

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİNDE OPTİMİZASYON
TEKNİKLERİ**

METE TAŞPINAR

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ELEKTRİK TESİSLERİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
YRD. DOÇ. DR. ASLAN İNAN**

İSTANBUL, 2011

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİNDE OPTİMİZASYON
TEKNİKLERİ

Mete TAŞPINAR tarafından hazırlanan tez çalışması 31.05.2011 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN

Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN

Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Ercan İZGİ

Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Süleyman Hakan SEVİLGİN

Yıldız Teknik Üniversitesi

ÖNSÖZ

Özelleşen elektrik piyasası, tüketicilere ucuz maliyetli enerji sağlamak için yeni imkanlar sağlamakla beraber piyasa oyuncularına da fırsatlar tanımaktadır. Enerji üretim firmalarının bu yeni piyasadan en iyi kazanç sağlayabilmeleri ve üretim kapasitelerini en iyi planlayabilmeleri için Enerji Yönetim Sistemlerinde Optimizasyon Teknikleri üzerine yaptığım çalışmanın ülkemizde bu konuda yapılacak olan çalışmalara yardımcı olmasını temenni ederim.

Yüksek lisans tez çalışmalarım süresince benden desteğini esirgemeyen, yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren değerli tez danışmanım Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN'a ve sabır ve anlayışlarını hiçbir zaman esirgemeyen aileme teşekkürü bir borç bilirim.

Nisan, 2011

Mete TAŞPINAR

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ.....	viii
KISALTMA LİSTESİ	ix
ŞEKİL LİSTESİ.....	x
ÇİZELGE LİSTESİ	xii
ÖZET	xiii
ABSTRACT.....	xv
BÖLÜM 1	
GİRİŞ	1
1.1 Literatür Özeti.....	1
1.2 Tezin Amacı	1
1.3 Hipotez	2
BÖLÜM 2	
ÖZELLEŞEN ELEKTRİK PİYASASI	4
2.1 Giriş	4
2.2 Piyasa Yapısına Genel Bakış	5
2.3 Piyasa Faaliyetleri ve Piyasaya Giriş.....	6
2.3.1 Üretim.....	7
2.3.2 İletim.....	8
2.3.3 Dağıtım	8
2.3.4 Toptan satış.....	10
2.3.5 Perakende Satış ve Perakende Satış Hizmeti.....	11
2.3.6 Serbest Tüketiciler.....	12
2.4 Elektrik Piyasasında Yeni Dönem.....	13
2.4.1 Gün Öncesi Planlama	14

2.4.2	Dengeleme Güç Piyasası	15
BÖLÜM 3		
OPTİMİZASYON ANALİZ YÖNTEMLERİ.....		16
3.1	Yük Tahmini.....	16
3.1.1	Çoklu Regresyon	17
3.1.2	Ekspansiyel Düzeltim	19
3.1.3	Tekrarlanan Yeniden Ağırlıklı En Küçük Kareler	20
3.1.4	Uyarlanabilir Yük Tahmini	21
3.1.5	Olasılıksal Zaman Serileri	23
3.1.6	Kalıtımsal algoritma tabanlı ARMAX modelleri	23
3.1.7	Bulanık Mantık	24
3.1.8	Sinirsel ağlar	26
3.1.9	Bilgiye Dayalı Deneyimli Sistemler.....	29
3.1.10	Yaklaşımların Karşılaştırılması	30
3.2	Ünite Tayini	31
3.3	Üretim Tahmini	32
3.4	Hava Tahmini	32
BÖLÜM 4		
UYGULAMA YAZILIMININ ÖZELLİKLERİ		34
4.1	Sistemin Amacı	34
4.2	DEMS Model Bileşenleri	34
4.3	DEMS Mimarisi	36
4.4	Fonksiyonlara Genel Bakış, Veri Akışı.....	37
4.5	DEMS Fonksiyonlarına Dair Açıklamalar	39
4.5.1	DEMS Planlama Fonksiyonları.....	39
4.5.2	Hava Tahmini	39
4.5.3	Yük Tahmini.....	44
4.5.4	Üretim Tahmini	55
4.5.5	Ünite Tayini.....	60
4.6	DEMS Denetimi ve Kontrol Fonksiyonları.....	69
4.6.1	Üretim Yönetimi.....	69
4.6.2	Yük Yönetimi	70
4.6.3	Değişim İzleme.....	70
4.6.4	Çevrimiçi Optimizasyon ve Koordinasyon	71
4.7	DEMS Yazılım Mimarisi ve Arayüzler	72
4.7.1	Yazılım Mimarisi.....	72
4.7.2	Kullanıcı arayüzü.....	73
4.7.3	Excel Arayüzü / Raporlar	73
BÖLÜM 5		
SAYISAL UYGULAMA		74
5.1	Sistem Topolojisi.....	74
5.2	Hidroelektrik Santral Modellemesi	75

5.3	Rüzgar Türbin Modellemesi.....	78
5.4	Kombine Çevrim Santrali Modellemesi.....	80
5.5	Güç Dengesi Çıktısı.....	86
5.6	Maliyet Kazanç Çıktısı.....	95
5.7	Rezervuar Planlama Çıktısı	102
5.8	Senaryo 1: Rüzgar Türbini Alternatif Modellemesi.....	108
5.9	Senaryo 2: Gün Öncesi Alış Fiyatı Alternatif Modellemesi.....	111
5.10	Senaryo 3: Gün Öncesi Satış Fiyatı Alternatif Modellemesi	113
5.11	Senaryo 4: Kombine Çevrim Santrali Alternatif Modellemesi	116

BÖLÜM 6

SONUÇ ve ÖNERİLER	118
KAYNAKLAR	121
ÖZGEÇMİŞ	123

SİMGE LİSTESİ

A_k	İkinci-sıra farkları
a_t	Regresyon katsayılarının transpoze vektörü
$c(t)$	Katsayıların vektörü
E	Birim matris
$f(t)$	Sürecin uyan fonksiyon vektörü
$k(t)$	Kalman kazanç vektörü
$m(t)$	Etkiyen değişkenlerin vektörü
$P(t)$	$c(t)$ 'nin değişkenlik matrisi
Q	Matris $u(t)$ 'nin değişkenliği
r	$s(t)$ 'nin değişkenliği
$s(t)$	Gürültü değişkeni
T	Transpoze operatörü
t	Örnekleme zamanı
$u(t)$	Gürültü değişkeni
V_k	İlk-sıra farkları
vt	Sıcaklık, nem, gün tipi gibi uyarlanabilir değişkenlere ait vektör
X	Bilinen katsayıların $n \times p$ matrisi
Y	$n \times 1$ gözlem vektörü
Y_t	Sistemin ölçülen toplam yükü
$y(t)$	Tahmin edilecek yük
$y_e(t)$	Tahmini yük
β	Bilinmeyen parametrelerin $p \times 1$ vektörü
$\beta(t)$	Katsayı vektörü
ε	Rastgele hataların $n \times 1$ vektörüdür
$\varepsilon(t)$	Beyaz gürültü
ε_t	t zaman birimi için model hatası

KISALTMA LİSTESİ

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ANN	Yapay Sinirsel Ağlar
CHP	Combined Heat and Power
DA	Day Ahead
DEMS	Decentralized Energy Management System
DESS	Decentralized Energy Supply Systems
EENS	Expected Energy Not Supplied
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EÜAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
FARMAX	Yük Talep Tahminleri için Harici Değişken
GF	Generation Forecast
GRP	Glass fibre Reinforced Plastics
HL	Hierarchical Level
IAE	The Institute of Applied Energy
LF	Load Forecast
MILP	Karma Tamsayılı Doğrusal Programlama
MYTM	Milli Yük Tevzi Merkezi
NN	Sinirsel Ağlar
STLF	Short Term Load Forecast
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
UC	Unit Commitment
WF	Weather Forecast

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 4.1 Sistem topolojisi	36
Şekil 4.2 DEMS mimarisi	37
Şekil 4.3 DEMS fonksiyonları	38
Şekil 4.4 Hava tahmin ana ekranı	42
Şekil 4.5 Hava tahmin grafiksel rapor	43
Şekil 4.6 Yük tahmin ana ekranı	52
Şekil 4.7 Sabit talep tahmini ayrıntı ekranı	53
Şekil 4.8 Yük tahmin dosyasının sabit talep sayfası	54
Şekil 4.9 Yük tahmini dosyasının grafiksel sabit talep sayfası	54
Şekil 4.10 Üretim tahmini ana ekranı	58
Şekil 4.11 Rüzgar ünitesi ayrıntı ekranı	59
Şekil 4.12 Rüzgar ünitesi grafik sayfası	60
Şekil 4.13 Kojenerasyon ünitesi	63
Şekil 4.14 Üretim ünitesi	63
Şekil 4.15 Yenilenebilir üretim ünitesi	63
Şekil 4.16 Batarya ünitesi	64
Şekil 4.17 Depolama ünitesi	64
Şekil 4.18 Karıştırma ayırma ünitesi	65
Şekil 4.19 Sözleşme ünitesi	65
Şekil 4.20 Ünite tayini ana ekranı	66
Şekil 4.21 Üretim ünitesi ayrıntı ekranı	67
Şekil 4.22 Üretim ünitesi işlem sınırlamaları ekranı	68
Şekil 4.23 Güç balans grafiği sayfası	69
Şekil 4.24 DEMS sistem mimarisi	73
Şekil 5.1 Sistem topolojisi	74
Şekil 5.2 Su türbini	75
Şekil 5.3 Su pompası	77
Şekil 5.4 Su rezervuarı	78
Şekil 5.5 Rüzgar türbini	79
Şekil 5.6 Gaz sözleşmesi	81
Şekil 5.7 CHP	82
Şekil 5.8 İkili antlaşma	83
Şekil 5.9 DA sell	84
Şekil 5.10 Güç dengesi çıktısı	87

Şekil 5.11 Maliyet kazanç dengesi	96
Şekil 5.12 Rezervuar içeriği.....	103
Şekil 5.13 Senaryo 1 için güç dengesi çıktısı	110
Şekil 5.14 Senaryo 1 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı.....	110
Şekil 5.15 Senaryo 2 için güç dengesi çıktısı	112
Şekil 5.16 Senaryo 2 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı.....	113
Şekil 5.17 Senaryo 3 için güç dengesi çıktısı	115
Şekil 5.18 Senaryo 3 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı.....	115
Şekil 5.19 Senaryo 4 için güç dengesi çıktısı	116
Şekil 5.20 Senaryo 4 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı.....	117

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 4.1 Model denklem birimleri (Fuchs, 2007).....	49
Çizelge 5.1 Excel veri giriş (su türbini).....	76
Çizelge 5.2 Excel veri giriş (rüzgar türbini)	79
Çizelge 5.3 Üretim tahminleri	80
Çizelge 5.4 Excel veri giriş (CHP)	83
Çizelge 5.5 Excel veri girişi “DA Sell”	85
Çizelge 5.6 Excel veri girişi “DA Buy”	86
Çizelge 5.7 Kombine çevrim santrali tablosal çıktı	88
Çizelge 5.8 Su türbini-1 tablosal çıktı	89
Çizelge 5.9 Su türbini-2 tablosal çıktı	90
Çizelge 5.10 Rüzgar türbini tablosal çıktı	91
Çizelge 5.11 Büyük müşteri tablosal çıktı	92
Çizelge 5.12 Gün öncesi alış için güç çıktısı	93
Çizelge 5.13 Gün öncesi satış için güç çıktısı	94
Çizelge 5.14 Su pompası için tablosal çıktı	95
Çizelge 5.15 İkili antlaşma için tablosal çıktı	97
Çizelge 5.16 Gaz maliyeti için tablosal çıktı	98
Çizelge 5.17 Gün öncesi için alış maliyet tablosu	99
Çizelge 5.18 Gün öncesi için satış kazanç tablosu	100
Çizelge 5.19 CO2 maliyet tablosu	101
Çizelge 5.20 Buhar sözleşmesi için kazanç tablosu	102
Çizelge 5.21 Su rezervuar tablosu	104
Çizelge 5.22 Su türbini-1 çalışma tablosu	105
Çizelge 5.23 Su türbini-2 çalışma tablosu	106
Çizelge 5.24 Su pompası çalışma tablosu.....	107
Çizelge 5.25 Su akış durum tablosu.....	108
Çizelge 5.26 Senaryo 1 için üretim tahminleri	109
Çizelge 5.27 Senaryo 2 için “DA Buy” modellemesi.....	111
Çizelge 5.28 Senaryo 3 için “DA Sell” modellemesi	114

ÖZET

ENERJİ YÖNETİM SİSTEMLERİNDE OPTİMİZASYON TEKNİKLERİ

Mete TAŞPINAR

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Aslan İNAN

Özelleşen elektrik piyasası, piyasa oyuncuları için yeni fırsatlar yaratmaktadır. Enerjinin temiz, kaliteli ve aynı zamanda rekabetçi bir ortamda üretilmesi için yönetmelikler tamamlanmış ve nihai dengeleme uzlaştırma safhasına geçilmiştir.

Bu çalışmada, enerji üretim şirketlerinin, yeni elektrik piyasasından en fazla fayda alabilmelerine yönelik Enerji Yönetim Sistemlerinde Optimizasyon Teknikleri incelenmektedir. Bu modüller ile geliştirme programlarının ve ekonomik etkilerin dikkate alınması, optimize edilmiş bakım kararları için gelecek yılların bakım planlanması, spot piyasa ve regülasyon ihtiyaçlarına göre düzenlenebilen gün öncesi planlama ve kısa dönem ticaret optimizasyonu, kısa dönem ticaret parametrelerini belirlemek için gün içi planlama, uygun ve optimal bir üretim planlaması belirleyerek son planlamanın yapılması gibi görevler gerçekleştirilebilmektedir.

Yapılan araştırmada, farklı üretim portföyüne sahip bir üretim şirketinin, bir sonraki gün için kaynaklarını planlarken; teknik ve ticari parametrelerin etkileri araştırılmıştır.

Planlama yapılırken sistemde; iki adet su türbini, su pompası ve rezervuardan oluşan bir hidroelektrik santrali, bir adet kombine çevrim santrali ve bir adet de rüzgar santralinin olduğu düşünülerek topolojik olarak ürettikleri elektrik enerjilerini satabildikleri alanlar tanımlanmıştır.

Oluşturulan senaryoda, hidroelektrik santrali için ünite tayini sonuçları ile su pompası ve su türbinlerinin ekonomik olarak hangi saatlerde çalıştırılması gerektiği incelenmiştir. Bunlara bağlı olarak su rezervuarının; su giriş parametreleri de dikkate alınarak planlanan doluluk oranı elde edilmiştir. Aynı şekilde Rüzgar Santrali ve Kombine Çevrim Santralinin, girilen teknik parametrelerine göre bir sonraki gün için maksimum kazanç sağlanmasına yönelik saatlik üretim planlarının çıktıları yorumlanmıştır. Bu üretim planları içerisinde spot piyasaya elektrik satış ve bu piyasadan elektrik alış parametrelerinin de toplam kazanca etkisini görmek için sistem topolojisinde tanımlar yapılmıştır. Farklı portföylerin modellendiği bu uygulamada; bir sonraki günde oluşacak maliyetlerin analizi ve kazancın hangi zaman dilimlerinde kimden elde edileceğinin sonuçları analiz edilmiştir.

Sonuç olarak; dağıtık ve farklı üretim portföyüne sahip bir üretim şirketi için gün öncesi planlamada etkin rol oynayan parametreler ile bu parametrelere bağlı olarak değişen üretim planı ve kazanç maliyet oranı üzerinde tespitlerde bulunulmuştur.

ABSTRACT

OPTIMIZATION TECHNIQUES FOR ENERGY MANAGEMENT SYSTEMS

Mete TAŞPINAR

Department of Electrical Engineering

MSc. Thesis

Advisor: Assist. Prof. Dr. Aslan İNAN

Deregulated energy market creates new opportunities for the market players. The by-laws have been completed for the generation of energy in a clean, high quality but at the same time in a competitive environment where the market reached to the final Balancing and Settlement phase.

Optimization techniques for the Energy Management Systems have been researched for the energy producers to gain the maximum profit in the new energy market. With the help of these modules; it's possible to take into consideration the development program and economic effects; do maintenance planning for the next years of the optimized maintenance decisions; day ahead planning and short term trading optimization which are prepared for the needs of spot market and regulations; intra day planning to specify the short term trading parameters; create proper and optimal generation planning for the final planning phase.

The effects of the technique and commercial parameters have been researched in this study while a generation company with different portfolio is planning its resources for the day ahead. In the practical implementation; a hydroelectric plant with two water turbines, water pump and reservoir, one combined heat power plant and one wind plant

have been modeled while the area is defined where the generation company can sell the electricity energy.

The results of the unit commitment for the hydroelectric plant and the time intervals for the best economical operations of the water turbines and the water pump have been examined in this scenario. Accordingly the height of the water in the reservoir has been observed taking into consideration the water income parameters too. In the same manner, the results of the hourly generation planning for the maximum profit of wind plant and combined heat power plant with the help of technical parameter inputs have been examined. The inputs for the day ahead buy and sell parameters in this generation planning helped us to see their effects in the total revenue. In the implementation with different portfolio; the results of the expected cost and revenue has been examined for the day ahead.

As a result; in this study we see that there are a lot of effective parameters for the day ahead planning and the affected generation planning and revenue cost ratio for a generation company with distributed and different portfolio.

GİRİŞ

1.1 Literatür Özeti

Türkiye enerji sektörü, 2001 yılı Mart ayında yasallaşan Elektrik Piyasası Kanunu ile yeniden yapılanma sürecine içine girmiştir.

Elektrik Piyasası Kanunu ile kamunun görev alanı; piyasanın, rekabet esasına dayalı olarak serbestleştirilmesi kapsamında yeniden tanımlanmıştır. Bu yeniden tanımlama çerçevesinde, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu hayata geçirilerek, elektrik enerjisi kamusal bir hizmet olmaktan çıkmış ve piyasada alınıp satılabilir hale getirilmiştir.

Yeni elektrik piyasasında; tüketiciler ikili antlaşmalar ile tedarikçilerini seçebilecekler ve üreticiler Gün Öncesi Piyasası mekanizmasını kullanarak, bir gün öncesinden Yük Alma ve Yük Atma fiyatları vererek toplam portföyleri için serbest piyasadan maksimum kazanç sağlayabileceklerdir.

Elektrik enerjisinin ikili anlaşmalar kapsamındaki taahhütler çerçevesinde üretildiği zaman dilimi içerisinde tüketilmesi esastır. İkili anlaşmalar kapsamında enerji açığı bulunan tarafların, enerji açıklarının karşılanması ve bu enerji açığı karşılığında ödeme yapması, enerji fazlası bulunan taraflara ise sisteme aktardıkları fazla enerji karşılığında ödeme yapılarak uzlaşmanın sağlanması; piyasanın işleyişine ilişkin temel kuraldır.

Sistemin iki bileşeni vardır; Gün Öncesi Planlama ve gerçek zamanlı dengeleme olan Dengeleme Güç Piyasası.

1.2 Tezin Amacı

Bu araştırmanın amacı, dağıtık üretim portföylerine (rüzgar, güneş, hidroelektrik vb.) sahip

Üretim Şirketlerinin, piyasadan maksimum kazanç sağlayabilmeleri için optimizasyon tekniklerinin incelenmesidir.

Optimizasyon modlleri ile retim Şirketleri, planlama ve doğru tahmin gibi operasyonel ihtiyaçlarını karşılayabilmekte ve de daha çok kazanç sağlayabilmektedir. ÖzelleŐtirilmiŐ piyasalardaki retim Şirketlerinin temel görevlerini özetlemek gerekirse:

- Geliştirme programlarının ve ekonomik etkilerin dikkate alınması,
- Kaynak planlama ve gelecek beŐ yıl için yakıt ve elektrik piyasası kararları üzerine orta dönem ticaret optimizasyonu,
- Optimize edilmiş bakım kararları için gelecek yılların bakım planlanması,
- Spot piyasa ve regülasyon ihtiyaçlarına göre düzenlenebilen gün öncesi planlama ve kısa dönem ticaret optimizasyonu,
- Kısa dönem ticaret parametrelerini belirlemek için gün içi planlama,
- Uygun ve optimal bir üretim planlaması belirleyerek son planlamanın yapılması gösterilebilmektedir.

Tüm bu görevlerin eksiksiz yerine getirilebilmesi için; üretim ve tüketimi dengeleyerek verim artıŐını, kaynakların doğru ve verimli kullanımını, tahmin, planlama, optimize edilmiş üretim planı oluşturarak g üretimi yapan Őirketlerin en verimli Şekilde iŐletilmesini sağlayan Enerji Yönetim Sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Piyasada bu amaçla kullanılan, Siemens rn DEMS (Decentralized Energy Management System) yazılımı incelenmiŐ ve gerçek bir uygulama yapılmıştır.

1.3 Hipotez

DEMS yazılımı sayesinde, teknik üretim kapasiteleri ve geçerli piyasa bilgileri de dikkate alınarak farklı üretim portföyleri için kullanıcıya gün sonrası üretim planları çıkarılmaktadır. Bu retim planları çıkartılırken, retim Şirketinin maksimum kazanç sağlaması temel hedeftir.

Literatürde, maliyete dayalı nite Tayini [1] analizleri yapılmıştır. Optimizasyon analiz yöntemlerinden olan retim Tahmini [2] ve Yük Tahmini [3] analiz ve çalıŐmaları da ayrı

olarak ele alınmıştır.

ÖZELLEŞEN ELEKTRİK PİYASASI

2.1 Giriş

Elektrik Piyasası Kanunu, elektriğin tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli ve düşük maliyetli bir şekilde sunulmasını sağlayacak rekabet ortamının oluşturulması için gereken yasal çerçeveyi yaratmıştır. Bu doğrultuda Kanun, piyasa katılımcıları arasında yapılacak ikili anlaşmalara ve dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasına dayalı bir modelin teşkilini öngörmektedir [4].

Kanunda öngörülen piyasa modelinin işleyişi büyük ölçüde piyasa hedeflerine uygun bir özelleştirmenin yapılmasını ve müzakereye açık bir arz fazlasının oluşmasını gerekli kılmaktadır. Bu çerçevede; eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen, rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının teşkili büyük önem kazanmaktadır. Yapılacak düzenlemelerle piyasa risklerinin asgari düzeye indirildiği, güvenin tesis edildiği ve belirli bir program çerçevesinde serbestleştirilmenin giderek artırıldığı bir piyasa yapısı, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcıları açısından cazip hale gelecektir.

Reform niteliği taşıyan bu yasal düzenlemenin öngörülen hedeflere ulaşması, reformun tüm piyasa katılımcıları tarafından benimsenmesini ve ortak bir hedef doğrultusunda birlikte hareket edilmesini zorunlu kılmaktadır. Üretimden tüketime kadar çok geniş bir alanı kapsayan ve düzenlemeden uygulamaya iç içe geçmiş süreçler bütününden oluşan bir yapının sürdürülebilir olması, açık ve net hükümler içeren düzenlemelerin yanı sıra bu düzenlemelerin oluşturulması, geliştirilmesi ve değiştirilmesi aşamalarında çok katılımcılı bir mekanizmanın tesis edilmesi ve uygulanması ile de çok yakından ilgilidir.

2.2 Piyasa Yapısına Genel Bakış

Kanunda, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi ile tamamlanan ikili anlaşmalar piyasası öngörülmektedir. Piyasada faaliyet gösterilmesi için seçilen yöntem lisanslandırmadır. Sisteme erişim düzenlemeye tabidir [4].

Piyasa modelinin ana unsurlarından biri olan ikili anlaşmalar, tüm koşulları ve süresi taraflar arasında serbest olarak belirlenen özel hukuk hükümlerine tabi anlaşmalardır.

Rekabete dayanan bir piyasa modelinin öngörülen hedeflere ulaşmasında tedarik tarafında olduğu kadar tüketim tarafında da gereken serbestleştirilmenin sağlanması önem taşımaktadır. Bu itibarla, Kanunda yer alan serbest tüketici tanımına giren, iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketiciler ile bir önceki yıl toplam tüketimleri 30.000 kWh'ı aşan tüketiciler, tedarikçiler (perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, perakende satış şirketleri, toptan satış şirketleri ve üretim şirketleri) ile ikili anlaşmalar yapılabilecektir. Serbest olmayan tüketiciler ise, düzenlemeye tabi olan perakende satış tarifeleri üzerinden elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edeceklerdir.

İkili anlaşmalarda öngörülen hedef, müşterisinin tüm elektrik enerjisi ihtiyacının tedarikçi tarafından sağlanmasıdır. Müşterilerin zaman içerisinde elektrik enerjisi ihtiyacında oluşabilecek değişimler de bu kapsama girmektedir. Bu nedenle, ikili anlaşmaların, müşterinin yük eğrisini mümkün olduğu kadar karşılayacak şekilde yapılmış olması gerekmektedir.

Başlangıçta ne kadar hassas bir tahmin yapılırsa yapılsın uygulamada, ikili anlaşmanın her iki tarafında da değişen koşullar ve beklenmeyen durumlar nedeniyle ikili anlaşmalar kapsamında öngörülen sunum ve tüketim dengesi bozulabilir. Bu durumda iletim sistem işletmecisi (Ulusal Yük Dağıtım Merkezi), Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından alınmış tekliflere göre, yük alma teklifi veren üretim şirketlerinin üretimlerini artırarak ya da yük atma teklifi veren üretim şirketlerinin üretimlerini azaltarak nihai fiziki dengeyi sağlar. Bu durumda Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi sistem katılımcılarını neden oldukları dengeleme ve uzlaştırma maliyetleri oranında ücretlendirir.

Dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının tüm unsurları itibarıyla işler hale gelmesine kadar geçecek sürede, piyasa katılımcılarının ikili anlaşmalar konusunda deneyim kazanmaları ve sistem dengesizliğinden kaynaklanan ek maliyetlere aşırı şekilde maruz kalmamaları için, bir tarafı kamu olan ikili anlaşmalar düzenlemeye tabi olacaktır.

Piyasa modeli, yeni düzenlemelerin yapılmasının yanı sıra Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin piyasa işletmecisi fonksiyonunu yerine getirecek şekilde kurulmasını ve bu Merkeze işlerlik kazandıracak ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının belirli bir program çerçevesinde tesis edilmesini de zorunlu kılmaktadır.

2.3 Piyasa Faaliyetleri ve Piyasaya Giriş

Lisans, bir tüzel kişinin piyasada faaliyet gösterebilmek için Kurumdan almak zorunda olduğu bir yetki belgesidir. Piyasada faaliyet gösterilebilmesi için Kurumdan her bir piyasa faaliyeti ve aynı faaliyet gösterilen her bir tesis için ayrı lisans alınması zorunludur. Birden fazla tesiste aynı tüzel kişilik adı altında üretim faaliyeti göstermek isteyen tüzel kişiler; üretim, otoprodüktör ya da otoprodüktör grubu lisanslarından ancak birini alabilirler [4].

Kanun kapsamında lisans sahibi tüzel kişiler tarafından gerçekleştirilebilecek faaliyetler aşağıda yer almaktadır;

- Üretim
- İletim
- Dağıtım
- Toptan Satış
- Perakende Satış
- Perakende Satış Hizmeti
- İthalat ve İhracat

Toptan satış lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından yürütülebilecek ithalat ve ihracat faaliyetleri ile perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından yürütülebilecek ithalat faaliyetleri, bu tüzel kişilerin toptan satış veya perakende satış lisansları kapsamında düzenlenir ve ayrıca lisans alınmasını gerektirmez.

Perakende satış hizmetleri ve perakende satış faaliyeti, perakende satış lisansında yer verilmesi halinde aynı lisans kapsamında yürütülebilir.

Kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi yapan ve iletim veya dağıtım

şebekesi ile paralel çalışmayan tesis veya ekipmana sahip gerçek veya tüzel kişilerin, bu tesis veya ekipmanı iletim veya dağıtım şebekesi ile bağlantı tesis etmeden çalıştırmaya devam ettikleri ve bu tesislerde üretilen elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin toptan ve/veya perakende satışı faaliyetinde bulunmadıkları sürece, lisans alma yükümlülükleri yoktur.

Piyasa faaliyetlerinden iletim ve dağıtım faaliyetleri ile serbest olmayan tüketicilere yapılacak satışlar düzenlemeye tabidir. Bunun yanı sıra piyasadaki hakim gücünü koruduğu sürece TETAŞ'ın faaliyetleri de düzenlemeye tabi olacaktır.

2.3.1 Üretim

Üretim faaliyeti, Elektrik Üretim A.Ş (EÜAŞ), bağlı ortaklıkları, özel sektör üretim şirketleri, otoprodüktörler ve otoprodüktör grupları tarafından gerçekleştirilir.

Bu kapsamdaki lisans sahibi tüzel kişiler ürettikleri elektrik enerjisi ve/veya kapasiteyi; toptan satış lisansı sahibi tüzel kişilere, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilere ve serbest tüketicilere ikili anlaşmalar yoluyla satabilir. Söz konusu tüzel kişilerin yükümlülükleri arasında;

- Mücbir sebepler ile yıllık programlı bakım takvimi dışında, üstlendiği yükümlülükleri yerine getirecek şekilde üretim tesisinin işler halde tutulması,
- Ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının gerektirdiği çok zaman dilimli ölçüm yapabilen sayaçların tesis edilmesi,
- Üretilen elektrik enerjisinin ve/veya kapasitenin herhangi bir bölge sınırlaması olmaksızın müşterilere satışında iletim ve/veya dağıtım bedeli ödenmesi,
- Teknik olanaklar çerçevesinde TEİAŞ veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilere, maliyetin tamamını karşılayacak bedel üzerinden yan hizmetler için teklifte bulunulması,
- Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği çerçevesinde Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine yük alma ve yük atma teklifi verilmesi,
- Otoprodüktör ve otoprodüktör grupları hariç olmak üzere işletmekte veya işletirmekte oldukları ya da kiraladıkları her bir üretim tesisi için ayrı lisans alınması ve ayrı hesap tutulması yer almaktadır [4].

2.3.2 İletim

Piyasada iletim faaliyeti Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yürütülür. İletim varlıklarının mülkiyetine sahip bir kamu şirketi olan TEİAŞ aynı zamanda sistem işletmecisi ve piyasa işletmecisi olarak faaliyet gösterecektir. Bu çerçevede TEİAŞ;

- Kamu mülkiyetindeki tüm iletim tesislerini devralınmasından,
- İletim yatırımlarının planlanması ve gerçekleştirilmesinden,
- Ulusal iletim sisteminin işletilmesinden, bakım ve onarımının yapılmasından,
- Eşit taraflar arasında ayırım gözetilmeksizin iletim hizmeti sunulmasından,
- Piyasada; verimli, istikrarlı ve ekonomik bir sistemin oluşturulması ve korunması için rekabet ortamına uygun bir alt yapının sağlanmasından,
- Üçüncü şahısların iletim sistemine bağlantı ve sistem kullanım taleplerinin sisteme erişim hakkı gözetilerek karşılanmasından,
- Üretim kapasite projeksiyonunun hazırlanmasından,
- Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin işletilmesinden,
- Yan hizmetlerin satın alınması ve sağlanmasından,
- Acil durumlar karşısında alınacak önlemlerin belirlenmesinden, gereken hazırlıkların yapılmasından, koordine edilmesinden ve acil durum bildirimi yapmak suretiyle ilgili lisans sahiplerine talimat verilmesinden,
- Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ve ilgili tebliğlerde yer alan hükümler çerçevesinde iletim tarifesini ile bağlantı tarifelerinin hazırlanarak ve Kuruma sunulmasından,
- Uluslararası enterkoneksiyon çalışmalarının yapılmasından sorumludur.

2.3.3 Dağıtım

Dağıtım faaliyeti Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ), bağlı ortaklıkları ve özel sektör

dağıtım şirketleri tarafından lisanslarında belirtilen bölgelerde yürütülür. Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerin yükümlülükleri arasında;

- Yeni dağıtım tesisleri için dağıtım yatırım planı yapılması,
- Yeni dağıtım tesislerinin kurulması, gerekli iyileştirmelerin yapılması, ilgili mevzuata uygun olarak dağıtım sistemini işletilmesi, bakım ve onarımının yapılması,
- Eşit taraflar arasında ayırım gözetilmeksizin dağıtım hizmeti sunulması,
- Üçüncü şahısların dağıtım sistemine bağlantı ve sistem kullanım taleplerinin sisteme erişim hakkı gözetilerek karşılanması,
- Bölgelerinde yer alan tüketicilere ait bilgilerin veri tabanında güncel halde tutulması,
- Talep tahminlerinin hazırlanması,
- Bulundukları dağıtım bölgesinde, başka bir tedarikçiden elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edemeyen tüketiciler bulunması halinde, perakende satış lisansı alarak bu tüketicilere perakende satış yapılması ve/veya perakende satış hizmeti verilmesi, Bulunduğu dağıtım bölgesindeki perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketi dışındaki bir tedarikçiden elektrik enerjisi ve/veya kapasite satın almakta olan bir serbest tüketicinin, hukuki gerekler nedeniyle tedarikçisinin faaliyetine geçici olarak ara verilmesi veya tedarikçisinin faaliyetinin son bulması halinde, söz konusu serbest tüketiciye yeni bir tedarikçi ile ikili anlaşma yapıncaya kadar elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edilmesi,
- Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliği ve ilgili tebliğlerde yer alan hükümler çerçevesinde dağıtım tarifi ile bağlantı tarifelerinin hazırlanarak Kuruma sunulması,
- Yan hizmetlerin satın alınması ve sağlanması,

yer almaktadır.

Dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler perakende satış lisansı almak kaydıyla ve perakende satış faaliyeti ve/veya perakende satış hizmeti verebilir.

2.3.4 Toptan satış

Toptan satış faaliyeti TETAŞ ve özel sektör toptan satış şirketleri tarafından yürütülecektir. Bu kapsamda; toptan satış lisansı sahibi tüzel kişilerin lisansları kapsamında gerçekleştirecekleri faaliyetler aşağıda yer almaktadır:

- Elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin toptan satışı ve doğrudan serbest tüketicilere satışı faaliyetinde bulunmak,
- Lisanslarında yer alması kaydıyla ithalat ve ihracat faaliyetlerini yürütmek.

Bu faaliyetlerin yanı sıra toptan satış lisansı sahibi tüzel kişilerin uymak zorunda oldukları diğer kurallar şunlardır:

- Eşit taraflar arasında fark gözetmeksizin faaliyet gösterilmesi,
- İletim sistemine doğrudan bağlı tüketicilere ilişkin mevcut sözleşmelerin söz konusu tüketiciler ikili anlaşmalar kapsamında tedarikçilerini seçinceye kadar üstlenilmesi,
- İthalat ve ihracat sözleşmelerinin üstlenilmesi,
- Satın almaya ilişkin yükümlülüklerini karşılayabilmek için enerji satışına dair sözleşme önerileri yapılması,
- Dengeleme ve uzlaştırma piyasasına teklif verilmesi,
- Hidroelektrik kapasitenin kiralanması için ihale yapılması,
- Satış yükümlülüklerinin karşılanmasına ilişkin bir açığın ortaya çıkması durumunda, en düşük maliyetli teklifleri baz alarak yeni alım sözleşmeleri yapılması.

TETAŞ'ın başlangıçta piyasadaki hakim durumuna bağlı olarak, faaliyetlerinin çoğunun düzenlemeye tabi olması gerekecektir. TETAŞ, yükümlenilen maliyetlerin karşılanmasına ilişkin Kanunun geçici 6'ncı maddesi kapsamındaki düzenleme çerçevesinde EÜAŞ ve/veya bağlı ortaklıklarından süresi 5 yılı geçmeyecek şekilde düzenlemeye tabi ikili anlaşmalar yoluyla elektrik enerjisi ve/veya kapasite satın alacak ve üstlendiği satış yükümlülükleri çerçevesinde tüm gerçek ve tüzel kişilere eşit taraflar arasında fark

gözetmeksizin elektrik enerjisi ve/veya kapasite satışı yapacaktır. TETAŞ açısından düzenlemeye tabi hususlar aşağıda yer almaktadır;

- Perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri, perakende ve toptan satış şirketleri ile yapılan ikili anlaşmalar,
- Dengeleme ve uzlaştırma piyasasındaki yük alma ve yük atma tekliflerindeki fiyatlar,
- İlave enerji alımının gerekli olduğu durumlarda, en ekonomik kaynaktan alım yapılması.

