RPITS 5  RSTUP 5  1 1  8.886 23.094     0.00   9999
RREME 5  RSALJ 5  1 1 40.929 104.12     0.00   9999
RREME 5  RTARN 5  1 1 15.738 38.530     0.00   9999
RSUCE 5  RSTEJ 5  1 1  4.987 12.999     0.00   9999
RSALJ 5  RTIHA 5A 1 0  1.920 11.340    73.00    875
RSALJ 5  RTIHA 5A 2 1  4.761 12.413     0.00   9999
RUNGH 5  RUNGH 52 1 7  0.000  0.000     0.00    500
RUNGH 5  RUNGH 52 2 1  2.618  6.709     0.00   9999
XKO_TI11 RTINT41B 1 0  1.897 16.390   224.12   1600
XKO_TI12 RTINT41B 1 8  1.897 16.390   224.12   1600
XSA_AR11 RARAD41  1 0  1.860 18.100   186.28   1600
XRO_MU11 RROSI41  1 0  1.940 19.650   195.00   1600
XPF_DJ11 RPDFE41  1 0  0.033  0.323     3.30   1600
XDO_IS11 RISAC41  1 0  2.816 34.000   441.00   1200
XVA_IS11 RISAC41  1 8  2.300 33.450   449.00   1200
##T
RARAD41  RARAD22  1 0 400.0 231.0   400 1.0200 46.000  -12.500  1.812   577
RARAD 5  RARAD41  1 0 121.0 400.0   250 0.1640  9.370  -76.839 10.245  1193
```

RBRAS 52 RBRAS41 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RBUCU41 RBUCU22 1 8 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RBUCU41 RBUCU22 2 0 400.0 231.0 400 0.5100 52.000 -5.000 0.612 577
RBRAD41 RBRAD22 1 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RBRAD41 RBRAD22 2 8 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RBRAZ41 RBRAZ221 1 0 400.0 231.0 400 0.4920 47.600 -5.000 0.469 577
RCONS 5 RCONS411 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RCONS 5 RCONS411 2 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RCLES 5 RCL.ES1 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RDOMN 5B RDOMN41 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RDOMN 5A RDOMN41 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RDIRS 5 RDIRS41 1 8 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RGUTI41 RGUTI22 1 8 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RGUTI41 RGUTI221 1 0 400.0 231.0 400 0.7000 43.021 -5.000 0.388 577
RIERN41 RIERN22 1 8 400.0 231.0 400 0.8600 40.400 -5.000 0.656 577
RLACS411 RLACS221 1 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RLACS411 RLACS221 2 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RMINT41 RMINT22 1 0 400.0 231.0 400 0.4920 48.000 -5.000 0.469 577
RMINT41 RMINT221 1 0 400.0 231.0 400 0.4920 48.000 -5.000 0.469 577
RMEDG 52 RMEDG41 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RORAD 5 RORAD41 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RPDFE41 RPDFE221 1 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RPDFE41 RPDFE22 1 0 400.0 231.0 500 0.6528 40.640 -15.625 1.813 722
RPDFE41 RPDFE22 2 0 400.0 231.0 500 0.6528 40.640 -15.625 1.813 722
RROSI41 RROSI22 1 0 400.0 231.0 400 0.4920 47.902 -5.000 0.469 577
RSIBI41 RSIBI22 1 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RSIBI41 RSIBI22 2 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RSIBI 5 RSIBI41 1 0 121.0 400.0 250 0.1124 10.831 -11.953 6.830 1193
RSLAT41 RSLAT22 1 0 400.0 231.0 400 0.7000 42.800 -5.000 0.388 577
RSLAT41 RSLAT22 2 0 400.0 231.0 400 0.7000 42.800 -5.000 0.388 577
RSMIR 5 RSMIR411 1 0 121.0 400.0 250 0.1827 9.370 -76.839 12.294 1193
RUREC41 RUREC22 1 0 400.0 231.0 400 1.0200 46.000 -12.500 1.812 577
RARAD 5 RARAD22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBUCU22 RBUCU 5 1 0 225.0 123.0 200 0.5379 24.120 -11.852 1.383 513
RBUCU 52 RBUCU22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RBAMA 52 RBAMA22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RBAMA 5 RBAMA22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RBARB 5B RBARB22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBARB 5B RBARB22 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBRAZ 5A RBRAZ221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBRAZ 5B RBRAZ221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBARU 5 RBARU22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RBACS 5 RBACS22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RCJFL 5 RCJFL22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RCRAI 52 RCRAI221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RCRAI 52 RCRAI22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RCETA 5 RCETA22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RCALF 5 RCALF22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RDROB 5B RDROB221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RDUMB 5B RDUMB22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RDUMB 5B RDUMB22 2 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RDROB 5B RDROB22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RFINT 5 RFINT22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -47.811 7.172 954
RFOCS 5 RFCSV22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RBORZ 5 RGUTI22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGUTI 5 RGUTI22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RBORZ 5 RGUTI221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGUTI 5 RGUTI221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGHIZ 5B RGHIZ22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGHIZ 5B RGHIZ22 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGRAD 5 RGRAD22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RGRAD 5 RGRAD22 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RIASI 5 RIASI22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RIASI 5 RIASI22 2 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RISAL 52 RISAL22B 1 0 121.0 231.0 200 0.2591 10.984 -95.622 10.040 954
RISAL 52 RISAL22A 1 8 121.0 231.0 200 0.2591 11.413 -95.622 10.040 954
RIAZU 52 RIAZ 22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RIERN 52 RIERN22 1 0 121.0 231.0 200 0.2591 11.857 -95.622 10.040 954
RLACS 5 RLACS221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RLACS 5 RLACS221 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RLOTR 5 RLOTR22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RMINT 5 RMINT221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
RMINT 5 RMINT221 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RPARO 5 RPARO22 1 0 121.0 230.0 125 0.3561 12.298 -0.000 3.620 596
RPITS 5 RPITS22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RRESI 52 RRESI22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954

RRESI 52 RRESI22 2 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSIBI 5 RSIBI22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSTUP 5 RSTUP22 1 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSTEJ 5 RSTEJ22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -47.811 7.172 954
RSUCE 5 RSUCE22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSUCE 5 RSUCE22 2 8 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSTLP 5 RSTLP22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RSALJ 5 RSALJ22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.321 -109.282 7.172 954
RTIHA 5A RTIHA22 1 0 121.0 231.0 100 0.4026 14.641 -54.641 4.440 477
RUNGH 5 RUNGH221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RUNGH 52 RUNGH221 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.553 -109.282 7.172 954
RVETI15 RVETI22 1 0 121.0 231.0 200 0.1775 7.793 -109.282 7.172 954
##R
RARAD41 RARAD22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RARAD 5 RARAD41 1 1.56 8 0 0.0
RBRAS 52 RBRAS41 1 1.56 8 1 0.0
RBUCU41 RBUCU22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RBUCU41 RBUCU22 2 1.25 12 0 0.0
RBRAD41 RBRAD22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RBRAD41 RBRAD22 2 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RBRAZ41 RBRAZ221 1 1.25 8 0 0.0
RCONS 5 RCONS411 1 1.56 8 0 0.0
RCONS 5 RCONS411 2 1.56 8 0 0.0
RCLES 5 RCL.ES1 1 1.56 8 1 0.0
RDOMN 5B RDOMN41 1 1.56 8 0 0.0
RDOMN 5A RDOMN41 1 1.56 8 0 0.0
RDIRS 5 RDIRS41 1 1.56 8 1 0.0
RGUTI41 RGUTI22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RGUTI41 RGUTI221 1 1.25 8 1 0.0
RIERN41 RIERN22 1 1.25 7 0 0.0
RLACS411 RLACS221 1 1.25 12 0 0.0
RLACS411 RLACS221 2 1.25 12 0 0.0
RMINT41 RMINT22 1 1.25 8 0 0.0
RMINT41 RMINT221 1 1.25 8 0 0.0
RMEDG 52 RMEDG41 1 1.56 8 1 0.0
RORAD 5 RORAD41 1 1.56 8 1 0.0
RPDFE41 RPDFE221 1 1.25 12 0 0.0
RPDFE41 RPDFE22 1 1.25 7 0 0.0
RPDFE41 RPDFE22 2 1.25 7 0 0.0
RROSI41 RROSI22 1 1.25 8 1 0.0
RSIBI41 RSIBI22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RSIBI41 RSIBI22 2 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RSIBI 5 RSIBI41 1 1.56 8 2 0.0
RSLAT41 RSLAT22 1 1.25 8 0 0.0
RSLAT41 RSLAT22 2 1.25 8 0 0.0
RSMIR 5 RSMIR411 1 1.56 8 0 0.0
RUREC41 RUREC22 1 0.00 0 0 0.0 1.25 -120 12 0 0.0
RARAD 5 RARAD22 1 1.25 12 0 0.0
RBUCU22 RBUCU 5 1 1.17 6 -5 0.0
RBUCU 52 RBUCU22 1 1.25 12 2 0.0
RBAMA 52 RBAMA22 1 1.25 12 2 0.0
RBAMA 5 RBAMA22 1 1.25 12 2 0.0
RBARB 5B RBARB22 1 1.25 12 0 0.0
RBARB 5B RBARB22 2 1.25 12 0 0.0
RBRAZ 5A RBRAZ221 1 1.25 12 0 0.0
RBRAZ 5B RBRAZ221 1 1.25 12 0 0.0
RBARU 5 RBARU22 1 1.25 12 1 0.0
RBACS 5 RBACS22 1 1.25 12 0 0.0
RCJFL 5 RCJFL22 1 1.25 12 1 0.0
RCRAI 52 RCRAI221 1 1.25 12 0 0.0
RCRAI 52 RCRAI22 1 1.25 12 0 0.0
RCETA 5 RCETA22 1 1.25 12 2 0.0
RCALF 5 RCALF22 1 1.25 12 2 0.0
RDROB 5B RDROB221 1 1.25 12 1 0.0
RDUMB 5B RDUMB22 1 1.25 12 0 0.0
RDUMB 5B RDUMB22 2 1.25 12 0 0.0
RDROB 5B RDROB22 1 1.25 12 1 0.0
RFINT 5 RFINT22 1 1.25 12 0 0.0
RFOCS 5 RFCSV22 1 1.25 12 2 0.0
RBORZ 5 RGUTI22 1 1.25 12 0 0.0
RGUTI 5 RGUTI22 1 1.25 12 0 0.0
RBORZ 5 RGUTI221 1 1.25 12 0 0.0
RGUTI 5 RGUTI221 1 1.25 12 0 0.0
RGHIZ 5B RGHIZ22 1 1.25 12 0 0.0
RGHIZ 5B RGHIZ22 2 1.25 12 0 0.0
RGRAD 5 RGRAD22 1 1.25 12 0 0.0

```
RGRAD 5  RGRAD22  2  1.25 12   0   0.0
RIASI 5  RIASI22  1  1.25 12   0   0.0
RIASI 5  RIASI22  2  1.25 12   0   0.0
RISAL 52 RISAL22B 1  1.45 11  -1   0.0
RISAL 52 RISAL22A 1  1.45 11   0   0.0
RIAZU 52 RIAZ 22  1  1.25 12   0   0.0
RIERN 52 RIERN22  1  1.45 11   1   0.0
RLACS 5  RLACS221 1  1.25 12   2   0.0
RLACS 5  RLACS221 2  1.25 12   2   0.0
RLOTR 5  RLOTR22  1  1.25 12   2   0.0
RMINT 5  RMINT221 1  1.25 12   2   0.0
RMINT 5  RMINT221 2  1.25 12   0   0.0
RPARO 5  RPARO22  1  1.23 13   0   0.0
RPITS 5  RPITS22  1  1.25 12   0   0.0
RRESI 52 RRESI22  1  1.25 12   0   0.0
RRESI 52 RRESI22  2  1.25 12   0   0.0
RSIBI 5  RSIBI22  1  1.25 12   0   0.0
RSTUP 5  RSTUP22  1  1.25 12   0   0.0
RSTEJ 5  RSTEJ22  1  1.25 12   0   0.0
RSUCE 5  RSUCE22  1  1.25 12   0   0.0
RSUCE 5  RSUCE22  2  1.25 12   0   0.0
RSTLP 5  RSTLP22  1  1.25 12   0   0.0
RSALJ 5  RSALJ22  1  1.25 12   0   0.0
RTIHA 5A RTIHA22  1  1.25 12   0   0.0
RUNGH 5  RUNGH221 1  1.25 12   1   0.0
RUNGH 52 RUNGH221 1  1.25 12   1   0.0
RVETI15  RVETI22  1  1.25 12   2   0.0

##E
```

EK-12 SIRBİSTAN (SERBIA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: SERBIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZRS
JOBREN21 JOBREN21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JOBREN22 JOBREN22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JOBREN23 JOBREN23    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD8 21 JBGD8 21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD8 22 JBGD8 22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNSAD321 JNSAD321    0 0         14.2   -5.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNSAD322 JNSAD322    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPANC22  JPANC22     0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNIS2 2  JNIS2 2     0 0        -14.0  -94.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKOSB 21 JKOSB 21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKOSB 22 JKOSB 22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSMIT221 JSMIT221    0 0         80.8   48.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSMIT222 JSMIT222    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JTENTA21 JTENTA21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JTENTA22 JTENTA22    0 2  228.0   0.0    0.0 -130.0   22.4 -120.0 -210.0   30.0 -100.0  0.0    0.0
JTENTA23 JTENTA23    0 2  228.0   0.0    0.0 -220.0   30.0 -200.0 -300.0   30.0 -150.0  0.0    0.0
JTENTA24 JTENTA24    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JTENTB2  JTENTB2     0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKOBSP2  JKOBSP2     0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD3 21 JBGD3 21    0 0         42.8   27.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD3 22 JBGD3 22    0 0         55.8   59.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD5 21 JBGD5 21    0 0        132.4   60.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD5 22 JBGD5 22    0 0        207.4   94.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD1721 JBGD1721    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD1722 JBGD1722    0 0        168.4   58.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD1723 JBGD1723    0 0        100.5   34.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSMED32  JSMED32     0 0         64.3   63.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JHBBAS21 JHBBAS21    0 2  227.2   0.0    0.0 -120.0  -60.0 -120.0 -180.0    0.0  -60.0  0.0    0.0
JHBBAS22 JHBBAS22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JHBIST2  JHBIST2     0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JRHBBA21 JRHBBA21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JRHBBA22 JRHBBA22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBBAST2  JBBAST2     0 0         10.9    3.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JVARDI21 JVARDI21    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JVARDI22 JVARDI22    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JCACAK2  JCACAK2     0 0         39.8    5.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKRALJ2  JKRALJ2     0 0         98.2   47.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKRUS12  JKRUS12     0 0        119.0   33.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPOZEG2  JPOZEG2     0 0        107.0  106.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSABA32  JSABA32     0 0         94.9   12.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JVALJ321 JVALJ321    0 0         87.5   -1.5    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JVALJ322 JVALJ322    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JLESK22  JLESK22     0 0         96.6   90.9    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JHIP  2  JHIP  2     0 0        32.1   22.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSRBOB2  JSRBOB2     0 0         68.0  107.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JZREN22  JZREN22     0 0        109.1   39.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JTKOSA2  JTKOSA2     0 0        138.7  -32.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JFERON2  JFERON2     0 0         15.4    7.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPODUJ2  JPODUJ2     0 0         38.8    8.3    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPRIS421 JPRIS421    0 0         51.9   64.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPRIS422 JPRIS422    0 0         52.0   64.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPRIZ22  JPRIZ22     0 0         92.1   54.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JOBREN11 JOBREN11    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JOBREN12 JOBREN12    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JRPMLA11 JRPMLA11    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JRPMLA12 JRPMLA12    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBGD8 1  JBGD8 1     0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNSAD311 JNSAD311    0 0        161.5   54.7    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNSAD312 JNSAD312    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JPANC211 JPANC211    0 0        256.4   68.6    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSUBO311 JSUBO311    0 0        160.9   11.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JSUBO312 JSUBO312    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKRAG21  JKRAG21     0 0        120.9  108.2    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JBOR 21  JBOR 21     0 0         88.5   36.1    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNIS2 11 JNIS2 11    0 0        236.5  169.8    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JNIS2 12 JNIS2 12    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
JKOSB 11 JKOSB 11    0 0          0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0
```

```
JKOSB 12 JKOSB 12     0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JHDJE111 JHDJE111     0 3  404.0     0.0     0.0  -602.8    -0.8  -480.0 -1080.0     0.0  -300.0   0.0     0.0
JHDJE112 JHDJE112     0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JRPDRM1  JRPDRM1      0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JSMIT21  JSMIT21      0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JJAGO41  JJAGO41      0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JSOMB31  JSOMB31      0 0        102.6    53.1     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JTENTA11 JTENTA11     0 2  404.3     0.0     0.0  -220.0  -150.0  -200.0  -300.0    30.0  -150.0   0.0     0.0
JTENTA12 JTENTA12     0 2  404.2     0.0     0.0  -220.0  -150.0  -200.0  -300.0    30.0  -150.0   0.0     0.0
JTENTB11 JTENTB11     0 2  406.0     0.0     0.0  -580.0  -123.4  -450.0  -580.0    90.0  -280.0   0.0     0.0
JTENTB12 JTENTB12     0 2  406.0     0.0     0.0  -580.0  -123.6  -450.0  -580.0    90.0  -280.0   0.0     0.0
JTDRMN11 JTDRMN11     0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
JTDRMN12 JTDRMN12     0 2  400.1     0.0     0.0  -220.0   -90.0  -220.0  -300.0    30.0   -90.0   0.0     0.0
JTKOSB11 JTKOSB11     0 2  392.0     0.0     0.0  -200.0   -90.0  -200.0  -290.0    30.0   -90.0   0.0     0.0
JTKOSB12 JTKOSB12     0 2  392.0     0.0     0.0  -200.0   -90.0  -200.0  -290.0    30.0   -90.0   0.0     0.0
##ZXX
XSO_NI11 XSO_NI11     0 0       -260.0   -20.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XPF_DJ11 XPF_DJ11     0 0        -80.0    20.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XSA_SU11 XSA_SU11     0 0       -301.0   -20.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XER_SM11 XER_SM11     0 0        116.0   -10.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XSK_KB11 XSK_KB11     0 0        140.0   -20.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XRI_KB11 XRI_KB11     0 0        100.0   -10.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XUG_SM11 XUG_SM11     0 0        115.0   -10.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XFI_PR21 XFI_PR21     0 0         20.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XPL_PO21 XPL_PO21     0 0         60.0   -40.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XPL_BB21 XPL_BB21     0 0         60.0   -40.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XVI_VA21 XVI_VA21     0 0         30.0   -30.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XSK_KA21 XSK_KA21     0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
XSK_KA22 XSK_KA22     0 0          0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0     0.0   0.0     0.0
##L
JOBREN21 JOBREN22 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JOBREN21 JOBREN23 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JOBREN22 JOBREN23 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JOBREN23 JNSAD321 1 0  7.465 40.256   243.70    610
JOBREN22 JTENTA21 1 0  0.100  0.560     3.37   1290
JOBREN23 JTENTA22 2 0  0.100  0.560     3.37   1290
JOBREN23 JTENTA23 1 0  0.070  0.390     2.33   1290
JOBREN22 JTENTA24 2 8  0.070  0.390     2.33   1290
JOBREN23 JTENTB2  1 0  0.810  5.670    35.78    710
JOBREN23 JBGD5 21 1 0  1.710 11.590    80.30    710
JOBREN22 JBGD5 22 2 0  1.710 11.590    80.20    710
JOBREN22 JBGD5 21 1 0  1.690 11.030    80.30    710
JOBREN23 JBGD5 22 2 0  1.690 11.030    80.30    710
JOBREN22 JBBAST2  1 0  8.624 47.093   280.70    610
JOBREN22 JSABA32  1 0  2.720 19.130   122.63    710
JOBREN22 JBGD3 22 1 0  2.753 14.490    87.90    610
JOBREN23 JVALJ321 1 0  4.064 21.916   130.64    610
JBGD8 21 JBGD3 21 1 0  0.631  4.580    28.45    710
JBGD8 21 JBGD1721 1 0  0.558  3.928    24.51    710
JBGD8 21 JSMED32  1 0  2.219 15.400    98.80    710
JBGD8 21 JBGD8 22 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JBGD8 22 JBGD3 22 1 0  0.620  4.530    28.24    710
JBGD8 22 JBGD1723 1 0  0.558  3.928    24.51    710
JBGD8 22 JHIP  2  1 0  0.840  5.920    38.00    560
JNSAD321 JNSAD322 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JNSAD321 JSRBOB2  1 0  2.426 13.011    79.63    610
JNSAD321 JZREN22  1 0  2.648 19.076   119.60    710
JPANC22  JHIP  2  1 0  1.284  9.250    58.00   1200
JPANC22  JZREN22  1 0  5.882 32.232   188.74    610
JNIS2 2  JKRUS12  1 0  5.800 31.000   186.00    610
JNIS2 2  JLESK22  1 0  3.110 16.600    99.70    610
JKOSB 21 JKOBSP2  1 0  0.070  0.460     2.92   1080
JKOSB 22 JPODUJ2  1 0  2.832 15.480    92.26    610
JKOSB 21 JTKOSA2  2 0  0.220  1.500    10.16    710
JKOSB 21 JTKOSA2  1 0  0.200  1.420    13.65    710
JKOSB 21 JFERON2  2 0  0.920  6.200    37.90    710
JKOSB 21 JFERON2  1 0  1.080  6.370    43.00    710
JKOSB 21 JPRIS421 1 0  1.100  7.700    50.16    710
JKOSB 22 JPRIS422 2 0  1.100  7.700    50.16    710
JKOSB 21 JKOSB 22 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JSMIT221 JSMIT222 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
XPL_BB21 JBBAST2  1 0  3.896 20.606   126.45    610
XPL_PO21 JPOZEG2  1 0  3.685 20.069   119.89    600
XVI_VA21 JVARDI21 1 0  0.731  3.856    23.34    920
JBGD3 21 JBGD3 22 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JBGD3 21 JBBAST2  1 0 11.600 63.350   377.56    610
```

```
JBGD5 21 JBGD5 22 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JBGD1721 JBGD1722 2 2  0.000  0.000     0.00   1500
JBGD1722 JBGD1723 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JHBBAS21 JBBAST2  1 0  0.640  3.495    20.83    780
JHBBAS22 JBBAST2  1 0  0.656  3.582    21.35    780
JHBIST2  JVARDI22 1 0  2.960 15.530    96.04    610
JRHBBA21 JBBAST2  1 0  0.470  3.040    22.60   1290
JRHBBA21 JRHBBA22 2 7  0.000  0.000     0.00   1290
JRHBBA22 JBBAST2  1 0  0.470  3.040    22.60   1290
JBBAST2  JVARDI22 1 0  2.190 11.570    71.03    610
JBBAST2  JPOZEG2  1 0  2.890 20.290   130.22    710
JBBAST2  JVALJ321 1 0  4.731 25.069   152.07    600
JBBAST2  JSMIT221 1 0 11.500 62.570   373.74    610
JVARDI21 JVARDI22 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JVARDI21 JPOZEG2  1 0  3.960 21.550   128.70    600
JCACAK2  JKRALJ2  1 0  2.460 16.560   108.80    710
JCACAK2  JPOZEG2  1 0  1.930 13.010    85.50    720
JKRALJ2  JKRUS12  1 0  3.800 20.090   123.33    610
JKRALJ2  JPOZEG2  1 0  5.230 27.640   169.65    600
JKRUS12  JPODUJ2  1 0  6.899 37.690   224.70    610
JVALJ321 JVALJ322 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JSRBOB2  JSMIT221 1 0  5.157 27.943   167.45    780
JTKOSA2  XSK_KA21 1 8  3.300 17.834   108.17    610
JTKOSA2  XSK_KA22 1 8  3.300 17.834   108.17    610
JFERON2  JPRIZ22  1 0  3.370 23.060   155.80    900
JPRIS421 JPRIS422 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JPRIZ22  XFI_PR21 1 0  1.850 14.870    96.65    720
JOBREN12 JRPMLA12 1 0  0.170  1.781    18.76   1420
JOBREN11 JBGD8 1  1 0  1.432 16.598   164.08   1420
JOBREN11 JTENTA11 1 0  0.050  0.380     2.38   1920
JOBREN12 JTENTA12 1 0  0.030  0.310     3.03   1920
JOBREN11 JOBREN12 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JOBREN11 JRPMLA11 2 0  0.160  1.800    17.80   1420
JOBREN12 JKRAG21  1 0  3.000 34.400   340.50   1420
JRPMLA11 JRPMLA12 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JRPMLA11 JNSAD311 1 0  2.667 30.424   300.64   1420
JRPMLA12 JNSAD311 2 0  2.970 30.850   324.90   1420
JRPMLA12 JSMIT21  1 0  1.969 20.476   215.70   1420
JRPMLA11 JTENTB11 1 0  0.263  2.928    30.49   1920
JRPMLA12 JTENTB12 1 0  0.263  2.928    30.49   1920
JBGD8 1  JPANC211 1 0  0.679  7.857    74.16    950
JBGD8 1  JRPDRM1  1 0  2.720 28.770   306.20   1420
JNSAD311 JSUBO311 1 0  2.627 27.330   287.90   1420
JNSAD311 JNSAD312 1 2  0.000  0.000     0.00   1500
JPANC211 JRPDRM1  1 0  1.446 16.871   162.81   1250
JSUBO311 JSUBO312 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JSUBO311 JSOMB31  1 0  1.800 18.060   194.40   1420
JSUBO311 XSA_SU11 1 0  0.715  8.156    81.01   1420
JKRAG21  JJAGO41  1 0  1.180 12.280   126.58   1420
JJAGO41  JNIS2 11 1 0  3.260 33.990   349.47   1420
JBOR 21  JNIS2 11 1 8  2.900 33.700   333.00   1420
JBOR 21  JHDJE111 1 0  2.440 28.270   279.46   1420
JNIS2 11 JKOSB 11 1 0  3.716 41.359   418.68   1760
JNIS2 11 JNIS2 12 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JNIS2 11 XSO_NI11 1 0  1.867 20.525   202.00   1420
JKOSB 11 JTKOSB11 1 0  0.036  0.365     3.93   1920
JKOSB 11 JTKOSB12 2 0  0.035  0.359     3.86   1920
JKOSB 11 XRI_KB11 1 0  1.846 21.538   207.38   1420
JHDJE111 JRPDRM1  1 0  4.840 51.310   546.00   1420
JHDJE111 JHDJE112 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
JRPDRM1  JTDRMN11 1 0  0.500  0.380     2.40   1920
JRPDRM1  JTDRMN12 1 0  0.500  0.380     2.40   1920
JSMIT21  XER_SM11 1 0  1.459 15.173   164.30   1420
JSMIT21  XUG_SM11 1 0  1.170 11.841   129.14   1920
JHDJE111 XPF_DJ11 1 0  0.034  0.323     3.30   1500
JKOSB 11 XSK_KB11 1 0  1.902 22.031   212.00   1760
JKOSB 11 JKOSB 12 1 7  0.000  0.000     0.00   1500
##T
JOBREN23 JOBREN11 1 0  231   395    395  0.187 15.875    0.000  0.000    988
JOBREN22 JOBREN12 2 0  231   395    395  0.187 15.942    0.000  0.000    988
JBGD8 21 JBGD8 1  1 0  231   390    390  0.233 15.875    0.000  0.000    976
JBGD8 22 JBGD8 1  2 0  231   395    395  0.206 15.888    0.000  0.000    988
JNSAD321 JNSAD311 1 0  231   395    395  0.194 15.595    0.000  0.000    988
JPANC22  JPANC211 1 0  231   395    395  0.201 15.915    0.000  0.000    988
JNIS2 2  JNIS2 11 1 0  231   400    400  0.279 14.861    0.000  0.000   1001
JKOSB 21 JKOSB 11 1 0  231   390    390  0.233 15.875    0.000  0.000    976
```

```
JKOSB 21 JKOSB 11 2 0  231   390    390  0.233 15.875    0.000  0.000    976
JKOSB 21 JKOSB 11 3 0  231   390    390  0.206 15.888    0.000  0.000    976
JSMIT221 JSMIT21  1 0  231   400    400  0.230 15.648    0.000  0.000   1001
##R
JOBREN23 JOBREN11 1 5.000  1   0   0.0     0     0 0   0     0
JOBREN22 JOBREN12 2 5.000  1   0   0.0     0     0 0   0     0
JBGD8 21 JBGD8 1  1 2.500  2   1   0.0     0     0 0   0     0
JBGD8 22 JBGD8 1  2 5.000  1   0   0.0     0     0 0   0     0
JNSAD321 JNSAD311 1 5.000  1   0   0.0     0     0 0   0     0
JPANC22  JPANC211 1 5.000  1   0   0.0     0     0 0   0     0
JNIS2 2  JNIS2 11 1 0.000  0   0   0.0     0     0 0   0     0
JKOSB 21 JKOSB 11 1 2.500  2   1   0.0     0     0 0   0     0
JKOSB 21 JKOSB 11 2 2.500  2   1   0.0     0     0 0   0     0
JKOSB 21 JKOSB 11 3 2.500  2   1   0.0     0     0 0   0     0
JSMIT221 JSMIT21  1 2.500  2   0   0.0     0     0 0   0     0
##E
```