2.3.5 Perakende Satış ve Perakende Satış Hizmeti

Perakende satış ve/veya perakende satış hizmeti faaliyetleri, perakende satış şirketleri ve perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri tarafından yürütülür. Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerin lisansları kapsamında gerçekleştirecekleri faaliyetler aşağıda yer almaktadır:

- Elektrik enerjisi ve/veya kapasitenin tüketicilere satışını yapmak,
- Perakende satış hizmeti vermek,
- Lisanslarında yer alması koşulu ile dağıtım seviyesinden elektrik enerjisi ve/veya kapasite ithalatı faaliyeti göstermek.

Perakende satış şirketleri, herhangi bir bölge sınırlaması olmaksızın perakende satış ve perakende satış hizmeti faaliyetinde bulunabilir.

Perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri ise, başka bir dağıtım şirketinin bölgesinde bulunan serbest tüketicilere ancak perakende satış lisansında yer alması halinde, elektrik enerjisi ve/veya kapasite satışı yapabilir.

Perakende satış şirketlerinin lisansları kapsamında serbest olmayan tüketicilere elektrik enerjisi ve/veya kapasite satışı faaliyetinde bulunabilmesi için;

- Perakende satış şirketi tarafından bir dağıtım bölgesinde yer alan tüm serbest olmayan tüketicilere perakende satış teklifi sunulmuş olması,

- Perakende satış yapılan tüketicilerin sayaçlarının, Kurum tarafından yayımlanan tebliğe uygun çok zaman dilimli ölçüm yapabilen elektronik sayaçlar olması,
- Perakende satış tarifelerinin Kurul tarafından onaylanmış olması,

zorunludur.

Elektrik enerjisinin perakende satışı dışında sayaç okuma, faturalama gibi hizmetler, perakende satış şirketleri ve/veya perakende satış lisansına sahip dağıtım şirketleri tarafından yürütülür.

Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler, serbest olmayan tüketicilere satış amacıyla yapılan elektrik enerjisi alımlarında, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı bir üretim tesisinde üretilen elektrik enerjisi satış fiyatı; TETAŞ'ın satış fiyatından düşük veya eşit olduğu ve daha ucuz bir başka tedarik kaynağı bulunmadığı taktirde, öncelikli olarak söz konusu yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisinde üretilen elektrik enerjisini satın almakla yükümlüdür.

2.3.6 Serbest Tüketiciler

Serbest tüketiciler, Kurul tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimde bulunması veya iletim sistemine doğrudan bağlı olması nedeniyle tedarikçisini seçme serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişilerdir.

Piyananın hangi oranda serbestleştirileceği hususunda belirleyici olan serbest tüketici limitleri, her yılın 31 Ocak tarihini geçmeyecek şekilde Kurul tarafından belirlenen indirimler dikkate alınarak hesaplanarak yayımlanır.

Serbest tüketici limitine ilişkin indirimlerin belirlenmesinde;

- Rekabetin gelişimi,
- Ölçme-iletişim-kontrol alt yapısının yeterliliği,
- Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin işlem kapasitesi,
- Piyasada serbestçe müzakere edilerek ikili anlaşmalara bağlanabilecek üretim kapasitesi,

- TEİAŞ ve dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından serbest tüketicilere ilişkin olarak sağlanan istatistiki bilgiler,

esas alınır.

Aşağıdaki koşulları sağlayan tüketiciler serbest tüketici olarak kabul edilir;

- İletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketiciler,
- Bir önceki takvim yılına ait toplam elektrik enerjisi tüketimleri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler,
- İçinde bulunulan yılda gerçekleşen toplam elektrik enerjisi tüketimleri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler,
- Kendi üretiminden tükettiği miktar dahil toplam elektrik enerjisi tüketim miktarı serbest tüketici limitini geçen otoprodüktör lisansı sahibi tüzel kişiler,
- Bir önceki takvim yılındaki tüketimi serbest tüketici limitini geçmeyen ancak, içinde bulunulan yılda serbest tüketici limitini geçeceğini ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye taahhüt eden ve bağlantı anlaşması veya abonelik sözleşmesindeki bağlantı gücü veya sözleşme gücü dikkate alınarak hesaplanan tüketim değeri serbest tüketici limitini geçen tüketiciler,
- İçinde bulunulan yılda serbest tüketici limitini geçeceğini ilgili dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye taahhüt eden ve bağlantı anlaşmasındaki bağlantı veya sözleşme gücü dikkate alınarak hesaplanan tüketim değeri serbest tüketici limitini geçen yeni tüketiciler.

2.4 Elektrik Piyasasında Yeni Dönem

Elektrik piyasası yeni yönetmelik çerçevesinde 31 Aralık 2009 saat 23:59'dan itibaren işlemektedir. Yeni yönetmeliğin getirdiği en önemli değişiklik uzlaştırmanın saatlik yapılması ve katılımcılara denge sorumluluğunun getirilmesidir. Ayda iki kez verilebilen fiyat teklifleri artık saatlik verilmektedir ve farklı teklif metotları sunulmaktadır. Saatlik, esnek ve blok teklif tipleri sunulmaktadır. Fiyat optimizasyonu tekliflerin fiyat sıralaması ile yapılırken artık Dağıtım Aracı kullanılmaktadır. Dengeleme Güç Piyasası ile gerçek

zamanlı dengeleme yapılmaktadır. Sistemin iki bileşeni vardır, Gün Öncesi Planlama ve Dengeleme Güç Piyasası [5].

2.4.1 Gün Öncesi Planlama

Üreticiler her gün bir sonraki gün için planladıkları üretimi ve tüketim tahminlerini internet aracılığı ile Piyasa Yönetim Sistemine (PYS) bildirirler. Tüketim tahminleri kendi tüketimleri ve varsa satış yaptıkları tesislerin tüketimleridir. Yani üretici bir Serbest Tüketicie elektrik satışı yapıyor ise o tüketim tesisinin bir sonraki gün ne tüketeceğini saatlik bazda tahmin etmek durumundadır. Serbest Tüketici, EPDK'nın belirlemiş olduğu yıllık tüketim miktarı kadar (şu anda 30.000 kWh/yıl) elektrik tüketimi olan tüzel veya özel kişilerdir. Örneğin yıllık 40.000 kWh elektrik tüketen bir otel serbest tüketicidir. Serbest tüketiciler tedarikçilerini seçme hakkına sahiptirler yani elektriğini Elektrik Dağıtım Şirketlerinin haricinde özel sektörden de alabilirler. Tüketici daha uygun fiyatla elektrik temin edebilmektedir. Üreticiler günlük üretim programlarının haricinde ayrıca satış teklifi vermektedirler. Miktar ve fiyattan oluşan bir teklif seti sunabilirler sisteme. Tüketiciler ise sadece tüketim tahminlerini yapar ve bir sonraki gün hangi saatte ne kadar tüketeceğini taahhüt eder. Şu anda tüketici olarak sadece dağıtım şirketleri piyasaya dahil edilmiştir. Ancak ileriki safhada amaç tüm tüketicilerin piyasaya girişini sağlamaktır.

Katılımcılar veri girişlerini tamamladıktan sonra saat 11:30 da Piyasa Yöneticisi (PMUM) tarafından sistem veri girişine kapatılır ve Sistem Gün Öncesi Fiyatı ve Talimatlar oluşturulur. Fiyatın belirlenmesinde eski sistemde olduğu gibi teklifler fiyat sıralamasına girer ancak burada eski sistemden farklı olarak Dağıtım Aracı adı verilen bir modül çalıştırılır. Bu modülün amacı o günün tamamında (24 saat) oluşacak toplam maliyeti minimuma getirmektir. Bu da fiyat sıralamasına göre teklif ettiği fiyat ilgili saate ait Sistem Gün Öncesi Fiyatı'nın (SGÖF) altında kalmasına rağmen bir katılımcının o saatte talimat alamamış olabileceği anlamına gelmektedir. Örneğin SGÖF 150 TL/MW çıktı, A firması 140 TL/MW fiyatla teklif vermiş olsun, B firması da 5 saat boyunca geçerli 155 TL/MW fiyatlı blok teklif vermiş olsun. O saat için A firmasından elektrik alınması karlı görünmektedir. Ancak sistem günün tüm saatlerini içeren bir kombinasyon hesabı yaparak B firmasına talimat verdiğinde toplam maliyet azalıyor ise talimatı ona verir. A firmasının teklifi daha düşük olduğu halde kabul edilmeyebilir.

SGÖF ve talimatların yayınlanması ile Gün Öncesi Planlama tamamlanmış olur.

2.4.2 Dengeleme Güç Piyasası

Katılımcılar saat 14:00 -16:30 arasında Dengeleme Güç Piyasasında faaliyet gösterirler. Bu piyasa gerçek anlamda ticaret için değil sistemin gerçek zamanda dengede tutulması içindir. Burada ticaret yapmak oldukça risklidir ve ticaret yapılması gereken yer Gün Öncesi Piyasasıdır. Dengeleme Güç Piyasasına 15 dakikalık zaman diliminde gerçekleştirilebilecek üretim/tüketim artış ya da azalmaları teklif edilebilir ve en az 10 MW teklif verilebilir. Güç Piyasası MYTM tarafından yönetilir ve MYTM vermiş olduğu talimatın başlangıç saatine kadar değişiklik/iptal yapabilir. Burada da amaç sistem dengesinin minimum maliyet ile sağlanmasıdır. Gün öncesinde üretim ve tüketim miktarları dengelenmiş olsa da gerçek zamanda sapmalar olmaktadır. Örneğin; bir santralin arızadan dolayı devre harici olması veya büyük bir tüketim tesisinin bir anda çalışmaya başlaması dengeyi bozmaktadır, bu durumda MYTM bu dengeyi sağlamak için GÜÇ piyasasında sunulmuş teklifleri kullanarak sistem dengesini sağlamaya çalışmaktadır. Üretimi planlamak kolaydır ancak tüketimi %100 doğrulukla tahmin etmek neredeyse imkansızdır. Anlaşıldığı üzere burası marjinal bir piyasadır ve anlık taleplere cevap vermenin maliyeti de yüksektir. Güç Piyasasında oluşan fiyatlarda marjinaldir. Örneğin gün öncesinde saat 12:00-13:00 arasında fiyat 150 TL/MW iken gerçek zamanda talep arzın üzerinde oluşursa fiyat da 150 TL/MW'ın üzerinde oluşmaktadır. Ters durumda ise yani üretim fazlasının olması durumunda fiyat 150 TL/MW'ın altında oluşmaktadır. 01.01.2010 tarihinde yılbaşı gecesi tüketimin aşırı düşmesiyle fiyat 1 TL/MW ve altında olmuştur. Buradan da anlaşıldığı üzere Güç Piyasası ticaret yapmak için sağlıklı bir ortam değildir, bu piyasanın asıl amacı gerçek zamanlı olarak sistem güvenliğini sağlamaktır.

OPTİMİZASYON ANALİZ YÖNTEMLERİ

3.1 Yük Tahmini

Yük tahmini hesaplaması, elektrik hizmetlerinin planlama ve işletiminin merkezi niteliklere sahip ayrılmaz bir parçasıdır. Bu hesaplama, planlama menziline farklı süreçlerine (genellikle saat tabanında) ilişkin olarak, elektrik yükünün hem büyüklük, hem de coğrafi konum açısından tutarlı şekilde tahmin edilmesine ilişkin verileri içermektedir. Yük tahmin hesaplamasının temel olarak ilgilendiği nokta, sistemin saatlik toplam yük değeridir. Ancak, Gross ve Galiana'ya [6] göre; yük tahmin hesaplamaları aynı zamanda, sistem yükü, sistem tepe yük değeri ve sistem enerjisinin saatlik, günlük, haftalık ve aylık değerleri ile de ilgilenmektedir. Srinivasan ve Lee [7], yük tahmin hesaplamasını, planlama menziline süre bakımından uzunluğuna göre sınıflandırmıştır: Bir güne kadar olan süreç için Kısa Dönem Yük hesaplaması (STLF), 1 gün ile 1 yıl arasındaki süreçler için Orta Dönem Yük hesaplaması (MTLF) ve 1 ile 10 yıllık arasındaki süreçler için Uzun Dönem Yük hesaplaması (LTLF) kategorileri kullanılmıştır. Tutarlı yük tahmin hesaplaması; elektrik hizmeti veren kurumlar için, son derece yüksek tasarruf değerleri elde edilmesine olanak sağlayabilmektedir. Ünite tayini, yakıt paylaşırma ve çevrim-dışı ağ analizi gibi işlem ve kararların kontrol edilmesi için yük hesaplamaları kullanıldığında; bu tasarruf değerleri hayata geçirilebilmektedir. Yük tahmin hesaplamalarının tutarlılığı; güç sistemlerinin işletimi ve kontrolüne yönelik maddi hususlar, tahmin hatalarına karşı son derece hassas olabileceğinden, güç sistemlerinin işletiminde büyük öneme sahiptir. Haida ve Muto [8]; yük tahmin hesaplamalarındaki pozitif ve negatif tahmin hatalarının her ikisinin de, işletim maliyetlerinde artışa sebep olduğunu gözlemlemiştir. Tipik bir

hizmet için, geliştirilmiş kısa dönem yük hesaplamalarının dolar tabanında değerini miktar olarak ortaya koymaya çalışmış ve ortalama tahmin hesaplamalarındaki %1'lik bir gelişimin, yüz binler hatta milyonlarca dolar tasarruf sağlayabileceğini ortaya koymuşlardır.

Sistem yükü, binlerce ayrı bileşenden oluşan, dinamik ve rastgele hareket eden bir süreçtir. Sistem yük davranışı, ekonomik faktörler, zaman, gün, mevsim, hava ve rastgele etkiler şeklinde sınıflandırılabilir birçok faktörden etkilenmektedir.

Yük tahmin hesaplamalarında tutarlılığının geliştirilmesi için, işlevsel biçim ve hesaplama prosedürlerinin karmaşıklığı açısından farklılık gösteren çok sayıda model önerilmiştir.

Yük tahmin hesaplamalarına yönelik teknikler dokuz kategoride sınıflandırılmıştır: Kabaca aşağıda kronolojik olarak sıralanmış olan bu dokuz kategori şunlardır [3]:

- Çoklu regresyon;
- Ekspansiyel düzeltim;
- Tekrarlanan yeniden ağırlıklı en küçük kareler;
- Uyarlanabilir yük tahmini;
- Olasılıksal zaman serileri
- Kalımsal algoritma tabanlı ARMAX modelleri;
- Bulanık mantık
- Yapay sinir ağları
- Bilgiye dayalı deneyimli sistemler.

3.1.1 Çoklu Regresyon

Yük tahmin hesaplamasına ilişkin çoklu regresyon analizi; ağırlıklı olarak "en küçük kareler" (least-squares) hesaplama yöntemini kullanmaktadır. Bu analizi temel alarak, toplam yük ve hava koşulları arasındaki istatistiksel ilişkiye ek olarak gün tiplerinin etkileri hesaplanabilmektedir. Regresyon katsayıları; tanımlanmış olan geçmişe yönelik

verileri kullanarak, eşit ve katlanarak ağırlıklandırılan bir "en küçük kareler" (least squares) hesaplaması ile belirlenmektedir. Bu analizi uygulamak için aşağıdaki yük modeli kullanılmıştır [3]:

$$Y_t = v_t a_t + \varepsilon_t \quad (3.1)$$

Burada;

t = örnekleme zamanı,

Y_t = sistemin ölçülen toplam yükü,

v_t = zaman, sıcaklık, ışık yoğunluğu, rüzgar hızı, nem, gün tipi gibi uyarlanabilir değişkenlere ait vektör,

a_t = regresyon katsayılarının transpoze vektörü,

ε_t = t zaman birimi için model hatası.

Veri analiz programı, 1 ile 5 arasındaki değişkenlerin etkisine dair polinomial derecenin seçilmesine izin vermektedir. Çoğu durumda, en iyi sonuç doğrusal bağımlılık ile alınmaktadır. Bu model değerlendirilmiş ve 24 saatlik bir yük hesaplaması için mevcut olan diğer modeller ile karşılaştırılmıştır. Bir sonraki adımda ise, saatlik ön tahminlerin maksimum değerlerini, en yakın zamanda gerçekleşen ön tahmin hatasını ve regresyon modelindeki değişkenler gibi katlanarak sadeleştirilmiş hataları kullanarak bir düzeltilmiş tepe değer tahmini üretmektedir.

Haida ve Muto [8], bir dönüştürme tekniği çerçevesinde; regresyon tabanlı bir günlük tepe yük tahmin hesaplaması yöntemi sunmuştur. Bu yöntemde, nominal yükü tahmin etmek için bir regresyon modeli kullanılmakta; artık yük ise, deneyim bazlı bir yöntem ile tahmin edilmektedir. Geçiş mevsimlerinde hataları azaltmak için tasarlanmış olan iki yeni trend işleme tekniği ortaya koyarak bu modeli geliştirilmiştir (Haida vd. [9]). Trendlerin çıkartma ve bölme ile sadeleştirilmesi yıllık büyümeyi devre dışı bırakırken; eğilim hesaplamaları, değişken dönüştürme tekniği ile büyümeyi hesaplamaktadır. Varadan ve Makram, güç hatları ve trafolardaki farklı güç tiplerini tanımlamak ve miktarlarını belirlemek için bir "en küçük kareler" yaklaşımı benimsemektedir [3].

Hyde ve Hodnett; İrlanda'daki elektrik tedarik sisteminin yük bağımlılığını tahmin etmek için bir hava-yük modeli sunmuştur. Havanın etkisini dahil etmek için, modelin gelişimi esnasında geçmişe yönelik yerler ile hava verilerini içeren bir regresyon analizi kullanılmıştır. Hyde ve Hodnett daha sonra, bir gün sonrası tahminleri için, havaya duyarlı ve havadan bağımsız yük bileşenlerini tanımlayan bir uyarlanabilir regresyon modeli geliştirmiştir. İki bileşenin parametrelerini hesaplamak için geçmişe yönelik verilerin doğrusal ilişkilerinden faydalanılmıştır. Broadwater vd., yeni regresyon-tabanlı yöntemleri olan Doğrusal Olmayan Yük Araştırma Kestiricisini (Nonlinear Load Research Estimator - NLRE) kullanarak ABD'nin Arkansas eyaletindeki trafoların yüklerine ilişkin tahmin hesaplamaları gerçekleştirmişlerdir. Bu yöntem, müşteri sınıfı, ay ve gün tipini temel alan bir fonksiyon ile yük tahmini sunmaktadır [3].

Al-Garni vd. [3], hava verileri, solar radyasyon, nüfus ve kişi başına düşen gayrisafi yurtiçi hasıla gibi ögelere bağlı bir fonksiyondan oluşan bir model geliştirmiş ve bu model ile, Suudi Arabistan'ın doğu bölgelerindeki elektrik enerjisi tüketimini hesaplamıştır. Aşamalı regresyon modeli kullanılarak değişken seçim gerçekleştirilmiş olup, model yeterliliği, ek araştırmalar ile değerlendirilmiştir. Charytoniuk vd. [3] parametrik olmayan modeli, yük ve yükü etkileyen faktörlerin olasılık yoğunluklarını sunan bir fonksiyon ortaya koymuşlardır. Model; ilgili yerleşim bölgesine dair ortalama ve geçmişte gerçekleşen yük miktarı ile alan boyutu gibi destekleyici verilere ek olarak zaman ve hava verileri gibi kriterleri temel alan bir fonksiyon oluşturarak, tahmin hesaplaması gerçekleştirmektedir.

Alfares ve Nazeeruddin [3] tatiller dahil olmak üzere tüm bir yıl için, regresyon tabanlı bir tepe yük hesaplama yöntemi ortaya koymuştur. Tüm bir yıl boyunca yükü tutarlı bir değer olarak tahmin edebilmek için, farklı mevsimlerde yük üzerinde farklı etkileri mevcut olan farklı mevsimsel faktörler göz önünde bulundurulmuştur. Kış sezonunda, yaz modelinde kullanılan açıklayıcı değişkenlere ek olarak, açıklayıcı değer olarak ortalama rüzgar tesiri kriteri eklenmiştir. İlkbahar ve sonbahar gibi geçiş mevsimlerinde ise, dönüştürme yöntemi kullanılmıştır. Son olarak, tatiller için, gerçek tatil yükünü daha iyi hesaplamak adına, tatilin yük üzerindeki etkisi, normal yükten çıkartılmıştır.

3.1.2 Eksponansiyel Düzeltim

Eksponansiyel düzeltim, yük tahmin hesaplamasında kullanılan klasik yöntemlerden

biridir. Yaklaşım ilk olarak önceki verileri temel alan yükü modellemek, ardından bu modeli kullanarak gelecekteki yükü tahmin etmeye yöneliktir. Moghram ve Rahman [3] tarafından kullanılan eksponansiyel düzeltme modellerinde; t zamanındaki yük olan $y(t)$; bir uyarılma fonksiyonu kullanılarak modellenmekte olup (3.2) eşitliğinde gösterilmektedir:

$$y(t) = \beta(t)^T f(t) + \varepsilon(t), \quad (3.2)$$

Burada;

$f(t)$ = surecin uyan fonksiyon vektörü,

$\beta(t)$ = katsayı vektörü,

$\varepsilon(t)$ = beyaz gürültü,

T = transpoze operatörü.

Winter'in yöntemi, mevsimsel zaman dizilerini doğrudan analiz edebilen birçok eksponansiyel düzeltim yöntemlerinden biridir. Bu yöntem, sabitlik, eğilim ve mevsimsellik için üç düzeltim katsayısını temel almaktadır. Bakarar vd. [3], tarafından gerçekleştirilen analizin sonuçları, hızlı gelişen bölgeler ile olarak özel bir enerji ve talep modelinin, doğrudan Winter'ın yöntemi ile analiz etmenin veya tahmin etmenin zor olacağını göstermektedir. El-Keib vd. [3], eksponansiyel düzeltmeyi, güç spektrum analizine uyarlanabilir oto-regresyon modelleme ile geliştirerek, melez bir yaklaşım geliştirmiştir. Infield ve Hill [3] tarafından da, optimal düzeltmeyi taban alan yeni bir trend kaldırma tekniği sunulmuştur. Bu tekniğin yük tahmin hesaplamasının geleneksel yöntemleriyle karşılaştırılması daha uygun olarak değerlendirilmektedir.

3.1.3 Tekrarlanan Yeniden Ağırlıklı En Küçük Kareler

Mbamalu ve El-Hawary [3] model sırası ve parametreleri tanımlamak için, “tekrarlı yeniden ağırlıklı en küçük kareler” adı verilen bir prosedür kullanmıştır. Bu yöntem; her seferinde bir değişkeni kontrol eden bir operatör kullanmaktadır. Operatör kullanılarak optimal bir başlangıç noktası belirlenmektedir. Bu yöntem güç dinamiklerinin uygun olmayan modellerinin tanımlanması ile elde edilen, geçmişe yönelik yük farklarının otomatik olarak ilişkilendirilmesi ve bölümsel biçimde otomatik olarak düzeltilmesine

yönelik fonksiyonlar kullanılmaktadır. Ağırlıklandırma fonksiyonu, ayar sabitleri ve karesi alınan artık değerlerin ortalaması; optimal modelin belirlenmesinde ve ilgili parametrelerin hesaplanmasında bir üç yollu karar değişkeni ortaya koymaktadır. Parametre hesaplama probleminin, doğrusal ölçüm denklemi içerdiği düşünülürse:

$$Y = X \beta + \varepsilon \quad (3.3)$$

Burada;

$Y = n \times 1$ gözlem vektörü

$X =$ bilinen katsayıların $n \times p$ matrisidir (önceki yük verilerini taban alarak),

$\beta =$ bilinmeyen parametrelerin $p \times 1$ vektörü

$\varepsilon =$ rastgele hataların $n \times 1$ vektörüdür.

Hatalar Gauss dağılımında olmadıklarında sonuçlar daha tutarlıdır. β , yinelemeli yöntemler ile elde edilebilir. Bir başlangıç β değeri verildiğinde, Newton yöntemi uygulanabilir. Alternatif olarak, tekrarlı yeniden ağırlıklı en küçük kareler (IRLS) algoritması kullanılabilir. Benzeri bir işte, Mbamali ve El-Hawary [3], mevsimsel bir çarpımsal öz-bağılanımsal modelin parametrelerini hesaplamak için; en küçük kareler ve IRLS prosedürünü benimseyen, tekrarlı bir yaklaşım önermiştir. Yöntem, Noya Scotia Power Corporation'ın yükünün tahmin hesaplamaları için uygulanmıştır.

3.1.4 Uyarlanabilir Yük Tahmini

Tahmin hesaplama, model parametrelerinin, değişmekte olan yük koşullarının kaydını otomatik olarak tutabileceği şekilde uyarlanabilir. Uyarlanabilir yük hesaplama, yazılım araçları kontrol sisteminde bir çevrimiçi yazılım paketi olarak kullanılabilir. Kalman'ın filtre teorisini taban alan Regresyon analizi kullanılmaktadır. Kalman filtresi normal biçimde, bir sonraki durum vektörünü hesaplamak için geçerli tahmin hesaplama hatalarını ve mevcut olan hava tahmin veri edinme programlarını kullanmaktadır. Geçmişe dayalı tüm veri setleri, yalnızca en yakın gelecekte ölçülen yük ve hava tahmin verilerini değil, aynı zamanda durum vektörünü belirlemek için analiz edilmektedir. Bu çalışma modu, çoklu ve uyarlanabilir regresyon analizleri arasında geçiş yapılmasına olanak sağlamaktadır. Kullanılan model, eşitlik (3.1)'de açıklandığı gibi, çoklu regresyon

bölümünde kullanılan ile aynıdır.

Lu vd. [3], dikey bir yükseltim yapısı ile, birleşik süreçler için kafes yapısına sahip, uyarlanabilir bir Hammerstein modeli geliştirmişlerdir. Yöntemleri, yük ve sıcaklık arasında, doğrusal olmayan ve zamana bağlı olarak değişmekte olan bir fonksiyonel ilişkiyi taban alan birleşik Hammerstein modelini kullanmaktadır. Algoritmaları, genel olarak kullanılmakta olan RLS (Tekrarlı En Küçük Kareler) algoritmasından daha iyi sonuçlar ortaya koymuştur. Grady vd. [3], Lu vd., tarafından geliştirilen algoritmayı zenginleştirmiş ve uygulamıştır. Sistemin aylık yükünü, 5 gün sonrasına kadar uzanmakta olan bir menzilde tahmin edebilmeye olanak sağlayan gelişmeler elde edilmiştir. McDonald vd. [3], bir uyarlanabilir zaman serisi modeli sunmuş ve doğrusal yük kontrol stratejisinin etkilerini simule edebilmiştir.

Park vd. [3], yük tahmin hesaplaması için uç bileşenden oluşan bir kompozit model ortaya koymuştur: nominal yük, yük tipi ve artık yük. Nominal yük, Kalman filtresinin kullanılabileceği ve model parametrelerinin eksponansiyel ağırlıklı tekrarlı en küçük kareler yöntemi ile uyarlanabileceği şekilde modellendirilmektedir. Fan ve McDonald [3] havaya göre uyarlanabilir STLF'nin pratik şekilde gerçek zamanlı uygulanmasını olanaklı kılacak bir model ortaya koymuştur.

Bu uygulama, parametreleri, Ağırlıklı Tekrarlı En Küçük Kareler algoritması kullanılarak çevrimiçi olarak hesaplanan ve güncellenen bir ARMA modeli kullanarak gerçekleştirilmiştir. Paarmann ve Najjar'ın [3] uyarlanabilir çevrimiçi yük tahmin hesaplama yaklaşımı, model parametrelerini otomatik olarak, zaman serisi analizinin değişen koşullarına göre uyarlamaktadır. Bu yaklaşımın iki benzersiz özelliği mevcuttur: model parametrelerinin güncellenmesine ek olarak döngü modellerinin işlenmesi için otomatik ilişkilendirme optimizasyonu kullanılmakta olup, zaman serisinin yapısı ve sırası, yeni durumlara göre uyarlanabilmektedir. Hyde ve Hodnett [3] tarafından geliştirilen regresyon modelinin önemli bir özelliği de, değişmekte olan işletimsel koşullara uyum gösterebilmesidir. Yük tahmin hesaplama yazılım sistemi, modelin güncellenmesine yönelik entegre edilen bir prosedür ile tamamen otomatikleştirilmiştir. Zheng vd. [3], yük tahmin hesaplaması için bir küçük dalga dönüşümlü Kalman filtre yöntemi uygulamışlardır. Küçük dalga katsayılarının, tekrarlı Kalman filtresi algoritması tarafından modellenmekte olduğu, iki model (havaya duyarlı ve havaya duyarsız) oluşturulmuştur.

3.1.5 Olasılıksal Zaman Serileri

Zaman serisi yöntemlerinin doğrudan uygulanması ile hızlı gelişen bölgelere ilişkin özel enerji ve talep modellerinin analiz ve tahmin edilmesinin zor olduğu gözlemlenmiştir. Ancak, bu yöntemler, STLF'ye uygulanmış ve halen uygulanmakta olan en popüler yaklaşımlar arasında yer almaya devam etmektedir. Zaman serisi yaklaşımını kullanarak, öncelikle, önceki verileri temel alan bir model geliştirilir, ardından bu model tabanında gelecekteki yük tahminine ilişkin hesaplamalar gerçekleştirilir.

3.1.6 Kalıtsal algoritma tabanlı ARMAX modelleri

Yük talebi için harici değişken (ARMAX) modeli ile oto-regresif hareketli ortalama tanımlamak için genetik algoritma (GA) veya evrimsel programlama (EP) yaklaşımı kullanılmıştır. Doğal evrimsel süreçleri simüle eden algoritma; karmaşık bir hata yüzeyinin global uç değerine doğru yönelim olanağı sunmaktadır. Bu, doğal evrim sürecini simüle ederken, stokastik bir optimizasyon algoritması oluşturan, global bir arama tekniğidir. GA eş zamanlı olarak arama alanındaki birden fazla noktayı değerlendirdiğinden ve arama alanının, tek-modelli veya ayrıştırılabilir olmasını dikkate almadığından, global düzeyde optimal çözüme doğru, çizgisel olarak yönelim sağlayarak, modelin yerleşim tutarlılığını yükseltebilir. GA sürecinin genel şeması, burada, kısa şekilde açıklanmaktadır. Genetik algoritmada değerlendirilecek olan tam sayı veya gerçek değerli değişkenler, bir uyumluluk $f(p)$ değerinin atandığı P vektörü için D -boyutlu olarak temsil edilmektedir. k ana vektörlerinin başlangıçtaki sayısı olan P_i , $i = 1, k$; her bir boyutta rastgele oluşturulan bir menzilden üretilmektedir. Her bir ana vektör, ardından, birleşerek (çapraz) veya mevcut popülasyondaki bireyleri değiştirerek (mutasyon) bir ürün meydana getirirler. Sonuç olarak, $2k$ yeni birey elde edilmiş olur. Bunlar içerisinde, k bireyleri, en iyi uyumluluk değerlerin seçilme olasılığının daha yüksek olacağı şekilde, bir sonraki nesil için yeni erkekler olarak, rastgele seçilmektedir. Bu süreç, f 'nin artık gelişemeyecek hale gelmesi veya maksimum nesil sayısına ulaşılması durumunda sona erer. Yang vd. [3], sistem yük modelini aşağıdaki ARMAX formunda açıklamışlardır:

$$A(q)y(t) = B(q)u(t) + C(q)e(t) \quad (3.4)$$

Burada:

$y(t)$ = t zamanındaki yük,

$u(t)$ = t zamanında harici sıcaklık girişi,

$e(t)$ = t zamanında beyaz gürültü,

q^{-1} = geri-geçiş operatörü.

ve $A(q)$, $B(q)$ ve $C(q)$; oto-regresif (AR), harici yönelimli (X) ve hareketli ortalama (MA) kısımlarının parametreleridir. Yang vd. [3], geleceğe yönelik yük tahmin hesaplaması için, tanısal kontrole tabi tutulacak olan eğilimli model(ler) olarak en iyi uyumluluğa sahip olan çözümleri tercih etmişlerdir. Yang ve Huang [3]; yük talep tahminleri için harici değişken (FARMAX) modeli ile; yaklaşık oto-regresif hareketli ortalama modelini sunmuşlardır. Model, optimizasyon problemlerini birleştirecek şekilde formülize edilmiş olup, buluşsal yöntemler ile evrimsel programların bir birleşimi olarak çözümlenmektedir. Mave vd. [3], zorlamalı mutasyon adı verilen, yeni geliştirilmiş, bilgi artırıcı mutasyon benzeri bir operatöre sahip, genetik bir algoritma kullanmayı tercih etmişlerdir. Lee vd. [3], farklı fonksiyonel biçimlere yönelik varsayımlarda bulunan ve sonuçları bağlaşım ile karşılaştıran,uzun vadeli yük tahmin hesaplamalarına yönelik genetik algoritmalar kullanmışlardır.

3.1.7 Bulanık Mantık

Ağırlık merkezinin bulanık mantık formunda sayısallaştırılmasını temel alan bir sistemin; kompakt set üzerindeki, bilinmeyen herhangi bir dinamik sistemi (yük) tanımlayabileceği ve ortalama sunabileceği bilinmekte olan bir husustur. Liu vd. [3], bir bulanık mantık sisteminin, büyük boyutlu verilerde benzerliklerin belirlenmesi hususunda oldukça yeterli olduğunu gözlemlemiştir. Giriş verilerindeki ($L_i - L_0$) benzerlikler, eşitlik (3.5)'de tanımlanmış olan farklı ilk-sıra farkları (V_k) ve ikinci-sıra farkları (A_k) ile tanımlanabilmektedir:

$$V_k = (L_k - L_{k-1})/T, A_k = (V_k - V_{k-1})/T \quad (3.5)$$

Burada;

V_k = İlk-sıra farkları

A_k = İkinci-sıra farkları

Bulanık mantık tabanlı tahmin hesaplama, iki aşamada çalışmaktadır: eğitim ve çevrimiçi tahmin hesaplama. Eğitim safhalarında, örnek veritabanları ile bir belirsiz kural tabanı oluşturmak için, verilerin ilk ve ikinci aşama farkları kullanılarak; 2 m-girdi, 2n-çıkı prensibine dayanan bulanık-mantık hesaplamaları tanımlanmıştır. Yeterli miktarda tanımlamadan sonra yük değişimini çevrimiçi şekilde tahmin edebilmek için bir kontrolör ile ilişkilendirilecektir. Eğer en yüksek olasılığa sahip en mümkün eşleşme örneği bulunur ise, bulanık mantık ile ağırlık merkezini sayısallaştırarak bir çıktı örneği oluşturulacaktır. Bulanık-şartlı ifadeler ile yük modellerini temsil etmek için bir çok teknik geliştirilmiştir. Hsu [3], STLFL için belirsiz-belirleme teorisini kullanan bir yetkinlik sistemi geliştirmiştir. Yetkinlik sistemi güncelleme fonksiyonunu yerine getirmek için kullanılmaktadır. Taiwan güç sisteminde Kısa Dönem Tahmin hesaplama gerçekleştirilmiş ve değerlendirilmiştir. Daha sonra, Liang ve Hsu [3]; bulanık mantık tanımlama kullanarak, tahmindeki belirsizlikleri ve girdi verilerini temsil edecek şekilde, elektrik üretimi planlama probleminin, bulanık doğrusal programlama modelini formüle edebilmiştir. Al-Anbuky vd. [3], güç bağılıklarına ilişkin tahmini ilgilendiren veri ve bilgilerin temsili değiştirilmesi ve kullanılmasına yönelik yapısal bir çerçeve sağlamak için, bulanık-mantık yaklaşımının kullanımını tartışmıştır. Büyük boyuttaki sensör verilerinin barındırılması ve işlenmesi için sinirsel ağlardan faydalanılmıştır. Srinivasan vd. [3], yüke ilişkin tahmin hesaplamalarında melez bulanık mantık tekniğinden faydalanmıştır. Bu teknik, bulanık mantık ve bulanık tanımlama teorilerinden alınan, sinirsel ağ model ve tekniklerini bir araya getirmektedir. Modeller daha sonra Dash vd. [3], tarafından geliştirilmiştir. Bu melez yaklaşım; hafta içi günleri, resmi tatiller ve resmi tatillerin öncesindeki günler için tutarlı bir tahmin ortaya koyabilmektedir.