EK-13 SLOVENYA (SLOVENIA) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: SLOVENIA
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZSI
LOKROG1  OKROGLO     0 0          203   60.9      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LBERIC1  BERICEVO    0 0            0      0      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LBERIC2  BERICEVO    0 0        112.2   30.7      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LCIRKO2  CIRKOVCE    0 0         29.2    7.9      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LDIVAC1  DIVACA      0 0          130     39      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LDIVAC2  DIVACA      0 0         42.7   12.8      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LKLECE2  KLECE       0 0        134.3   40.3      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LKRSKO1  KRSKO       0 3  400.0  199.7   55.4   -662  -39.72      0  -700.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LMARIB1  MARIBOR     0 0        151.0   39.4      0    0.0      0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
LPODLO1  PODLOG      0 2  400.0      0      0      0      0      0    0.0  160.0  -310.0  0.0    0.0    0.0
LPODLO2  PODLOG      0 2  220.0   86.2     20   -206   -41.2      0  -300.0  117.0  -235.0  0.0    0.0    0.0
##ZXX
XPA_DI21 PADRICIANO   0 0  220.0    0.0    0.0     48    -19    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XRE_DI11 REDIPUGLIA   0 0  400.0    0.0    0.0    275    -25    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XKA_MA11 KAINACHTAL   0 0  400.0    0.0    0.0    -34    -24    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XKA_MA12 KAINACHTAL   0 0  400.0    0.0    0.0    -34      7    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XOB_PO21 OBERSIELACH  0 0  220.0    0.0    0.0   -265    -72    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XME_DI11 MELINA       0 0  400.0    0.0    0.0    -90    -16    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XPE_DI21 PEHLIN       0 0  220.0    0.0    0.0     -3    -51    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XTU_KR11 TUMBRI       0 0  400.0    0.0    0.0    112    -64    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XTU_KR12 TUMBRI       0 0  400.0    0.0    0.0    113    -13    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
XZE_CI21 ZERJA-MRAC   0 0  220.0    0.0    0.0   -122      0    0.0    0.0    0.0    0.0  0.0    0.0    0.0
##L
LDIVAC2  XPA_DI21 1 0 0.3405  2.389   16.022    960
LDIVAC1  XRE_DI11 1 0 0.6053  7.145   96.75   2700
LMARIB1  XKA_MA11 1 0  0.718 9.0285   105.87   1600
LMARIB1  XKA_MA12 2 0  0.718 9.0285   105.87   1600
LPODLO2  XOB_PO21 1 0 1.9910 13.555   78.556    960
LDIVAC1  XME_DI11 1 0 1.0205 10.863  117.734   1600
LDIVAC2  XPE_DI21 1 0  1.575 11.035    74.11    960
LKRSKO1  XTU_KR11 1 0 0.7164  7.574   87.935   1600
LKRSKO1  XTU_KR12 2 0 0.7164  7.574   87.935   1600
LCIRKO2  XZE_CI21 1 0   3.32   16.6   115.36    780
LBERIC1  LPODLO1  1 0   1.53  16.35    177.5   1920
LBERIC2  LKLECE2  1 0   0.78   5.27     38.0    840
LDIVAC1  LBERIC1  1 0   2.33  24.86    269.9   1920
LDIVAC2  LKLECE2  1 0   3.93  27.31    186.0    840
LMARIB1  LKRSKO1  1 0    2.3  24.45    269.9   1920
LPODLO1  LMARIB1  1 0   2.17  23.08    255.1   1920
LPODLO2  LBERIC2  1 0   3.74  25.86    178.1    840
LPODLO2  LCIRKO2  1 0   3.01  20.98    142.3    840
LOKROG1  LBERIC1  1 0   0.93   9.89    152.9   1600
LOKROG1  LBERIC1  2 0   0.93   9.89    152.9   1600
##T
LBERIC2  LBERIC1  1 0 231.0 400.0 400.0  0.187   15.8    -13.2    0.0   1000
LBERIC2  LBERIC1  2 0 231.0 400.0 400.0  0.187   15.8    -13.2    0.0   1000
LPODLO2  LPODLO1  1 0 231.0 400.0 400.0  0.187   15.8    -10.2    0.0   1000
##R
LBERIC2  LBERIC1  1  1.25 12   0     0     0    0 0  0     0
LBERIC2  LBERIC1  2  1.25 12   0     0     0    0 0  0     0
LPODLO2  LPODLO1  1  1.25 12   0     0     0    0 0  0     0
```

EK-14 TÜRKİYE (TURKEY) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY :TURKEY
Forecast:2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZTR
TADA1D11 4ADA_1_DG      0 2 404.00 00000.0 00000.0 -1100.0 00163.0 00000.0 -1595.0 00840.0 -0480.0 000.0
00000.0 7795.48 9999.00
TADA2D11 4ADA_2_DG      0 2 404.00 00000.0 00000.0 -0649.0 00085.0 00000.0 -0798.0 00420.0 -0240.0 000.0
00000.0 3897.74 9999.00
TADSER11 4ADA_4SEY_RE 0 0 391.00 00000.0 00097.7 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TADANA11 4ADANA         0 0 391.00 00354.0 00126.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TADAPZ11 4ADAPAZARI     0 0 407.00 00431.0 00095.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAFYON11 4AFYON_2       0 0 409.00 00400.0 00085.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAGC1111 4AGACOREN_11 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAGC1211 4AGACOREN_12 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAGC2111 4AGACOREN_21 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAGC2211 4AGACOREN_22 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAGRI211 4AGRI_2      0 0 390.00 00063.0 00003.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0
0000.00 0000.00
TAKSA_11 4AKSA380       0 2 413.00 00000.0 00000.0 -0231.0 00059.0 00000.0 -0600.0 00100.0 -0100.0 000.0
00000.0 2488.00 9999.00
TALIAG11 4ALIAGA        0 0 402.00 00350.0 00110.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TALIBY11 4ALIBEYKOY     0 0 389.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TALCRR11 4ALT_4CAR_RE 0 0 402.00 00000.0 00122.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TALTIN11 4ALTINKAYA     0 2 402.00 00090.0 00004.0 -0680.0 00080.0 00000.0 -0702.6 00160.0 -0200.0 000.0
00000.0 2294.12 9999.00
TAMBAR11 4AMBARLI       0 2 391.00 00000.0 00000.0 -0389.0 00090.0 00000.0 -0900.0 00270.0 -0100.0 000.0
00000.0 2177.58 9999.00
TANDIR11 4ANDIRIN       0 0 396.00 00002.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAYER111 4ATA_4YESRE1 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TAYER211 4ATA_4YESRE2 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TATELR11 4ATA_ELBB_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TATAKS11 4ATAKAS        0 0 390.00 00007.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TATATR11 4ATATURK       0 2 400.00 00240.0 -0075.0 -2100.0 00480.0 00000.0 -2405.0 00560.0 -0560.0 000.0
00000.0 9000.00 9999.00
TATISA11 4ATISALANI     0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBABES11 4BABAESKI      0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBAKAR11 4BAG_4KAY_RE 0 0 408.00 00000.0 00073.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBAGLM11 4BAGLUM        0 0 408.00 00355.0 00085.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBALKS11 4BALIKESIR     0 0 401.00 00108.0 00081.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBANDR11 4BANDIRMA_DG 0 0 414.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBATMN11 4BATMAN        0 0 380.00 00210.0 00098.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBEYKZ11 4BEYKOZ        0 0 400.00 00031.0 00004.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
TBIREC11 4BIRECIKHES    0 2 402.00 00048.0 00035.0 -0629.0 00174.0 00000.0 -0672.0 00300.0 -0250.0 000.0
00000.0 2500.00 9999.00
TBOTIR11 4BOR_4TIR_RE 0 0 387.00 00000.0 00183.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0
00000.0 0000.00 0000.00
```

TBORCK11 4BORCKA 0 2 387.00 00010.0 -0023.0 -0134.0 00010.0 00000.0 -0300.0 00170.0 -0130.0 000.0 00000.0 1155.71 9999.00
TBUBAR11 4BUR_4BAN_RE 0 0 407.00 00000.0 00080.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBURDG11 4BURSADG 0 2 407.00 00000.0 00000.0 -0597.0 00112.0 00000.0 -0716.0 00360.0 -0180.0 000.0 00000.0 3105.07 9999.00
TBURSN11 4BURSASAN 0 0 402.00 00017.0 00130.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCAKAR11 4CAR_4KAY_RE 0 0 405.00 00000.0 00080.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCARSM11 4CARSAMBA 0 0 405.00 00166.0 00060.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCAYRH11 4CAYIRHAN 0 2 410.00 00070.0 00025.0 -0503.2 -0078.0 00000.0 -0620.0 00160.0 -0120.0 000.0 00000.0 3028.11 9999.00
TDBAKR11 4D.BAKIR_3 0 0 372.00 00337.0 00111.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDAVUT11 4DAVUTPASA 0 0 390.00 00133.0 00034.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDEKAR11 4DEC_4KAY_RE 0 0 400.00 00000.0 00146.5 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDECEK11 4DECEKO 0 0 400.00 00037.0 00006.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDENZL11 4DENIZLI 0 0 407.00 00338.0 00052.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEASNR11 4ELBA_SIN_RE 0 0 400.00 00000.0 00146.5 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEBSNR11 4ELBB_SIN_RE 0 0 398.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TELBSA11 4ELBISTAN_A 0 2 400.00 00184.0 00040.0 -0270.0 00040.0 00000.0 -1355.0 00560.0 -0320.0 000.0 00000.0 5083.50 9999.00
TELBSB11 4ELBISTAN_B 0 0 398.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TELBTS11 4ELBSTN_TES 0 2 398.00 00000.0 00000.0 -1185.0 -0040.0 00000.0 -1440.0 00560.0 -0320.0 000.0 00000.0 5250.81 9999.00
TELGUN11 4ELGUN 0 0 398.00 00089.0 00042.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEREGL11 4EREGLI 0 0 402.00 00060.0 00016.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TERAGR11 4ERZ_4AGR_RE 0 0 388.00 00000.0 00122.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEROZR11 4ERZ-4OZL_RE 0 0 388.00 00000.0 00120.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TERZIN11 4ERZIN 0 0 390.00 00430.0 00090.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TERZRM11 4ERZURUM_2 0 0 388.00 00079.0 00042.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGANT211 4GAZIANTEP_2 0 0 383.00 00755.0 00118.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGANT511 4GAZIANTEP_5 0 0 402.00 00036.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGERMN11 4GERMENCIK 0 0 402.00 00296.0 00026.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOKCK11 4GOKCEKAYA 0 3 409.00 00000.0 00000.0 -0256.0 00000.0 00000.0 -0279.0 00120.0 -0090.0 000.0 00000.0 0343.67 9999.00
TGOK1111 4GOKSUN_SK11 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOK1211 4GOKSUN_SK12 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOK2111 4GOKSUN_SK21 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOK2211 4GOKSUN_SK22 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGKAR111 4GOL_4KAYRE1 0 0 409.00 00000.0 00100.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGKAR211 4GOL_4KAYRE2 0 0 409.00 00000.0 00100.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOLBS11 4GOLBASI 0 0 409.00 00165.0 00075.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGOYNK11 4GOYNUK 0 0 405.00 00005.0 00001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
THUGUR11 4H.UGURLU 0 2 405.00 00000.0 00000.0 -0455.0 00055.0 00000.0 -0500.0 00140.0 -0160.0 000.0 00000.0 1939.80 9999.00
THABIB11 4HABIBLER 0 0 396.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
THAMIT11 4HAMITABAT 0 2 400.00 00000.0 00000.0 -0530.0 00055.0 00000.0 -0934.0 00400.0 -0150.0 000.0 00000.0 5324.48 9999.00

THILVN11 4HILVAN 0 0 400.00 00144.0 00060.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TICDAS11 4ICDAS 0 2 414.00 00249.0 00058.0 -0405.0 00000.0 00000.0 -0405.0 00180.0 -0120.0 000.0 00000.0 1985.25 9999.00
TIKITL11 4IKITELLI 0 0 400.00 00110.0 00027.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TISDEM11 4ISDEMIR 0 0 396.00 00028.0 00016.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TISIKL11 4ISIKLAR 0 0 402.00 00615.0 00120.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TIZMDG11 4IZMIRDG 0 2 405.00 00000.0 00000.0 -1188.0 00122.0 00000.0 -1590.0 00860.0 -0320.0 000.0 00000.0 6335.18 9999.00
TKCELK11 4K.CELIK 0 0 396.00 00120.0 00000.0 -0060.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKERGL11 4K.EREGLI 0 0 405.00 00092.0 00023.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP111 4K.BASI_SK11 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP211 4K.BASI_SK12 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP311 4K.BASI_SK21 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP411 4K.BASI_SK22 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP511 4K.BASI_SK31 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKKAP611 4K.BASI_SK32 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKANGL11 4KANGAL 0 2 401.00 -0041.0 -0009.0 -0135.0 00010.0 00000.0 -0307.0 00060.0 -0020.0 000.0 00000.0 1547.33 9999.00
TKAHIR11 4KAR_4HIL_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKARAK11 4KARAKAYA 0 2 399.00 00215.0 -0028.0 -1660.0 00280.0 00000.0 -1800.0 00420.0 -0420.0 000.0 00000.0 6750.00 9999.00
TKABAR11 4KAY_4BAG_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAKUR11 4KAY_4KUR_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAYAB11 4KAYABASI 0 0 403.00 00195.0 00055.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAP1111 4KAYS_KAP11 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAP1211 4KAYS_KAP12 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAP2111 4KAYS_KAP21 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAP2211 4KAYS_KAP22 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAYKP11 4KAYSERIKAP 0 0 415.00 00411.0 00063.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEKAR11 4KEB_4KAY_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEEAR11 4KEB_ELBA_RE 0 0 400.00 00000.0 00073.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEBAN11 4KEBAN_2 0 0 415.00 00195.0 00035.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEBNI11 4KEBANHES 0 2 415.00 00000.0 00000.0 -1110.0 -0070.0 00000.0 -1328.0 00400.0 -0400.0 000.0 00000.0 4929.42 9999.00
TKEMER11 4KEMERKOY 0 2 400.00 00000.0 00000.0 -0500.0 00110.0 00000.0 -0630.0 00360.0 -0060.0 000.0 00000.0 2550.46 9999.00
TKIBAR11 4KIZ_4BAT_RE 0 0 380.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKIZIL11 4KIZILTEPE 0 0 380.00 00410.0 00150.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKOYER11 4KON_4YES_RE 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKONYA11 4KONYA_4 0 0 404.00 00535.0 00102.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKOK1111 4KONYA_KAP11 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKOK1211 4KONYA_KAP12 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKURSN11 4KURSUNLU 0 0 410.00 00126.0 00035.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TMORSN11 4MORSAN 0 0 403.00 00201.0 00045.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00

TOSKUR11 4OSM_4KUR_RE 0 0 410.00 00000.0 00080.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TOSMNC11 4OSMANCA 0 0 410.00 00170.0 00018.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TOYMAP11 4OYMAPINAR 0 2 405.00 00285.0 00020.0 -0448.0 00030.0 00000.0 -0440.0 00240.0 -0180.0 000.0 00000.0 4929.42 9999.00
TOZLUC11 4OZLUCE 0 0 394.00 -0048.0 00024.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TPSKOY11 4PASAKOY 0 0 392.00 00480.0 00120.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSURFA11 4SANLIURFA_2 0 0 394.00 00300.0 00250.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEADR11 4SEY_4ADA_RE 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEAFR11 4SEY_4AFY_RE 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEKP111 4SEYD_KAPAS1 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEKP211 4SEYD_KAPAS2 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEYDS11 4SEYDISEHIR 0 0 410.00 00180.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEYIT11 4SEYITOMER 0 2 401.00 00078.0 -0023.0 -0440.0 00000.0 00000.0 -0450.0 00150.0 -0100.0 000.0 00000.0 2894.78 9999.00
TSINCN11 4SINCAN 0 0 402.00 00318.0 00060.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSELAR11 4SIN_ELBA_RE 0 0 402.00 00000.0 00183.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSELBR11 4SIN_ELBB_RE 0 0 402.00 00000.0 00100.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSOMAB11 4SOMA_B 0 2 400.00 00139.0 00029.0 -0515.0 00010.0 00000.0 -0990.0 00660.0 -0120.0 000.0 00000.0 3651.16 9999.00
TSOMAR11 4SOMA_RES 0 0 400.00 00000.0 00000.0 -0008.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSUGOZ11 4SUGOZU 0 2 399.00 00000.0 00036.0 -0930.0 00053.0 00000.0 -1320.0 00300.0 -0250.0 000.0 00000.0 5354.01 9999.00
TTBARA11 4TBARA 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEADR11 4TEM_4ADA_RE 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEA1R11 4TEM_ADA1_RE 0 0 404.00 00000.0 00183.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEMEL11 4TEMELLI 0 0 404.00 -0180.0 -0010.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEPEO11 4TEPEOREN 0 0 390.00 00730.0 00134.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTICAR11 4TIR_4CAR_RE 0 0 399.00 00000.0 00080.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTIREB11 4TIREBOLU 0 0 399.00 00134.0 -0063.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTOSCL11 4TOSCELIK 0 0 400.00 00130.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTUNCB11 4TUNCBILEK 0 2 403.00 00200.0 -0006.0 -0130.0 00000.0 00000.0 -0150.0 00050.0 -0020.0 000.0 00000.0 0854.55 9999.00
TUMRAN11 4UMRANIYE 0 0 397.00 00557.0 00040.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUNIMA11 4UNIMAR 0 2 400.00 00000.0 00000.0 -0433.0 00107.0 00000.0 -0504.0 00165.0 -0165.0 000.0 00000.0 2560.98 9999.00
TUSK1111 4URGUP_SKM11 0 0 401.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUSK1211 4URGUP_SKM12 0 0 401.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUSK2111 4URGUP_SKM21 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUSK2211 4URGUP_SKM22 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUZUND11 4UZUNDERE 0 0 398.00 00413.0 00060.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TVARSK11 4VARSAK 0 0 402.00 00654.0 00051.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYATAG11 4YATAGAN 0 2 410.00 00385.0 00025.0 -0205.0 00050.0 00000.0 -0630.0 00360.0 -0060.0 000.0 00000.0 2646.43 9999.00
TYEGER11 4YEN_4GER_RE 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYENIK11 4YENIKOY 0 2 400.00 00235.0 00063.0 -0200.0 00030.0 00000.0 -0420.0 00240.0 -0040.0 000.0 00000.0 1764.29 9999.00

TYEAG111 4YES_4AGARE1 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYEAG211 4YES_4AGARE2 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYESIL11 4YESILHISAR 0 0 403.00 00145.0 00116.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYILDZ11 4YILDIZTEPE 0 0 394.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYOLBL11 4YOLBULAN 0 0 400.00 00016.0 -0001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TZEKER11 4ZEKERIYAKOY 0 0 390.00 00027.0 00001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TZETES11 4ZETES 0 2 407.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 -1280.0 00300.0 -0250.0 000.0 00000.0 5354.01 9999.00
TSURIY11 4SURIYEIZOLE 0 0 400.00 00212.0 00132.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKBKOY11 4K.BAKKALKOY 0 0 400.00 00278.0 00061.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAKCAN31 AKCANSA 0 0 154.00 00020.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAKSAR31 AKSARAY_A 0 0 155.00 00082.0 00017.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAKSAR32 AKSARAY_B 0 0 155.00 00067.0 00006.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TALIBY31 ALIBEYKOY_A 0 0 157.00 00046.0 00010.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TALIBY32 ALIBEYKOY_B 0 0 157.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TALTIN31 ALTINTEPE 0 0 153.00 00085.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAMBFO31 AMBRLI_FO 0 2 153.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 -0630.0 00360.0 00000.0 000.0 00000.0 2177.58 9999.00
TAMBTM31 AMBARLI_TM 0 0 155.00 00220.0 00050.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAMBDG31 AMBARLIDG_A 0 2 155.00 00000.0 00000.0 -0400.5 00140.0 00000.0 -0450.0 00270.0 -0100.0 000.0 00000.0 2177.58 9999.00
TAMBDG32 AMBARLIDG_B 0 2 155.00 00000.0 00000.0 -0400.5 00140.0 00000.0 -0450.0 00270.0 -0100.0 000.0 00000.0 2177.58 9999.00
TATISA31 ATISALANI_A 0 0 155.00 00042.5 00004.5 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TATISA32 ATISALANI_B 0 0 155.00 00042.5 00004.5 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBCEKM31 B.CEKMECE 0 0 153.00 00115.0 00022.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBDUZU31 B.DUZU_A 0 0 155.00 00164.0 00017.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBDUZU32 B.DUZU_B 0 0 155.00 00076.0 00020.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBEVLR31 B.EVLER_A 0 0 154.00 00090.0 00021.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBEVLR32 B.EVLER_B 0 0 154.00 00051.0 00011.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBKARS31 B.KARISTIRAN 0 0 154.00 00088.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBABAE31 BABAESKI 0 0 157.00 00023.0 00002.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBAGCL31 BAGCILAR_A 0 0 153.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBAGCL32 BAGCILAR_B 0 0 153.00 00145.0 00029.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBAHCS31 BAHCESEHIR 0 0 155.00 00075.0 00013.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBORAS31 BOREAS 0 0 154.00 00000.0 00000.0 -0012.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBOTAS31 BOTASME 0 0 157.00 00026.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBURRS31 BURGAZ RES 0 0 151.00 00000.0 00000.0 -0005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCKOYO31 C.KOY_OSB 0 0 158.00 00000.0 00000.0 -0041.0 00002.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCANEN31 CAN_ENJ 0 2 156.00 00000.0 00000.0 -0050.0 00008.0 00000.0 -0056.1 00010.0 -0005.0 000.0 00000.0 0222.84 9999.00
TCATLR31 CATALCA_RES 0 0 154.00 00000.0 00000.0 -0023.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCERKZ31 CERKEZKOY 0 0 158.00 00150.0 00030.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00