Srinivasan vd. [3], tarafından ortaya konulan işleri temel alarak, örnekleri bulanık ("fuzzy") şekilde sınıflandırılabilmesini mümkün kılan iki belirsiz sinir ağı (NN) modeli sunmuştur. İlk ağ geçmişteki yük ve hava parametrelerinin linguistik özelliklerine yönelik üyelik değerlerini kullanmakta olup; ağ tarafından sunulan çıktı; tahmin hesaplamasına tabi olan yükün, belirsiz sınıftaki üyelik değeri olarak tanımlanmıştır. ikinci ağ ise, her türlü uzman sistemin, bir ileri-bildirimli NN olarak temsil edilebileceği hususunu taban kabul etmektedir. Mori ve Kobayashi [3]; bir doğrusal-olmayan optimizasyon STLFL modeli geliştirmek için belirsiz sonuç çıkarma modeli kullanmış, bu modelin amacını model hatalarının en aza indirilmesi olarak belirlemiştir. Optimum sonuca yönelik arayış, benzetimli yumuşatma ve "steepest descent" yöntemi ile gerçekleştirilmiştir. Dash vd. [3],

bulanık mantığı hem sinir ağları hem de yetkinlik sistemleri ile bir araya getiren, melez bir yük hesaplama şeması kullanmıştır. Bulanık yük değerleri, sinirsel ağa girdi olarak tanıtılmakta; ve ağ tarafından sunulan çıktılar, bir bulanık sonuç çıkarma mekanizması tarafından düzeltilmektedir. Ramirez-Rosando ve Domingues-Navarro [3], elektrik enerjisinin optimal planlama problemine ilişkin bir bulanık model formüle etmiştir. Bilgisayar testleri, bu yaklaşımın, sürecin yapısal belirsizliğini temsil edebilme yeteneğine sahip olduğundan, klasik belirleyici modellerden daha iyi işlediğini ortaya koymuştur.

Chow ve Tram [3] yük tahmin hesaplaması için kullanılan bilgileri bir araya getirmek amacıyla, gelecekteki elektrik yüklerinin boyut ve konumlarını tahmin eden bir bulanık mantık metodolojisi sunmuşlardır. Farklı konumlardaki yük gelişimi, otoyola olan uzaklık, elektrik direklerine olan uzaklık ve diğer masraflar gibi çoklu, kesişen faktörlere dayanmaktadır. Bu nedenle, Chow vd. [3], uzamsal yük tahmin hesaplaması için bulanık mantığı taban alan birçok amaçlı model ortaya koymuştur. Bulanık mantık yaklaşımı Senjyu vd. [3], tarafından, bir sonraki güne ilişkin tahmin hesaplaması için sunulmuş olup üç avantaj sunmaktadır. Sıralanacak olursa; doğrusal olmayan eğrilerin işlenmesi, gün türünden bağımsız olarak tahmin gerçekleştirilebilmesi ve modellenmesi zor olan durumlara ilişkin tutarlı tahminler oluşturulabilmesi hususlarıdır. Mori vd. [3], güç sistemlerinde; STLF için bir yaklaşık sonuç çıkarma modeli ortaya koymuştur. Yöntemleri, tahmin hatalarını en aza indirmek için, sonuçlandırma yapısını (yaklaşık üyelik işlevlerinin sayısı ve konumlarını) optimize etmek için; yönetimli tanımlama ile "tabu" araması gerçekleştirilmesini taban almaktadır. Wu ve Lu [10], bulanık üyelik fonksiyonlarının değerlendirilmesi için, geleneksel deneme yanılma yöntemine bir alternatif sunmuştur. Bir otomatik model tanımlama kullanılmış olup, bu tanımlamada değişkenlik, küme değerlendirmesi ve tekrarlı en küçük kareler kullanılmıştır. Mastorocostas vd. [3], bulanık model tanımlanmasında yine bir ortogonal en küçük kareler (OSL) kullanan bir iki-fazlı STLF metodolojisi uygulamıştır. Padmaku-mari vd. [3], bulanık mantığı, hem hata hem de bilgisayar zamanını düşürmekte olan bir teknik çerçevesinde, sinirsel ağlar ile bir araya getirmiştir. Srinivasan vd. [3], denetimsiz tanımlama ile, yüksek seviyede otomatikleştirilmiş bir STLF yaklaşımı çerçevesinde, üç bulanık mantık tekniğini, sinir ağlarını ve yetkin sistemleri bir araya getirmiştir.

3.1.8 Sinirsel ağlar

Sinirsel ağlar (NN) veya yapay sinirsel ağlar (ANN); eğitilebilirlikleri nedeniyle oldukça

geniş bir uygulama alanına sahiptir. Sinirsel ağlar, bir tahmin hesaplama modelinin işlevsel biçiminde, güvenilirliği sağlama potansiyeline sahiptir. Çok katmanlı algılama ağları, özgün düzenlemeli ağlar gibi birçok sinirsel ağ türü mevcuttur. Bir ağ içerisinde birçok gizli katman mevcuttur. Her bir gizli katmanda birçok nöron yer alır. Girilen veriler, ağırlıkları ile çarpılır ve net işlev adı verilen bir iç ürün numarası oluşturmak üzere, eşik değere eklenir. Ho vd. [3] tarafından, NET adı verilen işlev geliştirilmiş olup, birimin nihai çıktısı olan, y (NET) değerinin elde edilmesi için, etkinleştirme fonksiyonu olan y kullanılmaktadır.

Buradaki temel avantaj, tahmin hesaplama yöntemlerinin birçoğunun herhangi bir yük modeli gerektirmiyor olmasıdır. Ancak, eğitim genel olarak çok zaman almaktadır. Burada, tartışılan yöntem; ileri bildirimli, tamamen bağlantılı sinir ağları kullanılmasıdır. Ağ çıktıları; “ x ” giriş ve gizli birimleri çıkış birimlerine bağlamakta olan doğrusal fonksiyonlardır. Bu yüzden, doğrusal denklemler, bu çıktı ağırlıkları için çözümlendirilebilir. Eğitim verileri ile gerçekleşen her bir tekrarda, çıkış ağırlığı optimizasyon eğitim yöntemi, geleneksel bir geri yayılım kullanarak birim ağırlıklarını geliştirir ve ortak gradyan yaklaşımını kullanarak doğrusal denklemleri çözümler. Srinivasan ve Lee [3], yük tahmin hesaplamalarına ilişkin melez, bulanık, sinirsel yaklaşımları araştırmıştır. Park ve Osama [3], yük tahmin hesaplama için bir NN yaklaşımı kullanmış olup bu yaklaşımda bağlaşım yöntemlerini karşılaştırarak, sıcaklık ve yük örnekleri arasında daha esnek ilişkiler elde etmişlerdir. Bu çalışmayı daha da genişleterek, zaman serileri ile regresyon yaklaşımlarını bir araya getiren bir NN algoritması sunmuştur. Atlas vd. [3], daha önceki zamanlarda, benzeri teknikleri, diğer bağlaşım yöntemleri ile karşılaştırmıştır. Hsu ve Yang [3], aynı gün tipine sahip geçmiş olan bir çok gün için yük örneklerinin ortalamasını alarak, çalışılmakta olan günün yük örneğini hesaplamıştır (sınıflandırma için ANN kullanılmıştır). Günlük tepe yük değerini tahmin etmek için, bir ileri bildirimli çok-katmanlı sinirsel ağ tasarlanmıştır.

Peng vd. [3], ağ ağırlıklarını bulmak için kullanılacak olan yük ve sıcaklık ağırlıklarının uygun, geçmişe yönelik örneklerini tanımlamak için bir minimum mesafe ölçümü kullanmıştır. Aynı zamanda; yük ve sıcaklık girdilerini, yük tahmin çıktılarına haritalandırmak için doğrusal ve doğrusal olmayan talepleri birleştiren, geliştirilmiş bir algoritma kullanmıştır.

Bu çalışma, Peng vd. [3], tarafından ortaya konulan stratejinin bir uzantısı olup günlük

yük üzerinde uygulanmıştır. Temel fark, eğitim sınıflarının seçimi için alternatif olan yöntemde yatmaktadır. Daha sonra, Peng vd. [3], adalin adı verilen bir uyumlu doğrusal birleştiriciyi taban alarak, bir haftalık yük tahmin hesaplamaya ilişkin, sinir-ağına yönelik bir yaklaşık uygulamışlardır. Ho ve Hsu [3], Kısa Dönem Yük tahmin hesaplama için, yeni uyarlanabilir bir öğrenme algoritması ile, bir çok-katmanlı ANN tasarlamıştır. Bu algoritmada, momentum otomatik olarak eğilim sürecine uyarlanmaktadır. Lee ve Park [3], doğrusal olmayan bir yük modeli ve test edilmekte olan ANN'lere ilişkin bir çok yapı önermiştir. ANN'ye gerçekleşen girdilere, geçmişe döneme ait yük değerleri dahil olmakta olup, çıktı olarak verilen bir gün için tahmin verileri ede edilmektedir. Lee ve Park, ANN'nin, kabul edilir tutarlılık ile STLF'de başarılı şekilde kullanılabileceğini göstermiştir. Chen vd. [3] bir hafta için, havaya duyarlı olan yüklere tamamen bağlı olmayan bir ANN sunmuştur. Modelleri, haftalık yükler ve hafta sonu yükleri bir-birinden ayırabilmektedir. Lu vd. [3], ANN metodolojisinin performansını değerlendirmek için bir bilgisayar araştırması yürütmüştür.

Djukanovic vd. [3], bir denetimli/denetimsiz öğrenim konsepti ile, verilen belirli bir mevsim, gün türü ve saat için yük ve sıcaklık arasındaki tarihsel ilişkiyi kullanarak oluşturulan bir algoritma önermiştir. Bu algoritmayı, 24 saatlik bir uç zaman ile, saatlik elektrik yükünü tahmin etmek için kullanmışlardır. Papalexopoulos vd. [3] Pasifik Gazve Elektrik Kurumu'nun enerji kontrol merkezi için, ANN tabanlı bir model geliştirmiş ve devreye almıştır. Tatiller, sıcaklık dalgaları, ani soğuklar ve yükün normal modelini etkileyebilen diğer koşullar gibi modele özel etmenlere özellikle dikkat edilmiştir. Ho vd., (1992), üç-katmanlı ileri beslemeli uyarlanabilir sinirsel ağları, çoklu-katmanlar olarak genişletmiştir. Dillon vd. [3], sinirsel ağların uyarlanabilir eğitimi için bir öğrenim algoritması kullanarak, çok-katmanlı, ileri bildirimli bir sinirsel ağ önermiştir. Srinivasan vd. [3], tahmin hesaplama için, geriye yayılım ilkesini temel alan bir ANN kullanmış, ve geleneksel yöntemlerden üstünlüğünü göstermiştir. Liu vd. [3] bir ekonomik model ile bir sinirsel model arasında, Singapur'daki elektrik tüketimine ilişkin gerçekleştirilen bir vaka çalışması ile, karşılaştırma yapmıştır. Sonuçlar, geçmişe yönelik olarak iyi bir yerleşim performansı ile, kapsamlı şekilde donatılmış bir NN'nin, geleceğe yönelik olarak iyi bir tahmin hesaplama performansı sunmayabileceğini göstermiştir. Kalra vd. [3], bu tür problemleri çözmek için mevcut olan yöntemlerin NN yaklaşımlarına çevrilebileceğini göstermiştir. Azzam-ul-Asar ve McDonald [3] bir ANN'ler kümesi eğitmiş olup, bu kümeyi, bir uzman sistem oluşturmak üzere, yetkin uzman sistemler ile paralel olarak

kullanmışlardır. Aynı zamanda ANN yaklaşımının kısa-vadeli yük tahmin hesaplamaya göre etkileri araştırılmıştır ki burada, geri-yayılı kullanarak, ağlar, mevcut olan yük verileri ile eğitilmiştir. Al-Anbuky vd. [3] yük hesaplama için bulanık mantık prensibine dayanan sinirsel ağlar sunmuştur.

Dash vd. de [3], yük hesaplama için sinirsel ağlara ek olarak bulanık mantıktan faydalanmıştır.

Chen vd. [3] Taiwan'daki üç istasyonun yüküne ilişkin tahmin hesaplamalarında, denetimsel işlev tabanlı ANN tekniğini uygulamışlardır. Tahmin tutarlılığını arttırmak için; yük, sıcaklığın yanında hizmet edilen müşteriler ile de ilişkilendirilmiş olup, müşteri türleri yerel, ticari veya endüstriyel olarak sınıflandırılmıştır. Al-Fuhaid vd. [3], Kuveyt'te, STLF için bir ANN yaklaşımı çerçevesinde sıcaklık ve nemin etkilerini değerlendirmiştir. Vermaak ve Botha [11] Güney Afrika'daki kullanımın STLF'ini modellemek için bir sürerli NN önermiştir. Yükü, havadan, zamandan ve çevresel değişkenlerden etkilenen dinamik bir sistemin çıktısı olarak temsil etmek için, dahili bir doğrusal olmayan dinamik NN'den faydalanılmıştır.

McMenamin ve Monforte [3], NN-tabanlı yük tahmin hesaplamaya, ekonometri ve istatistiksel bir yaklaşım getirmiştir. NN modellerini esnek, doğrusal olmayan denklemler olarak değerlendiren McMenamin ve Monforte; parametreleri değerlendirmek için doğrusal olmayan en küçük kareler kullanmış nodül sayısını belirlemek için ise MAPE gibi basit istatistiklerden faydalanmıştır. Papadakis vd. [3], üç-adımlı, yaklaşık bir ANN yaklaşımı geliştirmiş, bu yaklaşıma, yük eğrisindeki yükselmeleri ve vadilere ilişkin tahminleri dahil etmiş, ve bu tahminleri öngörülen yükselme değerlerine göre haritalandırmıştır. Dash vd. [3], mevsimsel ve günlük değişikliklerin yanında tatil ve özel durumları da dikkate alan, belirsiz bir NN yük tahmin sistemi sunmuşlardır. Sistemi çevrimiçi olarak eğiten uyarlanabilir mekanizma, Virginia Kamu Hizmetleri'nden alınan gerçek veriler ile test edildiğinde tutarlı sonuçlar ortaya koymuştur. Tasarım ve eğitim aşamasında genetik algoritmalar içeren diğer bir uyarlanabilir NN tekniği Kung vd. [3], tarafından Taiwan güç sistemi üzerinde kullanılmıştır.

3.1.9 Bilgiye Dayalı Deneyimli Sistemler

Uzman sistemler, yapay zeka alanındaki gelişmelerin bir sonucu olarak ortaya çıkmış tekniklerdir. Bir uzman sistem; karar verme, açıklama ve yeni bilgiler ile bilgi tabanını

geliştirebilme yeteneğine sahip bir bilgisayar programıdır. Modeli oluşturmak için, bilgi mühendisi, sahadaki bir uzmandan, yük tahmin bilgilerini, uzman sistemin bilgi taban bileşeni vasıtası ile alır. Bu bilgi, bir takım faktörler ve “Eğer - O Halde” kuralları ile temsil edilmekte olup, sistem yükü ve elektrik kullanımını etkileyen şartlı faktörler arasındaki ilişkilerin tümünden oluşur. Bu kural tabanı, tahminlerin oluşturulması için günlük olarak kullanılır. Bu kurallardan bazıları zamanla değişmemekte iken, diğerlerinin devamlı şekilde güncellenmesi gerekmektedir.

Hava yükü ve ortaya çıkan günlük yük şekilleri arasındaki mantıksal ve sentetik ilişkiler, farklı yaklaşımlar için farklı kurallar geliştirmek adına derin biçimde incelenmektedir. Süreçteki tipik değişkenler; değerlendirilen mevsim, haftanın ilgili günü, sıcaklık ve bu sıcaklıktaki değişimdir. Bu yönetime ilişkin gösterimler, Rahman [3] tarafından yapılan çalışmalarda bulunabilir. Rahman ve Hazim [3] kategori ile ilgili değişkenleri önceliklendirmek için ikili karşılaştırma kullanarak, bilgi-tabanlı ve istatistiksel tekniklerin özelliklerini birleştirmektedir. Rahman ve Hazim [3], STLF için sahadan bağımsız bir uzmanlık sistemi geliştirmiştir. Bu sistem, ABD etrafındaki birçok alandan elde edilen veriler ve çeşitli hatalar ile test edilmiştir. Brown vd. [3] mevcut sistem bilgisi, yük gelişme örnekleri ve birden fazla yük gelişim senaryosu oluşturmak için yıl menzili bilgisini bir araya getirmekte olan bir bilgi-tabanlı yük tahmin yaklaşımı kullanmıştır.

Birçok melez yöntem, uzman sistemleri, yükten bağımsız yaklaşımlar ile bir araya getirmektedir. Dash vd. [3] uzman sistemler ile bulanık mantığı bir araya getirmiştir. Kim vd. [3], Kore Elektrik Kurumu'nun yükünü tahmin etmek için bir iki-adımlı yaklaşım kullanmıştır. İlk olarak, başlangıçtaki yükün tahmin edilmesi için bir ANN eğitilmekte, ardından, bir belirsiz uzmanlık sistemi, tahmin verilerini, sıcaklık değişimleri ve tatil günlerini dahil edecek şekilde değiştirmektedir. Mohamad vd. [3] Mısır'da, saatlik güç tahmin hesaplaması için uzman sistemler ile NN'lerin birleşiminden faydalanmıştır. Vatanieh vd. [3], uzman sistemin kural tabanını oluşturmak için, veri tanımlama ve değiştirmeye yönelik sinirsel ağlar kullanmışlardır.

3.1.10 Yaklaşımların Karşılaştırılması

Yük tahmin yaklaşımlarının sınıflandırılmasına ek olarak, farklı kategori ve bireysel teknikleri karşılaştırmak büyük önem taşımaktadır. Birçok sayıda araştırmacı, yük tahmin hesaplamada kullanılmakta olan yöntemlerden bazılarını deneysel olarak karşılaştırmayı denemiştir. En eski ve en kapsamlı karşılaştırmalardan birisi, Willis ve Nortcote-Green

[12] tarafından, 14 yük tahmin yöntemi üzerinde gerçekleştirilmiştir. Atlas vd. [3], regresyon modelleri ile farklı sinirsel ağ yapılarının performanslarını karşılaştırmıştır. Dash vd. de [3], bulanık sinirsel ağ-tabanlı yöntemleri karşılaştırmıştır. Sinirsel ağlar ile elektrik tüketiminin tahmin edilmesine yönelik ekonomik modeller arasındaki diğer bir karşılaştırma da Liu vd. [3] tarafından gerçekleştirilmiştir.

Girgis vd. [3], üç adet bireysel öğrenimli tahmin tekniği ile ilişkili bulunan bir saat sonrası ve bir gün sonrası tahminlerinin hesaplama hatalarını karşılaştırmak için gerçek yük değerlerini kullanmıştır. Bu teknikler: uyarlanabilir Kalman filtresi, sinirsel ağlar ve uzman sistemlerdir. Bir simülasyon çalışmasını temel alan Liu vd. [3], bulanık mantık (FL), sinirsel ağlar (NN) ve oto-regresif modelleri (AR) olmak üzere üç tekniği karşılaştırmış ve NN ile FL'nin; STLF'nin AR modellerinden çok daha üstün olduğu sonucuna varmıştır.

3.2 Ünite Tayini

Maliyet tabanlı Ünite Tayini (UC) fonksiyonu; verilen bir zaman için, termal ünitelerin çalışmalarına yönelik saatlik planları, sistem işletim maliyetlerini en aza indirmek amacıyla optimize etmeyi amaçlamaktadır. Alınan kararlar, her bir ünitenin çevrimiçi ve çevrim dışı olma zamanları ile ünitelerin ekonomik MW üretim seviyeleridir. Alınan kararların uyum göstermek zorunda olduğu kısıtlamalar, yük dengesi, eğimli rezerv ve üretim, rampa hız limitleri dahil olmak üzere ünite kısıtlamaları gibi öğeleri içermektedir. Elektrik kullanımının serbestleştirilmesi olgusunun ortaya çıkmasından sonra, Ünite Tayininin rekabetçi enerji piyasasındaki rolü, piyasa ve güvenlik gereksinimlerini karşılamak üzere genişletilmiştir. Bu yüzden UC; üretim şirketleri ve/veya sistem operatörleri için, özellikle bir gün sonrasına göre hareket eden güç piyasasında, önemli bir optimizasyon fonksiyonu haline gelmiştir. Genel olarak UC problemi, tutarlı ve etkili biçimde çözümlenmesi son derece zor olan geniş ölçekli, konveks olmayan problemler kategorisine dahildir. Günümüze kadar, programlama, dekompozisyon, doğrusal olmayan programlama, Karma Tamsayılı Doğrusal Programlama (MILP) ve metahöristik tabanlı yöntemler dahil olmak üzere UC problemlerinin çözümü için bir çok yaklaşım benimsenmiştir [1].

Ancak, bu yöntemlerden birçoğunun kullanılabilirlikleri, problemin boyutu veya hassas nitelikleri nedeniyle kısıtlı kalmış durumdadır. Kümelendirme ve çözüm tutarlılığı

gereksinimleri genel olarak sunulan yaklaşımların etkinliklerini kötü yönde etkilemektedir. Yeni, yüksek rekabet bulunan iş piyasasında kaynakların planlanması için alınan kararları desteklemek için daha etkili araçlara duyulan gereksinimlerin ışığında, geçmiş olduğumuz yıllarda MILP-tabanlı yaklaşımlar daha fazla ilgi çekmeye başlamıştır. UC problemlerine yönelik MILP tabanlı yaklaşımların avantajları şu şekilde sıralanabilir: 1) çözüm zamanı önemli derecede daha düşüktür, 2) doğrusal olmayan kısıtlamalar kolaylıkla doğrusal hale getirilebilir, 3) çözülen problem oldukça büyük olabilir ve 4) ilgili sistem kısıtlamalarının çifte değerleri, güç piyasasındaki teklif stratejilerini destekleyecek şekilde kullanılabilen faydalı fiyatlandırma bilgileri sağlayabilmektedir.

3.3 Üretim Tahmini

Gaussian Prosesi, rüzgar hızının üst ve alt sınırlamalarının hesaplanmasına yönelik yeni bir yöntemdir. CO2'nin azaltılması, 1997'deki Kyoto Protokolünden sonra amaçlanan temel hedef haline gelmiştir. Bunun sonucunda, üretim şirketleri, rüzgar enerjisi üretimi, güneş enerjisi üretimi, jeotermal enerji üretimi vb. yenilenebilir enerjiler ile yakından ilgilenmeye başlamıştır.

Avrupa ülkeleri, rüzgar gücünü olumlu şekilde geliştirmiş ve dünyadaki rüzgar gücü üretiminin %70'ini hayata geçirmeyi başarmıştır. Benzer şekilde Japonya da doğanın korunması için rüzgar gücü üretilmesi gerektiğini kabul etmektedir. Rüzgar gücü üretim şirketleri için çekici görünseler de, rüzgar hızının belirsizliği nedeniyle çıktıyı tutarlı şekilde tahmin edebilmek pek kolay değildir. Pratikte, güç üretimi çıkışının, rüzgar gücünden büyük ölçüde etkilendiği rapor edilmiştir. Diğer bir deyişle, güç sektöründe faaliyet gösterenler, belirsizliği göz önünde bulundurup, rüzgar hızı tahminlerine yatırım yapmaya başlamışlardır. Şimdiye kadar, kısa dönem rüzgar hızını tahmin etmek için bir çok yöntem geliştirilmiştir. Ancak, çok karmaşık teknikler mevcut olmamasına rağmen, rüzgar hızının tahmini; bir zaman serisinde yer alan tahmin problemi olarak ele alındığında çok daha zor hale gelir [2].

3.4 Hava Tahmini

Hava tahmini, yalnızca meteorolojideki kullanışlı değeri nedeniyle değil aynı zamanda bilimsel araştırmalarda genel olarak zamana bağlı tahmin problemlerinde önemli bir yer teşkil ettiğinden, dünya çapındaki en merak uyandıran problemlerden biridir. Her bir

bulgu; geniş çeşitliliğe sahip farklı bölgelerde, sıcaklık ve düşen yağmur miktarına ilişkin tutarlı hesaplamalar gerektiğini desteklemektedir. Uygulamalar arasında; iklim izleme, kuraklık saptama, ciddi hava faaliyetleri ve ani sel uyarıları, akarsu görüntüleme ve kontrolü gibi öğelerin yanında, rakamsal hava tahmini model başlatımı ve onaylama gelmektedir. Aynı zamanda, ekin gelişimi ve üretim gibi çeşitli zirai alanlar da, özellikle istisnai derecede yüksek veya düşük sıcaklıklarda ve yağmur seviyelerinde, hava koşullarından birinci derecede etkilenmektedir.

Ek olarak, dış sıcaklık ile elektrik güç talebinin (yük) arasındaki güçlü ilişki nedeniyle, çoğu kısa dönem yük tahmin teknikleri, yük tahmin hesaplamalarının üretilmesinde, en azından kısmen, saatlik derece değerlerini kullanabilir. Literatürde raporlandığı gibi, genel olarak kısa vadeli yük tahmin hesaplamalarının performansı, gerçek sıcaklıklar ile değerlendirilmiştir. Ancak, kısa dönem yük tahmin hesaplaması bir tesiste kullanılıyor ise, gelecekteki sıcaklıklar bilinmemekte olup bunun yerine tahminler kullanılmaktadır. Geçtiğimiz yıllarda, yapay sinir ağlarını (ANN'ler) taban alan çok sayıda akıllı hava tahmini geliştirilmiş ve performansları değerlendirilmiştir. Gelecekteki sıcaklıklar ile belirli hava koşulları üzerinde etkisi olan mevcut veriler arasındaki ilişki gibi, karmaşık doğrusal olmayan davranışları nedeniyle, ANN'ler, hava tahmininin birçok alanında gitgide daha popüler hale gelmiştir. Aynı zamanda, ANN'lerin kısa dönem yük tahmini ve zirai risk yönetimi üzerindeki önemli etkileri, bu yöntemlerin diğer tahmin problemlerine uygulanması için teşvik sağlamıştır [13].

UYGULAMA YAZILIMININ ÖZELLİKLERİ

4.1 Sistemin Amacı

DEMS sisteminin amacı; Dağıtık Enerji Kaynağı Sistemlerinin ("Decentralized Energy Supply Systems - DESS") mümkün olan en iyi şekilde yönetilmesini sağlamaktır. Bu bağlamda, "en iyi şekilde" kelimesi; sistemin tüm ilgili teknik, sözleşme bağıntılı ve çevresel kısıtlamaları gözетerek, en iyi maliyet/kar oranı ile çalışmasını ifade etmektedir.

Bir DESS sistemi, belirli bir sayıda üretim ünitesi, depolama bileşenleri, esnek ve sabit talepler ile enerji alış-veriş sözleşmeleri ve enerji akışı ile bağlantılı birincil enerji kaynaklarından oluşabilmektedir.

DEMS'in uygulama alanları; elektrik şirketleri, endüstrileri ve bağımsız güç santrallerinin (IPP) dağıtık enerji kaynağı sistemleri ve tesis yönetim şirketleridir.

DEMS sistemi, DESS bileşenleri için gerekli olan tüm olası otomasyon ekipmanları için bir alternatif olmak amacıyla geliştirilmemiştir [14].

4.2 DEMS Model Bileşenleri

Bir DESS'in bileşenleri/birimleri ve bunların enerji akış topolojisi; DEMS içerisinde aşağıdaki model bileşen sınıflarında modellenmiştir:

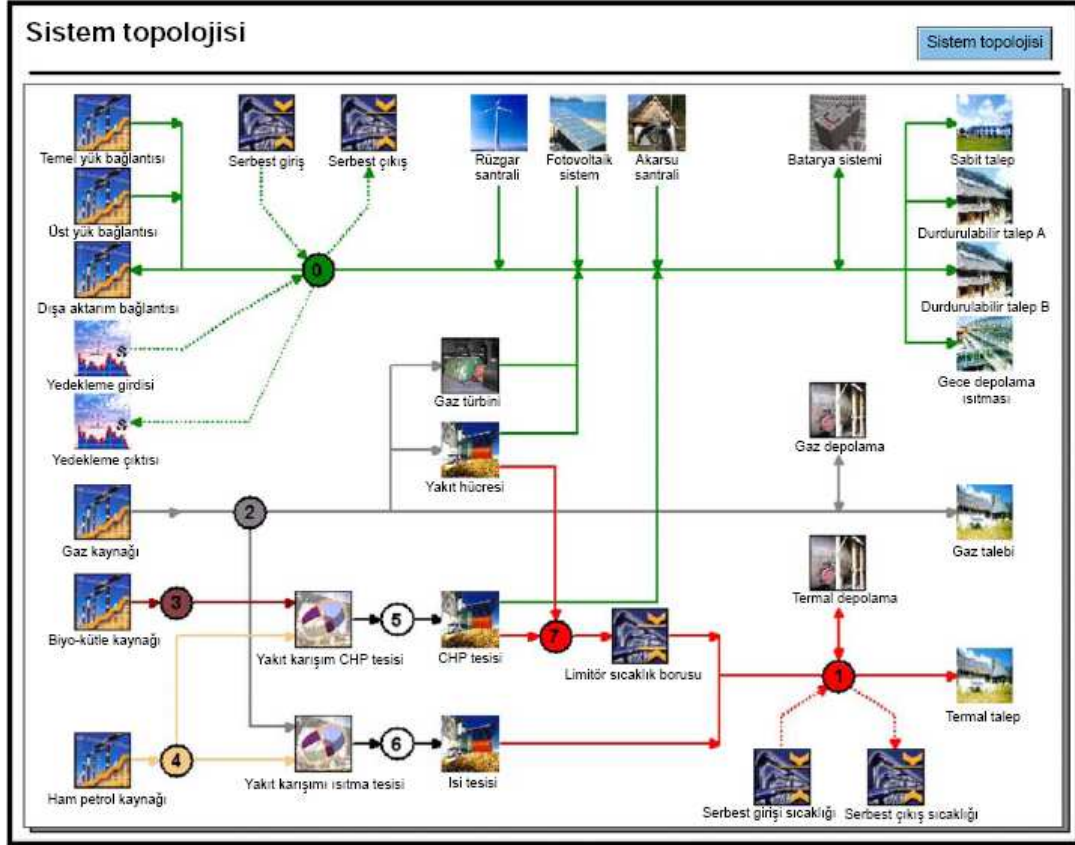
- (Elektrik) alış-veriş sözleşmeleri, elektrik piyasası teklifleri, birincil enerji sözleşmeleri ve emisyon çıkışlarının modellenmesi için "Sözleşme" kullanılır.

- Türbin, kazan, yakıt hücresi, biyo-kütle gazlaştırma, pompalar ve su elektrolizi gibi bir veya iki giriş ve bir veya iki çıkışa sahip her türlü enerji dönüştürücüsünün modellenmesi için "Dönüştürücü Ünite" kullanılır.
- Akümülatör depolarını modellemek için "Batarya Ünitesi" kullanılır.
- Örneğin; sıcak su depoları, buharlı akümülatörler, volanlar, birincil enerji depoları için "Depolama Ünitesi" kullanılır.
- Rüzgar gücü, fotovoltaik sistemler, solar termal sistemler, ufak akarsu elektrik santralleri ile jeotermal santraller gibi öğeler için "Yenilenebilir Ünite" kullanılır.
- Her durumda sağlanması gereken enerji talepleri için "Sabit Talep" kullanılır.
- Geçici olarak kapatılabilen yahut azaltılabilen, ancak vazgeçilen enerjiyi daha sonra telafi etmeyecek olan enerji talepleri için Durdurulabilir Talep kullanılmaktadır (örn. aydınlatma, fanlar).
- Geçici olarak durdurulabilen, ancak vazgeçilen enerjiyi daha sonra telafi eden enerji taleplerinin (örn. havalandırma, gece depolama ısıtması, soğuk depolama) modellenmesi için "Kontrol Edilebilir Talep" kullanılır.
- Dönüştürücülere sağlanan karışık yakıtın modellenmesi için "Karıştırma Bileşeni" kullanılır.
- İletim kayıpları, kısıtlamalar ve emisyonların modellenmesi için "Bağlama Bileşeni" kullanılır.
- Balans Nodu. Diğer model bileşenlerinin giriş ve çıkışları, belirli balans nodlarına bağlanarak, modellenen sistemin enerji akış topolojisini tanımlar.

DEMS planlama uygulamaları; olası farklı türlerden (elektrik, sıcak su, buhar, soğutma, emisyonlar, hidrojen vb.) bağımsız olarak, tüm maliyet/gelir, sınırlı bağlı enerji ve ortam akışlarını modellemektedir.

DEMS kontrol uygulamaları; tüm üretim bileşenleri, depolama bileşenleri ve sabit talepler için kontrol ve denetim olanağı sunarken; aynı zamanda mutabık kalınmış bir elektriksel enerji değişimi profilinin muhafaza edilmesini sağlar.

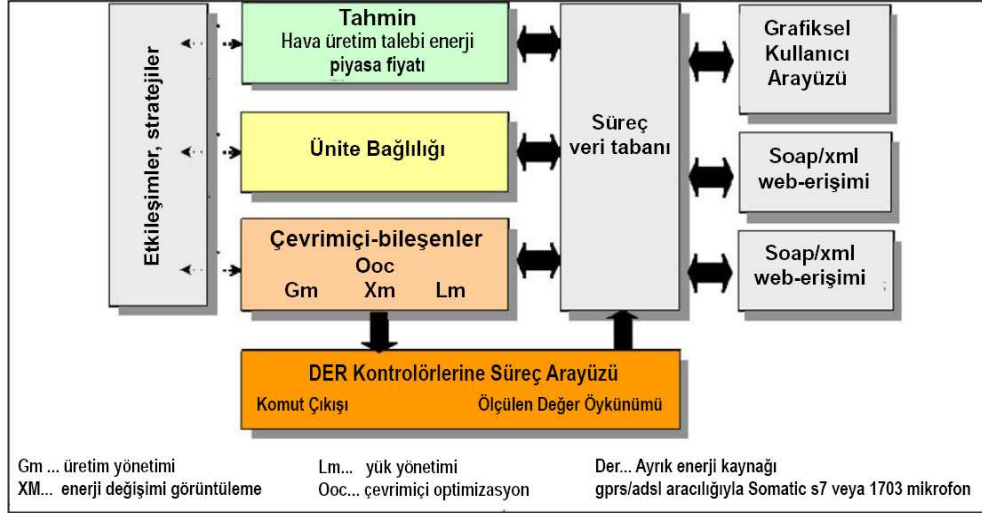
Model bileşenler kullanılarak (Şekil 4.1) ve kullanılan bileşenleri balans nodları ile (nod numarası olan dairesel şekiller) bağlayarak; bir DESS modelinin DEMS içerisine entegrasyonunu anlatan görsel yer almaktadır.



Şekil 4.1 Sistem topolojisi

4.3 DEMS Mimarisi

Şekil 4.2; DEMS'in genel mimarisini göstermektedir.



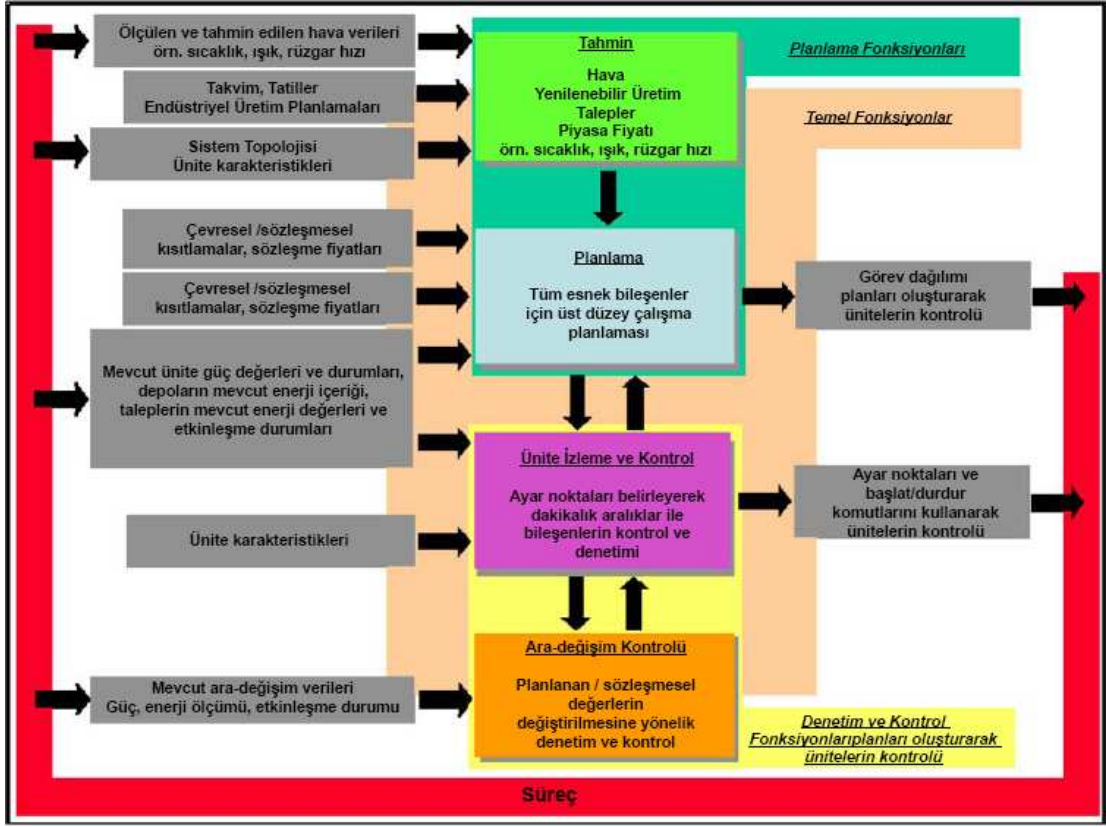
Şekil 4.2 DEMS mimarisi

Tüm DEMS fonksiyonları; süreç veri-tabanı aracılığıyla aralarında veri değişimi gerçekleştirmektedir.