TCORLU31 CORLU 0 0 156.00 00130.0 00026.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDAVUT31 DAVUTPASA_A 0 0 154.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDAVUT32 DAVUTPASA_B 0 0 154.00 00056.0 00009.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDELTA31 DELTA_ENJ 0 2 156.00 00000.0 00000.0 -0040.0 00005.0 00000.0 -0064.2 00010.0 -0010.0 000.0 00000.0 0312.72 9999.00
TEDIRN31 EDIRNE 0 0 153.00 00060.0 00012.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEDCIM31 EDIRNECIM 0 0 154.00 00022.0 00002.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TENEZ_31 ENEZ 0 0 154.00 00011.0 00001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TESENY31 ESENYURT 0 2 156.00 00000.0 00000.0 -0149.0 00035.0 00000.0 -0188.0 00080.0 -0040.0 000.0 00000.0 0906.46 9999.00
TETILR31 ETILER 0 0 154.00 00178.0 00028.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGELIB31 GELIBOLU 0 0 150.00 00011.3 00002.7 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
THABIB31 HABIBLER 0 0 156.00 00071.0 00006.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
THADIM31 HADIMKOY 0 0 155.00 00098.0 00007.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
THAMIT31 HAMITABAT 0 2 160.00 00000.0 00000.0 -0166.0 00003.0 00000.0 -0186.0 00080.0 -0030.0 000.0 00000.0 1111.11 9999.00
THAVSA31 HAVSA 0 0 153.00 00013.0 00003.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TIKITL31 IKITELLI_A 0 0 155.00 00067.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TIKITL32 IKITELLI_B 0 0 155.00 00067.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKIRDG31 K.ELI_DG 0 2 154.00 00000.0 00000.0 -0118.0 00003.0 00000.0 -0162.0 00029.8 -0029.7 000.0 00000.0 0390.14 9999.00
TKASIM31 KASIMPASA 0 0 156.00 00097.0 00020.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKESAN31 KESAN 0 0 150.00 00031.0 00008.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKIRKL31 KIRKLARELI 0 0 154.00 00021.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKIYIK31 KIYIKOY 0 0 156.00 00001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKUCUK31 KUCUKKOY 0 0 155.00 00121.0 00023.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKUMLM31 KUMLIMANI 0 0 150.00 00005.7 00001.3 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TLEVEN31 LEVENT 0 0 155.00 00113.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TLULEB31 LULEBURGAZ 0 0 158.00 00047.0 00010.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TMALKR31 MALKARA 0 0 149.00 00022.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TMARPM31 MARMARA_PAMK 0 0 155.00 00000.0 00000.0 -0057.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TMASLK31 MASLAK 0 0 156.00 00097.0 00010.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TMODEN31 MODERN_ENJ 0 0 155.00 00000.0 00000.0 -0045.0 00008.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TPINAR31 PINARHISAR 0 0 155.00 00020.0 00002.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSAGMA31 SAGMALCILAR 0 0 158.00 00206.0 00032.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSARIK31 SARIKAYA_RES 0 0 154.00 00000.0 00000.0 -0004.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSILAH31 SILAHTAR 0 0 151.00 00070.0 00018.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSILVR31 SILIVRI 0 0 155.00 00061.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSISLI31 SISLI 0 0 155.00 00165.0 00037.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSULTN31 SULTANMURAT 0 0 155.00 00107.0 00016.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTASOL31 TASOLUK 0 0 154.00 00044.0 00006.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEGES31 TEGESAN 0 0 155.00 00012.0 00004.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00

TTEKRD31 TEKIRDAG 0 0 155.00 00043.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTOPKA31 TOPKAPI_A 0 0 155.00 00064.0 00014.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTOPKA32 TOPKAPI_B 0 0 155.00 00082.0 00022.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTRACM31 TRAKYACIM 0 0 155.00 00014.0 00001.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTRELK31 TRAKYA_ELK 0 2 157.00 00000.0 00000.0 -0421.0 00106.0 00000.0 -0499.0 00300.0 -0180.9 000.0 00000.0 2560.98 9999.00
TULAS_31 ULAS 0 0 153.00 00044.0 00003.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUZUNK31 UZUNKOPRU 0 0 154.00 00025.0 00006.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TVANIK31 VANIKOY 0 0 154.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TVELIE31 VELIEFENDI_A 0 0 155.00 00033.0 00004.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TVELIE32 VELIEFENDI_B 0 0 155.00 00112.0 00013.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYENIB31 YENIBOSNA 0 0 152.00 00224.0 00042.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYILDZ31 YILDIZTEPE 0 0 153.00 00121.0 00018.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TZEKER31 ZEKERIYAKOY 0 0 155.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TZORLU31 ZORLU_ENJ 0 0 154.00 00000.0 00000.0 -0088.0 00012.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUGREN31 UGUR_ENJ 0 0 154.00 00000.0 00000.0 -0046.0 00005.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TUMRAN31 UMRANIYE 0 0 154.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TADSER1Q TADSER1Q 0 0 391.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TALCRR1Q TALCRR1Q 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAYER11Q TAYER11Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TAYER21Q TAYER21Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TATELR1Q TATELR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBAKAR1Q TBAKAR1Q 0 0 408.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBOTIR1Q TBOTIR1Q 0 0 387.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TBUBAR1Q TBUBAR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TCAKAR1Q TCAKAR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TDEKAR1Q TDEKAR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEASNR1Q TEASNR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEBSNR1Q TEBSNR1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TERAGR1Q TERAGR1Q 0 0 388.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TEROZR1Q TEROZR1Q 0 0 388.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGKAR11Q TGKAR11Q 0 0 409.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TGKAR21Q TGKAR21Q 0 0 409.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAHIR1Q TKAHIR1Q 0 0 399.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKABAR1Q TKABAR1Q 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKAKUR1Q TKAKUR1Q 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEKAR1Q TKEKAR1Q 0 0 415.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKEEAR1Q TKEEAR1Q 0 0 415.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKIBAR1Q TKIBAR1Q 0 0 380.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00

TKOYER1Q TKOYER1Q 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TOSKUR1Q TOSKUR1Q 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEADR1Q TSEADR1Q 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEAFR1Q TSEAFR1Q 0 0 410.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSELAR1Q TSELAR1Q 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSELBR1Q TSELBR1Q 0 0 402.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEADR1Q TTEADR1Q 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTEA1R1Q TTEA1R1Q 0 0 404.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TTICAR1Q TTICAR1Q 0 0 399.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYEGER1Q TYEGER1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYEAG11Q TYEAG11Q 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TYEAG21Q TYEAG21Q 0 0 403.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TSEYIT1Q TSEYIT1Q 0 0 401.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKANGL1Q TKANGL1Q 0 0 401.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TKARAK1Q TKARAK1Q 0 0 399.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
TELBSA1Q TELBSA1Q 0 0 400.00 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 000.0 00000.0 0000.00 0000.00
##ZX
XMI_HA11 XMI_HA11 0 0 404.00 0000.0 0000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0
XMI_HA12 XMI_HA12 0 0 404.00 0000.0 0000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0
XNS_BA11 XNS_BA11 0 0 400.00 0000.0 0000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0 00000.0
##L
XMI_HA11 THAMIT11 1 0 002.51 025.69 00276.25 1400
XMI_HA12 THAMIT11 1 0 001.66 020.64 00288.69 2100
XNS_BA11 TBABES11 1 0 001.27 016.23 00264.00 2150
TUNIMA11 TBABES11 1 0 001.80 022.88 00372.00 2150
TUNIMA11 TKCELK11 1 0 000.03 000.32 00004.00 1450
TUNIMA11 TIKITL11 1 0 002.71 027.69 00310.00 1450
TUNIMA11 THABIB11 1 0 001.76 022.34 00364.00 2150
THAMIT11 TBABES11 1 0 000.79 008.05 00090.00 1450
THAMIT11 TKCELK11 1 0 002.83 028.98 00324.00 1450
THAMIT11 TALIBY11 1 0 003.18 040.43 00658.00 2150
TAMBAR11 TIKITL11 1 0 000.69 007.08 00079.00 1450
TALIBY11 TATISA11 1 0 000.46 005.85 00095.00 2150
TALIBY11 TYILDZ11 1 0 000.08 001.06 00017.00 2150
TALIBY11 TUMRAN11 1 0 000.81 010.37 00169.00 2150
TALIBY11 TBEYKZ11 1 0 000.52 006.65 00108.00 2150
TATISA11 TIKITL11 1 0 000.29 003.72 00061.00 2150
TDAVUT11 TIKITL11 1 0 000.20 002.31 00898.50 1500
TDAVUT11 TYILDZ11 1 0 000.16 001.78 00691.15 1500
TIKITL11 THABIB11 1 0 000.21 002.66 00043.00 2150
THABIB11 TZEKER11 1 0 000.21 003.51 00059.00 1765
THABIB11 TADA2D11 1 0 002.71 036.94 00606.00 1765
TUMRAN11 TTEPEO11 1 0 001.00 010.13 00116.00 1400
TUMRAN11 TTEPEO11 2 0 001.00 010.13 00116.00 1400
TKBKOY11 TUMRAN11 1 0 000.10 001.16 00450.00 1500
TTEPEO11 TPSKOY11 1 0 000.43 005.50 00089.00 2150
TTEPEO11 TADAPZ11 1 0 002.73 027.64 00318.00 1400
TTEPEO11 TADAPZ11 2 0 002.73 027.64 00318.00 1400
TTEPEO11 TTBARA11 1 0 000.84 013.94 00233.00 1400
TADAPZ11 TTBARA11 1 0 000.52 008.68 00145.00 1400
TPSKOY11 TADA1D11 1 0 001.69 027.88 00466.00 2650
TPSKOY11 TBEYKZ11 1 0 000.42 005.32 00087.00 2150
TADAPZ11 TADA1D11 1 0 000.42 005.32 00087.00 2150
TADAPZ11 TBURDG11 1 0 004.35 044.44 00497.00 1450
TADAPZ11 TOSMNC11 1 0 002.14 021.83 00244.00 1450
TADAPZ11 TCAYRH11 1 0 004.25 043.03 00495.00 1400
TADAPZ11 TGOYNK11 1 0 002.32 023.46 00270.00 1400
TGOYNK11 TGOKCK11 1 0 000.81 008.24 00095.00 1400
TADAPZ11 TTEADR11 1 0 003.69 061.02 01020.00 2650
TADA1D11 TADA2D11 1 0 000.02 000.27 00004.00 2150

TADA1D11 TTEA1R11 1 0 003.53 058.39 00976.00 2650
TADA2D11 TOSMNC11 1 0 001.65 021.01 00342.00 2150
TTBARA11 TBURDG11 1 0 003.75 038.32 00428.00 1450
TBURDG11 TBUBAR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TBURDG11 TBURSN11 1 0 000.51 005.20 00058.00 1450
TBUBAR11 TBANDR11 1 0 002.53 032.19 00524.00 2150
TBURSN11 TTUNCB11 1 0 002.77 028.27 00316.00 1450
TBURSN11 TBALKS11 1 0 003.44 035.21 00394.00 1450
TTUNCB11 TSEYIT11 1 0 001.39 014.17 00158.00 1450
TSEYIT11 TISIKL11 1 0 008.95 091.56 01024.00 1450
TSEYIT11 TGOKCK11 1 0 003.56 036.05 00414.00 1400
TSEYIT11 TAFYON11 1 0 003.44 034.87 00401.00 1400
TEREGL11 TOSMNC11 1 0 001.54 015.72 00176.00 1450
TOSMNC11 TOSKUR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TOSMNC11 TSINCN11 1 0 003.64 046.38 00755.00 2150
TOSKUR11 TKURSN11 1 0 004.31 054.81 00892.00 2150
TBALKS11 TSOMAB11 1 0 002.05 020.93 00234.00 1450
TBANDR11 TICDAS11 1 0 001.36 017.29 00281.00 2150
TICDAS11 TSOMAB11 1 0 004.07 051.87 00844.00 2150
TSOMAB11 TALIAG11 1 0 002.59 026.53 00297.00 1450
TALIAG11 TISIKL11 1 0 001.48 015.13 00169.00 1450
TALIAG11 TUZUND11 1 0 001.44 018.39 00299.00 2150
TALIAG11 TMORSN11 1 0 000.60 009.99 00167.00 2650
TALIAG11 TIZMDG11 1 0 000.03 000.42 00007.00 2650
TALIAG11 TIZMDG11 2 0 000.03 000.42 00007.00 2650
TISIKL11 TMORSN11 1 0 000.43 007.10 00119.00 2650
TISIKL11 TYATAG11 1 0 004.61 047.12 00527.00 1450
TISIKL11 TYATAG11 2 0 003.07 039.06 00636.00 2150
TUZUND11 TGERMN11 1 0 001.76 022.35 00364.00 2150
TKEMER11 TYATAG11 1 0 001.50 015.31 00171.00 1450
TKEMER11 TYENIK11 1 0 000.40 004.13 00046.00 1450
TYATAG11 TYENIK11 1 0 001.32 013.48 00151.00 1450
TYATAG11 TDENZL11 1 0 002.50 031.81 00518.00 2150
TYENIK11 TYEGER11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TYEGER11 TGERMN11 1 0 002.04 026.02 00423.00 2150
TCAYRH11 TSINCN11 1 0 002.47 025.04 00288.00 1400
TGOKCK11 TGOLBS11 1 0 005.23 052.94 00609.00 1400
TGOLBS11 TGKAR111 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TGOLBS11 TGKAR211 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TGOLBS11 TSINCN11 1 0 001.06 010.78 00124.00 1400
TGKAR111 TKAP1111 1 0 008.48 085.91 00988.00 1400
TGKAR211 TKAP2111 1 0 008.48 085.91 00988.00 1400
TKAP1211 TKAYKP11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TKAP2211 TKAYKP11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TSINCN11 TSELAR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TSELAR11 TUSK1111 1 0 005.56 070.76 01152.00 2150
TUSK1211 TEASNR11 1 0 004.22 053.73 00824.00 2150
TEASNR11 TELBSA11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TSINCN11 TSELBR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TSELBR11 TUSK2111 1 0 005.56 070.76 01152.00 2150
TUSK2211 TEBSNR11 1 0 004.24 054.00 00879.03 2150
TEBSNR11 TELBSB11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TSINCN11 TBAGLM11 1 0 000.59 007.45 00121.00 2150
TTEADR11 TTEMEL11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TTEA1R11 TTEMEL11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TTEMEL11 TAGC1111 1 0 002.73 045.24 00756.00 2650
TAGC1211 TYEAG111 1 0 001.75 028.93 00484.00 2650
TTEMEL11 TAGC2111 1 0 002.73 045.24 00756.00 2650
TAGC2111 TYEAG211 1 0 001.75 028.93 00484.00 2650
TYEAG211 TKOYER11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2100
TYEAG111 TYESIL11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TBAGLM11 TBAKAR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TBAKAR11 TKABAR11 1 0 006.16 078.47 01277.00 2150
TKABAR11 TKKAP111 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKKAP211 TKAYAB11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKAYKP11 TKEBAN11 1 0 008.70 088.13 01013.00 1400
TKAYKP11 TKEKAR11 1 0 008.70 088.13 01013.00 1400
TKEKAR11 TKEBAN11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TKAYKP11 TELBSA11 1 0 004.60 047.01 00526.00 1450
TKONYA11 TSEYDS11 1 0 003.09 031.56 00353.00 1450
TKONYA11 TKOK1111 1 0 000.00 000.05 00000.00 2100
TKOK1211 TKOYER11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2100
TKOYER11 TYESIL11 1 0 010.52 106.51 01224.00 2100
TSEYDS11 TSEKP111 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TSEKP211 TSEADR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TSEADR11 TKERGL11 1 0 006.32 064.05 00736.00 1400

TKERGL11 TADSER11 1 0 004.48 045.33 00521.00 1400
TADSER11 TADANA11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TYESIL11 TGOK1111 1 0 002.21 036.56 00611.00 2650
TGOK1211 TAYER111 1 0 002.86 047.34 00792.00 2650
TAYER111 TATATR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TYESIL11 TGOK2111 1 0 002.21 036.56 00611.00 2650
TGOK2211 TAYER211 1 0 002.86 047.34 00792.00 2650
TAYER211 TATATR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TSEYDS11 TSEAFR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1400
TSEAFR11 TAFYON11 1 0 005.87 059.42 00683.00 1400
TSEYDS11 TOYMAP11 1 0 002.68 027.37 00306.00 1450
TSEYDS11 TVARSK11 1 0 002.72 034.58 00563.00 2150
TVARSK11 TOYMAP11 1 0 002.39 024.47 00274.00 1450
TVARSK11 TAKSA_11 1 0 000.71 009.04 00147.00 2150
TAKSA_11 TDENZL11 1 0 003.13 039.90 00649.00 2150
TALTIN11 TALCRR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TALCRR11 TCARSM11 1 0 002.00 025.41 00413.00 2150
TKURSN11 TKAKUR11 1 0 004.51 057.46 00935.00 2150
TKAKUR11 TKKAP311 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKKAP411 TKAYAB11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKAYAB11 TCAKAR11 1 0 003.92 040.10 00448.00 1450
TCAKAR11 TCARSM11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TKAYAB11 TKKAP511 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKKAP611 TDEKAR11 1 0 002.28 028.99 00472.00 2150
TDEKAR11 TDECEK11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TKAYAB11 TALTIN11 1 0 003.17 032.43 00363.00 1450
TTIREB11 TTICAR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TTICAR11 TCARSM11 1 0 003.31 054.70 00915.00 2650
TCARSM11 THUGUR11 1 0 000.59 005.99 00067.00 1450
TCARSM11 THUGUR11 2 0 000.59 005.98 00067.00 1450
TERZRM11 TEROZR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TEROZR11 TOZLUC11 1 0 004.22 053.73 00874.00 2150
TERZRM11 TERAGR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TERAGR11 TAGRI211 1 0 003.87 049.21 00801.00 2150
TBORCK11 TBOTIR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2650
TBOTIR11 TTIREB11 1 0 004.23 069.96 01170.00 2650
TOZLUC11 TKEBAN11 1 0 003.17 040.39 00657.00 2150
TKANGL11 TKEBAN11 1 0 002.91 037.08 00603.00 2150
TKANGL11 TDECEK11 1 0 001.28 016.26 00265.00 2150
TKEBAN11 TKEEAR11 1 0 005.36 054.82 00613.00 1450
TKEEAR11 TELBSA11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TKEBAN11 TKEBNI11 1 0 000.22 002.22 00026.00 1400
TKEBAN11 TKEBNI11 2 0 000.22 002.22 00026.00 1400
TKEBAN11 TKEBNI11 3 0 000.22 002.22 00026.00 1400
TKEBAN11 TKARAK11 1 0 002.80 028.63 00320.00 1450
TKEBAN11 TKARAK11 2 0 002.84 029.02 00324.00 1450
TELBSA11 TELBSB11 1 0 000.36 003.69 00041.00 1450
TELBSB11 TANDIR11 1 0 003.26 033.36 00373.00 1450
TATATR11 TATELR11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TATELR11 TELBSB11 1 0 003.57 045.41 00739.00 2150
TELBTS11 TELBSB11 1 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TELBTS11 TELBSB11 2 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TELBTS11 TELBSB11 3 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TELBTS11 TELBSB11 4 0 000.00 000.05 00000.00 1450
TATATR11 THILVN11 1 0 001.36 017.29 00281.00 2150
TATATR11 TGANT211 1 0 002.15 027.40 00446.00 2150
TATATR11 TBIREC11 1 0 001.92 019.67 00220.00 1450
TATATR11 TSURFA11 1 0 001.33 016.98 00276.00 2150
THILVN11 TKAHIR11 1 0 002.01 025.53 00416.00 2150
TKAHIR11 TKARAK11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TGANT211 TGANT511 1 0 000.04 000.53 00009.00 2150
TGANT211 TERZIN11 1 0 002.51 031.92 00519.00 2150
TGANT511 TBIREC11 1 0 001.21 015.43 00251.00 2150
TSURFA11 TELGUN11 1 0 001.88 023.94 00390.00 2150
TELGUN11 TKIZIL11 1 0 001.48 018.89 00307.00 2150
TDBAKR11 TBATMN11 1 0 001.94 024.70 00402.00 2150
TDBAKR11 TKARAK11 1 0 002.00 025.51 00415.00 2150
TBATMN11 TKIBAR11 1 0 002.51 031.92 00519.00 2150
TKIBAR11 TKIZIL11 1 0 000.00 000.05 00000.00 2150
TSOMAR11 TSOMAB11 1 0 000.44 005.59 00091.00 2150
TADANA11 TSUGOZ11 1 0 000.75 012.36 00207.00 2650
TYOLBL11 TTOSCL11 1 0 000.23 002.62 00036.00 1450
TERZIN11 TSUGOZ11 1 0 000.77 009.84 00160.00 2150
TERZIN11 TTOSCL11 1 0 000.41 004.19 00047.00 1450
TERZIN11 TATAKS11 1 0 000.65 008.25 00134.00 2150
TATAKS11 TISDEM11 1 0 000.27 003.46 00056.00 2150

TADANA11 TYOLBL11 1 0 001.96 020.33 00234.00 1450
TBIREC11 TSURIY11 1 0 001.92 019.64 00220.00 1450
TEREGL11 TZETES11 1 0 000.87 014.46 00242.00 2650
TSINCN11 TTEMEL11 1 0 000.40 006.57 00110.00 2650
TERZIN11 TANDIR11 1 0 001.48 018.89 00307.00 2150
TZEKER11 TPSKOY11 1 0 000.44 006.18 00102.00 1765
THAMIT31 TBABAE31 1 0 003.20 010.29 00063.00 500
THAMIT31 TLULEB31 1 0 000.49 003.05 00025.00 750
TLULEB31 TZORLU31 1 0 001.80 011.05 00089.00 750
THAMIT31 TULAS_31 1 0 002.12 016.74 00142.00 925
THAMIT31 TDELTA31 1 0 005.07 016.29 00100.00 500
TBABAE31 TUZUNK31 1 0 005.61 018.01 00110.00 500
TBABAE31 THAVSA31 1 0 004.14 013.29 00081.00 500
TBABAE31 TPINAR31 1 0 005.34 017.15 00105.00 500
TTRELK31 TBOTAS31 1 0 000.05 000.30 00002.00 1500
TTRELK31 TCERKZ31 1 0 001.60 012.65 00107.00 925
TTRELK31 TTEGES31 1 0 001.77 008.43 00065.00 675
TTRELK31 TSILVR31 1 0 002.73 013.03 00100.00 675
TBOTAS31 TBCEKM31 1 0 005.47 026.06 00200.00 675
TBOTAS31 TTEGES31 1 0 001.77 008.43 00065.00 675
TBCEKM31 TAKCAN31 1 0 000.16 000.77 00006.00 675
TBCEKM31 TAKCAN31 2 0 000.16 000.77 00006.00 675
TBCEKM31 TCATLR31 1 0 001.05 004.98 00038.00 675
TBCEKM31 TIKITL32 1 0 003.70 017.63 00135.00 675
TBCEKM31 TIKITL32 2 0 003.70 017.63 00135.00 675
TBKARS31 TCERKZ31 1 0 002.00 012.20 00098.00 750
TBKARS31 TZORLU31 1 0 000.06 000.38 00003.00 750
TBKARS31 TCANEN31 1 0 001.87 006.00 00037.00 500
TDELTA31 TBKARS31 1 0 000.28 002.23 00019.00 925
TCERKZ31 TCORLU31 1 0 002.54 008.15 00050.00 500
TCERKZ31 TKIYIK31 1 0 003.86 018.40 00141.00 675
TCERKZ31 TCKOYO31 1 0 000.01 000.06 00000.34 750
TCORLU31 TULAS_31 1 0 000.76 005.95 00050.00 925
TCORLU31 TTEGES31 1 0 002.27 007.29 00045.00 500
TCORLU31 TTEGES31 2 0 001.29 006.13 00047.00 675
TCORLU31 TMARPM31 1 0 001.20 003.86 00024.00 500
TCORLU31 THADIM31 1 0 008.95 028.73 00176.00 500
TTEKRD31 TTEGES31 1 0 002.67 008.58 00053.00 500
TTEKRD31 TMALKR31 1 0 006.68 021.44 00131.00 500
TULAS_31 TMODEN31 1 0 000.40 001.92 00015.00 675
TULAS_31 TMODEN31 2 0 000.40 001.92 00015.00 675
TSILVR31 TCATLR31 1 0 002.09 009.96 00076.00 675
TUZUNK31 TMALKR31 1 0 003.94 018.78 00144.00 675
THAVSA31 TEDIRN31 1 0 003.20 010.29 00063.00 500
TPINAR31 TKIRKL31 1 0 003.74 012.01 00074.00 500
TPINAR31 TTRACM31 1 0 000.85 006.70 00057.00 925
TMALKR31 TKESAN31 1 0 002.17 010.35 00079.00 675
TKESAN31 TENEZ_31 1 0 002.22 017.49 00148.00 925
TENEZ_31 TBORAS31 1 0 000.64 003.07 00023.00 675
TMALKR31 TGELIB31 1 0 008.14 026.16 00160.00 500
TMALKR31 TSARIK31 1 0 001.51 011.91 00101.00 925
TGELIB31 TBURRS31 1 0 000.27 000.86 00005.00 500
TKUMLM31 TBURRS31 1 0 006.28 020.15 00123.00 500
TEDIRN31 TEDCIM31 1 0 001.45 006.90 00053.00 675
TEDCIM31 TKIRKL31 1 0 003.70 017.63 00135.00 675
TKIRKL31 TKIRDG31 1 0 000.88 004.22 00032.00 675
TMARPM31 TCANEN31 1 0 000.67 002.14 00013.00 500
TCERKZ31 TUGREN31 1 0 000.01 000.06 00000.10 750
TAMBDG32 THADIM31 1 0 002.94 009.43 00058.00 500
TAMBDG32 TIKITL32 1 0 001.05 004.98 00038.00 675
TAMBDG32 TIKITL32 2 0 001.05 004.98 00038.00 675
TAMBDG32 TYENIB31 1 0 001.18 009.30 00079.00 925
TAMBDG32 TYENIB31 2 0 001.18 009.30 00079.00 925
TAMBDG32 TBDUZU32 1 0 000.42 003.35 00028.00 925
TAMBDG32 TBDUZU32 2 0 000.42 003.35 00028.00 925
TAMBDG31 TAMBFO31 1 0 000.12 000.76 00006.00 1500
TAMBFO31 TIKITL31 1 0 001.21 005.75 00044.00 675
TAMBFO31 TIKITL31 2 0 001.21 005.75 00044.00 675
TAMBFO31 TSULTN31 1 0 000.72 003.45 00026.00 675
TAMBFO31 TSULTN31 2 0 000.72 003.45 00026.00 675
TALIBY31 TYILDZ31 1 0 000.50 003.05 00025.00 1500
TALIBY31 TYILDZ31 2 0 000.50 003.05 00025.00 1500
TALIBY31 TETILR31 1 0 000.12 001.24 00740.05 1350
TALIBY31 TMASLK31 1 0 000.28 002.23 00019.00 925
TALIBY31 TMASLK31 2 0 000.28 002.23 00019.00 925
TALIBY32 TIKITL32 1 0 001.37 006.52 00050.00 675