Etkileşim ve stratejiler, belirli bir DEMS uygulamasının mevcut olan görevine göre değişmektedir (hangi fonksiyon hangi zamanlarda hesaplama yapacak, ne tür varlıklar modellenecek, ne tür enerji piyasalarında faaliyet gösterilecek vb.)

4.4 Fonksiyonlara Genel Bakış, Veri Akışı

Şekil 4.3’de ilgili veri akışları ile birlikte DEMS fonksiyonları gösterilmektedir:



Şekil 4.3 DEMS fonksiyonları

DEMS Sistemi'nin görevleri / fonksiyonları üç temel gruba ayrılmış durumdadır:

- Temel işlevler
 - Süreç bağlantı kapasitesi (ölçüm, durum)
 - Ölçülen veriyi işleme ve arşivleme
 - Süreç kontrol kapasitesi (ayar noktaları, komutlar)
- Planlama Fonksiyonları
 - Tahminle ilgili DEMS fonksiyonları; Hava Tahmini, Yük Tahmini, Fiyat Tahmini ve Üretim Tahminidir.
 - Planlama ile ilgili DEMS fonksiyonu Güç Ünitesi Tayinidir.
- Kontrol Fonksiyonları
 - Ünite Görüntüleme ve Kontrol ile ilgili DEMS fonksiyonları; Üretim Kontrolü ve Yük Yönetimi'dir.

- Değişim Kontrolü ile ilgili DEMS fonksiyonları; Değişim Görüntüleme ile Çevrimiçi Optimizasyon ve Koordinasyon'dur

4.5 DEMS Fonksiyonlarına Dair Açıklamalar

4.5.1 DEMS Planlama Fonksiyonları

Planlama fonksiyonlarının planlama menzili, 1 ile 7 gündür (burada 1; yaşanılmakta olan gün, yahut kalan saatleridir). Planlama fonksiyonlarının zaman çözünürlüğü; elektriksel satın alma / satış hesaplama sürecidir (15, 30 veya 60 dakika).

Planlama fonksiyonları periyodik olarak (örn. günde bir defa, yahut daha az) çalışmakta olup; manuel talep üzerine, yahut eş zamanlı biçimde tetiklemeli olarak da çalışabilmektedir.

4.5.2 Hava Tahmini

DEMS Hava Tahmin Fonksiyonu; diğer DEMS fonksiyon modülleri için girdi olarak kullanılan; hava tahmin verisini/hesaplamasını sağlamaktadır [15].

Hava Tahmin fonksiyonu; hava tahmin hizmetleri gibi harici kaynaklardan sağlanan hava tahmin verilerinin/ölçümlerinin içeri aktarımına olanak sağlamaktadır (FTP aracılığı ile ASCII veya Excel Dosyaları). Bu veriler genellikle, belirli bir tahmin menzili için (örn. 3 gün sonrası); belirli bir zaman frekansında (örn. her 3 saat için) mevcut olup, belirli bir sıklıkla güncellenmektedir (örn. günde iki defa). Bu veriler veri tabanına aktarılmadan önce; veri noktalarına, DEMS planlama fonksiyonlarının zaman çözünürlüğü uyarınca doğrusal interpolasyon uygulanır. Gerekte olan planlama menzilinin; sağlanmış olan hava tahmin verilerinin kapsamadığı günleri; hava tahmin menzilinin en son gününe ait verilen kopyalanması ile doldurulur.

DESS sahasında bir yerel hava ölçüm ekipmanı mevcut olması durumunda, harici olarak içeri aktarılan hava tahmini; harici tahmin verileri ile yerel olarak ölçülen hava verileri arasındaki farkı en aza indiren bir "parametrelenebilir hareketli ortalama düzeltme algoritması" kullanarak yerel saha ölçümlerine uyarlanır.

Ortaya çıkan nihai hava tahmin verileri, diğer DEMS planlama fonksiyonlarına girdi

olarak kullanılır.

4.5.2.1 Hava Verilerinin Ölçümü

Hava Tahmin Fonksiyonu aşağıdaki hava verilerinin ölçüm kayıtlarını tutabilir:

- Dışarıdaki sıcaklık
- Rüzgar hızı
- Rüzgar yönü
- Güneş ışıması (radyasyon)
- Hava basıncı
- Nem

Belirli bir DESS sisteminde modellenecek olan ünite/talep sayısı ve coğrafi konumlarına bağlı olmak üzere, farklı hava sahaları için farklı ölçümlere gerek duyulabilir. Örneğin:

- Rüzgar enerjisi santrallerinin Üretim Tahmini için rüzgar hızı ve rüzgar yönü
- Fotovoltaik sistemlerin Üretim Tahmini için güneş ışıma miktarı ve dışarıdaki sıcaklık
- Elektrik ve/veya Termal Talep Tahminleri için dışarıdaki sıcaklık, güneş ışığı ve nem değerleri
- Bir gaz türbininin minimum/maksimum güç kapasite bağımlılığı için hava basıncı ve dış ortam sıcaklığı

4.5.2.2 Harici Hava Verilerinin İçeri Aktarımı

Hava tahmini için temel veriler; hava tahmin enstitülerinden bir hizmet olarak edinilmelidir. Bir DEMS sisteminin operatörü; bu harici olarak ölçülen / tahmin edilen hava verilerini elde etmek için ilgili kurumlar ile iletişime geçmelidir.

Genel olarak, bu tür hava tahmin enstitüleri; belirli bir zaman aralığı (örn. günde iki

kere) ile güncellenmek suretiyle; belirli bir coğrafi çözünürlük (örn. 20x20 kilometre); belirli bir zaman çözünürlüğü (örn. saatlik) ve belirli bir geçmiş/gelecek sürecini (örneğin 168 saat öncesi; 72 saat sonrası) ihtiva eden hava veri dosyaları (geçmişe dayalı ölçülen/tahmin edilen veriler) sağlamaktadır.

Bu dosyalar DEMS sunucusunda mevcut olmalıdır. Eğer mevcut değil ise; DEMS sistemine uygun bir internet bağlantısı sağlanarak, ilgili dosyaların FTP betikleri kullanılarak sistem tarafından otomatik olarak içeri aktarımı sağlanabilir. Bu dosyalar ASCII, CSV veya Excel formatında olabilir.

İçeri aktarım fonksiyonu, harici hava bilgilerinin otomatik adaptasyonunu takip etmektedir:

- Olasılık kontrolü (minimum ve maksimum olasılık değerlerine göre) ve hata tanımlayıcı kontrolü (bazı hava enstitüleri, hatalı ölçümler durumunda, hata kodları niteliğinde tanımlanamayan değerler kullanmaktadır). Bu tür değerler için fonksiyon dahili olarak sıfır hava tahmin verisi ile bir hata bayrağı oluşturur.
- Birbirine komşu olan geçerli değerler arasında doğrusal interpolasyon ile belirlenen hata bayrağına sahip değerlerdeki verilerin temizlenmesi gerçekleşir.
- DEMS sistemi için istenilenden daha geniş zaman çözünürlüğü mevcut olması durumunda, harici hava verilerinin doğrusal interpolasyonu (örn. harici olarak temin edilen saatlik değerler 15 dakikalık dahili aralıklara dönüştürülür) gerçekleşir.
- Ölçüm birimlerinin dönüştürülmesi (örn. $\text{kJ} / \text{cm}^2 / \text{h}$ güneş ışığı için W / m^2 'ye dönüştürülür).
- Harici olarak temin edilen hava verilerin tahmin menzilinin istenilen DEMS sistem tahmin menziline (örn. 72 saat sonrasına) genişletilmesi. Eğer istenilen menzil, hava enstitüsü tarafından sağlanandan daha uzun ise, son günler için dosyada belirtilen değerler istenilen menzil tamamlanana kadar gelecek günlere kopyalanır.

Farklı hava tahmin enstitüleri tarafından sağlanan hava verilerinde, normatif ölçümler yer almadığından; içeri aktarım görevlerinin yapılandırılması sistem tesliminde bireysel

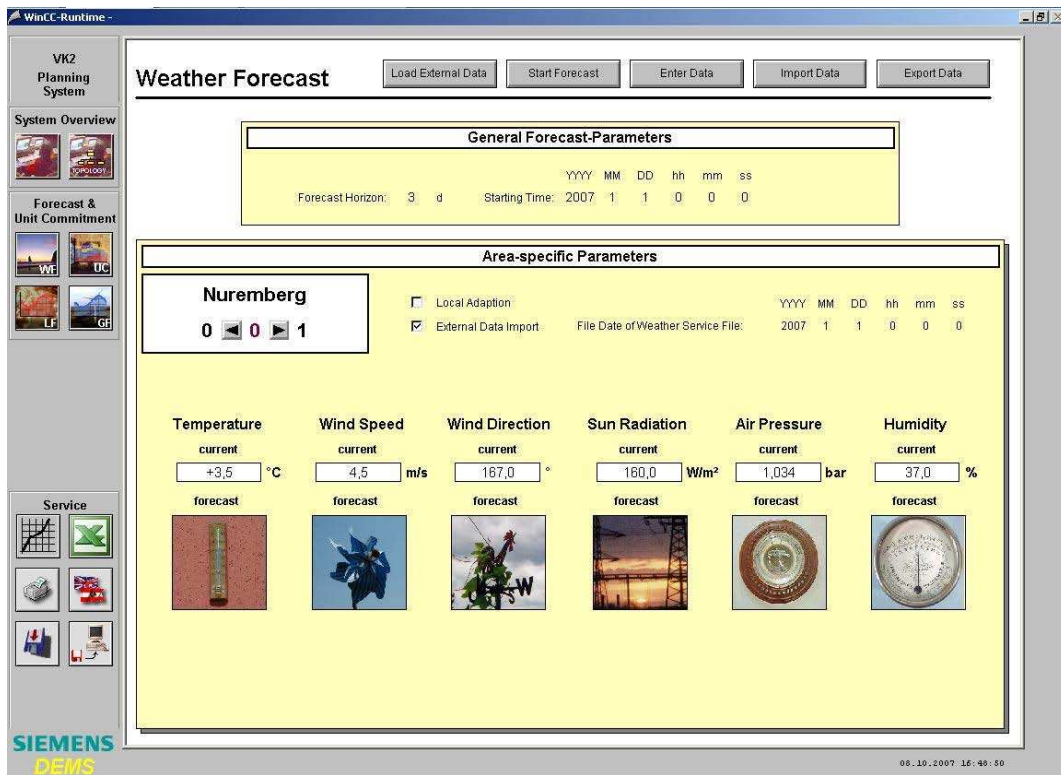
olarak yapılmalıdır.

Belirli bir hava sahası için kullanılabilir süreç veri ölçümü bulunmadığında, sisteme girilen harici hava verileri diğer DEMS fonksiyon modüllerine sunulan nihai yerel tahmin / geçmiş hava bilgisi niteliği kazanmaktadır.

Ek olarak kullanılabilir süreç tabanlı veri ölçümleri mevcut olduğunda, bir hava tahmin destekleme algoritması uygulanabilir.

4.5.2.3 Kullanıcı Arayüzü

Şekil 4.4, Hava Tahmin ana ekranını göstermektedir.



Şekil 4.4 Hava tahmin ana ekranı

Hava Tahmin fonksiyonunun ana ekranı; başlangıç zamanı ve tahmin menziline belirlenmesine olanak sağlar. Bu işlev sayesinde kullanıcılar sisteme tanımlanmış olan farklı hava sahalarını görüntüleyebilir. Kullanıcı; belirli bir hava sahasının; harici veri girişine sahip olup olmayacağına (bir hava enstitüsünden temel hava verileri girilmesi) ve yerel adaptasyon algoritmasının uygulanıp uygulanmayacağına (tüm hava süreç ölçümlerinin mevcut olması koşuluyla) karar verebilir. Buna ek olarak; en son harici

hava veri girdisinin Dosya Tarihi gösterilir.

Hava süreç ölçümlerinin mevcut olması durumunda, her hava verisi ölçümünün gerçek değerleri görüntülenebilir.

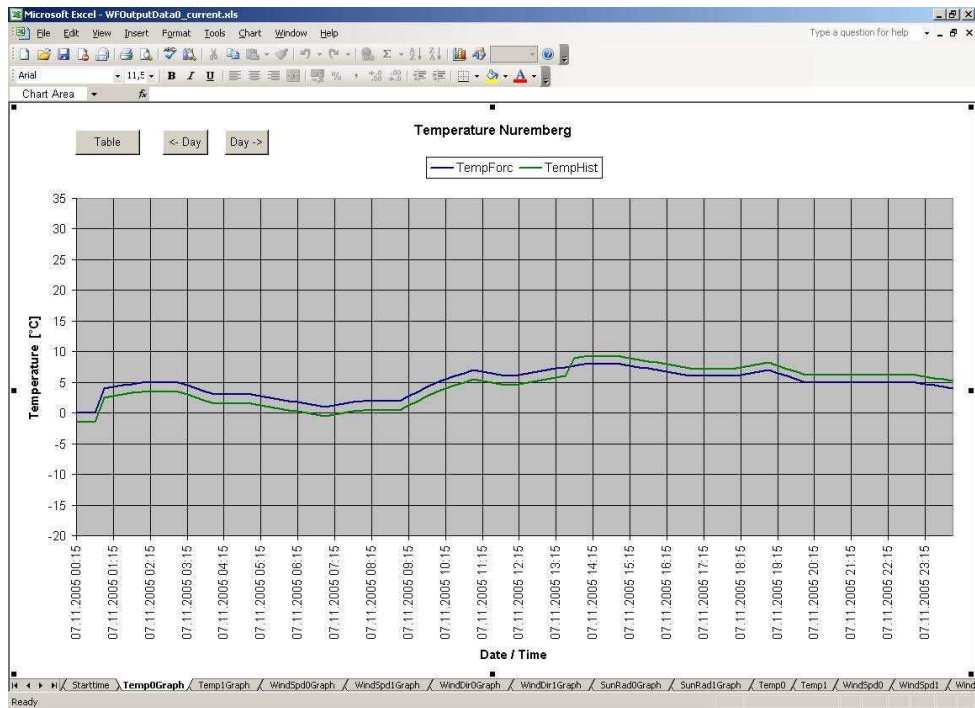
Manuel olarak harici hava bilgilerinin içeri aktarımını başlatmak; hesaplama fonksiyonunu manuel olarak başlatmak; tarihi/tahmin edilen hava veri planlarını girmek; bu bilgileri, planları ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmak ve hesaplama sonuçlarını ilgili DEMS excel dosyasına dışarı aktarmak için tuşlar mevcuttur.

Her bir hava veri ölçümü için (sıcaklık, rüzgar hızı vb) bir simge gösterilir.

İlgili simgeye tıklarken; ilgili veri noktasının eğilim eğrisi görüntülenir (eski ve tahmin edilen hava bilgileri, yerel olarak ölçülen hava bilgileri ve nihai, yerel, tahmin edilen hava bilgileri).

4.5.2.4 Hava Tahmin Hesaplaması Sonuç dosyası

Hava tahmin hesaplama sonuçları, bir excel dosyası olarak dışarı aktarılabilir. Şekil 4.5; ilgili hava sahalarının sıcaklığa bağlı sonuçları grafiksel biçimde vurgulanmıştır.



Şekil 4.5 Hava tahmin grafiksel rapor

4.5.3 Yük Tahmini

DEMS Yük Tahmini; çok sayıda yük sınıfı için öngörülebilir değerlerin hesaplanmasına olanak sağlamaktadır [16].

Gerekmekte olan temel bilgi; planlama fonksiyonlarının zaman çözünürlüğünde ölçülmüş olan geçmişe yönelik devamlı yük verileridir.

Talep davranışını; aşağıdaki etkiyel değışkenlerin bir fonksiyonu olarak açıklamak üzere bir bölümlü-doğrusal model oluşturulmaktadır.

Farklı gün türleri (resmi tatiller, ara günler) dikkate alınarak (takvim verileri).

Etkiyen değışken olarak dört adede kadar farklı hava değışkeni kullanılabilir (örn. sıcaklık, güneş ışığı, rüzgar hızı, vb.).

Ek olarak; her bir yük sınıfı; serbest kullanım amaçları için dört adet dış değışkene sahiptir (örn. endüstriyel yük sınıflarındaki üretim planları).

Girdi olarak bir trend değışkeni belirlenebilir.

Model denklem katsayıları; periyodik olarak her gün yeni ölçümler mevcut olduğunda gerçekleştirilir. Gün içerisindeki her bir zaman etiketi için (örn. bir 15-dakikalık zaman çözünürlüğünde 96 zaman etiketi) ayrı bir katsayı analizi gerçekleştirilir. Geçmişteki bir zaman yelpazesinin parametrelenmesine ilişkin analizde kullanılacak veriler, bir önceki günden başlamaktadır (0 ile 84 gün arası). Model katsayılarının hesaplanmasında kullanılan matematiksel yöntem Kalman Filtre algoritmasıdır.

Model denklemi:

$$y(t) = m(t) * c(t) + s(t) \quad (4.1)$$

Durum denklemi:

$$c(t+1) = c(t) + u(t) \quad (4.2)$$

Başlangıç:

$$c(1), P(1), r, Q \quad (4.3)$$

Analiz ($t = 1.. n$):

$$y_e(t) = m(t) * c(t) \quad (4.4)$$

$$P(t) = P(t) + Q \quad (4.5)$$

$$k(t) = (m(t) * P(t)) / ((m(t) * P(t) * mT(t)) + r) \quad (4.6)$$

$$c(t+1) = c(t) + k(t) * (y(t) - y_e(t)) \quad P(t+1) = P(t) * (E - mT(t) * k(t)) \quad (4.7)$$

Analizin sonunda hesaplanan katsayılar ile; etkiyen değişkenlerin geleceğe ilişkin (tahmini)

değerleri hesaplanır:

Tahmin ($t = n+1 .. k$):

$$y_e(t) = m(t) * c(n) \quad (4.8)$$

Burada;

$y(t)$ = Tahmin Edilecek Yük

$y_e(t)$ = Tahmini Yük

$m(t)$ = Etkiyen Değişkenlerin Vektörü

$c(t)$ = katsayıların vektörü

$s(t)$ = gürültü değişkeni (Gauss dağılımı varsayılmaktadır)

$u(t)$ = gürültü değişkeni (Gauss dağılımı varsayılmaktadır)

$r = s(t)$ 'nin değişkenliği (zamanla sabit olacağı varsayılmaktadır)

Q = matris $u(t)$ 'nin değişkenliği (zamanla sabit olacağı varsayılmaktadır)

$k(t)$ = Kalman kazanç vektörü

$P(t)$ = $c(t)$ 'nin değişkenlik matrisi

E = Birim matris

t = zaman adımı

n = analiz edilecek gün sayısı

k = tahmin edilecek gün sayısı

Analizin sonunda hesaplanan katsayılar ile; etkiyen değişkenlerin geleceğe ilişkin (tahmini)

değerleri hesaplanır:

$$\text{Tahmin (t = n+1 .. k): } y_e(t) = m(t) * c(n) \quad (4.9)$$

Model katsayılarının değişkenliğini ayrı-ayrı tanımlayarak; c(1), P(1), r, Q için başlangıç değerlerinin belirlenmesi ile tamamen dinamik, kısmen statik ve tamamen statik tahmin modelleri tanımlamak için Kalman filtresini kullanmak mümkündür [16].

DEMS açısından bakıldığında, bir yük (talep) arada herhangi bir dönüştürücü olmaksızın prensip olarak bir enerji veya son kullanımı ifade etmektedir. Bu son kullanım; doğası nedeniyle tam olarak belirlenemeyen ancak tahmin edilmesi gereken, stokastik (olasılıksal) bir değerdir. Örneğin son kullanım hava basıncı ve dönüştürücü bir kompresör cihazı ise yük; belirleyici bir fonksiyona yansımakta ve kompresör cihazına giren elektrik yüküne dönüşmektedir. Bu dönüştürme işleminde, bir optimizasyon derecesine vurgu yapılamayacağından dolayı, kompresör cihazının elektriksel yükü modellenenebilir.

Örneğin; kararsız bir hava basıncı talebini karşılamak için üç adet kompresörün çalışması ve bu modelin doğrudan ölçülebilmesi/öngörülebilmesi durumunda, kompresörlerin kontrol edilebilir olması şartı ile, üç adet kompresörü dönüştürücü olarak değerlendirmek ve Ünite Tayini fonksiyonu dahilinde optimize edilmiş çalışma modlarını hesaplamak mantıklıdır.

4.5.3.1 Gün-tipi ve takvim tanımlama

Günün mantıksal başlangıç zamanı her bir talep için ayrı parametrelenebilir. Diğer bir deyişle, belirli bir yük motifini gösteren istatistiksel açıdan mantıklı gün tipi, yalnızca 00:00 ile 24:00 arasında değil; sabah 06.00'dan bir sonraki gün sabah 06:00'ya kadar

olacak şekilde planlanabilir. Özellikle tatil günlerinin hesaba katılması açısından bu oldukça önemlidir.

Belirli bir talep davranışını izleyen normal gün-türleri, ortak bir talep modelinde gruplandırılabilir. (Örn. Salı, Çarşamba ve Perşembe, aynı gün türü olarak değerlendirilebilir.)

Tahmin edilecek tüm talepler için bir adet global takvim bilgisi mevcuttur. Takvim bilgisinin kullanımı; her bir talep için ayrı olarak "açık" veya "kapalı" ayarlayabilir.

Eğer söz konusu olan özel bir gün ise, hesaplama stratejisi;

- normal günleri hesaplayan model katsayılarının etkilenmesini engellemek için, ilgili özel günü model katsayı analizinden hariç tutmak; veya
- özel günün tahmini için taban olarak diğer başka bir normal gün tanımlamaktır.

Örnek olarak, eğer bir Salı günü tatil olur ise; kullanıcı bu Salı gününü bir Pazar günü olarak; öncesindeki Pazartesi gününü Cumartesi olarak ve sonraki Çarşamba gününü Pazartesi olarak tanımlayarak tahmin üretilmesini sağlayabilir. Ek olarak, bu üç günün her biri normal Pazartesi, Salı ve Çarşamba model katsayılarının hesaplanmasından hariç tutulacaktır.

Takvim bilgisi; 0'dan 28'e kadar uzanan tamsayı değerlerini içeren günlük arşivdir. Burada 0; normal davranışlı bir gün (bu; o gün karşılık gelen takvim tarihi dikkate alınarak belirlenir) iken; 1 ile 28 arasında bir değer; günün analizden çıkartılması ve bu güne ilişkin tahminlerin, basitçe Pazartesi (1, 8, 15, 21) - Pazar (7, 14, 21, 28) arasındaki parametreler dikkate alınarak yapılması anlamına gelir.

8 ile 28 arası kodlanmış olan özel günlere ilişkin yürütülen temel tahmin; manuel olarak tanımlanan bulgusal özel gün ölçeklendirme faktörlerinden oluşan setler uygulanarak zenginleştirilebilir (günün her bir zaman damgası için farklı çarpımsal katsayılar). Bu yöntemin ardındaki fikir; örneğin, özel bir Perşembe gününün, tatil öncesi bir gün, tatil günü, yahut tatilden bir sonraki gün olması, bu güne ilişkin yük motifini değiştirebilmektedir.

4.5.3.2 Veri Temizleme ve Aykırı Değer Saptama

Hem geçmişe yönelik (ölçülen) talep verileri, hem de geçmişe yönelik (ölçülen) hava verileri için; ilgili verilerin model katsayı analizinden kullanılmasından önce kullanılmak üzere bir veri temizleme ve aykırı değer saptama algoritması uygulanabilir. Bu algoritmanın amacı; model analiz süreçlerinin bozulmasından kaçınmak için geçersiz veya mantıksız biçimde ölçülen değerleri saptama ve mümkün olduğunca düzeltmektir.

Veri temizleme:

Kullanıcı, yukarıda tanımlanmış olan her bir girdi için, bir minimum ve maksimum değer sınırı (mantıksal sınır) belirler. Eğer ölçülen bir değer, olasılık sınırlarının dışında ise, değer geçersiz olarak işaretlenir. Bu aşamadan sonra, zaman dizgeleri, geçersiz kısımlara karşı kontrol edilir. Kullanıcı bir maksimum aralık parametresi (tahmin edilen zaman girdi içerisinde) belirleyebilir. Bu maksimum aralık ile aynı uzunlukta veya daha kısa süreli biçimde ardı ardına gelen geçersiz değerler yanlardaki geçerli değerlere doğrusal olarak eklenecek ve geçerli duruma kavuşturulacaktır.

Geçersiz değer saptama:

Kullanıcı, yukarıda açıklanmış olan her bir girdi için, bir "Değişkenlik Katsayısı" belirleyecektir. Bir gün içerisindeki her bir zaman damgası için, analiz sürecinin tüm günlerine ilişkin değerler alınır, değişkenlik faktörü ve ortaya çıkan bu zaman dizgesinin ortalama değeri hesaplanır. Eğer, değerlerden herhangi biri;

$$\text{Ortalama Değer } \pm (\text{Değişkenlik Değeri} * \text{Değişkenlik Katsayısı}) \quad (4.10)$$

formülü (4.10) ile belirlenen bant genişliğinin dışarısına çıkar ise; bu değer geçersiz sayılır ve modelin katsayı analiz sürecinde dikkate alınmaz.

4.5.3.3 Model Denklem

Talep davranışını açıklamada kullanılan model denklemin yapısı aşağıdaki gibidir:

$$D = \sum C_i * V_i \quad (4.11)$$

Çizelge 4.1 Model denklem birimleri (Fuchs, 2007)

Değişken	Açıklama	Birim
D	Talep Tahmin Değeri	kW
Ci	Etkileyen i değişkeninin model katsayısı	gerçek
Vi	Etkileyen Değişken i	tamsayı (örn. gün-tipi değişkeni, hava değişkeni, dış değişken, eğilimsel değişken)
i	Etkileyen değişken endeks sayısı	tamsayı

Burada;

D = Talep Tahmin Değeri

Ci = Etkileyen i Değişkeninin Model Katsayısı

Vi = Etkilenen Değişken

i = Etkileyen Değişken Endeks Sayısı

Bireysel model denklemi günün her bir zaman etiketi için ayrı olarak değerlendirilir. Böylelikle, gün içi özel talep davranışı göz önünde bulundurulur.

Değerlendirmeye alınan, diğer değişkenler şunlardır:

- Eğer gün tipi, analiz edilecek olan güne uyuyor (gün-tipi ve takvim tanımlamalarına göre) ise 1; aksi halde 0 olarak tanımlanırlar.
- İlgili talep için kullanılacak olan hava sahasından dört hava değişkeni (örn. sıcaklık, güneş ışığı ve rüzgar hızı gibi) alınır. Hava değişkenleri; talep model denkleminde kullanılmadan önce, bölümlü doğrusal dönüştürme uyarınca dönüştürülür.
- Serbest amaçlar için (örn. endüstriyel üretim ekipmanlarının üretim planları gibi) dört ek dış değişken.
- Bir tren değişkeni (analiz sürecinin ilk günü 1 değerinden başlayan ve her gün 1 artırılan doğrusal trend sayacı)

Hava değişkenleri, ek dış değişkenler ve eğilim değişkeninin kullanımı, isteğe bağlı

olarak kullanılır veya kullanılmaz.

4.5.3.4 Endüstriyel Üretim Ekipmanları İçin Eğim ve Denge Faktörleri

Belirli üretim makinelerin endüstriyel üretim planlamaları için Dış Değişkenler (5'den 8'e) öngörülmüştür. Temel bilgiler, makinelerin belirli bir zamanda üretim yapıp yapmamasını içermektedir. Ancak, daha büyük makineler belirli bir açılış ve kapanış davranışına sahiptir. Bu makineler için üretim yapmasalar dahi "ek talep" söz konusudur.

Bu amaçla, kullanıcı Dış Etkenlerden biri için; belirli birer pozitif ve negatif eğilim (zaman adımları olarak verilir) belirleyebilir; bu eğilimin ileri veya geri uygulanmasına dair seçim yapabilir. Bunlara ek olarak, bir gecikme zamanı tanımlanabilir. Dış Değişken; tahmin modelinde kullanılmadan önce, boole verilerinden dönüştürülür. Sıfır ile bir arasında değer alan değişken; belirli bir süreye ilişkin, devamlı bir açılış ve kapanış eğilimine ("slope") sahip olur. Aynı zamanda zaman gecikmesi de söz konusu olabilir.

Kullanıcı; belirli bir Dış Değişkenin, belirli bir değerinin, tahmin edilen talebi sıfırlanmaya zorlamasını yahut tahmin edilen talebi, belirli bir ofset değere zorlamasını sağlayabilir.

4.5.3.5 Tahmin Belirsizliği Bant Genişliği Hesaplaması

Tahmin hatalarına ilişkin Gauss dağılımının söz konusu olduğunu varsayarak, tahmin kalitesine ilişkin bir analiz gerçekleştirilir. Bu analiz, yakın geçmişteki belirli bir zaman yelpazesi için tahmin hatalarının standart sapmasını hesaplamaktadır (günün her zaman etiketi için ortaktır). Bir güven aralığı belirleyerek, temel tahmin etrafındaki tahmin belirsizliği menzili hesaplanır. Bu bilgi, DEMS Ünite Tayin fonksiyonu için şartlı yönelim hususlarında kullanılabilir.

4.5.3.6 Özel Durum: Kontrol Edilebilir Yük

Bir DEMS model bileşeni olan Kontrol Edilebilir Yük, tahmin algoritması için özel bir durumdur. Çünkü DEMS sistemi, zaman ekseninde bu talep için söz konusu olan

arzu değiştirme esnekliğini kullanacaktır. Bu yükler; kaybettikleri enerjileri daha sonra (bir "depolama davranışı" ile) telafi etmektedirler.

Örneğin, soğuk hava depolamaları ve elektrikli sıcak su ısıtıcıları bu tipte birimlerdir. Temel modelleme varsayımına göre, her günün toplam tahmin edilen enerji talebinin karşılanmalıdır. Ancak, gç sağlama planı, zamanla esnekleştirilebilir (belirli sınırlar içerisinde).

Böylelikle, Kontrol Edilebilir Yük için, yük tahmini DEMS planlamasındaki (15, 30 veya 60 dakika) zaman eksenine değil günlük enerji talebi değerlerine uygulanmaktadır.

Sonuç olarak, tahmin modelinde kullanılan hava değişkenleri için, günlük ortalamalar otomatik olarak hesaplanarak devralınır. Dış değişkenler doğrudan ortalama değerler olarak öngörülmektedir.

Diğer tüm istatistiksel tahmin mekanizmaları, ykarıda açıklandığı şekilde uygulanmaktadır.

4.5.3.7 nemsiz Tahminler

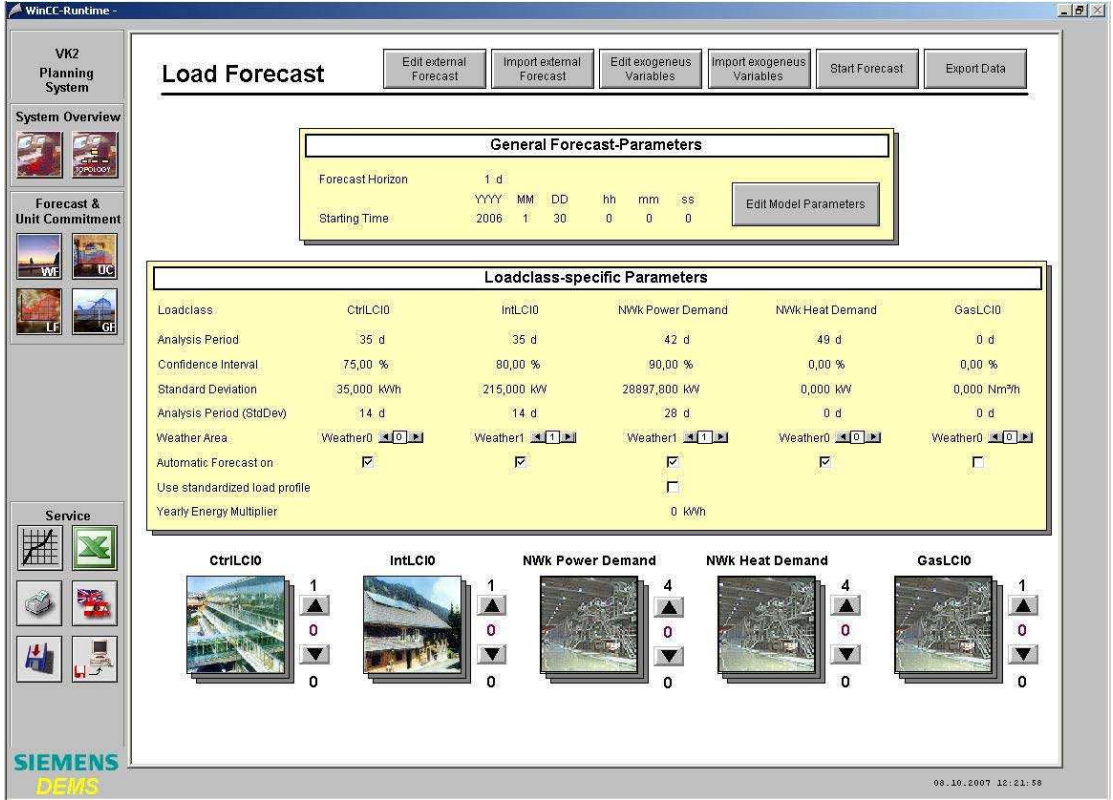
Eğer "nemsiz Tahmin" seçeneği seçilir ise, tahmin edilen talep planı; bir önceki haftanın ilgili gününün bir kopyası olarak hesaplanmaktadır. Bu seçenek, oldukça karmaşık yük profilleri olan talepler için kullanışlı olabilir (bu tür taleplerde statik model, bir önemsiz tahminden daha başarılı sonuçlar ortaya koyamamaktadır).

4.5.3.8 Kullanıcı Ara Yüzü

Yük Tahmini fonksiyonunun kullanıcı ara yüzü; tahmin bilgisi üretilecek her bir talep için tüm üretim tahmini parametrelerinin belirlenmesine, fonksiyonun manuel biçimde (belirli bir başlangıç zamanında ve tahmin menzili çerçevesinde) başlatılmasına ve hesaplama sonuçlarının görüntülenmesine olanak sağlamaktadır.

4.5.3.9 Yük Tahmin Ana Ekranı

Aşağıdaki şekil, Yük Tahmin ana ekranını göstermektedir.



Şekil 4.6 Yük tahmin ana ekranı

Yük Tahmin fonksiyonunun ana ekranı (Şekil 4.6); başlangıç zamanı ve hesaplama menzilinin belirlenmesine olanak sağlar. Kullanıcının, tahmin yöntemini tanımlamasına ve tahmin verileri sağlanacak her bir talep için İstatistiksel Tahmin ayarlarını (örn. Standart Sapma Hesaplaması için Analiz Süreci, Güven Aralığı ve Hava Sahası) değiştirmesine olanak sağlar.

Hava tahmin fonksiyonunu manuel olarak başlatmak, dış değişkenlik değeri ve Takvim verileri girmek, bu verileri ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmak; manuel tahmin planları girmek, bu planları ilgili DEMS dosyasından içeri aktarmak ve hesaplama sonuçlarını ilgili DEMS excel dosyasına dışarı aktarmak için tuşlar mevcuttur.