TALIBY32 TIKITL32 2 0 001.37 006.52 00050.00 675
TALIBY31 TKUCUK31 1 0 000.24 001.15 00009.00 675
TALIBY31 TKUCUK31 2 0 000.24 001.15 00009.00 675
TATISA31 TIKITL31 1 0 000.64 003.07 00023.00 675
TATISA31 TIKITL31 2 0 000.64 003.07 00023.00 675
TATISA31 TBAGCL31 1 0 000.07 000.71 00422.25 1350
TATISA32 TYILDZ31 1 0 000.80 003.83 00029.00 675
TATISA32 TSAGMA31 1 0 000.16 000.77 00006.00 675
TATISA32 TSAGMA31 2 0 000.16 000.77 00006.00 675
TDAVUT31 TVELIE32 1 0 000.09 000.95 00308.00 935
TDAVUT32 TSULTN31 1 0 000.51 003.06 00384.00 675
TDAVUT32 TTOPKA31 1 0 000.07 000.76 00246.00 935
TDAVUT32 TTOPKA31 2 0 000.80 002.57 00016.00 1000
TDAVUT32 TBAGCL31 1 0 000.08 000.84 00501.39 1350
TIKITL31 TSULTN31 1 0 000.96 004.60 00035.00 675
TIKITL31 TBAGCL31 1 0 000.48 002.30 00018.00 675
TIKITL32 TYENIB31 1 0 000.72 003.45 00026.00 675
TIKITL32 TYENIB31 2 0 000.72 003.45 00026.00 675
THABIB31 THADIM31 1 0 001.55 009.53 00077.00 750
THABIB31 THADIM31 2 0 001.55 009.53 00077.00 750
THABIB31 TTASOL31 1 0 000.90 007.07 00060.00 925
THABIB31 TTASOL31 2 0 000.90 007.07 00060.00 925
THABIB31 TBAHCS31 1 0 000.71 005.58 00047.00 925
THABIB31 TBAHCS31 2 0 000.71 005.58 00047.00 925
THABIB31 TKUCUK31 1 0 000.42 003.35 00028.00 925
THABIB31 TKUCUK31 2 0 000.42 003.35 00028.00 925
TYILDZ31 TBAGCL32 1 0 000.91 004.97 00399.00 675
TYILDZ31 TSISLI31 1 0 000.10 001.14 00369.00 935
TYILDZ31 TKASIM31 1 0 000.05 000.54 00325.48 1350
TYILDZ31 TALTIN31 1 0 000.09 000.95 00308.00 935
TYILDZ31 TSILAH31 1 0 000.13 000.43 00003.00 500
TZEKER31 TMASLK31 1 0 000.57 004.47 00038.00 925
TZEKER31 TMASLK31 2 0 000.57 004.47 00038.00 925
TSAGMA31 TTOPKA32 1 0 000.07 000.76 00246.00 935
TTOPKA31 TAKSAR31 1 0 000.08 000.36 00136.11 655
TTOPKA32 TAKSAR32 2 0 000.08 000.36 00136.11 655
TBAGCL31 TBEVLR31 1 0 000.05 000.57 00185.00 935
TYENIB31 TVELIE31 1 0 000.18 001.90 00615.00 935
TYENIB31 TBEVLR32 1 0 000.07 000.76 00246.00 935
TVELIE32 TAKSAR31 1 0 000.12 001.33 00431.00 935
TETILR31 TLEVEN31 1 0 000.07 000.76 00246.00 935
TETILR31 TSISLI31 1 0 000.09 000.95 00308.00 935
TLEVEN31 TMASLK31 1 0 000.14 001.24 00166.00 925
TBDUZU31 TBAHCS31 1 0 000.52 004.09 00035.00 925
TBDUZU31 TESENY31 1 0 000.33 002.60 00022.00 925
TBAHCS31 TESENY31 1 0 000.14 001.12 00009.00 925
TAMBTM31 TAMBFO31 1 0 000.16 000.77 00006.00 1350
TKASIM31 TALTIN31 1 0 000.02 000.27 00086.00 935
TVANIK31 TETILR31 1 0 000.24 001.15 00009.00 675
TUMRAN31 TETILR31 1 0 000.72 003.45 00026.00 675
TADSER11 TADSER1Q 1 0 000.00 000.05 -0610.00 262
TALCRR11 TALCRR1Q 1 0 000.00 000.05 -0762.00 262
TAYER111 TAYER11Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TAYER211 TAYER21Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TATELR11 TATELR1Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TBAKAR11 TBAKAR1Q 1 0 000.00 000.05 -0456.00 262
TBOTIR11 TBOTIR1Q 1 0 000.00 000.05 -1143.00 262
TBUBAR11 TBUBAR1Q 1 0 000.00 000.05 -0500.00 262
TCAKAR11 TCAKAR1Q 1 0 000.00 000.05 -0500.00 262
TDEKAR11 TDEKAR1Q 1 0 000.00 000.05 -0915.00 262
TEASNR11 TEASNR1Q 1 0 000.00 000.05 -0915.00 262
TEBSNR11 TEBSNR1Q 1 8 000.00 000.05 -0915.00 262
TERAGR11 TERAGR1Q 1 0 000.00 000.05 -0762.00 262
TEROZR11 TEROZR1Q 1 0 000.00 000.05 -0750.00 262
TGKAR111 TGKAR11Q 1 0 000.00 000.05 -0625.00 262
TGKAR211 TGKAR21Q 1 0 000.00 000.05 -0625.00 262
TKAHIR11 TKAHIR1Q 1 8 000.00 000.05 -0500.00 262
TKARAK11 TKARAK1Q 1 8 000.00 000.05 -0375.00 262
TKANGL11 TKANGL1Q 1 8 000.00 000.05 -0500.00 262
TELBSA11 TELBSA1Q 1 0 000.00 000.05 -0610.00 262
TSEYIT11 TSEYIT1Q 1 8 000.00 000.05 -0750.00 262
TKABAR11 TKABAR1Q 1 8 000.00 000.05 -0456.00 262
TKAKUR11 TKAKUR1Q 1 8 000.00 000.05 -0610.00 262
TKEKAR11 TKEKAR1Q 1 8 000.00 000.05 -0750.00 262
TKEEAR11 TKEEAR1Q 1 0 000.00 000.05 -1134.00 262
TKIBAR11 TKIBAR1Q 1 8 000.00 000.05 -0456.00 262

```
TKOYER11 TKOYER1Q 1 8 000.00 000.05 -0750.00 262
TOSKUR11 TOSKUR1Q 1 0 000.00 000.05 -0500.00 262
TSEADR11 TSEADR1Q 1 8 000.00 000.05 -0375.00 262
TSEAFR11 TSEAFR1Q 1 8 000.00 000.05 -0375.00 262
TSELAR11 TSELAR1Q 1 0 000.00 000.05 -1143.00 262
TSELBR11 TSELBR1Q 1 0 000.00 000.05 -0625.00 262
TTEADR11 TTEADR1Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TTEA1R11 TTEA1R1Q 1 0 000.00 000.05 -1143.00 262
TTICAR11 TTICAR1Q 1 0 000.00 000.05 -0500.00 262
TYEGER11 TYEGER1Q 1 8 000.00 000.05 -0500.00 262
TYEAG111 TYEAG11Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TYEAG211 TYEAG21Q 1 8 000.00 000.05 -1143.00 262
TSEKP111 TSEKP211 1 9 000.00 -30.00 00000.00 1100
TSEKP111 TSEKP211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TAGC1111 TAGC1211 1 9 000.00 -45.00 00000.00 1600
TAGC1111 TAGC1211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TAGC2111 TAGC2211 1 1 000.00 -45.00 00000.00 1600
TAGC2111 TAGC2211 2 9 000.00 000.05 00000.00 3145
TGOK1111 TGOK1211 1 9 000.00 -45.00 00000.00 1600
TGOK1111 TGOK1211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TGOK2111 TGOK2211 1 9 000.00 -45.00 00000.00 1600
TGOK2111 TGOK2211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TKKAP111 TKKAP211 1 9 000.00 -33.00 00000.00 1400
TKKAP111 TKKAP211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TKKAP311 TKKAP411 1 9 000.00 -33.00 00000.00 1400
TKKAP311 TKKAP411 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TKKAP511 TKKAP611 1 9 000.00 -33.00 00000.00 1400
TKKAP511 TKKAP611 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TKAP1111 TKAP1211 1 9 000.00 -35.00 00000.00 1250
TKAP1111 TKAP1211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TKAP2111 TKAP2211 1 9 000.00 -35.00 00000.00 1250
TKAP2111 TKAP2211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TUSK1111 TUSK1211 1 1 000.00 -33.00 00000.00 1600
TUSK1111 TUSK1211 2 9 000.00 000.05 00000.00 3145
TUSK2111 TUSK2211 1 1 000.00 -33.00 00000.00 1600
TUSK2111 TUSK2211 2 9 000.00 000.05 00000.00 3145
TKOK1111 TKOK1211 1 9 000.00 -25.00 00000.00 1600
TKOK1111 TKOK1211 2 1 000.00 000.05 00000.00 3145
TAKSAR31 TAKSAR32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TALIBY31 TALIBY32 1 0 000.00 000.05 00000.00 937
TAMBDG31 TAMBDG32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TATISA31 TATISA32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TBDUZU31 TBDUZU32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TBEVLR31 TBEVLR32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TBAGCL31 TBAGCL32 1 0 000.00 000.05 00000.00 937
TDAVUT31 TDAVUT32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TIKITL31 TIKITL32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TTOPKA31 TTOPKA32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
TVELIE31 TVELIE32 1 8 000.00 000.05 00000.00 937
##T
THAMIT11 THAMIT31 1 0   400   154   250 1.9638 68.272  0.00000   0.00    380
TBABES11 TBABAE31 1 0   400   154   150 6.0648 105.89  0.00000   0.00    228
TBABES11 TBABAE31 2 0   400   154   150 6.0648 105.89  0.00000   0.00    228
TAMBAR11 TAMBDG32 1 0   400   154   150 6.0648 103.49  0.00000   0.00    228
TAMBAR11 TAMBDG32 2 0   400   154   150 6.0648 103.49  0.00000   0.00    228
TALIBY11 TALIBY31 1 0   400   154   300 1.6365 54.660  0.00000   0.00    456
TALIBY11 TALIBY31 2 0   400   154   300 1.6365 54.660  0.00000   0.00    456
TALIBY11 TALIBY31 3 0   400   154   250 1.9638 69.196  0.00000   0.00    380
TATISA11 TATISA31 1 0   400   154   250 1.9638 70.236  0.00000   0.00    380
TATISA11 TATISA32 2 0   400   154   250 1.9638 70.467  0.00000   0.00    380
TDAVUT11 TDAVUT31 1 0   400   154   250 1.9638 69.312  0.00000   0.00    380
TIKITL11 TIKITL31 1 0   400   154   250 1.9638 68.446  0.00000   0.00    380
TIKITL11 TIKITL31 2 0   400   154   250 1.9638 70.583  0.00000   0.00    380
TIKITL11 TIKITL32 1 0   400   154   250 1.9638 68.446  0.00000   0.00    380
TIKITL11 TIKITL32 2 0   400   154   250 1.9638 70.583  0.00000   0.00    380
THABIB11 THABIB31 1 0   400   154   250 1.9638 69.312  0.00000   0.00    380
THABIB11 THABIB31 2 0   400   154   250 1.9638 69.312  0.00000   0.00    380
THABIB11 THABIB31 3 0   400   154   250 1.9638 69.312  0.00000   0.00    380
TYILDZ11 TYILDZ31 1 0   400   154   250 1.9638 70.294  0.00000   0.00    380
TYILDZ11 TYILDZ31 2 0   400   154   250 1.9638 73.933  0.00000   0.00    380
TZEKER11 TZEKER31 1 0   400   154   250 1.9638 73.933  0.00000   0.00    380
##R
THAMIT11 THAMIT31 1 1.30   8
TBABES11 TBABAE31 1 1.30   8
TBABES11 TBABAE31 2 1.30   8
TAMBAR11 TAMBDG32 1 1.30   8
```

```
TAMBAR11 TAMBDG32 2 1.30   8
TALIBY11 TALIBY31 1 1.30   8
TALIBY11 TALIBY31 2 1.30   8
TALIBY11 TALIBY31 3 1.30   8
TATISA11 TATISA31 1 1.30   8
TATISA11 TATISA32 2 1.30   8
TDAVUT11 TDAVUT31 1 1.30   8
TIKITL11 TIKITL31 1 1.30   8
TIKITL11 TIKITL31 2 1.30   8
TIKITL11 TIKITL32 1 1.30   8
TIKITL11 TIKITL32 2 1.30   8
THABIB11 THABIB31 1 1.30   8
THABIB11 THABIB31 2 1.30   8
THABIB11 THABIB31 3 1.30   8
TYILDZ11 TYILDZ31 1 1.30   8
TYILDZ11 TYILDZ31 2 1.30   8
TZEKER11 TZEKER31 1 1.30   8
##E
```

EK-15 UKRAYNA (UKRAINE) MODELİ

```
##C 2007.05.01
COUNTRY: UKRAINE
Forecast  2010.08.18 10:30 CET
##N
##ZUA
UBUR2_21  UBUR2_21    0 3 239.00     0.0     0.0  -631.9  -116.5  -120.0  -790.0   150.0  -618.0  0.05   631.9
UBUR3_81  UBUR3_81    0 2 352.80     0.0     0.0  -354.4  -236.1  -100.0  -354.4    80.0  -309.0  0.05   354.4
USTR2_21  USTR2_21    0 0 220.00    45.0    40.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UVOL2_21  UVOL2_21    0 0 220.00    70.0    40.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UMUK2_21  UMUK2_21    0 0 220.00   150.0   120.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UMUK4_11  UMUK4_11    0 0 400.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UBOR2_21  UBOR2_21    0 0 220.00    40.0    30.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UBUR4_11  UBUR4_11    0 0 400.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UZUK3_81  UZUK3_81    0 0 330.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UZUK7_01  UZUK7_01    0 0 750.00    -0.0   518.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UVV2__21  UVV2__21    0 0 220.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UKAL2_21  UKAL2_21    0 0 220.00   115.0    50.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
UVV2__22  UVV2__22    0 0 220.00    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
##ZXX
XAL_ZA01  XAL_ZA01    0 0 750.00   325.9   184.7    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XKI_MU21  XKI_MU21    0 0 220.00    95.3    16.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XSA_MU11  XSA_MU11    0 0 400.00   150.8    -2.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XTI_MU21  XTI_MU21    0 0 220.00    37.6    -6.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
XVK_MU11  XVK_MU11    0 2 405.00     0.0     0.0  -260.3   -41.3    -0.0  -692.0  9999.0 -9999.0  0.05   260.3
XRO_MU11  XRO_MU11    0 0 400.00   200.7    74.9    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0    -0.0
##L
UBUR2_21 USTR2_21 1 0  3.600 24.900   165.00   1000
UBUR2_21 USTR2_21 2 0  3.600 24.900   165.00   1000
UBUR2_21 UKAL2_21 1 0  2.100 11.800    76.00   1000
UBUR2_21 UKAL2_21 2 0  2.300 12.800    82.00   1000
UBUR3_81 UZUK3_81 1 0  2.000 13.900   144.00   1500
USTR2_21 UBOR2_21 1 0  3.100 17.600   113.00   1000
USTR2_21 UVV2__21 1 0  5.100 34.900   231.00   1000
USTR2_21 UVV2__22 1 8  5.100 34.900   231.00   1000
UVOL2_21 UVV2__21 1 0  1.002  4.298    27.00    710
UVOL2_21 UVV2__22 1 8  1.002  4.201    25.99    710
UMUK2_21 UVV2__21 1 0  3.601 24.698   164.01   1000
UMUK2_21 UVV2__22 1 8  3.698 25.201   167.00   1000
UMUK4_11 UBUR4_11 1 0  5.900 63.200   691.00   2000
XAL_ZA01 UZUK7_01 1 0  3.994 70.987   944.00   2000
XKI_MU21 UMUK2_21 1 0  2.149 11.301    70.99   1000
XSA_MU11 UMUK4_11 1 0  1.906 21.400   268.00   1000
XTI_MU21 UMUK2_21 1 0  4.351 22.651   165.00   1000
XVK_MU11 UMUK4_11 1 0  0.823  8.693    42.00   1000
XRO_MU11 UMUK4_11 1 0  2.000 19.030   189.00   1700
##T
UBUR3_81 UBUR2_21 1 0 330.0 220.0   230 1.1219 44.081  -28.090  1.001   402
UBUR3_81 UBUR2_21 2 0 330.0 220.0   230 1.2846 45.880  -34.004  1.001   402
UBUR4_11 UBUR2_21 1 0 400.0 231.0   400 1.1120 39.000  -12.000  2.000   577
UBUR4_11 UBUR2_21 2 0 400.0 231.0   400 1.1120 38.800  -17.000  1.000   577
UBUR4_11 UBUR3_81 1 0 400.0 330.0   630 0.1588 23.873   -7.875  2.000   909
UMUK4_11 UMUK2_21 1 0 400.0 231.0   400 1.1990 39.600  -22.000  1.000   577
UZUK7_01 UZUK3_81 1 0 750.0 330.0  1000 0.9562 54.506   -4.978  1.001   770
##R
UBUR3_81 UBUR2_21 1  5.00  0   0   0.0
UBUR3_81 UBUR2_21 2  5.00  0   0   0.0
UBUR4_11 UBUR2_21 1  5.00  0   0   0.0
UBUR4_11 UBUR2_21 2  5.00  0   0   0.0
UBUR4_11 UBUR3_81 1  5.00  0   0   0.0
UMUK4_11 UMUK2_21 1  5.00  0   0   0.0
UZUK7_01 UZUK3_81 1  5.00  0   0   0.0

##E
```

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı	**:**	Hakkı ÖZATA
Uyruğu	**:**	TC
Doğum Yeri ve Tarihi	**:**	Karabük- 01.06.1971
Telefon	**:**	0 555 863 85 25
Faks	**:**	0312 201 40 74
e-mail	**:**	hozata@epdk.org.tr, hakkiozata@yahoo.com

EĞİTİM

Derece		**Adı, İlçe, İl**	**Bitirme Yılı**
Lise	:	İmam Hatip Lisesi, Karabük	1989
Üniversite	:	Selçuk Üniversitesi Müh.-Mim. Fak, Elk.-Elt. Müh. Böl., Konya	1993
Yüksek Lisans	:	Selçuk Üniversitesi, FBE Elk.-Elt. Müh. ABD, Konya	1997
Doktora	:	Selçuk Üniversitesi, FBE Elk.-Elt. Müh. ABD, Konya	

İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	**Kurum**	**Görevi**
1993-1994	MAKELİN Ltd. Şti./ANKARA	Proje Müh.
1994 (Şub.-Haz.)	MEB Osmaniye Teknik ve EML	Teknik Öğr.
1994-2000	Selçuk Ünv. Müh.-Mim. Fak. Elk.-Elt. Müh. Böl. Elk. Mak. ABD/KONYA	Arş. Gör.
2000-2004	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) Milli Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü/ANKARA	Mühendis
2004-2007	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) Milli Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü/ANKARA	Teknik Şef
2007-2010	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) Milli Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü/ANKARA	İşl. Müd. Yrd.
2010-2011	Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) Orta Anadolu Yük Tevzi İşletme Müdürlüğü/ANKARA	İşl. Müdürü
2011-	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) /ANKARA	Başkan Danışmanı

PART-TIME İŞ DENEYİMLERİ

Yıl	**Kurum**	**Görevi**
Şubat-2013-	Türk Standartları Enstitüsü (TSE) /ANKARA	Konu Raportörü
Ekim-2013-	Türk Standartları Enstitüsü (TSE) /ANKARA	Elektrik Üretim, İletim ve Dağıtım Teknik Komitesi Üyeliği

UZMANLIK ALANI

Elektrik Üretim ve İletim, Yük Tevzi, Elektrik İletim Sistem İşletmeciliği, Frekans Kontrolu, SCADA ve Enerji Yönetimi, Elektrik Piyasası Mevzuatı, Elektrik Piyasasında Dengeleme ve Uzlaştırma, Yan Hizmetler, Uluslararası Enterkonneksiyonlar, Kapasite Tahsisi ve Kısıtlılık Yönetimi, Elektrik Sistem Modelleme, Yük Akış Analizi, PSS/E ile sistem etütleri, A Sınıfı İş Güvenliği Uzmanlığı

ALDIĞI EĞİTİMLER

1. Otomasyon ve Motor Hız Kontrol Eğitimi (SIMATIC S7-200)- SİEMENS (1999)
2. Unix ve SCADA/Energy Management Eğitimi -SIEMENS/Avusturya (2003).
3. Spectrum Basis –SCADA Eğitimi- SIEMENS/Avusturya (2003)
4. Spectrum Administration –SCADA Yönetici Eğitimi- SIEMENS/Avusturya (2003)
5. Toplam Kalite Yönetimi Eğitim Programı- Ankara Ünv. (2005)
6. Rüzgar Elektrik Santrallarının Ulusal Şebekeye Bağlanması- TÜREB (2008)
7. Yöneticilere Yönelik İş Sağlığı ve Güvenliği Eğitimi- TEİAŞ/Adapazarı (2010)
8. İş Güvenliği Uzmanlığı (A Sınıfı) Sertifikasyon Eğitimi- Ankara (2014)

YABANCI DİLLER

İngilizce (çok iyi derece – KPDS:79)
Arapça (orta seviye)

ULUSLARASI TEKNİK ÇALIŞMA GRUPLARINDA ALDIĞI GÖREVLER

Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) senkron bağlantısı sürecinde ve Türkiye Elektrik Piyasasının Avrupa Elektrik Piyasasına entegrasyonu ile ilgili aşağıdaki uluslararası çalışma gruplarında 2002-2011 yılları arasında Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) adına resmi üye olarak görev almış ve birçok toplantıya katılmıştır.

1. South East European Transmission System Operators (SETSO Task Force)
2. SETSO TF- Network Access, Congestion Management and Power Flows (NACMPF Sub Group)
3. SEE CAO IG- South East Europe Coordinated Auction Office Implementation Group
4. Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine (ENTSO-E) Senkron Bağlantısı Proje Grubu
5. PEGASE- Pan European Grid Advanced State Estimation Çalışma Grubu
6. Unix ve SCADA/Energy Management Eğitimi -Siemens/Avusturya

YAYINLAR

1. Özata, H. ve Ürkmez, A., 1997,DC Motorların Mikroişlemciler Yardımıyla Senkron Olarak Çalıştırılmaları, *Elektrik-Elektronik Bilgisayar Mühendisliği 7. Ulusal Kongresi-1997*, ODTÜ/Ankara, 438-441 **(Yüksek Lisans tezinden yapılmıştır)**.

2. Çunkaş, M., Özata, H, ve Ürkmez, A., 1998,Sanayi Tipi Bir Emaye Fırının Mikroişlemci Destekli Otomasyonu, *Çukurova Üniversitesi 10.Yıl Sempozyumu,* Adana.
3. Özata, H., Çetinkaya, N. ve Ürkmez, A., 1999, PIC Mikrokontrolör Destekli Güneş Enerjili Komple Bir Isıtma Sistemi, *Elektrik-Elektronik Bilgisayar Mühendisliği 8. Ulusal Kongresi-1999,* Gaziantep, 533-538.
4. Özata, H., Akkaya, R., 2006, Türkiye ve Avrupa Elektrik Piyasalarının Entegrasyonu Sürecinde Teknik ve Ekonomik Çözüm Yaklaşımları, *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 10. Enerji Kongresi,* İstanbul, 253-263 **(Doktora tezinden yapılmıştır)**.
5. Özata, H., 2011, TEİAŞ Yük Tevzi Dairesi Başkanlığı Görevde Yükselme Eğitim Notları.
6. Özata, H., 2012, Türkiye ve Avrupa Elektrik Piyasalarının Entegrasyonu Sürecinde Enterkonneksiyon Hatlarındaki Kısıtlılıkların Teknik ve Ekonomik Çözüm Yaklaşımları, Enerji Piyasası Bülteni, Sayı:20, 15-24 **(Doktora tezinden yapılmıştır)**.
7. Özata, H., Aydın, M., 2012, Congestion Management in South East Europe (SEE) in Integration Process of Turkish and European Electricity systems by Using Flow-based Coordinated Auction Methodology", 3rd World Conference on Information Technology, University of Barcelona, Barcelona, 14-16 November, 2012 **(Doktora tezinden yapılmıştır)**.
8. Özata, H., Aydın M., 2013, Türkiye ve Avrupa Elektrik Sistemlerinin Senkron Paralel Bağlantısı ve Kısıtlılık Yönetimi: Yük Akışı Tabanlı Koordineli İhale Yöntemi, Elektrik, Elektronik, Bilgisayar, Biyomedikal Mühendisliği (EMO) Bilimsel Dergisi, Cilt: 3, Sayı:5, 27-33 **(Doktora tezinden yapılmıştır)**.
9. Özata, H., Aydın, M., 2013, Elektrik Piyasalarında Kısıtlılık Yönetimi", 5. Enerji Verimliliği ve Kalitesi Sempozyumu, EMO, Kocaeli **(Doktora tezinden yapılmıştır)**.

ÜYESİ OLDUĞU ORGANİZASYONLAR

1. TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ BİRLİĞİ (TÜREB)
2. ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI (EMO)
3. ENERJİ BİR-SEN

HOBİLERİ

Kitap okuma, yüzme, bisiklete binme, yürüyüş, seyahat etme, kültürel/tarihi geziler.

AİLE

Evli ve iki kız çocuğu vardır.