Buna ek olarak, her bir talep sınıfı için (Kontrol Edilebilir Yükler; Durdurulabilir Yükler; Sabit elektriksel, termal ve gaz bağımlı yükler) ilgili talep durumunun seçilmesi için kullanılan tuşlar bulunmaktadır.

İlgili simgeye tıklayarak, ilgili taleplere ilişkin ayrıntılar görüntülenebilir.

4.5.3.10 Talep Ayrıntı Ekranı

Şekil 4.7 örnek olarak bir sabit güç talebi durumunda, Yük Tahmini fonksiyonunun ilgili talebe ilişkin ayrıntılarını göstermektedir.

Kullanıcının; İstatistiksel Yöntem Tahmini parametrelerinin temel ayarlarını değiştirmesine, Dış Değişkenler ve Takvim bilgileri girmesine, bu bilgileri ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmasına, manuel tahmin planları girmesine ve bu planlara ilişkin bilgileri ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmasına ve talebe ilişkin hesaplanan tahmin planlamasını, bir trend ekranında görüntülemesine olanak sağlamaktadır.

The screenshot displays the 'NWk Power Demand' software window. At the top, there are two tabs: 'Forecast' (selected) and 'Planning'. Below the tabs, a central dialog box titled 'Loadclass-specific Parameters' is open. This dialog box contains the following parameters and values:

Loadclass-specific Parameters	
Analysis Period	42 d
Confidence Interval	90,00 %
Standard Deviation	28897,800 kW
Analysis Period (StdDev)	28 d
Automatic Forecast on	☒
Use standardized load profile	☐
Yearly Energy Multiplier	0 kWh

Below the dialog box, there are five buttons: 'Enter External Forecast', 'Import External Forecast', 'Enter Exogenous Variables', 'Import Exogenous Variables', and 'Schedule'.

Şekil 4.7 Sabit talep tahmini ayrıntı ekranı

4.5.3.11 İstatistiksel Yöntem Tahmini Parametre Dosyası

Şekil 4.8 örnek olarak bir İstatistiksel Yöntem Tahmini parametre dosyasının, sabit elektrik talebi sayfasını göstermektedir. Bu sayfalar, İstatistiksel Tahmin için ek parametrelerin belirlenmesinde kullanılır (örneğin; "Gün-Tipi" gruplandırma, hava ve dış değişkenlerin kullanımı vb).

Microsoft Excel - LFPAr0.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window WinCC Help

Type a question for help

Arial 12 B I U % 75%

G5 10

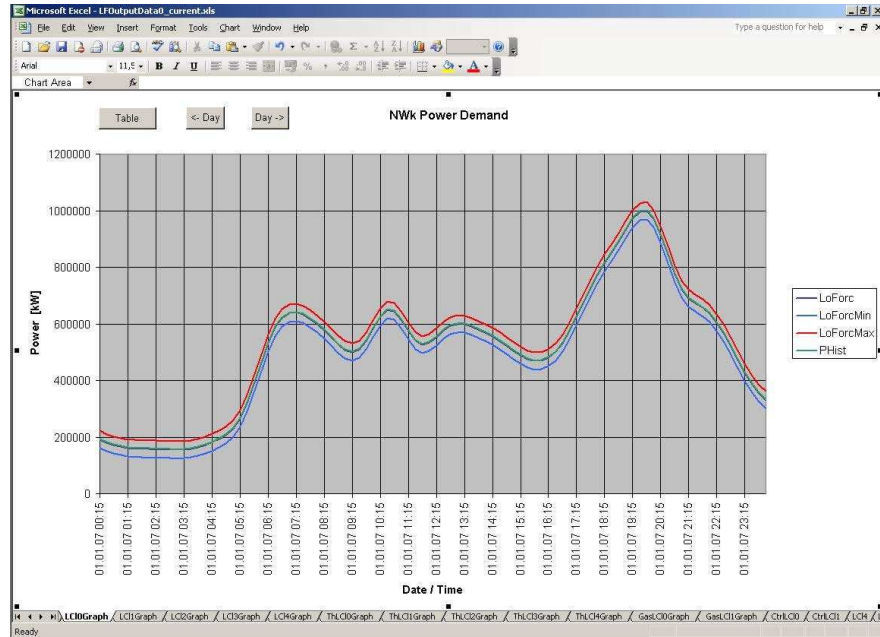
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	NWk Power Demand															
2																
3	TrnForc	0	Do Sigma Bandwidth Check			1	Change Day Type		Forecast StartHour							
4	UseCalendar	1	Sigma Multiplier for Series			3			5							
5	UseExoV1	1	Sigma Multiplier for ExoV1			10	Mo		1							
6	UseExoV2	0	Sigma Multiplier for ExoV2			10	Tu		2							
7	UseExoV3	0	Sigma Multiplier for ExoV3			10	We		3							
8	UseExoV4	0	Sigma Multiplier for ExoV4			10	Th		4							
9	UseExoV5	0	Sigma Multiplier for ExoV5			10	Fr		5							
10	UseExoV6	0	Sigma Multiplier for ExoV6			10	Sa		6							
11	UseExoV7	0	Sigma Multiplier for ExoV7			10	Su		7							
12	UseExoV8	0	Sigma Multiplier for ExoV8			10										
13	UseTrend	0														
14																
15																
16	coef_init	00:15	00:30	00:45	01:00	01:15	01:30	01:45	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45
17	DayType 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	DayType 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	DayType 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	DayType 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	DayType 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	DayType 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	DayType 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	ExoV1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	notUsed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33																
34																
35	covar_init	DayType 1	var_init		DayType 1	r_init		1	Hist		ExoV5		ExoV6		ExoV7	
36	DayType 1	1000000	DayType 1		0			pos slope		value	tofrom	value	tofrom	value	tofrom	v
37	DayType 2	1000000	DayType 2		0			neg slope		0	0	0	0	0	0	0
38	DayType 3	1000000	DayType 3		0			dead time		0	0	0	0	0	0	0
39	DayType 4	1000000	DayType 4		0											

Ready

Şekil 4.8 Yük tahmin dosyasının sabit talep sayfası

4.5.3.12 Yük Tahmin Hesaplaması Sonuç Dosyası

Tahmin hesaplama sonuçları, bir excel dosyası olarak dışarı aktarılabilir. Şekil 4.9 ise bir sabit talebin grafiksel sonuç sayfası olarak çıktısını göstermektedir.



Şekil 4.9 Yük tahmini dosyasının grafiksel sabit talep sayfası

4.5.4 Üretim Tahmini

DEMS üretim tahmini; tahmin edilen hava koşullarına bağlı olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının tahmini üretimini hesaplamaktadır [17].

Tahmin algoritması; iki hava değişkeninin, beklenen güç üretimine, belirli bir dönüştürme matrisi uyarınca bölümsel ve doğrusal olarak dönüştürülmesini temel almaktadır (örn. rüzgar gücü üniteleri için rüzgar hızı ve rüzgar yönü, fotovoltaik sistemler için ışık yoğunluğu ve ortam sıcaklığı vb).

Dönüştürme matrisi, ünitenin teknik belirtilmelerine göre parametrelenebilir ve/veya nöral ağ algoritmaları uygulayarak geçmişe yönelik güç ve hava ölçümleri bazında hesaplanabilir (bir çevrim dışı analiz aşaması ile).

4.5.4.1 Hava Bağıntılı Tahmin

Hava bağıntılı tahmin yöntemi genel olarak; geçmişe yönelik ölçülen verilerin yanında, tahmin fonksiyonunun zaman ekseninde hava tahmin verilerinin de mevcut olduğu rüzgar enerjisi santralleri veya fotovoltaik sistemlerde uygulanmaktadır.

Rüzgar gücü üretimi için en önemli hava verileri; rüzgar hızı (birincil hava değişkeni) ve rüzgar yönüdür (ikincil hava değişkeni).

Fotovoltaik sistemler için ön önemli hava verileri güneş ışığı (birincil hava değişkeni) ve ortam sıcaklığıdır (ikincil hava değişkeni).

Bu ölçüde; tahmin edilen hava verilerinin zaman dizgesi temel alınarak; güç üretimine yönelik tahmin edilen verilerin zaman çizelgesi hesaplanmaktadır.

4.5.4.2 Tahmin Algoritması

Tahmin algoritması (4.12) eşitliğinde görülmektedir:

$$G_i = T (W_{1i} , W_{2i}) \quad (4.12)$$

Burada;

G = Güç Üretimi Tahmin Değeri

T = Transfer Karakteristiği (matris olarak verilir)

W1, W2 = Tahmin edilen birincil ve ikincil hava değişkeni

i = zaman endeksi'ni temsil eder.

Transfer karakteristiği matrisi aşağıdaki şekilde yorumlanır:

- İlk kolon; havayı etkilemekte olan birincil değişken değerleri; hava verilerinin değerlerini; en düşükten en yükseğe doğru olasılıklarına göre sıralandırarak; istenilen çözünürlükte (örn. rüzgar hızı) göstermektedir.
- İlk satır; havayı etkilemekte olan ikincil değişken değerleri; hava verilerinin değerlerini; en düşükten en yükseğe doğru olasılıklarına göre sıralandırarak; istenilen çözünürlükte (örn. rüzgar yönü) göstermektedir.
- İç matris bileşenleri; verilen kolon ve satır endeksinin birincil ve ikincil değişken hava değerlerine karşılık gelen; tahmini üretilecek enerji değerlerine sahiptir.
- Pratikte, istenilen hava değişkeni çözümleyen, üç-boyutlu bir eğri (iki hava değişkeninin bir fonksiyonu olarak güç çıktısı) hesaplanmış olur.
- Matriste bulunan hava bilgisi noktalarının değerleri arasındaki değişken hava değerleri için güç çıktısı değeri; bir iki-boyutlu doğrusal interpolasyon olarak hesaplanır.
- Maksimum / minimum matris hava bilgisi noktalarından daha yüksek / düşük değişken hava değerleri için; maksimum / minimum hava matris bilgisi noktalarının güç değerleri esas alınır.

Geçmişte ölçülen güç çıktısı ve hava bilgilerinin mevcut olması durumunda, örneğin bir pivot tablo analizi ile (manuel olarak) fonksiyon ölçülendirmesi için transfer karakteristiği matrisi oluşturulabilir. Bu yöntemin başlıca avantajı şudur:

Hava tahmin hizmetleri tarafından sunulan hava tahmin ve ölçüm verileri genellikle belirli yan koşullar çerçevesinde, belli bir coğrafi tahmin grid-noktası için verilmektedir (örn. yerden 10 metre yüksekte rüzgar hızı). Bu değerleri ekipmanın gerçek coğrafi konumuna göre (örneğin bir rüzgar türbin rotorunun yerden gerçek yüksekliği) yeniden

ölçeklendirmek için; farklı coğrafi yönelimlerde, yüzeyin farklı sertliğe sahip olması gibi yerel etkilerin dikkate alınması gerekecektir. Bu yeniden ölçeklendirme; gerçek ölçümlerden türetilen karakteristik matrisine tamamen dahil edilecektir.

Geçmişe yönelik herhangi bir verinin mevcut olmaması durumunda (örn. yeni inşa edilen bir üretim sahası için); öncelikle ekipman üreticisinin vermiş olduğu karakteristikler kullanılabilir.

4.5.4.3 Tahmin Belirsizliği Bant-genişliği Hesaplaması

Her bir üretim tahmini ögesi için; bir belirsizlik bant-genişliği hesaplaması uygulanabilir.

Kullanıcı, bu hesaplama için belirli bir Analiz Süreci (geçmişe doğru, gün olarak) kararlaştırır. Parametreler ile gösterilen yakın geçmişteki bu zaman yelpazesi için; fonksiyon, ölçülen ve tahmin edilen birincil hava değişkenini (üretim tahmininin tutarlılığında en yüksek etkisi olan değişken, birincil değişken olduğundan) karşılaştırır.

Birincil hava değişkeninde bir Gaus-dağılımlı tahmin hatası mevcut olacağından yola çıkılarak, tahmindeki hatanın bağıl standart sapması hesaplanır.

4.5.4.4 Alt-ünite Ölçeklendirme Sayısı

Her üretim tahmin ögesi için; kullanıcının alt-ünite belirlemesine olanak sağlayan bir parametre bulunur.

Bu parametre, örneğin 7 adet özdeş rüzgar türbini bulunan bir rüzgar parkını, DEMS'te tek bir ünite olarak modelleme için kullanılabilir. Bu durumda, transfer karakteristiği matrisi tek bir türbin ile ilişkilendirilmiş olacak ve o türbin için ortaya çıkan üretim tahmini basit şekilde rüzgar parkındaki alt-ünite sayısı ile çarpılacaktır.

4.5.4.5 Önemsiz Tahminler

İki farklı önemsiz tahmin seçeneği mevcuttur:

- Bir gün öncesinin üretim profilinin alınması. Bu seçenek, örneğin herhangi bir hava verisinin bulunmadığı güneş panelleri için kullanışlı olabilir.

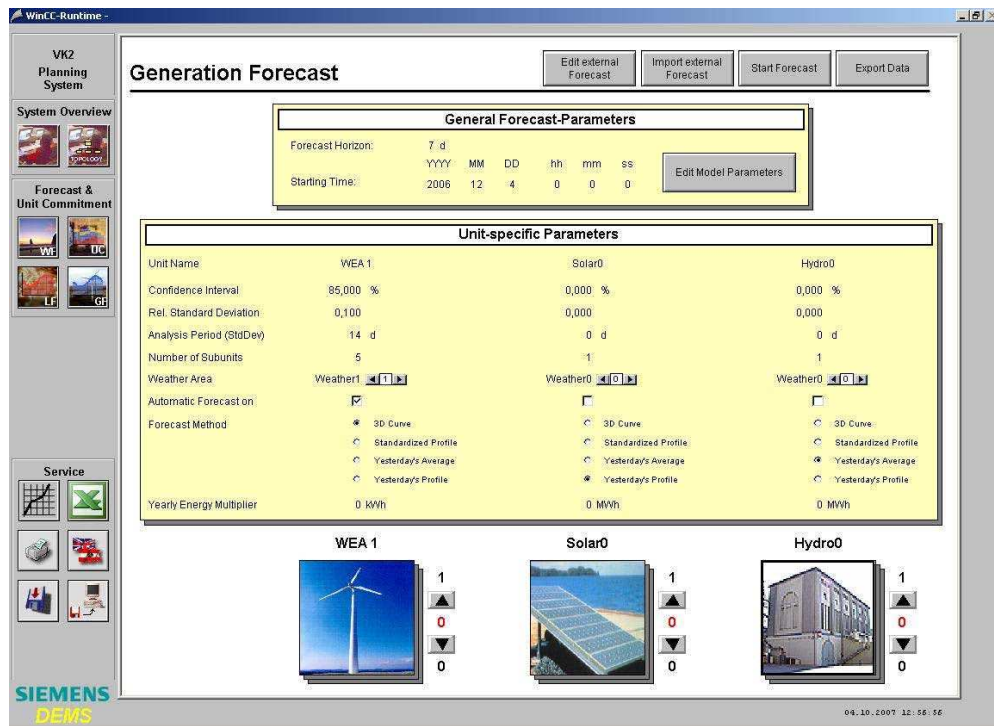
- Bir gün öncesinin üretim profilinden yararlanmak. Bu seçenek, bir içeri-akış hesaplamasının fazla karmaşık ve maliyetli olduğu ufak hidroelektrik santralleri gibi tesisler için kullanışlıdır.

4.5.4.6 Kullanıcı Ara Yüzü

Üretim Tahmini fonksiyonunun kullanıcı ara yüzü; tahmin bilgisi üretilecek her bir yenilenebilir üretim için tüm üretim tahmini parametrelerinin belirlenmesine, fonksiyonun manuel biçimde (belirli bir başlangıç zamanında ve tahmin menzili çerçevesinde) başlatılmasına ve hesaplama sonuçlarının görüntülenmesine olanak sağlamaktadır.

4.5.4.7 Üretim Tahmini Ana Ekranı

Şekil 4.10 Üretim Tahmin ana ekranını göstermektedir.



Şekil 4.10 Üretim tahmini ana ekranı

Üretim Tahmin fonksiyonunun ana ekranı; başlangıç zamanı ve hesaplama menzilinin belirlenmesine olanak sağlar. Kullanıcının, tahmin yöntemini tanımlamasına ve tahmin verileri sağlanacak her bir ünite için hava-bağıntılı tahmin ayarlarını (örn. Standart

Sapma Hesaplaması için Analiz Süreci, Güven Aralığı ve Hava Sahası) değiştirmesine olanak sağlar.

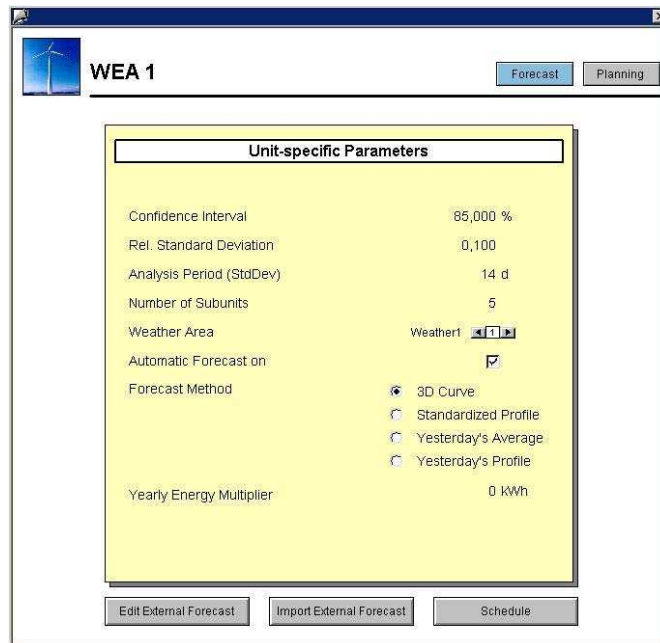
Tahmin hesaplamasını manuel olarak başlatmak; tahmin planları girmek ve ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmak ile; hesaplama sonuçlarının ilgili DEMS excel dosyasına çıktısını almak için tuşlar bulunmaktadır.

Ek olarak, her bir yenilenebilir üretim sınıfı (Rüzgar Ünitesi; Solar Ünite ve Hidro Ünite) için; ilgili yenilenebilir üretim durumunu seçmek için; üzerinde simgeler (kullanıcı tanımlı cisim adları ile gösterilen) bulunan tuşlar mevcuttur. İlgili simgeye tıklayarak, ilgili yenilenebilir üretim ünitesine ilişkin ayrıntılar görüntülenebilir.

4.5.4.8 Yenilenebilir Üretim Ünitesi Ayrıntı Ekranı

Şekil 4.11 bir rüzgar ünitesinin Üretim Tahmini fonksiyonu ile ilgili ayrıntılarını göstermektedir.

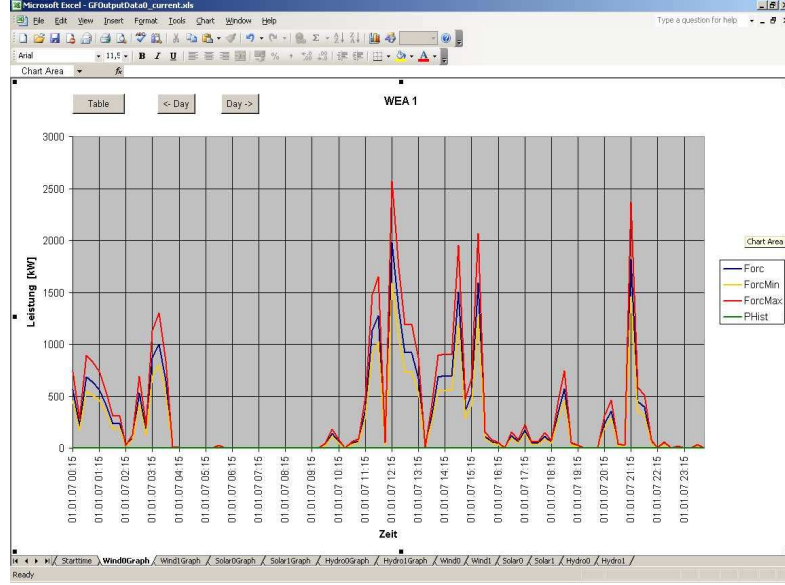
Bu ekran kullanıcının hava-bağıntılı tahmin parametreleri için temel ayarlarını değiştirmesine, manuel tahmin planları girmesine ve ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmasına olanak sağlamaktadır. Buna ek olarak, ünitenin hesaplanan tahmin çizelgesi; bir eğilim eğrisi ile görüntülenebilir.



Şekil 4.11 Rüzgar ünitesi ayrıntı ekranı

4.5.4.9 Üretim Tahmin Hesaplaması Sonuç Dosyası

Tahmin hesaplama sonuçları, bir excel dosyası olarak dışarı aktarılabilir. Şekil 4.12’de ise bir rüzgar ünitesinin grafiksel sonuç sayfası ön planda vurgulanmıştır.



Şekil 4.12 Rüzgar ünitesi grafik sayfası

4.5.5 Ünite Tayini

DEMS Ünite Tayini fonksiyonu; sözleşmeler, üretim üniteleri, depolar ve esnek talepler gibi tüm esnek birimler için, optimize edilmiş görev dağılım planları hesaplamaktadır. Fonksiyonun amacı, gelir ile gider arasındaki fark, yani kâr sağlamaktır. Planlama sırasında, model bileşenlere dair parametreler ve topolojik bağlantıları hesap edilmektedir ki burada finansal ilgilerin yanında teknik, DESS sisteminin çevresel ve sözleşmesel parametre ve kısıtlamaları tanımlanmıştır [18].

Optimizasyon algoritması olarak, Karma Tamsayı Doğrusal Programlama (Mixed Integer Linear Programming) kullanılmaktadır. Doğrusal olmayan model bileşen parametrelerinin tanımlanması, bölümsel şekilde doğrusal olarak gerçekleştirildiğinden, optimizasyon problemi aşağıdaki yapıya sahiptir:

$$Z = \sum \sum (a_{i,j} * f(X_{i,j}) + b_{i,j} * D_{i,j}) \quad (4.13)$$

yan koşullar ile birlikte;

$$\sum \sum (c_{j,j} * g(X_{j,j}) + d_{j,j} * D_{j,j} + e_{j,j}) \leq 0 \quad (4.14)$$

Z = amaçlanan fonksiyon

a, b, c, d, e = katsayılar

X = optimize edilebilir sürerli değişken

$f(X), g(X)$ = isteğe bağlı fonksiyonlar (belirli çözünürlük ile bölümlü doğrusallaştırma)

D = optimize edilebilir katsayı karar değişkeni

i = model bileşen endeksi

j = zaman adım endeksi

Bu doğrultuda, amaçlanan fonksiyon ($\text{Gelir} = \text{Kâr} - \text{Maliyet}$) ki bu fonksiyon tüm model bileşenlerin sorumluluk durumlarına ve görev dağılımı planlarına bağlıdır ve maksimuma doğru hareket etmelidir.

Yan koşullar, izin verilen çözüm alanını kısıtlamaktadır. Olası yan koşullar arasında; ünitelerin mevcudiyet durumu, her bir topolojik nodun güç balans denklemi, ünitelerin minimum ve maksimum güç üretimleri, ünitelerdeki maksimum güç artışları, birincil enerjinin kullanılabilirliği, depolama cihazlarının maksimum ve minimum enerji içeriği ile izin verilen maksimum emisyon değerleri gösterilebilir.

Yapıları gereği, bu tür algoritmalar; ortaya çıkan görev dağılımı planlarının; hesaplama menzilinin tüm adımları için tüm yan koşulları (Örn. enerji dengesi, depolama kapasiteleri, maksimum güç kısıtlamaları, vb.) yerine getirdiğinden emin olunmasını sağlar.

Tüm yan koşulları yerine getiren bir çözümün mümkün olmaması durumunda, DEMS modeli, belirsiz maliyete sahip serbest bileşenler ekleyerek tüm yan koşulları sağlayan bir çözüm elde edilmesini sağlar ve sonuçta ortaya çıkan dengesizlikleri / kısıtlama ihmallerini, serbest planlar olarak gösterir.

4.5.5.1 Model Bileşen Tür ve Parametreleri

Bu bölümde, mevcut olan model bileşen türleri, ilgili model bileşen parametreleri ile listelenmiştir. Bu model bileşen parametreleri, model bileşen seviyesinde, planlama

probleminin kısıtlama koşulları ile amaçlanan fonksiyon terimlerini tanımlamaktadır.

Birbirinden ayrılması gereken üç farklı parametre mevcuttur:

Statik parametreler; zamana göre değişiklik göstermemekte olup, sahip oldukları değerler planlama hesap menziline tüm zaman adımları için aynıdır (örn. belirli bir ekipman için arıza giderme süresi). Bu parametreler kullanıcı tarafından değiştirilebilir veya diğer sistemler tarafından kullanılabilir (örn. ekipman bozulmasını değerlendirmek için). Ancak, planlama işlemlerinde, belirli bir hesaplamanın tüm zaman adımları için sabit kalırlar.

Transfer karakteristikleri; giriş gücü ile çıkış gücü arasındaki ilişkinin tanımlanması için kullanılmaktadır. Bu çalışma eğilimleri; statik parametre değerleri üzerinden farklı bölümlerin tanımlanması ile bölümlü doğrusal ilişkiler olarak belirlenir.

Zamana bağlı parametreler; zamana bağlı olarak değişiklik göstermekte olup; değerleri hesaplama menziline her bir zaman adımı (15, 30, veya 60 dakika) için farklı olabilmektedir (örn. bir güç girişi sözleşmesinin enerji fiyatı). Ek olarak, günlük entegral değerleri olarak verilen, zamana bağlı parametreler olarak mevcuttur (örn. birincil enerji kısıtlamaları).

4.5.5.2 Kojenerasyon Ünitesi

Bir veya iki giriş ve bir veya iki çıkışa sahip "dönüştürücülerin" modellenmesi için, bileşen tipi olarak "Kojenerasyon Ünitesi" kullanılmaktadır

Örneğin:

- Bir veya iki serbestlik derecesine sahip Kombine Güç Santralleri ("Combined Heat and Power Plant" - CHP): örneğin buhar türbinleri, yakıt hücreleri, gaz türbinleri (ısı dönüşüm kazanı ve yardımcı ateşleme ile)
- Soğutma kulesi, hava kompresörleri, ters-ozmos ünitesi (su arıtması için), su elektrolizleri



Şekil 4.13 Kojenerasyon ünitesi

Şekil 4.13’de; Çıkış 1; elektrik çıkışı olarak tarif edilmekte olup, Çıkış 2; bir termal çıkış olarak yer almaktadır. Giriş a ve b ise farklı yakıt girişleridir. Ortak üretim ünitesi olarak "dönüştürücü" kullanımı gösterilmektedir.

4.5.5.3 Üretim Ünitesi

Örneğin jeneratörlerin (elektriksel üretim ünitesi - güç ünitesi) veya kazanların (termal üretim ünitesi, ısıtma ünitesi) modellenmesi gibi işlemler için bileşen türü olarak Üretim Ünitesi (Şekil 4.14) kullanılır.



Şekil 4.14 Üretim ünitesi

Üretim ünitesi; ortak üretim ünitesinin; yalnızca bir giriş ve bir çıkışa sahip olan, basitleştirilmiş halidir.

4.5.5.4 Yenilenebilir Üretim Ünitesi

Rüzgar gücü santraller, fotovoltaik tesisler ve güneş enerjisi sistemleri gibi hava durumuna bağlı yenilenebilir üretici üniteler için bileşen türü olarak Yenilenebilir Üretim Ünitesi kullanılmaktadır.



Şekil 4.15 Yenilenebilir üretim ünitesi

Yenilenebilir ünitenin güç çıkış kapasite tahmini (tam kullanım durumunda) DEMS'in Üretim Fonksiyonu tarafından hesaplanır.

4.5.5.5 Batarya Ünitesi

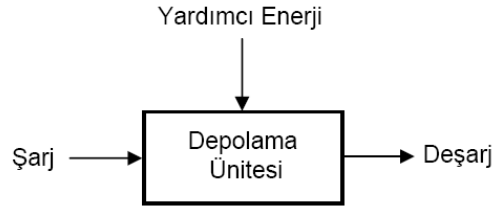
Elektrik enerjisi depolarını (örn. akümülatörler) modellemek için kullanılan bileşen türü Batarya Ünitesi'dir.



Şekil 4.16 Batarya ünitesi

4.5.5.6 Depolama Ünitesi

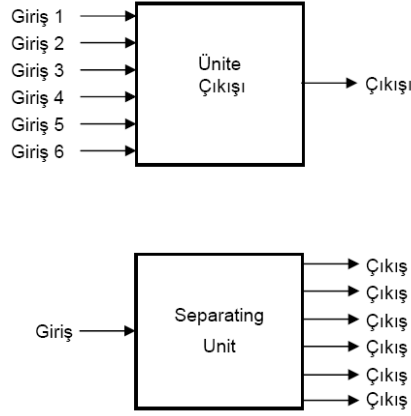
Enerji veya öge depolarının (örn. sıcak su tankları, birincil enerji depolama, akümülatörler) modellenmesi için bileşen türü olarak Depolama Ünitesi kullanılmaktadır.



Şekil 4.17 Depolama ünitesi

4.5.5.7 Karıştırma / Ayırma Ünitesi

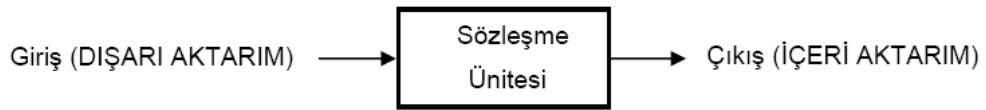
Kazanların, üretim ünitelerinin ve ortak üretim ünitelerinin çoklu yakıt ateşleme olasılıklarını tanımlamak için kullanılan bileşen türü Karıştırma / Ayırma Ünitesi'dir. Diğer doğrultuda (seperatör olarak); enerji satış seçeneklerinin optimize edilmesi için kullanılarak, çift-taraflı işlerlik sağlar.



Şekil 4.18 Karıştırma ayırma ünitesi

4.5.5.8 Sözleşme Ünitesi

Enerji ve yakıt anlaşmalarının içeri ve dışarı aktarım koşullarını tanımlamak için kullanılan bileşen türü "Sözleşme Ünitesi"dir.



Şekil 4.19 Sözleşme ünitesi

4.5.5.9 Balans Nodu

Balans Nodları; enerji ve öge akışına dair topolojinin modellenmesi için kullanılmaktadır. Tüm model bileşenlerin her bir giriş ve çıkışı, bir balans noduna bağlanmalıdır.

4.5.5.10 Kullanıcı Ara Yüzü

Ünite Tayini Fonksiyonunun Kullanıcı Ara yüzü; tüm model bileşen parametrelerinin belirlenmesine, fonksiyonun manuel biçimde (belirli bir başlangıç zamanı ve menzil için) başlatılabilmesine ve hesaplama sonuçlarını görüntüleyebilmesine olanak sağlar.

Şekil 4.20, Ünite Tayini ana ekranını göstermektedir.



Şekil 4.20 Ünite tayini ana ekranı

Ünite Tayini fonksiyonunun ana ekranı; başlangıç zamanı ve hesaplama menzilinin belirlenmesine olanak sağlar. Kullanıcının algoritma ayar parametrelerini değiştirebilmesini ve son hesaplamalara ilişkin kayıt dosyasını görüntüleyebilmesini sağlar.

Fonksiyonu manuel olarak başlatmak; zamana bağlı parametreleri girmek ve ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmak ile; hesaplama sonuçlarının ilgili DEMS excel dosyasına çıktısını almak için tuşlar bulunmaktadır.

Bununla birlikte, her bir model bileşen türü için kullanıcının ilgili model bileşen durumunu seçmesine olanak sağlayan simgeler mevcuttur (kullanıcı tanımlı öge isimleri ile gösterilir). İlgili simgeye tıklayarak, karşılık gelen model bileşene ilişkin ayrıntılar görüntülenebilir.

4.5.5.11 Model bileşen ayrıntı ekranları

Şekil 4.21 ve Şekil 4.22 (Üretim Ünitesi model bileşen türü örnek olarak verilmiştir) model bileşen ayrıntı ekranlarıdır.

Bu ekranlar kullanıcıların tüm statik model bileşen parametrelerini düzenleyebilmesine, model bileşenlere ilişkin zamana bağlı parametreleri girmesine, bunları ilgili DEMS excel dosyasından içeri aktarmasına ve ünitenin hesaplanan planını bir eğilim eğrisi ekranı ile göstermesine olanak sağlamaktadır.

The screenshot shows a software window titled "NEA" with a "Planning" tab. The interface is divided into several sections for configuring unit parameters:

- Unit for Planning:** Radio buttons for "not available" and "available" (selected).
- Electrical Ramp:** Checkboxes for "Electrical Ramp active" (checked) and "Electrical Ramp evaluation active" (unchecked).
- Start Costs:** Radio buttons for "No Start Costs", "Warm Start Costs" (selected), and "Cold- and Warm Start Costs". Below are input fields: "Warm Time Bound" (0,00 h), "Cold Start Costs" (0,00 €), and "Warm Start Costs" (10,00 €).
- Shut Down Costs:** Checkbox "Shut Down Costs active" (checked) with a value of "5 €".
- Use Weather:** Checkbox "Use Weather" (unchecked) with a "Weather0" dropdown.
- Reserve contribution:** Checkbox "Reserve contribution active" (checked).
- Maintenance Time:** Checkbox "Maintenance Time active" (unchecked) with a value of "0,00 h".
- Time Constraints:** Checkbox "Time Constraints active" (checked) with "Minimal Down-Time" (2,00 h) and "Minimal Up-Time" (3,00 h).
- Start-/ Stop Times:** Checkbox "Start-/ Stop Times active" (unchecked) with "Start Time" (0,00 h) and "Stop Time" (0,00 h).

At the bottom, there are buttons for "Balance Nodes", "Start Values", "Operation Limits", "Operation Range", "Enter Data", "Import Data", and "Schedule".

Şekil 4.21 Üretim ünitesi ayrıntı ekranı


NEA
Planning

Primary Energy Constraints

- ☒ No Energy Constraints
- ☐ Lower Energy Bound
- ☐ Upper Energy Bound
- ☐ Upper and Lower Energy Bounds

Fuel independent Operation Costs

☒ **Costs active**

Offset 3,00 € / h

Output 2,00 € / MWh

Ramp Evaluation

Maximum Ramp Up 100,00 MW / h

Maximum Ramp Down 150,00 MW / h

Gap Evaluation Curve 0,00 MW / h

Factor Evaluation Curve 0,00 € / MW / h

☐ **Startup Limits active**

Maximum starts per day 0 -

Actual starts per day 0 -

Dependency Ambient Conditions

Temperature		Air Pressure	
Nominal Value	0,00 °C	Nominal Value	0,00 bar
Output		Output	
Minimum Power	0,00 MW / °C	Minimum Power	0,00 MW / bar
Maximum Power	0,00 MW / °C	Maximum Power	0,00 MW / bar

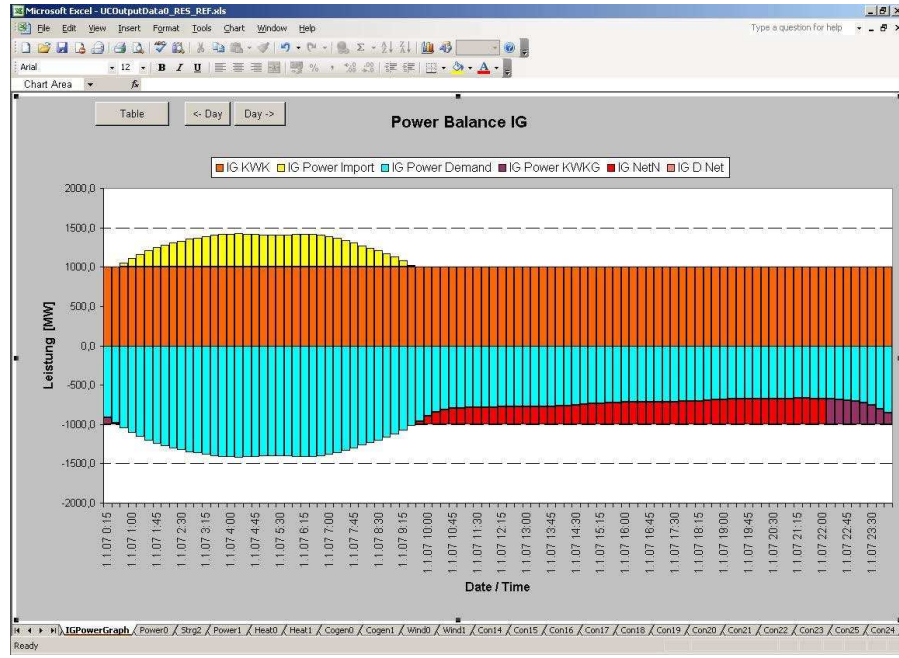


Şekil 4.22 Üretim ünitesi işlem sınırlamaları ekranı

4.5.5.12 Ünite Tayini Hesaplaması Sonuç Dosyası

Hesaplama sonuçları, bir excel dosyası olarak dışarı aktarılabilir. Kullanıcı, tüm model bileşenlere dair hesap sonuç tablolarında hangi grafiksel ekranın hangi verileri hangi formatta görüntüleyeceğini belirleyebilmektedir.

Şekil 4.23, belirli bir balans nodülüne ilişkin güç balans grafiğini göstermektedir.



Şekil 4.23 Güç balans grafiği sayfası

4.6 DEMS Denetimi ve Kontrol Fonksiyonları

Denetim ve kontrol fonksiyonları periyodik olarak (dakikada bir yahut 30 saniyede bir gibi) çalışmaktadır.

4.6.1 Üretim Yönetimi

DEMS Üretim Yönetimi fonksiyonu; DESS'in tüm üretim ve depolama ünitelerinin kontrol edilmesini ve denetlenmesini sağlar.

İlgili ünitenin kontrol moduna (bağımsız, manuel, planlı veya kontrol modu), ünite parametrelerine (minimum/maksimum güç, güç dalgalanmaları, enerji içeriği), mevcut durumuna (başlatma "startup", çevrimiçi, uzaktan kontrol edilebilir, hatalı) ve mevcut güç üretimine bağlı olarak, üniteler için başlatma/durdurma komutları ve güç ayar noktaları komut ara yüzü aracılığı ile hesaplanmakta ve iletilmektedir.

Dahası, ünitelerin komut cevabı ve ayar noktalarını izleme durumları denetlenmekte ve bildirilmektedir.

Ünitenin kontrol eylemlerine vermesi gereken tepkilerde kabul edilemez sapmalar olması durumunda, kontrol modu değiştirilerek Ara değişim Kontrol Fonksiyonlarının

alternatif üniteler kullanarak karşı önlemler almasına olanak sağlar.

Ünitenin arızalanması durumunda, Üretim Yönetimi, tüm bütünsel kısıtlamalar dahil olmak üzere değişen şartları göz önüne alarak kalan ünitelerin yeniden planlanmasını sağlamak için bir eş zamanlı Ünite Tayini hesaplaması başlatabilir.

Ünite Tayini fonksiyonu tarafından hesaplanan optimize edilmiş ünite planları; "planlı" ve "kontrollü" çalışma modlarında ünitelerin kontrolü için taban teşkil eder.

4.6.2 Yük Yönetimi

DEMS Yük Yönetimi fonksiyonu, bir DESS içerisindeki tüm esnek taleplerin kontrol ve denetimini sağlar.

Bir esnek yük sınıfı (Ünite Tayini fonksiyonu tarafından görüldüğü biçimde) aynı önceliğe sahip bir veya birden fazla yük grubu içerebilmektedir. Burada, bir yük grubunun ilgili komut ile tamamen etkinleştirilmesi yahut devre dışı bırakılması gerekmektedir.

Yük sınıfının; kontrol modu (bağımsız, planlı veya kontrollü), mevcut açma/kapama durumu, mevcut kontrol durumu, mevcut güç tüketimine ve yük gruplarının izin verilen kontrol gecikmesi zamanına bağlı olarak; genel yük sınıfının istenilen ayarları uygulaması için gerekli geçiş ("switching") kontrolleri; komut ara yüzü aracılığı ile hesaplanır ve iletilir (bir yük sınıfının yük grupları, rotasyonel biçimde dağıtılır).

Eğer DESS içerisinde birden fazla esnek yük sınıfı tanımlanmış ise, sınıfın önceliği; yük dağıtım önlemlerinin sırasını belirleyecektir.

Ünite Tayini fonksiyonu tarafından hesaplanan optimize edilmiş yük sınıfı planları; "planlı" ve "kontrollü" çalışma modlarında yük sınıflarının kontrolü için taban teşkil eder.

4.6.3 Değişim İzleme

DEMS Değişim İzleme fonksiyonu; geçerli hesap sürecinin (15, 30 veya 60 dakika) kararlaştırılan elektriksel değişim planında oluşabilecek muhtemel sapmaları ve ara değişimi planlı olarak sürdürmek için gerekten olan güç düzeltim değerini

hesaplamaktadır.

Sürmekte olan hesap sürecinin mevcut enerji tüketimi ve mevcut ara değişimli güç eğilimi temel alınarak, hesap sürecinin sonunda beklenen enerji değişimi hesaplanır. Bu değer ile kararlaştırılan ara değişim değeri arasındaki farkın, hesap sürecinin kalan zamanına bölünmesi; hesap sürecinin sonuna dair kararlaştırılan ara-değişim planına sadık kalmak için gerekmekte olan toplam güç düzeltim değerini verir. Bu değer, daha ileri işlem süreçlerine tabi tutulmak üzere Çevrimiçi Optimizasyon ve Koordinasyon fonksiyonuna yönlendirilir.

Hesaplama süreci zaman aralığının, Değişim İzleme fonksiyonunun zaman döngüsüne eşitlenmesi; bu fonksiyonun çalışma döngüsünün zaman aralığına sahip doğal bir güç kontrolörü (enerji kontrolörü yerine) olmasını sağlar.

4.6.4 Çevrimiçi Optimizasyon ve Koordinasyon

DEMS Çevrimiçi Optimizasyon ve Koordinasyon fonksiyonu, genel düzeltim değerinin, kontrol modunda çalışan her bir üretim ünitesi, depolama ünitesi ve esnek yük sınıfına dağıtılmasını sağlar.

Dağıtım algoritması, aşağıdaki kurallara göre çalışmaktadır:

- Gerçek ünite kısıtlamaları (örn. minimum ve maksimum güç, depolama içeriği, güç artış kısıtlamaları) göz önüne alınmalıdır.
- Genel güç düzeltim değerinin karşılanması, mümkün olduğunda hızlı biçimde sağlanmalıdır.
- Eğer, kontrol modundaki ünitelerin kontrol kapasitesi, genel güç düzeltim değerini aşar ise, kontrol eylemleri için tercihen ilk olarak "en ucuz" üniteler kullanılmalıdır.

Bu bağlamdaki "en ucuz" ünitenin belirlenmesinde, ünitelerin aşamalı güç kontrol giderleri referans alınmalıdır.

Her bir ünitenin güç düzeltim değerleri; uygulamaya alınmak üzere Üretim Yönetimi ve Yük Yönetimi fonksiyonuna aktarılır.

Bunu takiben fonksiyon; modellenen tüm aktif üniteler için, belirli süreç değerlerini hesaplar:

- Ölçülen tüm ünitelerin, mevcut güç dengesi (örn. coğrafi / topolojik dağılımlı üniteler mevcut olduğunda, doğrudan ölçülemiyor ise)
- Tüm ünitelerin mevcut toplam kullanılabilir enerji rezervi (kaynak görüntüleme) değerleri.

4.7 DEMS Yazılım Mimarisi ve Arayüzler

4.7.1 Yazılım Mimarisi

DEMS sistem yazılımı; PC donanımları üzerinde Microsoft Windows işletim sistemi tabanında çalışmaktadır.

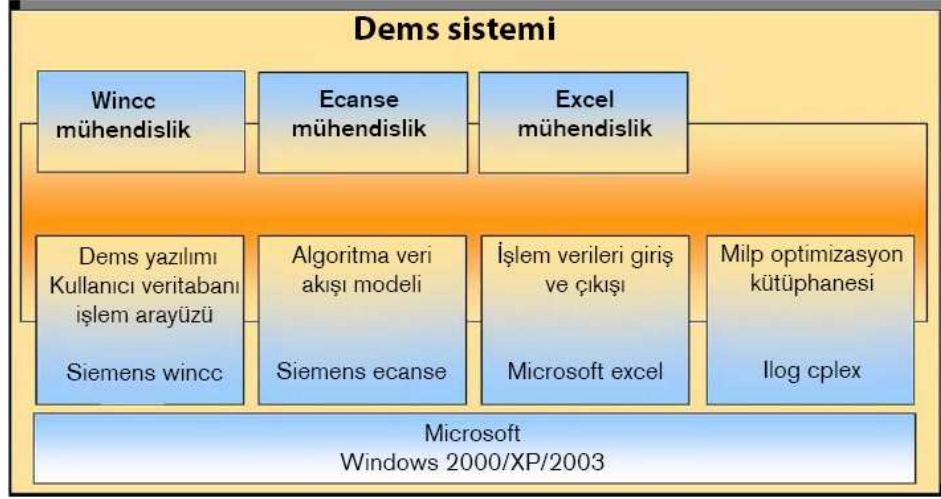
Temel SCADA motor için; Siemens WinCC kullanılmaktadır. Uygulama algoritmaları Siemens ECANSE ("Environment for Computer Aided Neural Software Engineering") ile gerçekleştirilmektedir.

Zaman dizgelerinin veri giriş ve çıkışı için Microsoft Excel ara yüzü mevcuttur. Zaman dizgesi verileri, WinCC'nin işlem veri tabanında saklanmaktadır.

Karma tamsayılı doğrusal programlama optimizasyonu için ana kütüphane olarak Ilog Şirketi'nin CPLEX birimi kullanılmaktadır.

İşin mühendislik süreçlerini WinCC, ECANSE ve Excel dosyaları ile gerçekleştirmek suretiyle, DEMS uygulaması, modellenecek olan ilgili DESS yapısı için özel olarak yapılandırılır.

Şekil 4.24 DEMS sistem mimarisini göstermektedir.



Şekil 4.24 DEMS sistem mimarisi

4.7.2 Kullanıcı arayüzü

DEMS sisteminin kullanıcı arayüzü; WinCC Kullanıcı Arayüzü Oluşturucu tabanında yaratılmıştır. Buna ek olarak, zaman dizgesi bilgisinin daha gelişmiş ve esnek bir grafiksel analizi için, sonuçların sunumunda Excel rapor dosyası kullanılabilir.

Bir uzak masaüstü yazılım aracı kullanarak DEMS sistemine ISDN veya WEB tabanlı uzaktan erişim mümkündür.

4.7.3 Excel Arayüzü / Raporlar

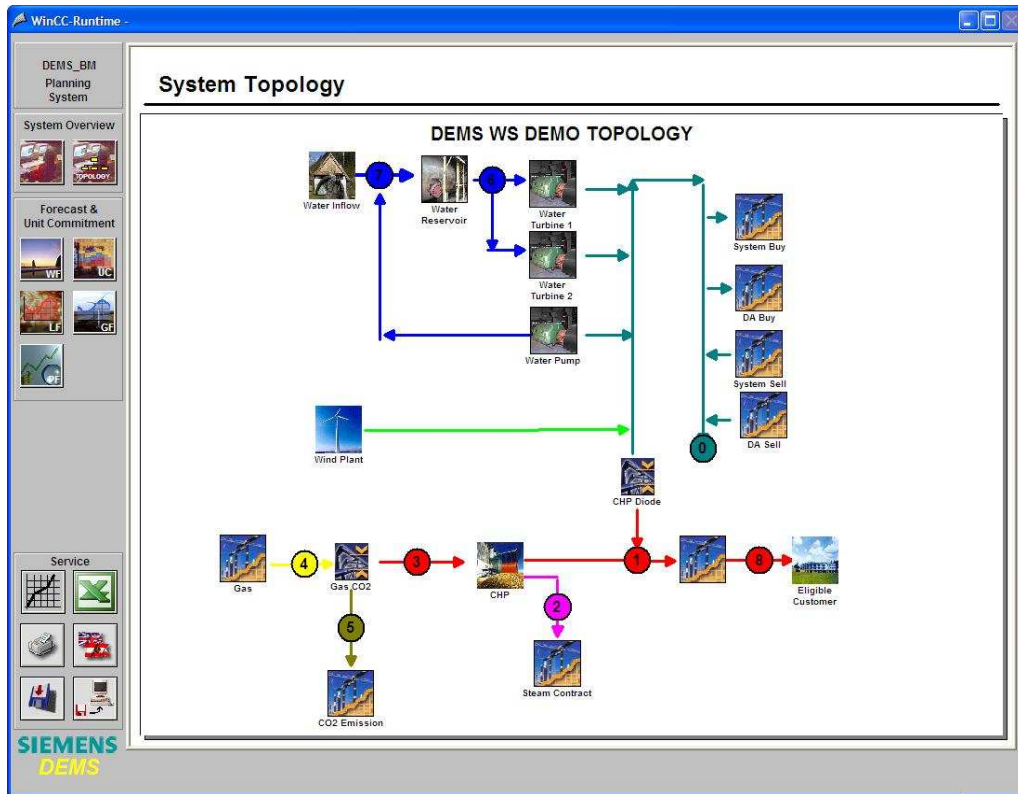
Sistem veritabanına/veritabanından; zaman dizgelerine yönelik veri aktarımı için önceden tanımlanmış Excel dosyaları bulunmaktadır. Bu dosyalar; grafiksel tablolar dahil olmak üzere sistem fonksiyonlarına dair tüm giriş ve çıkışları içermektedirler.

Excel için DEMS SOAP tabanlı XML arayüzü eklentisi kullanılarak, kullanıcı tanımlı Excel Giriş/Çıkış dosyaları yapılandırılabilir. Bu şekilde, DEMS veritabanında mevcut olan tüm içeriğe erişmek mümkün olacaktır.

SAYISAL UYGULAMA

5.1 Sistem Topolojisi

Şekil 5.1 farklı üretim kaynaklarının modellendiği sistem topolojisini göstermektedir. Topoloji yaratılırken bir adet Kombine Çevrim Santrali, Rüzgar Santrali ve Hidroelektrik Santral kullanılmıştır. Kombine Çevrim Santrali ile ikili antlaşma halinde bulunan bir adet Büyük Müşteri ile Gün Öncesinde sisteme enerji satış veya sistemden enerji alış kararlarını vermek üzere “DA Buy” ve “DA Sell” elementleri tanımlanmıştır.

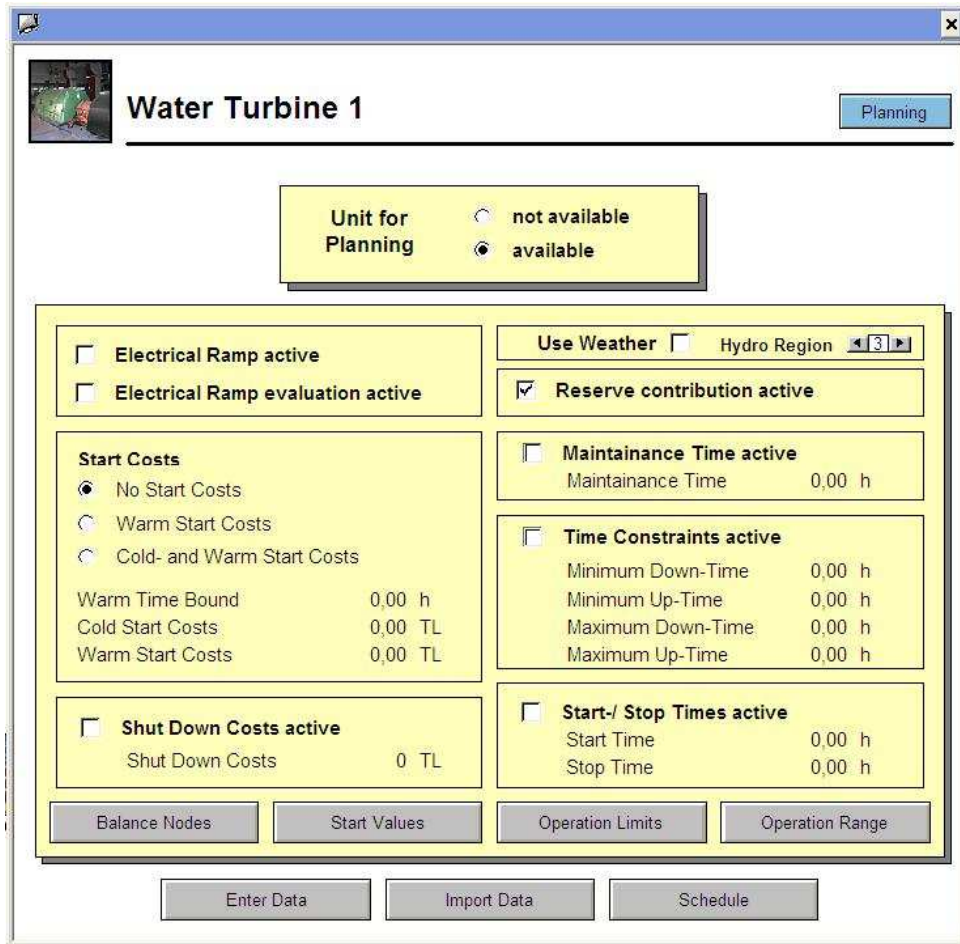


Şekil 5.1 Sistem topolojisi

Kombine Çevrim Santrali; Gün Öncesi Piyasasına enerji satabiliyorken, yenilenebilir enerji kaynakları (hidroelektrik ve rüzgar) ise büyük müşteriye enerji satamamaktadırlar. Enerjinin akış yönünü göstermek üzere “CHP Diyot” kullanılmıştır.

5.2 Hidroelektrik Santral Modellemesi

Sistem topolojisinde kullanılan hidroelektrik santrali; iki adet su türbini ile rezervuarı gerekli durumlarda su ile doldurabilmek amacı ile bir adet su pompasından meydana gelmektedir.



Şekil 5.2 Su türbini

Hidroelektrik santralinin bir ünitesi olan Su Türbini için Şekil 5.2’de görülen ayar değerleri girilmiştir. Bu ünitenin enerji optimizasyonu için planlamaya dahil olduğu kabul edilmiştir. Başlangıç çalışma maliyetlerinin olmadığı tasarlanarak ilgili seçenek işaretlenmiştir. Çizelge 5.1, Su Türbini için girilen parametre verilerinin kayıtlı olduğu Excel dosyasını göstermektedir. Günün başlangıç saati olan gece 01:00’den ertesi gün

sabah 08:00'e kadar; 0-12 MW arasında değişen bir üretim kapasitesinin olduğu bilgisi girilmiştir. Sabah 08:00'den sonrası için ise 0-5 MW arasında değişen üretim kapasitesi girilmiştir. Su Türbini için üretim kapasitesinin optimizasyon sonuçlarına göre değiştirilebilir ve kapatılabilir olduğunu göstermek için "GenMode" değeri 1 (bir) olarak atanmıştır (Çizelge 5.1).

Çizelge 5.1 Excel veri giriş (su türbini)

Zeitstempel Time Stamp	MinP_el	MaxP_el	PFixSch_el	GenMode
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-
1.4.11 1:00	0	12	0	1
1.4.11 2:00	0	12	0	1
1.4.11 3:00	0	12	0	1
1.4.11 4:00	0	12	0	1
1.4.11 5:00	0	12	0	1
1.4.11 6:00	0	12	0	1
1.4.11 7:00	0	12	0	1
1.4.11 8:00	0	12	0	1
1.4.11 9:00	0	12	0	1
1.4.11 10:00	0	12	0	1
1.4.11 11:00	0	12	0	1
1.4.11 12:00	0	12	0	1
1.4.11 13:00	0	12	0	1
1.4.11 14:00	0	12	0	1
1.4.11 15:00	0	12	0	1
1.4.11 16:00	0	12	0	1
1.4.11 17:00	0	12	0	1
1.4.11 18:00	0	12	0	1
1.4.11 19:00	0	12	0	1
1.4.11 20:00	0	12	0	1
1.4.11 21:00	0	12	0	1
1.4.11 22:00	0	12	0	1
1.4.11 23:00	0	12	0	1
2.4.11 0:00	0	12	0	1
2.4.11 1:00	0	12	0	1
2.4.11 2:00	0	12	0	1
2.4.11 3:00	0	12	0	1
2.4.11 4:00	0	12	0	1
2.4.11 5:00	0	12	0	1
2.4.11 6:00	0	12	0	1
2.4.11 7:00	0	12	0	1
2.4.11 8:00	0	5	0	1
2.4.11 9:00	0	5	0	1
2.4.11 10:00	0	5	0	1
2.4.11 11:00	0	5	0	1
2.4.11 12:00	0	5	0	1

Su pompası ise gerekli durumlarda çalışarak rezervuarın doldurulması için kullanılacaktır. Hidroelektrik santralinin teknik parametreleri girilirken, su pompasının enerji tüketim gibi işletme maliyetleri ve çalışma zamanlarını bilmek etkili bir optimizasyon açısından önemli olmaktadır. Şekil 5.3 Su Pompası için girilen parametre değerlerini göstermektedir.

Water Pump Planning

Unit for Planning ☐ not available ☒ available

☐ Electrical Ramp active
☐ Electrical Ramp evaluation active

Start Costs
☒ No Start Costs
☐ Warm Start Costs
☐ Cold- and Warm Start Costs
 Warm Time Bound 0,00 h
 Cold Start Costs 0,00 TL
 Warm Start Costs 0,00 TL

☐ Shut Down Costs active
 Shut Down Costs 0 TL

Use Weather ☐ Turkey

☐ Reserve contribution active

☐ Maintenance Time active
 Maintenance Time 0,00 h

☐ Time Constraints active
 Minimum Down-Time 0,00 h
 Minimum Up-Time 0,00 h
 Maximum Down-Time 0,00 h
 Maximum Up-Time 0,00 h

☐ Start-/ Stop Times active
 Start Time 0,00 h
 Stop Time 0,00 h

Balance Nodes Start Values Operation Limits Operation Range

Enter Data Import Data Schedule

Şekil 5.3 Su pompası

Parametre verilerinin girildiği Excel dosyasında ise; su pompası için saatlik bazda ktones/h biriminde pompalayabileceği minimum ve maksimum su miktarı 0-170 arasında optimizasyona girebilir ve kapatılabilir olarak girilmiştir.

Su Rezervuarı için; Şekil 5.4’de gösterildiği üzere fiziksel su tutma kapasitesi; 0 ile 1000 ktones arasında girilmiştir. Rezervuarı dolduran örneğin nehirde gelen suyun miktarını belirtmek için “Charge Unit” alanına 0 ile 1000 ktones/h arasında değer, rezervuardan salınabilecek maksimum su miktarı için ise “Discharge Unit” alanına 0 ile 200 ktones/h arasında değer girilmiştir. Optimizasyona başlarken mevcut rezervuar kapasitesini girmek için başlangıç değeri olarak “Start Values” alanına 800 ktones bilgisi girilmiştir.



Water Reservoir

Planning

Unit for Planning
☐ not available
☒ available

Physical Capacity Limits

Upper Limit	1000,00	ktones
Lower Limit	+0,00	ktones

Loss factor per time step
0,0000

☐ **Storage as Load Type active**

☐ **Maintenance Time active**
Maintenance Time 0,00 h

Charge Unit

Factor Pump Demand	0,000	0 / ktones/h
Maximal Power	1000,00	ktones/h
Minimal Power	0,00	ktones/h

☐ **Soft Energy Limits**

Penalty Overcharged	0,00	TL / ktones
Penalty Undercharged	0,00	TL / ktones

Start Values:

Current Power Charge	0,00	ktones/h
Current Power Discharge	0,00	ktones/h
Current Energy Content	800,00	ktones

Discharge Unit

Factor Pump Demand	0,000	0 / ktones/h
Maximal Power	200,00	ktones/h
Minimal Power	0,00	ktones/h

Balance Nodes

Enter Data

Import Data

Schedule

Şekil 5.4 Su rezervuarı

5.3 Rüzgar Türbin Modellemesi

Rüzgar türbini için 10 adet üniteden oluşan bir rüzgar tarlası modellenmiştir. Şekil 5.5 rüzgar türbini için girilen parametre değerlerini göstermektedir.

The image shows a software window titled "Wind Plant" with a wind turbine icon. It has two tabs: "Forecast" and "Planning", with "Planning" selected. Inside the window, there is a yellow box containing the following settings:

- Unit for Planning:** Radio buttons for "not available" (selected) and "available".
- Number of Sub Units:** 10
- Maintainance Time active:** A checkbox (unchecked) with a sub-field "Maintainance Time" set to 0.00 h.
- Power decrease active:** A checkbox (unchecked) with a sub-field "Decrease Evaluation Factor" set to 0.00 TL / MW.
- Buttons:** "Balance Nodes", "Enter Data", "Import Data", and "Schedule".

Şekil 5.5 Rüzgar türbini

Parametre verilerinin girildiği Excel dosyasında ise (Çizelge 5.2), rüzgar türbininin toplam üretim kapasitesi 0-18 MW arasında ve kapatılamaz bir üretim kaynağı olarak modellenmiştir.

Çizelge 5.2 Excel veri girişi (rüzgar türbini)

Zeitstempel Time Stamp	MinP	MaxP	PFixSch	GenMode	AvMode	EvalFact
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-	%	TL / MWh
1.4.11 1:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 2:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 3:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 4:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 5:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 6:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 7:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 8:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 9:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 10:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 11:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 12:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 13:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 14:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 15:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 16:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 17:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 18:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 19:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 20:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 21:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 22:00	0	18	0	2	100	0
1.4.11 23:00	0	18	0	2	100	0
2.4.11 0:00	0	18	0	2	100	0

Rüzgar Türbini için Çizelge 5.3’de bir sonraki gün için üretim tahminleri; meteorolojik

verilere göre türbin karakteristiklerine uyan değerler girilmiştir.

Çizelge 5.3 Üretim tahminleri

Zeitstempel Time Stamp	PForc	PForcMin	PForcMax
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW
1.4.11 1:00	2	0	0
1.4.11 2:00	3	0	0
1.4.11 3:00	16	0	0
1.4.11 4:00	15	0	0
1.4.11 5:00	16	0	0
1.4.11 6:00	15	0	0
1.4.11 7:00	17	0	0
1.4.11 8:00	18	0	0
1.4.11 9:00	15	0	0
1.4.11 10:00	16	0	0
1.4.11 11:00	17	0	0
1.4.11 12:00	18	0	0
1.4.11 13:00	17	0	0
1.4.11 14:00	16	0	0
1.4.11 15:00	15	0	0
1.4.11 16:00	13	0	0
1.4.11 17:00	11	0	0
1.4.11 18:00	9	0	0
1.4.11 19:00	7	0	0
1.4.11 20:00	5	0	0
1.4.11 21:00	4	0	0
1.4.11 22:00	3	0	0
1.4.11 23:00	2	0	0
2.4.11 0:00	0	0	0

5.4 Kombine Çevrim Santrali Modellemesi

Kombine Çevrim Santrali için gaz alışının tanımlanarak, karbondioksit emisyon değerlerinin girildiği alan, santralin kendisi ve buhar sözleşmesinin yapıldığı müşterisi ile direkt enerji satışını gerçekleştirdiği büyük müşteri bilgileri tanımlanarak elektriksel parametreler girilmiştir.

Şekil 5.6 Gaz sözleşmesinin yapıldığı alan için girilen parametreleri göstermektedir. Burada alınan gazın maliyet olduğu ve alım sırasında herhangi bir kısıtlamanın olmadığı girilmiştir. Değerlendirme eğrisi olarak seçilen “Faktör 1” eğrisi, alınan gaz ile maliyetinin doğrusal arttığını göstermektedir. Parametre değerlerinin girildiği Excel dosyasında ise maliyetinin 0,6 TL/m³ bilgisi ve sözleşme miktarının ise 0-10.000 m³/h arasında olduğu bilgileri girilmiştir. Gaz alımı değişkendir ve kapatılabilir olarak parametrelendirilmiştir.

Şekil 5.6 Gaz sözleşmesi

Karbondioksit emisyon bilgisi için değerlendirme eğrisi Faktör 1 ve sisteme maliyet olarak tanımlanmıştır. Enerji kısıtlamalarının olmadığı bilgisi girilerek, salınacak karbondioksit miktarının 0-100 tone/h arasında değişebildiği bilgisi girilmiştir.

Buhar müşterisi için bir sözleşme tanımlanarak parametre değerlerinin girildiği Excel dosyasında; 10 TL/ton birim fiyatı için her saat dilimi olmak üzere 0-60.000 ton/h aralığında bir kapasite parametrelenmiştir. Değerlendirme eğrisi Faktör 1 seçilerek 60.000 ton/h'a kadar ton birim fiyatı için 10 TL olan doğrusal bir fiyatlandırma olacağı girilmiştir.

Kombine Çevrim Santrali Şekil 5.7'de gösterildiği şekilde parametrelendirilmiştir. Burada CHP için sıcak bekleme zamanı, soğuk ve sıcak zamanlardaki başlatma maliyetleri girilmiştir. Çalışma operasyon limitleri için maksimum hızlanma ve maksimum yavaşlama maliyetleri için 10 MW/h değeri parametrelenmiştir.

CHP Planning

Unit for Planning

☐ not available
☒ available

Use Weather ☐ CHP Region 1

Plant Type

☒ 1 Input -> 2 Outputs (1 DF)
☐ 2 Inputs -> 2 Outputs (2 DF)
☐ 2 Inputs -> 2 Outputs (1 DF)
☐ 1 Input -> 2 Outputs (2 DF)

Start Costs

☒ No Start Costs
☐ Warm Start Costs
☐ Cold- and Warm Start Costs

Warm Time Bound 3,00 h
Cold Start Costs 6,00 TL
Warm Start Costs 4,00 TL

☐ Shut Down Costs active
Shut Down Costs 0 TL

☐ Start-/ Stop Times active
Start Time 0,00 h
Stop Time 0,00 h

☐ Reserve contribution active

☒ Ramp Output 1 active
☐ Ramp Output 2 active

☐ Ramp evaluation Output 1 active
☐ Ramp evaluation Output 2 active

☐ Maintenance Time active
Maintenance Time 0,00 h

☐ Time Constraints active
Minimal Down-Time 0,00 h
Minimal Up-Time 0,00 h

Balance Nodes
Start Values
Operation Limits
Operation Curves

Enter Data
Import Data
Schedule Output 1
Schedule Output 2

Şekil 5.7 CHP

Elektriksel parametrelerinin girildiği Excel dosyasında minimum güç çıkışı 5 MW, maksimum güç çıkışı ise 20 MW olarak parametrelenmiştir. Buhar kapasitesi ise 0-70 ton/h arasında girilerek güç ve buhar çıkışı değişken ve planlanabilir (kapatılabilir) olarak girilmiştir (Çizelge 5.4).

Çizelge 5.4 Excel veri giriş (CHP)

Zeitstempel Time Stamp	MinP1_a	MaxP1_a	MinP2_a	MaxP2_a	MinP1_b	MaxP1_b	MinP2_b	MaxP2_b	PFixSch_1	PFixSch_2	GenMode
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	tones/h	tones/h	MW	MW	tones/h	tones/h	MW	tones/h	-
1.4.11 1:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 2:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 3:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 4:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 5:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 6:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 7:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 8:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 9:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 10:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 11:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 12:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 13:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 14:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 15:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 16:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 17:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 18:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 19:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 20:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 21:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 22:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
1.4.11 23:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1
2.4.11 0:00	5	20	0	70	0	0	0	0	0	0	1

Üretilen enerjinin satışı için İkili Antlaşma elementi 8 numaralı düğüm üzerinden Büyük Müşteri olarak tanımlanan Eligible Customer'a bağlanarak Şekil 5.8'deki gibi tanımlanmıştır. Satılması planlanan enerji miktarı, Excel dosyasında; MW bazında 0-25 aralığında girilerek birim fiyatı 190 TL/MWh olarak parametrelendirilmiştir.

Şekil 5.8 İkili antlaşma

Gün Öncesi Piyasası için bir sonraki güne ait enerji alış ve satış fiyat bilgilerine dair parametreler girilmektedir. Şekil 5.9 “DA Sell” bilgilerinin girildiği alanı göstermektedir.

The screenshot displays the 'DA Sell' window of a software application. The window has a blue title bar and a 'Planning' button in the top right corner. The main area is divided into several sections with yellow backgrounds:

- Energy Direction:** Radio buttons for 'Import' and 'Export' (selected). A checkbox for 'Serial Connection active' is present.
- Contract for Planning:** Radio buttons for 'not available' and 'available' (selected).
- Reserve contribution active:** A checkbox.
- Evaluation Curve:** Radio buttons for 'from InputData' (selected) and 'from Market'. Below are three radio buttons for 'Type': 'Type (Factor 1)' (selected), 'Type (Offset, Factor 1)', and 'Type (Offset, Factor 1, Bound, Factor2)'. A section labeled 'Prices are:' has radio buttons for 'Revenue' (selected) and 'Costs'.
- Start Costs active:** A checkbox. Below it, 'Start Costs' is set to '0 TL'.
- Ramp active:** A checkbox.
- Ramp Evaluation active:** A checkbox.
- Energy Constraints:** Radio buttons for 'No Primary Energy Constraints' (selected), 'Lower Energy Bound', 'Upper Energy Bound', and 'Upper and Lower Energy Bound'.
- Time Constraints activ:** A checkbox. Below it, 'Minimal Down-Time' and 'Minimal Up-Time' are both set to '0.00 h'.

At the bottom of the window, there are three buttons: 'Balance Nodes', 'Start Values', and 'Operation Limits'. Below these, there are three more buttons: 'Enter Data', 'Import Data', and 'Schedule'.

Şekil 5.9 DA sell

Üretilen enerjinin piyasaya satış anlamına gelen bu alanda 0-48 MW aralığında satış yapılabileceği ve sistem marjinal fiyatı için tahmin edilen değer Excel dosyasında girilmiştir (Çizelge 5.5).

Çizelge 5.5 Excel veri girişi “DA Sell”

Zeitstempel Time Stamp	MinP	MaxP	PFixSch	GenMode	EvCurOffset	EvCurFactor1	EvCurBound	EvCurFactor2
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-	TL	TL / MWh	MW	TL / MWh
1.4.11 1:00	0	48	0	1	0	162,68	0	0
1.4.11 2:00	0	48	0	1	0	162,45	0	0
1.4.11 3:00	0	48	0	1	0	162,45	0	0
1.4.11 4:00	0	48	0	1	0	162,45	0	0
1.4.11 5:00	0	48	0	1	0	162,07	0	0
1.4.11 6:00	0	48	0	1	0	161,22	0	0
1.4.11 7:00	0	48	0	1	0	171,50	0	0
1.4.11 8:00	0	48	0	1	0	171,85	0	0
1.4.11 9:00	0	48	0	1	0	172,21	0	0
1.4.11 10:00	0	48	0	1	0	175,00	0	0
1.4.11 11:00	0	48	0	1	0	218,90	0	0
1.4.11 12:00	0	48	0	1	0	234,96	0	0
1.4.11 13:00	0	48	0	1	0	204,13	0	0
1.4.11 14:00	0	48	0	1	0	221,13	0	0
1.4.11 15:00	0	48	0	1	0	250,40	0	0
1.4.11 16:00	0	48	0	1	0	234,96	0	0
1.4.11 17:00	0	48	0	1	0	218,90	0	0
1.4.11 18:00	0	48	0	1	0	198,16	0	0
1.4.11 19:00	0	48	0	1	0	177,46	0	0
1.4.11 20:00	0	48	0	1	0	176,93	0	0
1.4.11 21:00	0	48	0	1	0	177,46	0	0
1.4.11 22:00	0	48	0	1	0	178,26	0	0
1.4.11 23:00	0	48	0	1	0	163,17	0	0
2.4.11 0:00	0	48	0	1	0	163,17	0	0

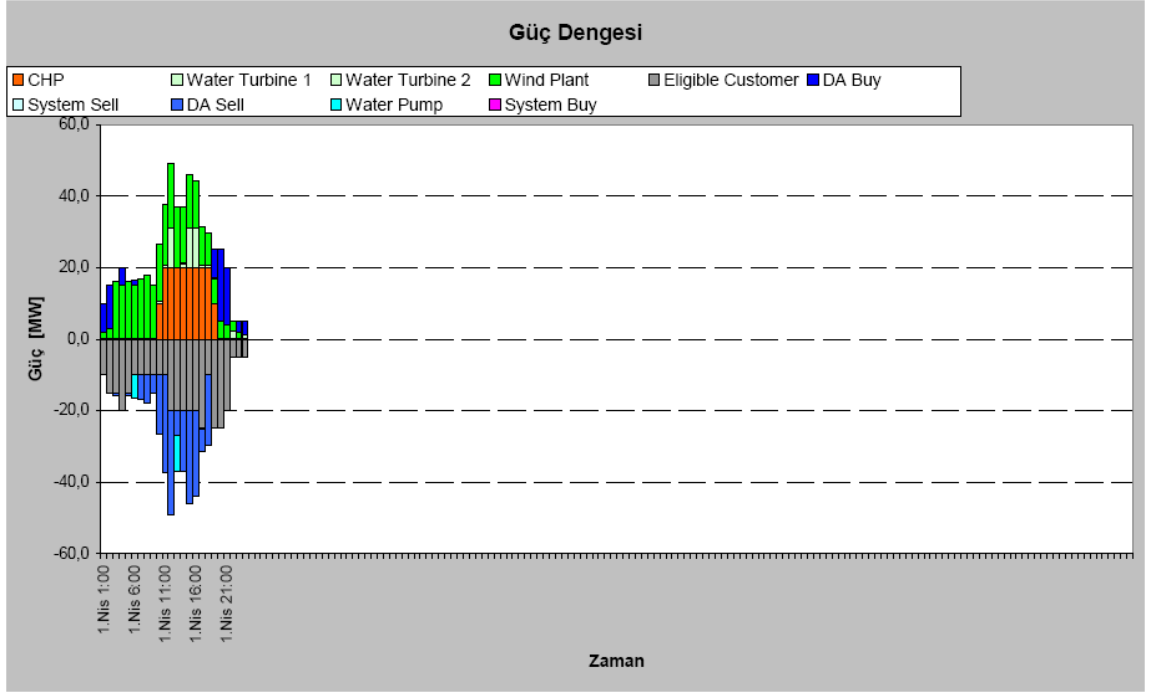
Çizelge 5.6 ise piyasadan enerji alınması durumunda tahmin edilen fiyatların girildiği alanı göstermektedir.

Çizelge 5.6 Excel veri girişi “DA Buy”

Zeitstempel Time Stamp	MinP	MaxP	PFixSch	GenMode	EvCurOffset	EvCurFactor1	EvCurBound	EvCurFactor2
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-	TL	TL / MWh	MW	TL / MWh
1.4.11 1:00	0	48	5	2	0	162,84268	0	0
1.4.11 2:00	0	48	0	1	0	162,61245	0	0
1.4.11 3:00	0	48	0	1	0	162,61245	0	0
1.4.11 4:00	0	48	0	1	0	162,61245	0	0
1.4.11 5:00	0	48	0	1	0	162,23207	0	0
1.4.11 6:00	0	48	0	1	0	161,38122	0	0
1.4.11 7:00	0	48	0	1	0	171,6715	0	0
1.4.11 8:00	0	48	0	1	0	172,02185	0	0
1.4.11 9:00	0	48	0	1	0	172,38221	0	0
1.4.11 10:00	0	48	0	1	0	175,175	0	0
1.4.11 11:00	0	48	0	1	0	219,1189	0	0
1.4.11 12:00	0	48	0	1	0	235,19496	0	0
1.4.11 13:00	0	48	0	1	0	204,33413	0	0
1.4.11 14:00	0	48	0	1	0	221,35113	0	0
1.4.11 15:00	0	48	0	1	0	250,6504	0	0
1.4.11 16:00	0	48	0	1	0	235,19496	0	0
1.4.11 17:00	0	48	0	1	0	219,1189	0	0
1.4.11 18:00	0	48	0	1	0	198,35816	0	0
1.4.11 19:00	0	48	0	1	0	177,63746	0	0
1.4.11 20:00	0	48	0	1	0	177,10693	0	0
1.4.11 21:00	0	48	0	1	0	177,63746	0	0
1.4.11 22:00	0	48	0	1	0	178,43826	0	0
1.4.11 23:00	0	48	0	1	0	163,33317	0	0
2.4.11 0:00	0	48	0	1	0	163,33317	0	0

5.5 Güç Dengesi Çıktısı

Güç Dengesi çıktısı; bir gün sonrası için; saatlik bazda üretilen ve satılan güç dengesini gösteren grafiklerdir. Sistem tarafından üretilen Excel dosyasında, bu çıktıları tablosal olarak görmek de mümkündür. Şekil 5.10’da ‘x’ ekseninde; hangi enerji kaynağının hangi saatlerde çalışması ve ne kadar enerji üretmesi gerektiği görülürken, ‘x’ ekseninde ise üretilen enerjinin o saatler için kimlere satılmasını ve hangi amaçlar için kullanılması gerektiği görülmektedir. Örneğin ertesi gün saat 13:00 için güç dengesi çıktısında; üretilmesi gereken enerji kaynakları olarak, 17 MW Rüzgar Santrali ve 20 MW Kombine Çevrim Santrali olarak sistem tarafından hesaplanmıştır. Buna karşılık, üretilen bu enerjinin 20 MW’ı ikili antlaşma yapılan müşteriye, 6,8 MW’ın Gün Öncesi Piyasasına satılmasını ve geriye kalan 10,2 MW’ın ise rezervuarı doldurmak üzere Su Pompasının çalıştırılmasında kullanılmasını önermektedir. Ayrıca hidroelektrik santralinin su türbinleri için ünite tayini hesabı yapılmış olup hangi saatlerde hangi türbinin çalışması gerektiği sistem tarafından hesaplanmıştır.



Şekil 5.10 Güç dengesi çıktısı

Kombine Çevrim Santrali'nin tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.7'de görülmektedir. Burada, PSch_Out, Planlanan Güç Çıktısı; PSch_In, Planlanan Güç Girdisi; Start Costs ise Başlangıç Maliyetleri anlamına gelmektedir. Örneğin saat 10:00'da; 10MW güç ve 20 ton buhar çıktısı planlanırken, 2500 m3 doğalgaz girişi olacağı planlanmaktadır.

Çizelge 5.7 Kombine çevrim santrali tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch_Out1	PSch_Out2	PSch_In1	PSch_In2	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	MW	tones/h	m3/h	0,00	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	10,000	20,000	2500,000	0,000	0,000
1.4.11 11:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 12:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 13:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 14:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 15:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 16:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 17:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 18:00	20,000	40,000	5000,000	0,000	0,000
1.4.11 19:00	10,000	20,000	2500,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Su Türbini-1'in tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.8'de görülmektedir. Burada PSch, MW cinsinden Planlanan Güç; PSch_fu ise kTon bazında kullanılan su miktarını belirtmektedir. Örneğin saat 12:00'de; 11,111 MW üretim planlanırken, 200 kTon su kullanılacağı planlanmaktadır.

Çizelge 5.8 Su türbini-1 tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	MW	ktones/h	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 11:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 12:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 13:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 14:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 15:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 16:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 17:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 18:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	1,111	20,000	0,000

Su Türbini-2'in tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.9'da görülmektedir. Burada PSch, MW cinsinden Planlanan Güç; PSch_fu ise kTon bazında kullanılan su miktarını belirtmektedir. Örneğin saat 14:00'de; 1,111 MW üretim planlanırken, 20 kTon su kullanılacağı planlanmaktadır.

Çizelge 5.9 Su türbini-2 tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	MW	ktons/h	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 11:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 12:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 13:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 14:00	1,111	20,000	0,000
1.4.11 15:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 16:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 17:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 18:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	2,222	40,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,000

Rüzgar Türbini'nin tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.10'da görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden planlanan gücü göstermektedir. Örneğin saat 03:00'de 16 MW güç üretileceği planlanmaktadır.

Çizelge 5.10 Rüzgar türbini tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Costs
DATUM 1 DATE 1	MW	TL
1.4.11 1:00	2,000	0,000
1.4.11 2:00	3,000	0,000
1.4.11 3:00	16,000	0,000
1.4.11 4:00	15,000	0,000
1.4.11 5:00	16,000	0,000
1.4.11 6:00	15,000	0,000
1.4.11 7:00	17,000	0,000
1.4.11 8:00	18,000	0,000
1.4.11 9:00	15,000	0,000
1.4.11 10:00	16,000	0,000
1.4.11 11:00	17,000	0,000
1.4.11 12:00	18,000	0,000
1.4.11 13:00	17,000	0,000
1.4.11 14:00	16,000	0,000
1.4.11 15:00	15,000	0,000
1.4.11 16:00	13,000	0,000
1.4.11 17:00	11,000	0,000
1.4.11 18:00	9,000	0,000
1.4.11 19:00	7,000	0,000
1.4.11 20:00	5,000	0,000
1.4.11 21:00	4,000	0,000
1.4.11 22:00	3,000	0,000
1.4.11 23:00	2,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000

Büyük Müşteri'nin tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.11'de görülmektedir. Burada; LoForc, tahmin edilen yükü; LoSch ise planlanan yükü göstermektedir. Yük Tahmini bu uygulamada elle girilmiştir. Örneğin saat 01:00'de büyük müşteri için 10 MW tüketim tahmini yapılmışken, sistem tarafından planlanan tüketim değeri de 10 MW'dır.

Çizelge 5.11 Büyük müşteri tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	LoForc	LoSch
DATUM 1 DATE 1	MW	MW
1.4.11 1:00	10,000	10,000
1.4.11 2:00	15,000	15,000
1.4.11 3:00	15,000	15,000
1.4.11 4:00	20,000	20,000
1.4.11 5:00	15,000	15,000
1.4.11 6:00	10,000	10,000
1.4.11 7:00	10,000	10,000
1.4.11 8:00	10,000	10,000
1.4.11 9:00	10,000	10,000
1.4.11 10:00	10,000	10,000
1.4.11 11:00	10,000	10,000
1.4.11 12:00	20,000	20,000
1.4.11 13:00	20,000	20,000
1.4.11 14:00	20,000	20,000
1.4.11 15:00	20,000	20,000
1.4.11 16:00	20,000	20,000
1.4.11 17:00	25,000	25,000
1.4.11 18:00	10,000	10,000
1.4.11 19:00	25,000	25,000
1.4.11 20:00	25,000	25,000
1.4.11 21:00	20,000	20,000
1.4.11 22:00	5,000	5,000
1.4.11 23:00	5,000	5,000
2.4.11 0:00	5,000	5,000

Gün Öncesi Alış'ın tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.12'de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden alınması planlanan gücü; Energy&Start Costs ise gün öncesi piyasasından alımı yapılacak enerjinin TL cinsinden değerini belirtmektedir. Leistungspreis ise bir MWh enerji için ödenmesi planlanan TL cinsinden değeri göstermektedir. Örneğin; saat 06:00'da Gün Öncesi piyasasından 1,6 MW enerji alınması planlanmış ve toplam maliyeti ise 258,210 TL olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.12 Gün öncesi alış için güç çıktısı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	MW	TL	TL
1.4.11 1:00	8,000	1302,742	162,843
1.4.11 2:00	12,000	1951,349	162,612
1.4.11 3:00	0,000	0,000	162,612
1.4.11 4:00	5,000	813,062	162,612
1.4.11 5:00	0,000	0,000	162,232
1.4.11 6:00	1,600	258,210	161,381
1.4.11 7:00	0,000	0,000	171,672
1.4.11 8:00	0,000	0,000	172,022
1.4.11 9:00	0,000	0,000	172,382
1.4.11 10:00	0,000	0,000	175,175
1.4.11 11:00	0,000	0,000	219,119
1.4.11 12:00	0,000	0,000	235,195
1.4.11 13:00	0,000	0,000	204,334
1.4.11 14:00	0,000	0,000	221,351
1.4.11 15:00	0,000	0,000	250,650
1.4.11 16:00	0,000	0,000	235,195
1.4.11 17:00	0,000	0,000	219,119
1.4.11 18:00	0,000	0,000	198,358
1.4.11 19:00	8,000	1421,100	177,637
1.4.11 20:00	20,000	3542,138	177,107
1.4.11 21:00	16,000	2842,200	177,637
1.4.11 22:00	0,000	0,000	178,438
1.4.11 23:00	3,000	490,000	163,333
2.4.11 0:00	3,889	635,185	163,333

Gün Öncesi Satış'ın tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.13'de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden satılması planlanan gücü; Energy&Start Costs ise gün öncesi piyasasına satımı yapılacak enerjinin TL cinsinden değerini belirtmektedir. Leistungspreis ise bir MWh enerji için alınması planlanan TL cinsinden değeri göstermektedir. Örneğin; saat 07:00'de Gün Öncesi piyasasına 7 MW enerji satılması planlanmış ve toplam kazancın ise 1200,5 TL olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.13 Gün öncesi satış için güç çıktısı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	MW	TL	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	162,680
1.4.11 2:00	0,000	0,000	162,450
1.4.11 3:00	1,000	-162,450	162,450
1.4.11 4:00	0,000	0,000	162,450
1.4.11 5:00	1,000	-162,070	162,070
1.4.11 6:00	0,000	0,000	161,220
1.4.11 7:00	7,000	-1200,500	171,500
1.4.11 8:00	8,000	-1374,800	171,850
1.4.11 9:00	5,000	-861,050	172,210
1.4.11 10:00	16,556	-2897,222	175,000
1.4.11 11:00	27,556	-6031,911	218,900
1.4.11 12:00	29,111	-6839,947	234,960
1.4.11 13:00	6,800	-1388,084	204,130
1.4.11 14:00	17,111	-3783,780	221,130
1.4.11 15:00	26,111	-6538,222	250,400
1.4.11 16:00	24,111	-5665,147	234,960
1.4.11 17:00	6,556	-1435,011	218,900
1.4.11 18:00	19,556	-3875,129	198,160
1.4.11 19:00	0,000	0,000	177,460
1.4.11 20:00	0,000	0,000	176,930
1.4.11 21:00	0,000	0,000	177,460
1.4.11 22:00	0,222	-39,613	178,260
1.4.11 23:00	0,000	0,000	163,170
2.4.11 0:00	0,000	0,000	163,170

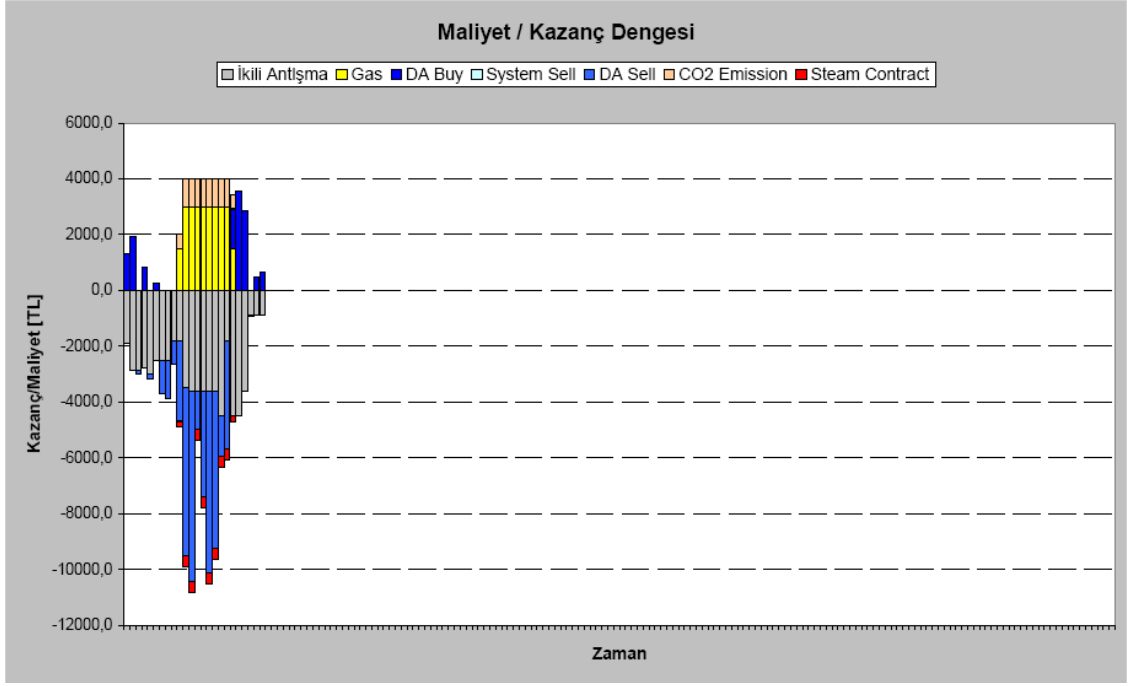
Su Pompası'nın tablosal olarak çıktısı Çizelge 5.14'de görülmektedir. Burada; PSch, su pompasının kTon cinsinden su rezervine pompalayacağı gücü; PSch_fu ise pompalanan su miktarına karşılık pompa tarafından tüketilecek güç miktarını MW cinsinden göstermektedir. Örneğin; saat 06:00'da, su pompasının 110 kTon su pompalaması gerektiği planlanırken buna karşılık 6,6 MW güç ihtiyacı olduğu görülmektedir.

Çizelge 5.14 Su pompası için tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	ktones/h	MW	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	110,000	6,600	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 11:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 12:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 13:00	170,000	10,200	0,000
1.4.11 14:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 15:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 16:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 17:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 18:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,000

5.6 Maliyet Kazanç Çıktısı

Bu çıktıda, saatlik olarak; TL bazında maliyetlerin neler olduğu, enerji satışı sonrası elde edilecek kazancın ise hangi müşteriden geldiği sistem tarafından hesaplanmaktadır. Şekil 5.11’de ‘x’ eksenini üzerinde maliyetler ve kaynakları görülebilirken, ‘x’ eksenini altında ise satıştan elde edilecek kazancın nerelerden sağlanacağı görülebilmektedir. Örneğin saat 12:00’de; gaz alımı için hesaplanan maliyet 3.000 TL, CO2 salınımından kaynaklanan olası maliyet ise 1.000 TL olarak hesaplanırken; aynı saat dilimi içerisinde ikili antlaşmadan 3.600 TL, Gün Öncesi Piyasasından 6.839 TL ve buhar sözleşmesinden ise 400 TL kazanç olacağı sistem tarafından hesaplanmıştır.



Şekil 5.11 Maliyet kazanç dengesi

İkili Antlaşmadan elde edilecek kazancın tablosal çıktısı Çizelge 5.15’de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden satılması planlanan gücü; Energy&Start Costs ise elde edilecek gücün TL cinsinden değerini belirtmektedir. Leistungspreis ise sözleşme fiyatını göstermektedir. Örneğin; saat 02:00’de 15 MW enerji satılması planlanmış ve toplam kazancın ise 2850 TL olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.15 İkili antlaşma için tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	MW	TL	TL
1.4.11 1:00	10,000	-1900,000	190,000
1.4.11 2:00	15,000	-2850,000	190,000
1.4.11 3:00	15,000	-2850,000	190,000
1.4.11 4:00	20,000	-2800,000	140,000
1.4.11 5:00	15,000	-3000,000	200,000
1.4.11 6:00	10,000	-2500,000	250,000
1.4.11 7:00	10,000	-2500,000	250,000
1.4.11 8:00	10,000	-2500,000	250,000
1.4.11 9:00	10,000	-1800,000	180,000
1.4.11 10:00	10,000	-1800,000	180,000
1.4.11 11:00	10,000	-3500,000	350,000
1.4.11 12:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 13:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 14:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 15:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 16:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 17:00	25,000	-4500,000	180,000
1.4.11 18:00	10,000	-1800,000	180,000
1.4.11 19:00	25,000	-4500,000	180,000
1.4.11 20:00	25,000	-4500,000	180,000
1.4.11 21:00	20,000	-3600,000	180,000
1.4.11 22:00	5,000	-900,000	180,000
1.4.11 23:00	5,000	-900,000	180,000
2.4.11 0:00	5,000	-900,000	180,000

Gaz maliyetini tablosal çıktısı Çizelge 5.16’da görülmektedir. Burada; PSch, m3 cinsinden satın alınan gaz miktarını; Energy&Start Costs ise toplam maliyeti göstermektedir. Leistungspreis ise sözleşme fiyatıdır.

Çizelge 5.16 Gaz maliyeti için tablosal çıktı

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	m3/h	TL	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 10:00	2500,000	1500,000	0,600
1.4.11 11:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 12:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 13:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 14:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 15:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 16:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 17:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 18:00	5000,000	3000,000	0,600
1.4.11 19:00	2500,000	1500,000	0,600
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,600
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,600
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,600

Gün Öncesi Alış maliyetinin tablosal çıktısı Çizelge 5.17’de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden satın alınan enerji miktarını; Energy&Start Costs ise toplam maliyeti göstermektedir. Leistungspreis ise gün öncesi tahmin edilen alış fiyatıdır. Örneğin; saat 02:00’de gün öncesi piyasasından 12 MW enerji alınacağı ve 1951,349 TL maliyet olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.17 Gün öncesi için alış maliyet tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	MW	TL	TL
1.4.11 1:00	8,000	1302,742	162,843
1.4.11 2:00	12,000	1951,349	162,612
1.4.11 3:00	0,000	0,000	162,612
1.4.11 4:00	5,000	813,062	162,612
1.4.11 5:00	0,000	0,000	162,232
1.4.11 6:00	1,600	258,210	161,381
1.4.11 7:00	0,000	0,000	171,672
1.4.11 8:00	0,000	0,000	172,022
1.4.11 9:00	0,000	0,000	172,382
1.4.11 10:00	0,000	0,000	175,175
1.4.11 11:00	0,000	0,000	219,119
1.4.11 12:00	0,000	0,000	235,195
1.4.11 13:00	0,000	0,000	204,334
1.4.11 14:00	0,000	0,000	221,351
1.4.11 15:00	0,000	0,000	250,650
1.4.11 16:00	0,000	0,000	235,195
1.4.11 17:00	0,000	0,000	219,119
1.4.11 18:00	0,000	0,000	198,358
1.4.11 19:00	8,000	1421,100	177,637
1.4.11 20:00	20,000	3542,138	177,107
1.4.11 21:00	16,000	2842,200	177,637
1.4.11 22:00	0,000	0,000	178,438
1.4.11 23:00	3,000	490,000	163,333
2.4.11 0:00	3,889	635,185	163,333

Gün Öncesi Satış kazanç tablosal çıktısı Çizelge 5.18’de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden satılan enerji miktarını; Energy&Start Costs ise toplam kazancı göstermektedir. Leistungspreis ise gün öncesi tahmini satış fiyatıdır. Örneğin; saat 03:00’de gün öncesi piyasasına 1 MW enerji satılacağı ve 162,450 TL kazanç olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.18 Gün öncesi için satış kazanç tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	MW	TL	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	162,680
1.4.11 2:00	0,000	0,000	162,450
1.4.11 3:00	1,000	-162,450	162,450
1.4.11 4:00	0,000	0,000	162,450
1.4.11 5:00	1,000	-162,070	162,070
1.4.11 6:00	0,000	0,000	161,220
1.4.11 7:00	7,000	-1200,500	171,500
1.4.11 8:00	8,000	-1374,800	171,850
1.4.11 9:00	5,000	-861,050	172,210
1.4.11 10:00	16,556	-2897,222	175,000
1.4.11 11:00	27,556	-6031,911	218,900
1.4.11 12:00	29,111	-6839,947	234,960
1.4.11 13:00	6,800	-1388,084	204,130
1.4.11 14:00	17,111	-3783,780	221,130
1.4.11 15:00	26,111	-6538,222	250,400
1.4.11 16:00	24,111	-5665,147	234,960
1.4.11 17:00	6,556	-1435,011	218,900
1.4.11 18:00	19,556	-3875,129	198,160
1.4.11 19:00	0,000	0,000	177,460
1.4.11 20:00	0,000	0,000	176,930
1.4.11 21:00	0,000	0,000	177,460
1.4.11 22:00	0,222	-39,613	178,260
1.4.11 23:00	0,000	0,000	163,170
2.4.11 0:00	0,000	0,000	163,170

Karbondioksit Emisyon maliyet tablosal çıktısı Çizelge 5.19’da görülmektedir. Burada; PSch, ton cinsinden emisyon miktarını; Energy&Start Costs ise toplam maliyeti göstermektedir. Leistungspreis ise ton başına sabit TL fiyatıdır. Örneğin; saat 10:00’da 5 ton karbondioksit salınımı olacağı ve maliyetin 500 TL olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.19 CO2 maliyet tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	tones/h	TL	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 10:00	5,000	500,000	100,000
1.4.11 11:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 12:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 13:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 14:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 15:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 16:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 17:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 18:00	10,000	1000,000	100,000
1.4.11 19:00	5,000	500,000	100,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	100,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	100,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	100,000

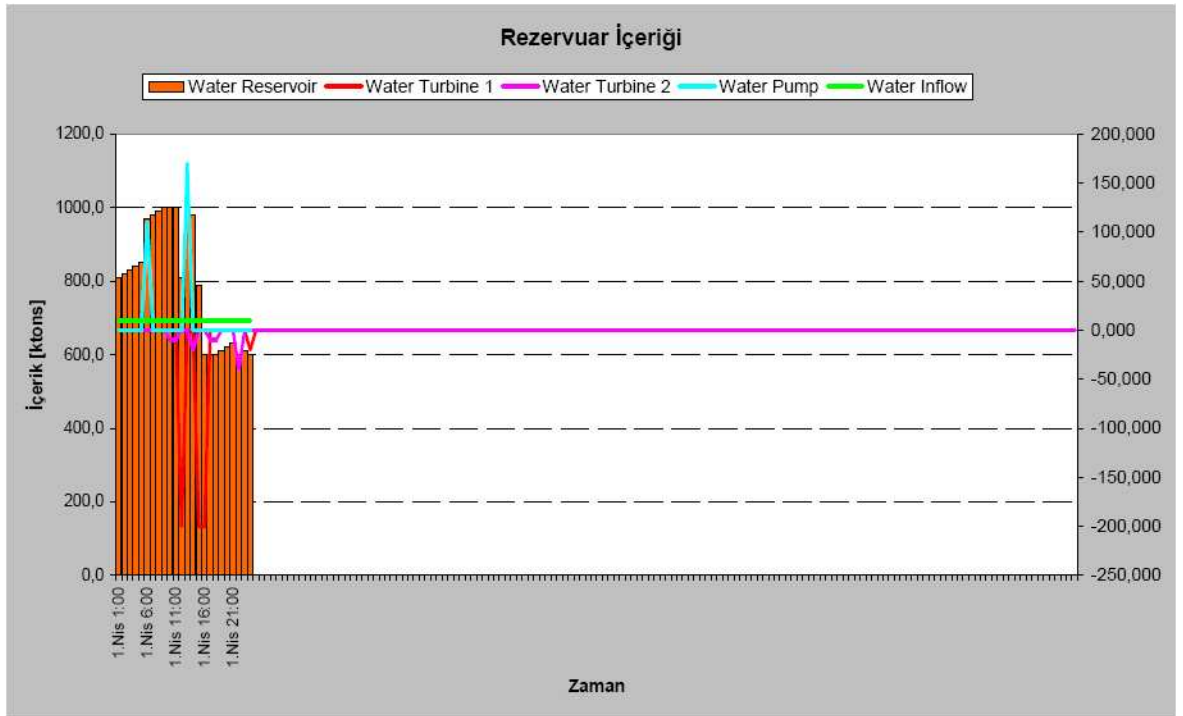
Buhar Sözleşmesi kazanç tablosal çıktısı Çizelge 5.20’de görülmektedir. Burada; PSch, ton cinsinden üretilecek buhar miktarını; Energy&Start Costs ise toplam kazancı göstermektedir. Leistungspreis ise ton başına sözleşmede sabit TL fiyatıdır. Örneğin; saat 10:00’da 20 ton buhar üretimi olacağı ve kazancın 200 TL olacağı görülmektedir.

Çizelge 5.20 Buhar sözleşmesi için kazanç tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Energy & StartCosts	Leistungspreis
DATUM 1 DATE 1	tones/h	TL	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 10:00	20,000	-200,000	10,000
1.4.11 11:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 12:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 13:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 14:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 15:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 16:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 17:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 18:00	40,000	-400,000	10,000
1.4.11 19:00	20,000	-200,000	10,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	10,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	10,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	10,000

5.7 Rezervuar Planlama Çıktısı

Bir sonraki gün için saatlik bazda, hidroelektrik ünitesinin rezervuar durum bilgisi sistem tarafından hesaplanarak grafiksel olarak Şekil 5.12’de gösterilmektedir. Bu grafiksel gösterimde rezervuar kapasitesi; su giriş (nehir) hızı ile su pompasının çalışma saatleri ve kapasitesine bağlı olarak artış olarak etki ederken su türbinlerinin çalışması da eksi yönde etki olduğu kabul edilerek bir sonraki gün için bilgi verilmektedir.



Şekil 5.12 Rezervuar içeriği

Su rezervuar çıkışı Çizelge 5.21’de görülmektedir. Burada; PSch, kton cinsinden rezervuardan kullanılacak saatlik su akış miktarını; PSchC, kton cinsinden saatlik nehir giriş kapasitesini; PSchD, su türbini tarafından kullanılacak suyun kton cinsinden miktarını; ESch ise kton bazında rezervuar kapasitesini göstermektedir. Örneğin; saat 12:00’de 190 ton/saat su tüketimi olurken, nehirden gelen suyun 10kton/saat olacağı ve su türbininin 200 kton/saat su kullanacağı planlanmaktadır.

Çizelge 5.21 Su rezervuar tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSchC	PSchD	PPump	ESch
DATUM 1 DATE 1	ktones/h	ktones/h	ktones/h	0,00	ktones
1.4.11 1:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	810,000
1.4.11 2:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	820,000
1.4.11 3:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	830,000
1.4.11 4:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	840,000
1.4.11 5:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	850,000
1.4.11 6:00	-120,000	120,000	0,000	0,000	970,000
1.4.11 7:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	980,000
1.4.11 8:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	990,000
1.4.11 9:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	1000,000
1.4.11 10:00	0,000	10,000	10,000	0,000	1000,000
1.4.11 11:00	0,000	10,000	10,000	0,000	1000,000
1.4.11 12:00	190,000	10,000	200,000	0,000	810,000
1.4.11 13:00	-180,000	180,000	0,000	0,000	990,000
1.4.11 14:00	10,000	10,000	20,000	0,000	980,000
1.4.11 15:00	190,000	10,000	200,000	0,000	790,000
1.4.11 16:00	190,000	10,000	200,000	0,000	600,000
1.4.11 17:00	0,000	10,000	10,000	0,000	600,000
1.4.11 18:00	0,000	10,000	10,000	0,000	600,000
1.4.11 19:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	610,000
1.4.11 20:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	620,000
1.4.11 21:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	630,000
1.4.11 22:00	30,000	10,000	40,000	0,000	600,000
1.4.11 23:00	-10,000	10,000	0,000	0,000	610,000
2.4.11 0:00	10,000	10,000	20,000	0,000	600,000

Su Türbini-1 çalışma tablosu Çizelge 5.22’de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden üretilen enerji miktarını; PSch_fu ise kullanılacak toplam su miktarını kton biriminde göstermektedir. Örneğin; saat 12:00’de üretilen güç miktarı 11,111 MW iken kullanılacak su miktarı 300 kton’dur.

Çizelge 5.22 Su türbini-1 çalışma tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	MW	ktones/h	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 11:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 12:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 13:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 14:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 15:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 16:00	11,111	200,000	0,000
1.4.11 17:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 18:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	1,111	20,000	0,000

Su Türbini-2 çalışma tablosu Çizelge 5.23’de görülmektedir. Burada; PSch, MW cinsinden üretilen enerji miktarını; PSch_fu ise kullanılacak toplam su miktarını kton biriminde göstermektedir. Örneğin; saat 11:00’de üretilen güç miktarı 0,556 MW iken kullanılacak su miktarı 10 kton’dur.

Çizelge 5.23 Su türbini-2 çalışma tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	MW	ktons/h	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 11:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 12:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 13:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 14:00	1,111	20,000	0,000
1.4.11 15:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 16:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 17:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 18:00	0,556	10,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	2,222	40,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,000

Su Pompası çalışma tablosu Çizelge 5.24’de görülmektedir. Burada; PSch, kton cinsinden saatlik bazda pompalanacak su miktarını; PSch_fu ise bu su miktarı için harcanması gereken güç miktarını MW cinsinden göstermektedir. Örneğin; saat 06:00’da pompalanacak su miktarı 110 kton/saat iken, su pompasının harcadığı güç miktarı 6,6 MW’dır.

Çizelge 5.24 Su pompası çalışma tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	PSch_fu	StartCosts
DATUM 1 DATE 1	ktones/h	MW	TL
1.4.11 1:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 2:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 3:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 4:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 5:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 6:00	110,000	6,600	0,000
1.4.11 7:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 8:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 9:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 10:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 11:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 12:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 13:00	170,000	10,200	0,000
1.4.11 14:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 15:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 16:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 17:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 18:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 19:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 20:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 21:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 22:00	0,000	0,000	0,000
1.4.11 23:00	0,000	0,000	0,000
2.4.11 0:00	0,000	0,000	0,000

Su akış tablosu Çizelge 5.25’de görülmektedir. Burada; PSch, kton cinsinden saatlik bazda nehir akı hızını göstermektedir. Örneğin; saat 06:00’da nehir akış hızı 10 kton/saat’dir.

Çizelge 5.25 Su akış durum tablosu

Zeitstempel Time Stamp	PSch	Costs
DATUM 1 DATE 1	ktones/h	TL
1.4.11 1:00	10,000	0,000
1.4.11 2:00	10,000	0,000
1.4.11 3:00	10,000	0,000
1.4.11 4:00	10,000	0,000
1.4.11 5:00	10,000	0,000
1.4.11 6:00	10,000	0,000
1.4.11 7:00	10,000	0,000
1.4.11 8:00	10,000	0,000
1.4.11 9:00	10,000	0,000
1.4.11 10:00	10,000	0,000
1.4.11 11:00	10,000	0,000
1.4.11 12:00	10,000	0,000
1.4.11 13:00	10,000	0,000
1.4.11 14:00	10,000	0,000
1.4.11 15:00	10,000	0,000
1.4.11 16:00	10,000	0,000
1.4.11 17:00	10,000	0,000
1.4.11 18:00	10,000	0,000
1.4.11 19:00	10,000	0,000
1.4.11 20:00	10,000	0,000
1.4.11 21:00	10,000	0,000
1.4.11 22:00	10,000	0,000
1.4.11 23:00	10,000	0,000
2.4.11 0:00	10,000	0,000

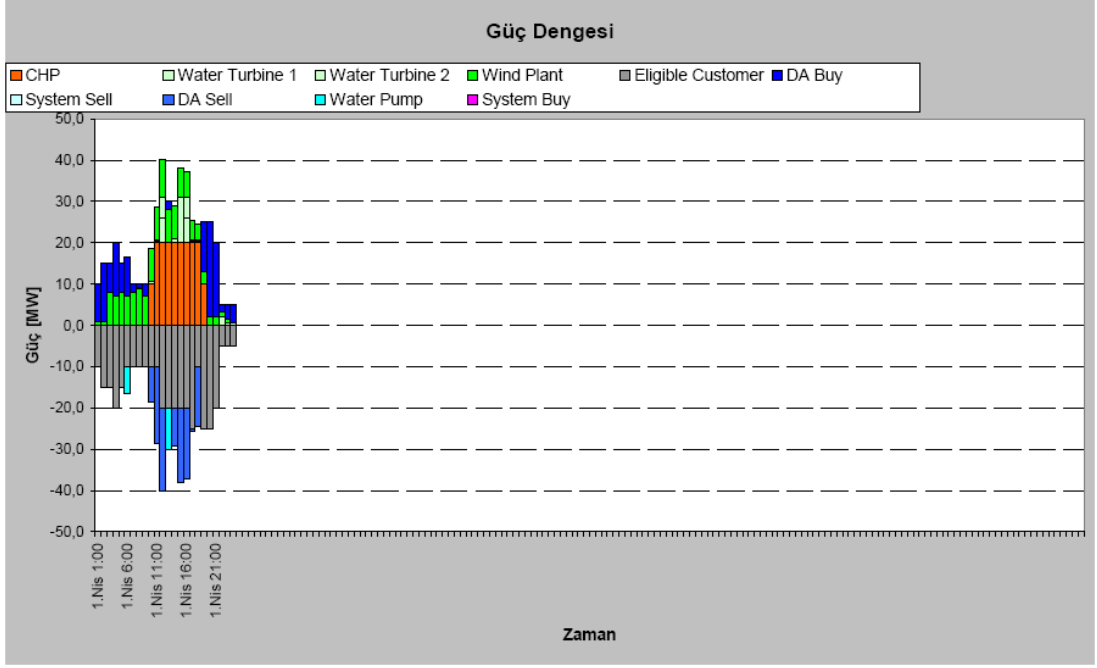
5.8 Senaryo 1: Rüzgar Türbini Alternatif Modellemesi

Rüzgar türbinine ait üretim tahmininin, toplam optimizasyona etkisini göstermek için üretim tahminleri Çizelge 5.26’de görüldüğü gibi yarı değerlerine çekilmiştir.

Çizelge 5.26 Senaryo 1 için üretim tahminleri

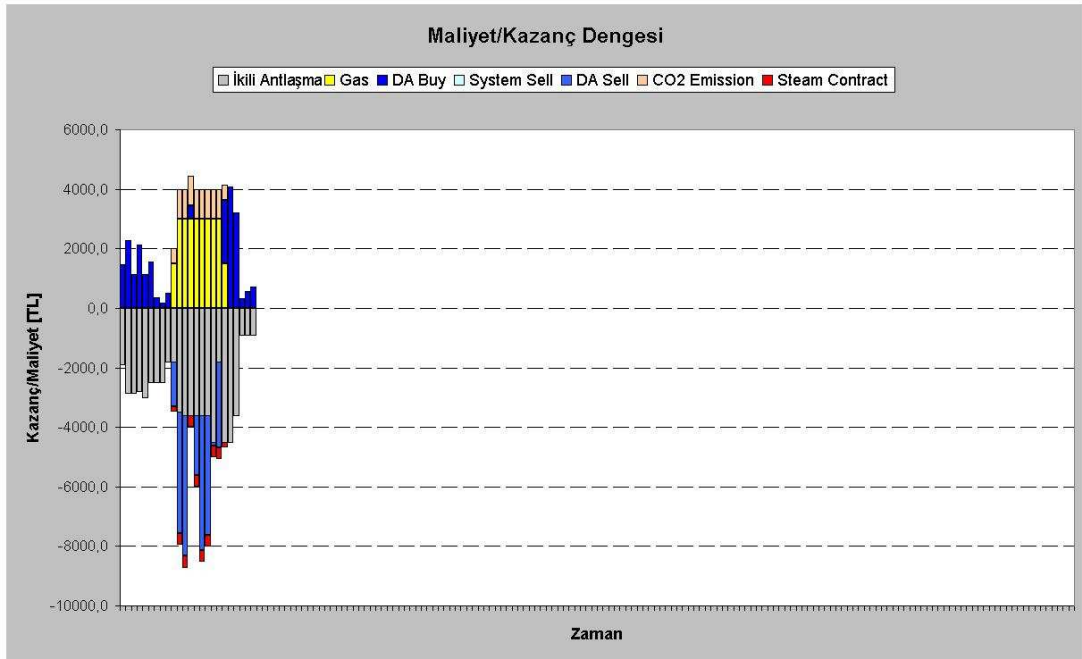
Zeitstempel Time Stamp	PForc	PForcMin	PForcMax
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW
1.4.11 1:00	1	0	0
1.4.11 2:00	1	0	0
1.4.11 3:00	8	0	0
1.4.11 4:00	7	0	0
1.4.11 5:00	8	0	0
1.4.11 6:00	7	0	0
1.4.11 7:00	8	0	0
1.4.11 8:00	9	0	0
1.4.11 9:00	7	0	0
1.4.11 10:00	8	0	0
1.4.11 11:00	8	0	0
1.4.11 12:00	9	0	0
1.4.11 13:00	8	0	0
1.4.11 14:00	8	0	0
1.4.11 15:00	7	0	0
1.4.11 16:00	6	0	0
1.4.11 17:00	5	0	0
1.4.11 18:00	4	0	0
1.4.11 19:00	3	0	0
1.4.11 20:00	2	0	0
1.4.11 21:00	2	0	0
1.4.11 22:00	1	0	0
1.4.11 23:00	1	0	0
2.4.11 0:00	0	0	0

Rüzgar türbini için üretim tahmini düşürüldüğünde, Şekil 5.13'deki gibi tüm sisteme ait güç üretim grafiği çıkmaktadır. Çıkan sonuçta; kombine çevrim santralinden üretilmesi planlanan enerji miktarı ile ikili antlaşmaya satılacak enerji miktarında bir değişiklik olmadığı görülmüştür. Diğer taraftan, rüzgar türbininden üretilmesi planlanan enerji miktarı yarı değerine kadar düşmüş buna karşılık gün öncesi piyasasından alınması planlanan enerji miktarının arttığı görülürken, gün öncesi piyasasına satış miktarının azaldığı görülmektedir.



Şekil 5.13 Senaryo 1 için güç dengesi çıktısı

Güç üretim grafiği sonuçlarına bağlı olarak değişen Maliyet/Kazanç Dengesi (Şekil 5.14) grafiğinde ise görülen en önemli değişiklik gün öncesi piyasasından alınacak enerji maliyetinin artmasıdır. Kombine çevrim santrali maliyetlerinde ise bir değişiklik olmamıştır. Kazanç tarafında gün öncesi piyasasından elde edilecek kar düşerken, buhar sözleşmesinden elde edilecek kar miktarında ise bir değişiklik olmadığı görülmüştür.



Şekil 5.14 Senaryo 1 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı

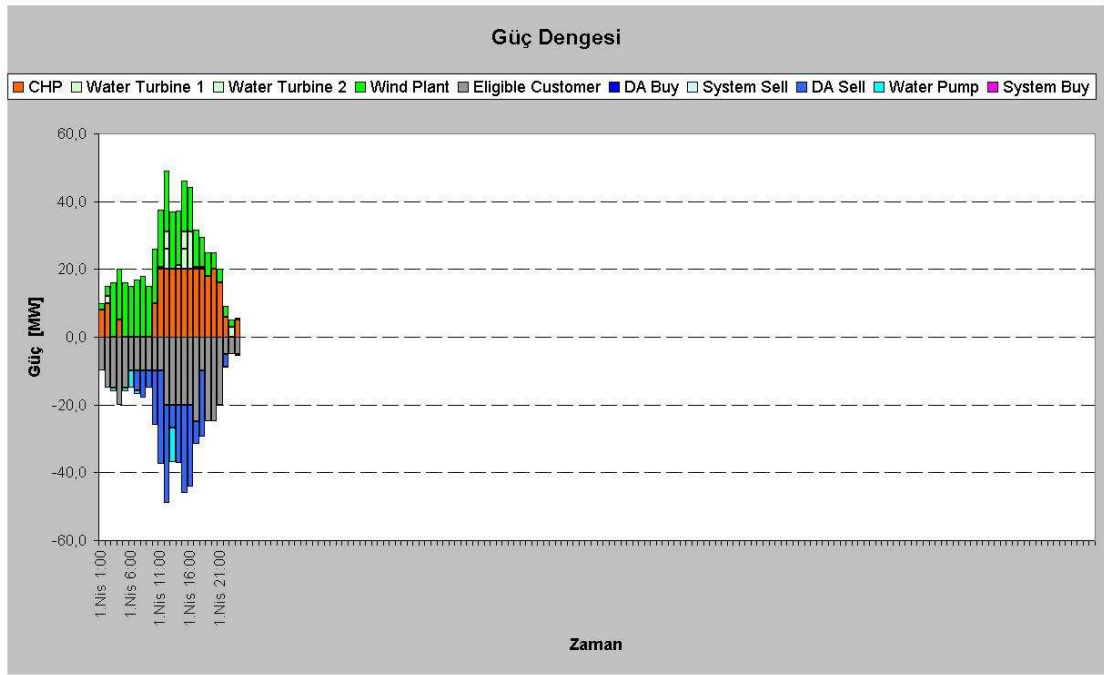
5.9 Senaryo 2: Gün Öncesi Alış Fiyatı Alternatif Modellemesi

Gün Öncesi Alış fiyatlarının sistemde toplam optimizasyona etkisini görmek amacı ile alış fiyatları (Çizelge 5.27) yarı değeri kadar arttırıldı.

Çizelge 5.27 Senaryo 2 için “DA Buy” modellemesi

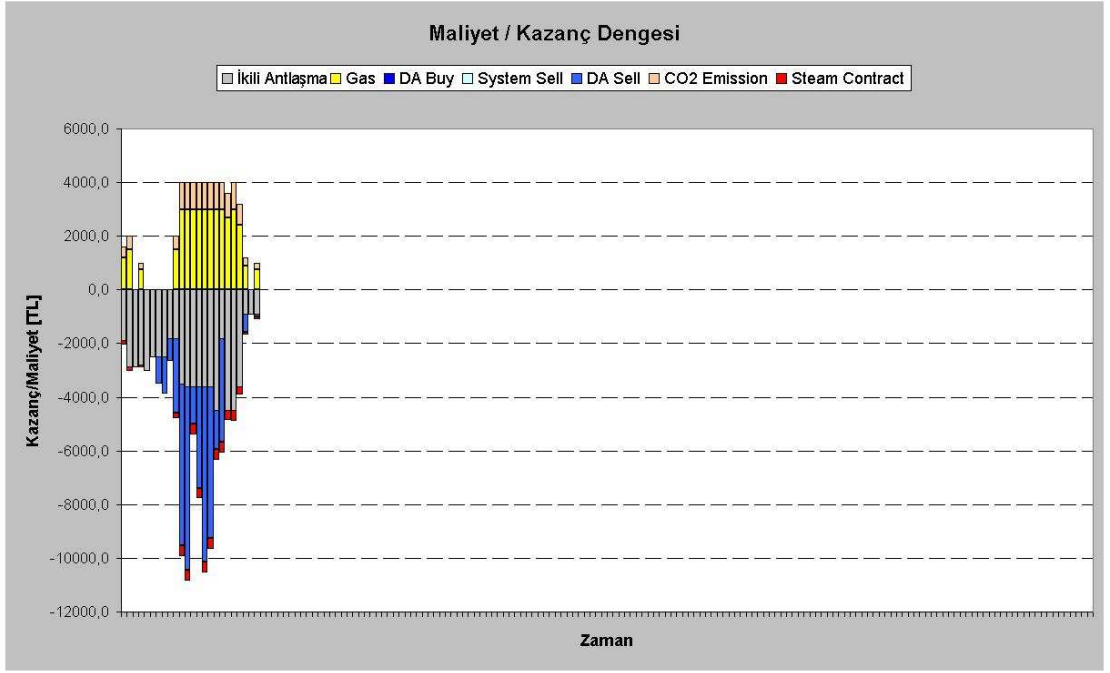
Zeitstempel Time Stamp	MinP	MaxP	PFixSch	GenMode	EvCurOffset	EvCurFactor1
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-	TL	TL / MWh
1.4.11 1:00	0	48	5	2	0	244,02
1.4.11 2:00	0	48	0	1	0	243,675
1.4.11 3:00	0	48	0	1	0	243,675
1.4.11 4:00	0	48	0	1	0	243,675
1.4.11 5:00	0	48	0	1	0	243,105
1.4.11 6:00	0	48	0	1	0	241,83
1.4.11 7:00	0	48	0	1	0	257,25
1.4.11 8:00	0	48	0	1	0	257,775
1.4.11 9:00	0	48	0	1	0	258,315
1.4.11 10:00	0	48	0	1	0	262,5
1.4.11 11:00	0	48	0	1	0	328,35
1.4.11 12:00	0	48	0	1	0	352,44
1.4.11 13:00	0	48	0	1	0	306,195
1.4.11 14:00	0	48	0	1	0	331,695
1.4.11 15:00	0	48	0	1	0	375,6
1.4.11 16:00	0	48	0	1	0	352,44
1.4.11 17:00	0	48	0	1	0	328,35
1.4.11 18:00	0	48	0	1	0	297,24
1.4.11 19:00	0	48	0	1	0	266,19
1.4.11 20:00	0	48	0	1	0	265,395
1.4.11 21:00	0	48	0	1	0	266,19
1.4.11 22:00	0	48	0	1	0	267,39
1.4.11 23:00	0	48	0	1	0	244,755
2.4.11 0:00	0	48	0	1	0	244,755

Gün Öncesi Alış fiyatları arttırıldığında, Şekil 5.15’deki gibi tüm sisteme ait güç üretim grafiği çıkmaktadır. Grafikte en önemli değişikliğin; gün öncesi piyasasından enerji satın alınmasının planlanmadığı bunun yerine kombine çevrim santrali ve rüzgar türbinlerinin üretim kapasitelerinin arttırıldığı görülmektedir. Buna karşılık üretilen enerjinin aynı miktarlarda gün öncesi piyasasına ve ikili antlaşmaya satılmasının planlandığı görülmektedir.



Şekil 5.15 Senaryo 2 için güç dengesi çıktısı

Değişen gün öncesi alış fiyatlarına göre Maliyet/Kazanç dengesi Şekil 5.16’da görülmektedir. Bu grafikte görülen en önemli değişikliğin; gün öncesi piyasasından hiçbir maliyet gelmediği buna karşılık gaz alımı ile karbondioksit emisyon maliyetlerinde artış olduğu görülmektedir. Gün öncesi piyasasından ve ikili antlaşmadan elde edilecek kar aynı kalmakla beraber, buhar sözleşmesinden elde edilecek kar ise artış göstermektedir.



Şekil 5.16 Senaryo 2 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı

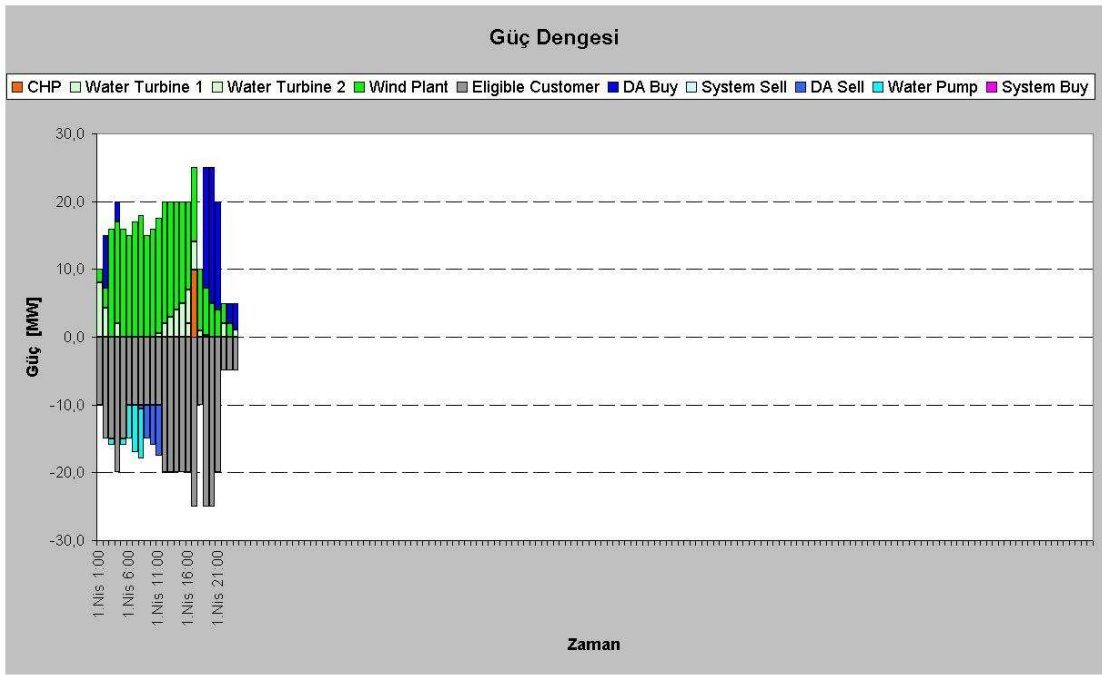
5.10 Senaryo 3: Gün Öncesi Satış Fiyatı Alternatif Modellemesi

Gün Öncesi Satış fiyatlarının sisteminde toplam optimizasyona etkisini görmek amacı ile satış fiyatları (Çizelge 5.28) yarı değeri kadar azaltıldı.

Çizelge 5.28 Senaryo 3 için “DA Sell” modellemesi

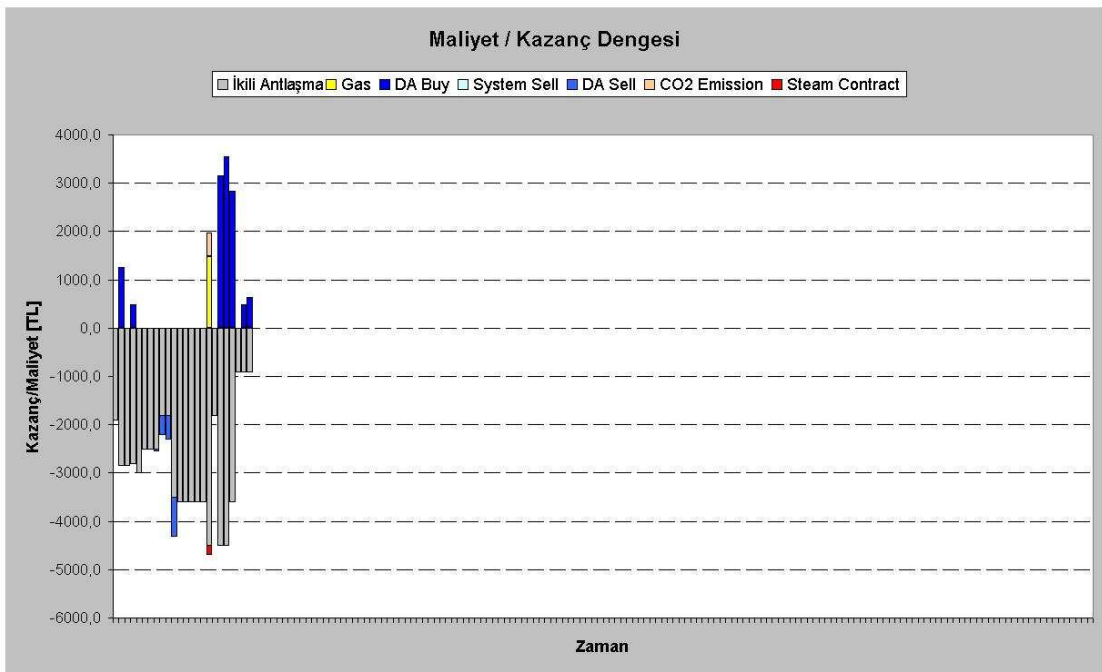
Zeitstempel Time Stamp	MinP	MaxP	PFixSch	GenMode	EvCurOffset	EvCurFactor1
DATUM 1 DATE 1	MW	MW	MW	-	TL	TL / MWh
1.4.11 1:00	0	48	0	1	0	81,34
1.4.11 2:00	0	48	0	1	0	81,23
1.4.11 3:00	0	48	0	1	0	81,23
1.4.11 4:00	0	48	0	1	0	81,23
1.4.11 5:00	0	48	0	1	0	81,04
1.4.11 6:00	0	48	0	1	0	80,61
1.4.11 7:00	0	48	0	1	0	85,75
1.4.11 8:00	0	48	0	1	0	85,93
1.4.11 9:00	0	48	0	1	0	86,11
1.4.11 10:00	0	48	0	1	0	87,50
1.4.11 11:00	0	48	0	1	0	109,45
1.4.11 12:00	0	48	0	1	0	117,48
1.4.11 13:00	0	48	0	1	0	102,07
1.4.11 14:00	0	48	0	1	0	110,57
1.4.11 15:00	0	48	0	1	0	125,20
1.4.11 16:00	0	48	0	1	0	117,48
1.4.11 17:00	0	48	0	1	0	109,45
1.4.11 18:00	0	48	0	1	0	99,08
1.4.11 19:00	0	48	0	1	0	88,73
1.4.11 20:00	0	48	0	1	0	88,47
1.4.11 21:00	0	48	0	1	0	88,73
1.4.11 22:00	0	48	0	1	0	89,13
1.4.11 23:00	0	48	0	1	0	81,59
2.4.11 0:00	0	48	0	1	0	81,59

Gün Öncesi Satış fiyatları azaltıldığında, Şekil 5.17’deki gibi tüm sisteme ait güç üretim grafiği çıkmaktadır. Bu çıktıdaki en önemli değişiklik; rüzgar ve su türbinlerinden üretilecek enerjinin artırılması ve kombine çevrim santralinden üretilmesi planlanan enerji miktarının azaltılmasıdır. İkili antlaşmaya satılması planlanan enerji miktarı aynı kalırken, gün öncesi piyasasına enerji satışı büyük oranda düşüş göstermektedir.



Şekil 5.17 Senaryo 3 için güç dengesi çıktısı

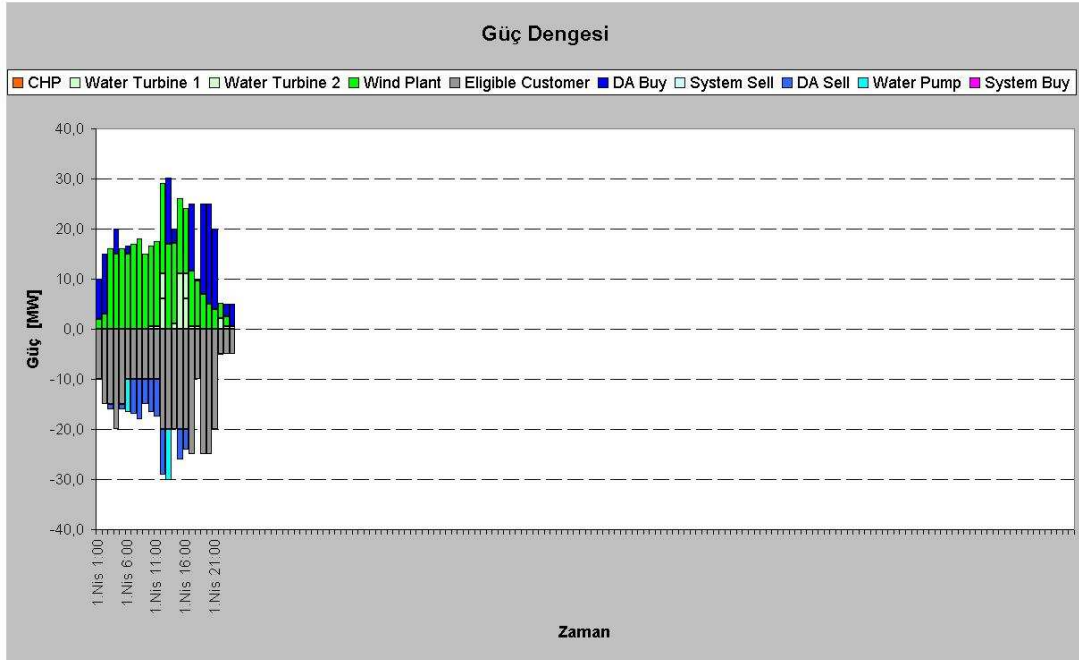
Gaz alımı ve karbondioksit emisyon maliyetleri büyük ölçüde azalmaktadır (Şekil 5.18). Buna paralel olarak gün öncesi piyasasından ve buhar sözleşmesinden elde edilecek kar miktarı da düşmektedir.



Şekil 5.18 Senaryo 3 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı

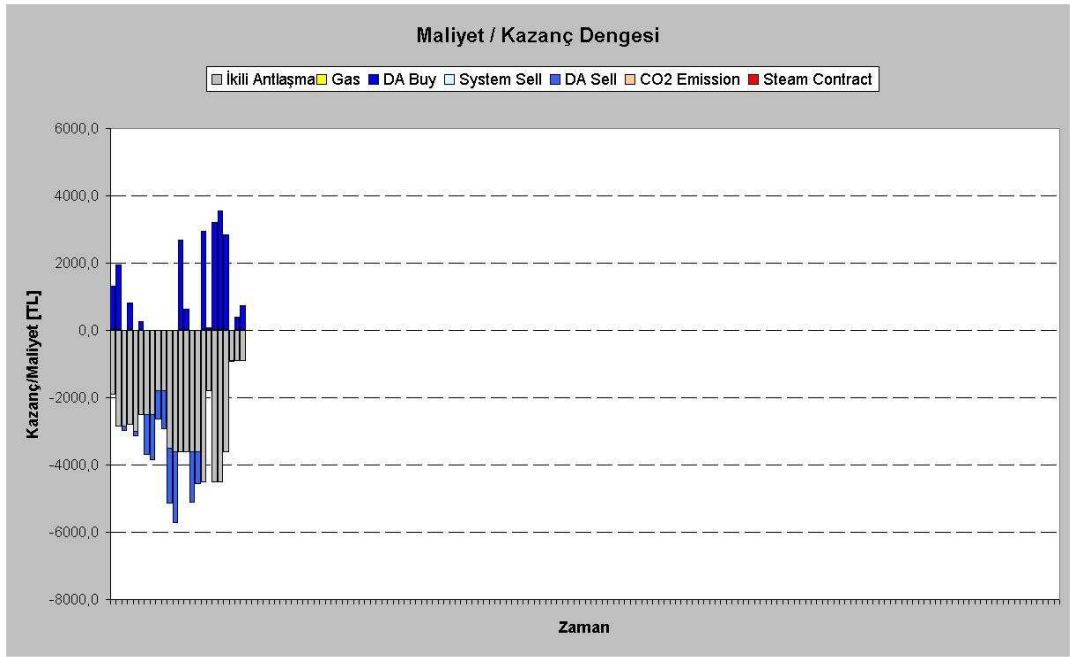
5.11 Senaryo 4: Kombine Çevrim Santrali Alternatif Modellemesi

Kombine Çevrim Santralinin sistemde toplam optimizasyona etkisini görmek amacı ile planlama dışı bırakıldı.



Şekil 5.19 Senaryo 4 için güç dengesi çıktısı

Şekil 5.19, Kombine Çevrim Santralinin planlama dışı bırakılması durumunda yeni Güç Dengesi grafiğini göstermektedir. Bu senaryoda rüzgar türbininden üretilecek enerji miktarında ciddi artışlar görülmektedir. Gün öncesi piyasasından da enerji alış miktarı artmaktadır. İkili antlaşmadan elde edilecek kar aynı kalırken (Şekil 5.20), gün öncesi piyasasından elde edilecek kazanç miktarı düşmektedir.



Şekil 5.20 Senaryo 4 için maliyet/kazanç dengesi çıktısı

BÖLÜM 6

SONUÇ ve ÖNERİLER

Optimizasyon modülleri ile Üretim Şirketleri, planlama ve doğru tahmin gibi operasyonel ihtiyaçlarını karşılayabilmekte ve daha çok kazanç sağlayabilmektedir.

Optimizasyon modüllerinin asıl amacı maliyeti düşürmek değil farklı enerji kaynaklarının doğru zamanda kullanılmasını sağlayarak elde edilecek kazancı arttırmaktır.

Yeni piyasa düzeninde, enerji üretim firmaları; birden çok ve farklı üretim kaynaklarına sahip olmaları durumunda, tüm portföyü için teklif verebileceklerdir. Bu durumda güç dengelemesini üretim şirketleri kendi içinde yapmak zorunda kalacaklardır. Farklı üretim portföyüne sahip üretim firması için doğru bir planlama yapmak artık çok daha önemli hale gelmiştir.

Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine; her saat için üretim kapasitesi ve bu kapasiteye karşılık gelen satış fiyatı teklif edilmelidir. Üretim yapmadan sistemden elektrik satın alınması isteniyorsa bu da aynı şekilde teklif edilmelidir.

İncelenen DEMS Optimizasyon yazılımında sistem kısıtlamaları dikkate alınmamıştır. Farklı üretim portföyü olması durumunda sistemin davranışını görebilmek için, rüzgar, termik ve hidroelektrik santralleri modellenmiştir. Modelleme yapılırken gerçeğe yakın değerlerin kullanılmasına özen gösterilmiştir. Üretim tesislerine ait teknik veriler ile ikili antlaşmaların sabit saatlik fiyatları gibi ticari veriler sisteme girilerek tüm portföy için saatlik üretim planı ile maliyet kazanç dengesinin çıktısı sistemden alınmıştır.

Yapılan çalışma sonucu aşağıdaki sonuçlar ortaya konulmuştur:

Bir sonraki günün belli saatleri için; piyasa fiyatları ile üretim maliyeti ve teknik kapasite verileri dikkate alınarak, üretim yapmak yerine elektrik piyasasından enerji alınıp, ikili antlaşma ile sözleşmesi sabit olan müşterilere elektrik enerjisi satmak, üretim şirketinin kazancını arttırmaktadır. Üretilecek enerjinin maliyeti teknik veriler ile sistem tarafından bilinebilmektedir. Bir sonraki gün için marjinal satış fiyatlarının doğru tahmin edilmesi; enerji üretmek veya üretmek yerine sistemden alınması için karar vermede en önemli faktördür.

İkili antlaşma yapılan müşterinin tüketiminin doğru tahmin yapılması önemlidir. Şekil 5.10'da güç dengesinin çıktısı incelendiğinde, üretilen enerjinin bir antlaşma ile sabit satış garantisinin olması, gün öncesi piyasasına veya dengeleme güç piyasasına göre riskleri daha az olduğu görülmektedir. Bu grafiğe göre enerji tüketiminin yoğun olmadığı zamanlar (gece) için tek alternatifin; ikili antlaşmanın yapıldığı müşteri olduğu çıkmaktadır.

Hidroelektrik santral modellenirken, gerekli durumlarda rezervuarın doldurulması için su pompası modellenerek günün hangi saatlerinde ne kadar çalıştırılması gerektiği görülmüştür.

Rüzgar santrali için işletme maliyetleri sistemde tanımlanmadığından Şekil 5.11 Maliyet kazanç grafiğinde iki saatlik dilim süresince her hangi bir maliyet görülmemektedir. Bu da rüzgar santrali için doğru üretim tahmini yapmanın önemini göstermektedir. Bu uygulamada, rüzgar santrali için üretim tahmini; meteorolojiden alınan rüzgar hızı ve yönü bilgilerine göre rüzgar türbini üretim tablosu göz önünde bulundurularak yapılmıştır. Önümüzdeki piyasa döneminde; Günlük Üretim Programları (GÜP) piyasa katılımcısına ait her bir dengeleme birimi için ayrı yapılmalıdır. Rüzgar santralleri için de günlük üretim programları yapılabileceğinden, yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem içinde modellenebilmesi farklı kaynaklardan oluşan portföye sahip bir üretim şirketi için ayrıca önem taşımaktadır.

Kombine Çevrim Santrali özellikle elektrik tüketiminin yoğun ve pahalı olduğu gündüz saatlerinde çalıştırılarak en çok kazancın sağlanmasında büyük etkidir. Şekil 5.11 Maliyet kazanç grafiğinde görülebildiği gibi, kombine çevrim santralleri, ikili antlaşmalar dışında serbest piyasadan yüksek kazanç sağlamak için en önemli üretim kaynaklarıdır.

Sayısal uygulamada ayrıca dört değişik senaryo çalışması yapılarak ilk girilen parametre değerlerinden farklılıklar sistem üzerinde görülmüştür. Normal çalışma; ilk girilen değerler olmak üzere, uygulanan senaryolar aşağıdaki gibidir:

Senaryo 1 : Rüzgar türbini için üretim tahminleri yarıya indirildi,

Senaryo 2 : Gün Öncesi Piyasasından alış fiyatları yarı fiyatı kadar arttırıldı,

Senaryo 3 : Gün Öncesi Piyasasına satış fiyatları yarı fiyatına çekildi,

Senaryo 4 : Kombine Çevrim Santralinin toplam optimizasyona girmemesi için planlama dışı bırakıldı.

Uygulanan bu senaryolar sonrasında tüm sistemden elde edilen kazanç ve oluşan maliyetler aşağıdaki gibi oluşmuştur.

Çizelge 5.1 Senaryo karşılaştırması

	Maliyet	Kazanç
Normal Çalışma	49.255,98 TL/gün	113.454,93 TL/gün
Senaryo 1	58.169,66 TL/gün	95.060,46 TL/gün
Senaryo 2	51.600 TL/gün	115.115,54 TL/gün
Senaryo 3	14.391,87 TL/gün	69.631,81 TL/gün
Senaryo 4	21.403,12 TL/gün	78.838,53 TL/gün

Optimizasyon sonrası elde edilecek kazanç /maliyet bilgilerini gösteren Çizelge 5.1'e göre; maliyetten arındırılmış kazancın en düşük Senaryo 1'de olduğu görülmektedir. Bu değer: $95.060 - 58.169 = 36.891$ TL'dir. Bu sonuç, yakıt maliyeti olmayan rüzgar enerjisinin üretim kapasitesinin düşmesi durumunda, kazancın da büyük oranda düştüğünü göstermektedir. Aynı şekilde en yüksek kazanç Senaryo-2'de görülmektedir. Gün öncesi fiyatlarının artması halinde sistem tarafından yapılan optimizasyon sonucunda; maliyetleri düşük olan yenilenebilir enerji (hidroelektrik, rüzgar) kaynaklarının daha çok kullanıldığı görülmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] Richter, C. ve Sheblé, G., (2007). “A Profit-Based Unit Commitment GA for the Competitive Environment”, IEEE/PES Meeting, 2-14 August 2007, New York.
- [2] Mori, H. ve Kurata, E., (2008). “Application of Gaussian Process to Wind Speed Forecasting for Wind Power Generation” ICSET, 8-9 July 2008, Japan.
- [3] Alferes, H. ve Nazeeruddin, M., (2002). “Electric load forecasting: literature survey and classification of methods”, International Journal of Systems Science, 33: 23-24.
- [4] EPDK, (2003). Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı, Yayın No:5, Ankara.
- [5] Pehlivanürk, E., (2010), Türkiye Elektrik Piyasasında Yeni Dönem, <http://www.elektrikport.com/turkiye-elektrik-piyasasinda-yeni-donem-engin-pehlivanturk/yazar.html>, 11 Ocak 2011.
- [6] Gross, G. ve Galiana, F.D., (1987). “Short term load forecasting”, Proceedings of the IEEE, 75: 1558-1573.
- [7] Srinivasan, D. ve Lee, M.A., (1995). “Survey of hybrid fuzzy neural approaches to electric load forecasting”, Proceedings of the IEEE International Conference on Systems, 27-29 May 1995, Vancouver, 4004-4008.
- [8] Haida, T. ve Muto, S., (1994). “Regression based peak load forecasting using a transformation technique”, IEEE Transactionson Power Systems, 9: 1788-1794.
- [9] Haida,T., Muto,S., Takashi,Y. ve Ishi,Y., (1998). “Peak load forecasting using multiple-year data with trend data processing techniques”, Electrical Engineering in Japan, 124: 7-16.
- [10] Wu, H., ve Lu, C., (1999). “Automatic fuzzy model identification for short-term load forecast”, Generation Transmission and Distribution IEE Proceedings, 146: 477-482.

- [11] Vermaak, J. ve Bot Ha, E. C., (1998). “Recurrent neural networks for short-term load forecasting”, IEEE Transactions on Power Systems, 13: 126-132.
- [12] Willis, H. L. ve Northcote-Green, J. E. D., (1984). “Comparison of fourteen distribution load forecasting methods”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 103: 1190-1197.
- [13] Lai, L.L., Braun, H. ve Zhang, Q.P., (2008). “Intelligent Weather Forecast”, Proceedings of the Third International Conference on Machine Learning and Cybernetics, 26-29 August 2004, Shanghai.
- [14] SIEMENS, (2010). Functional Specification DEMS System Functions Overview, Vienna.
- [15] SIEMENS, (2007). Decentralized Energy Management System DEMS Functional Specification Weather Forecast, Vienna.
- [16] SIEMENS, (2007). Decentralized Energy Management System DEMS Functional Specification Load Forecast, Vienna.
- [17] SIEMENS, (2007). Decentralized Energy Management System DEMS Functional Specification Generation Forecast, Vienna.
- [18] SIEMENS, (2007). Decentralized Energy Management System DEMS Functional Specification Unit Commitment, Vienna.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Mete TAŞPINAR
Doğum Tarihi ve Yeri : 13.05.1973 / İstanbul
Yabancı Dili : İngilizce
E-posta : mete.taspinar@siemens.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Lisans	Elektrik Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	1997
Lise	Fen	Kuleli Askeri Lisesi	1991

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2003-	Siemens San. ve Tic A.Ş.	Satış Grup Müdürü
1998-2003	Siemens San. ve Tic A.Ş.	Proje Uzmanı
1997-1998	Aktif Mühendislik Ltd.Şti.	Proje Mühendisi

YAYINLARI

Makale

1. Dağıtım sistemlerinde teknik olmayan kayıpların gerçek zamanlı hesaplanması
2. Dağıtım şirketleri için Enerji Yönetim Sistemleri
3. Dağıtım şirketleri için Yük Tahmin yöntemleri
4. Elektrik dağıtım şirketleri için DMS modülleri